

DELIBERATION N° 2023-361

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

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

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a modifié le régime d'accès des tiers aux stockages, qui est régulé depuis le 1^{er} janvier 2018.

Les articles L. 452-1 à L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel. Selon les dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE peut procéder aux « 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 ».

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les 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 [...] 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 de l'obligation de maintien en exploitation des sites de stockage prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les opérateurs de stockage, Storengy, Teréga et Géométhane ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace. L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée via le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

La CRE adopte la présente délibération après une large consultation des acteurs. La CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers de travail thématiques ouverts au public, puis une consultation publique sur le prochain tarif ATS3¹, du 26 juillet 2023 au 9 octobre 2023. 24 réponses ont été reçues et les réponses non confidentielles sont publiées sur le site de la CRE. À la suite de cette consultation, la CRE a organisé trois tables rondes avec les fournisseurs et leurs associations, les associations de consommateurs, les autorités concédantes et collectivités locales, portant sur les orientations de la CRE sur les tarifs de distribution, de transport et de stockage de gaz. Enfin, la CRE a auditionné les opérateurs de stockage (Storengy, Teréga et Géométhane), ainsi que leurs actionnaires.

Le présent projet de décision se fonde notamment sur les plans d'affaires transmis par les opérateurs de stockage ainsi que sur de nombreux échanges avec ces derniers, sur des analyses internes, sur des rapports d'auditeurs externes² et sur les avis exprimés par les acteurs en réponse à la consultation publique, lors des tables rondes ou des auditions.

¹ Consultation publique n° 2023-06 du 26 juillet 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de STORENGY, TEREGA et GEOMETHANE (ATS3)

² Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Géométhane, Storengy et Teréga pour la période 2024-2027 ainsi qu'un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel, Géométhane, Storengy et Teréga, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

1. Principaux enjeux du prochain tarif de stockage de gaz (tarif ATS3)

Le tarif ATS porte seulement sur le niveau de revenu autorisé des opérateurs et la régulation incitative, contrairement aux tarifs de transport et de distribution de gaz naturel qui comprennent également la définition de tarifs unitaires (structure tarifaire). En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, poursuivis par la CRE de manière générale dans ses décisions tarifaires, le tarif ATS3 répond aux enjeux de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais prépare également les stockages souterrains de gaz aux problématiques de plus long terme du système gazier.

a. Maîtrise des coûts des opérateurs de stockage

La période tarifaire à venir sera marquée par la poursuite de la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années et constituant un objectif de la PPE. Cette baisse de la consommation s'est accélérée en 2022 sous l'effet des prix du gaz élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Cette baisse prévue, et qui devrait se poursuivre sur plusieurs périodes tarifaires, entraînera mécaniquement une réduction de l'assiette sur laquelle les opérateurs d'infrastructures gazières collectent leurs revenus.

Cette perspective conduit la CRE à effectuer des évolutions du cadre de régulation tarifaire pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier.

La CRE sera particulièrement vigilante et sélective dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement soumis par les opérateurs de stockage. La CRE veillera à ce que ces projets répondent aux objectifs prioritaires de sécurité, d'intégrité des infrastructures et au respect des objectifs fixés par la PPE en matière de sécurité d'approvisionnement de la France. Afin d'atteindre ces objectifs, le tarif ATS3 prend en compte la remontée des taux observée récemment sur les marchés pour préserver la capacité de financement des opérateurs.

Dans ce contexte, la CRE considère également que la maîtrise des charges des opérateurs de stockage est un enjeu essentiel. Les trajectoires de charges d'exploitation retenues pour établir le tarif ATS3 répondent à cet enjeu.

b. Préparer les stockages à la croissance des gaz renouvelables et bas carbone

Le tarif ATS3 donne les moyens aux opérateurs de contribuer à la transition énergétique, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil des gaz renouvelables dans les stockages et à la recherche et au développement.

La PPE en vigueur prévoit à la fois une trajectoire de consommation globale de gaz en diminution, et une transformation du mix énergétique, incluant en particulier un développement du gaz d'origine renouvelable. La PPE a fixé un objectif de 14 à 22 TWh par an de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Le développement constaté ces dernières années, avec plus de 10 TWh d'injection de gaz renouvelable atteints début 2023, est amené à se poursuivre. Les opérateurs devront préparer leurs stockages en conséquence, avec notamment une augmentation probable des impuretés en mélange dans le méthane (H₂, O₂,...).

c. Garantir la sécurité d'approvisionnement

La PPE en vigueur prévoit une stabilité des capacités de stockage actuelles, dont la valeur assurantielle a été réaffirmée durant la crise gazière causée par la guerre déclenchée par la Russie en Ukraine. Le tarif ATS3 donne aux opérateurs les moyens correspondants à cet objectif, avec notamment des ressources supplémentaires allouées à la maintenance.

d. Capacité d'adaptation aux évolutions à long terme

L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières publiée par la CRE le 4 avril 2023³ montre que certains stockages, notamment les cavités salines, pourraient être convertis à l'hydrogène. Néanmoins les décisions de conversion devront être prudentes en s'assurant que le système gazier peut se passer du stockage salin considéré et en s'appuyant sur un besoin de stockage d'hydrogène avéré. Toute conversion avant 2030 semble aujourd'hui exclue, quel que soit le scénario retenu.

Il n'existe donc pas de conversion à l'hydrogène prévue durant la prochaine période tarifaire. Le tarif ATS3 prévoit tout de même des ressources pour permettre aux opérateurs d'étudier la faisabilité de telles conversions.

³ Rapport de la CRE, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », avril 2023

2. Cadre de régulation tarifaire

Le bilan des périodes tarifaires précédentes, le retour des ateliers et de la consultation publique ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne nécessite que des améliorations à la marge afin de prendre en compte les évolutions du système gazier. En conséquence, la CRE reconduit, pour l'ATS3, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans l'ATS2, en les ajustant quand cela est nécessaire : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et développement, couverture a posteriori de certains écarts via le CRCP.

La période tarifaire de l'ATS2 a notamment montré que le cadre tarifaire a protégé les opérateurs de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie tout en limitant l'impact sur les factures des clients.

Pour la période ATS3, la CRE apporte plusieurs modifications, rendues nécessaires par le contexte, au cadre de régulation tarifaire de la période ATS2.

La CRE fait évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an.

Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATS3, la CRE retient :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATS2 et l'ATS1, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme qui s'établit à 3,7 % réel, avant impôts (soit 4,9 % nominal avant impôts dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,5 % réel, avant impôts (soit 7,6 % en nominal avant impôts dont est retraité l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 %⁴ sur la période tarifaire ATS3).

Ces taux sont combinés dans un taux pondéré qui s'appliquera pendant la période ATS3. Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire ATS3 pour un opérateur gazier, soit de 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs.

Pour l'ATS3, le CMPC s'établit à 4,6 % réel, avant impôts (soit 5,9 % en nominal avant impôts dont est retraité l'inflation). Son niveau est en baisse de 0,15 point par rapport à celui de l'ATS2.

Il est composé d'une prime relative au risque spécifique de l'activité de stockage souterrain de gaz naturel de 50 pdb, inchangée par rapport à la période ATS2, et du CMPC pondéré de 4,1 % réel, avant impôts correspondant au niveau retenu pour l'ATR18.

Ce CMPC pondéré de 4,1% niveau prend en compte :

- à travers sa composante fondée sur des paramètres de long terme, les coûts de financement, des actifs existants, avec des taux d'intérêt sur les marchés qui sont restés très bas sur une longue période ;
- à travers sa composante fondée sur des données économiques récentes, la remontée des taux d'intérêt constatée depuis 2022 et ses conséquences sur les coûts de financement des nouveaux actifs ;
- une baisse du *bêta* des actifs de 0,50 à 0,47 pour refléter notamment la résilience des activités régulées en comparaison des autres secteurs de l'économie durant les crises récentes (Covid 19, crise gazière,...). Cependant, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un *bêta* plus élevé que celui des réseaux d'électricité.

⁴ Le retraitements de l'inflation s'obtient par la formule $CMPC\ réel\ avant\ IS = (1 + CMPC\ nominal\ avant\ IS) / (1 + inflation) - 1$

La CRE prépare l'avenir en modifiant le cadre applicable aux nouveaux actifs

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat qu'une partie importante des stockages de gaz restera nécessaire à l'horizon 2050 (même si certaines cavités salines pourraient être converties à l'hydrogène) même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation. Ce constat amène à fixer un cadre tarifaire différent pour les nouveaux actifs afin d'accélérer leur amortissement.

La CRE retient en conséquence le cadre tarifaire suivant pour les actifs entrant dans la base d'actifs régulés (BAR) à partir de 2024 :

- la comptabilisation dans la BAR des nouveaux actifs se fait à la valeur comptable à laquelle s'applique le taux de CMPC nominal fixé par la CRE à 5,9 % (i.e. contenant l'inflation), comme c'est le cas par exemple pour le tarif de transport d'électricité ;
- la réduction des durées d'amortissement des nouveaux actifs à durée de vie longue, soit le passage d'une durée d'amortissement des nouveaux puits, cavités et collecte de 50 à 30 ans.

Le cadre de régulation des actifs entrés dans la BAR antérieurement n'est pas modifié.

3. Niveau tarifaire

Storengy, Teréga et Géométhane ont chacun formulé une demande d'évolution tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2024-2027. Ils indiquent faire face à la hausse générale des coûts (inflation), notamment des prix de l'énergie, ainsi qu'à des obligations croissantes en matière de sécurité ou de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par Storengy, Teréga et Géométhane conduirait à une hausse importante des charges à couvrir (qui correspondent à la somme des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives). Celles-ci s'élèveraient à 963 M€/an en moyenne sur la période à comparer aux 710 M€ de charges à couvrir constatées en 2022 (+36 %).

Ces demandes présentaient notamment une hausse importante des charges nettes d'exploitation, alors que la consommation de gaz est orientée à la baisse.

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec les opérateurs depuis la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE retient une hausse des charges à couvrir moins importante que celle demandée par les opérateurs de stockage. Elle prévoit notamment de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation des opérateurs tout en leur laissant les marges de manœuvre financières pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être acteurs de la transition énergétique. La CRE ne modifie pas la trajectoire d'investissements présentée par Storengy et Teréga. Elle ne retient pas dans la trajectoire présentée par Géométhane un projet de développement de capacité. Par ailleurs, elle ne retient pas le niveau de CMPC demandé par les opérateurs.

Au global, le niveau des charges à couvrir durant la période ATS3 s'élèvera en moyenne à 849 M€/an pour l'ensemble des opérateurs, soit une hausse de 20 % par rapport au niveau réalisé en 2022 de 710 M€. La hausse s'explique notamment par des dépenses additionnelles afin de maintenir la disponibilité des stockages essentiels pour assurer la sécurité d'approvisionnement (en particulier la poursuite des investissements de rénovation du parc existant et un renforcement des charges de maintenance).

Charges d'exploitation

Au terme de ses analyses, la CRE retient des trajectoires de charges d'exploitation qui donnent les moyens à Storengy, Teréga et Géométhane :

- de disposer des ressources nécessaires à la réalisation de l'ensemble de leurs missions, et en particulier de garantir la sécurité industrielle de leurs installations, avec un maintien du niveau de dépenses réalisé durant l'ATS2 ;
- de renforcer les dépenses de maintenance pour limiter la baisse de performance des stockages aquifères ;
- de faire face aux nouveaux enjeux de cybersécurité ;
- de poursuivre leurs travaux de R&D sur le cœur de métier qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage ;
- de disposer d'un budget pour étudier la conversion de leurs actifs à l'hydrogène.

Sur la période 2024-2027, le niveau de la trajectoire de charges nettes d'exploitation hors achats système⁵ fixée par la CRE est supérieur de 4,9 % par rapport au niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation⁶. Elle intègre, à partir de 2025, un effort d'efficacité de 1 % par an sur les charges maîtrisables (hors charges de personnel). La hausse s'explique notamment par un renforcement de la maintenance des stockages aquifères et une hausse des charges d'exploitation des systèmes d'information qui est en partie compensée par une diminution des investissements dans les SI.

Sur la période 2024-2027, la trajectoire des charges nettes d'exploitation hors achats système fixée par la CRE pour Teréga est légèrement inférieure au niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation (-0,8 % sur la période).

Sur la période 2024-2027, la trajectoire des charges nettes d'exploitation hors achats système fixée par la CRE pour Géométhane s'établit au global 9,6 %, au-dessus du niveau des dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation. Cette évolution s'explique notamment par une hausse des dépenses de maintenance associée à la mise en service d'un compresseur et l'évolution mécanique des coûts des contrats de prestation.

Le niveau moyen des charges nettes d'exploitation retenue pour l'ATS3 s'élève à 207 M€/an pour Storengy, 57 M€/an pour Teréga et 20 M€/an Géométhane (respectivement hors achats système 164 M€/an, 43 M€/an et 18 M€/an).

Les trajectoires de charges nettes d'exploitation fixées par la CRE pour la période tarifaire ATS3 correspondent à une enveloppe globale. Les opérateurs de stockage répartiront cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix de gestion.

Le tarif ATS3 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges éventuelles qui seraient liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane, une fois celui-ci adopté, ainsi qu'une clause de rendez-vous liée à des événements externes qui entraîneraient une augmentation des charges d'exploitation de plus 1 %.

Charges de capital

La CRE retient un CMPC de 4,6 % réel, avant impôts (soit 5,9 % nominal avant impôts).

Ce niveau correspond au niveau retenu pour le tarif ATRT8 (4,1 %) auquel est ajoutée une prime relative au risque spécifique de l'activité de stockage souterrain de gaz naturel, fixée, comme dans l'ATS2, à 50 points de base.

La CRE n'a pas apporté de modification de la trajectoire d'investissements présentée par Storengy et Teréga. La trajectoire de Géométhane a, en revanche, été modifiée. En effet, la CRE n'a pas inclus un projet de développement de capacités de Géométhane dans sa trajectoire d'investissements, ce projet ne faisant pas partie du périmètre de régulation fixé par la PPE. Dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées. La CRE veillera, en particulier, à la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des opérateurs de stockage, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 421-7-1 du code de l'énergie.

Le niveau moyen des charges de capital à couvrir pour la période ATS3 s'élève à :

- 409 M€ /an en moyenne pour Storengy ;
- 119 M€ /an en moyenne pour Teréga ;
- 36 M€ /an en moyenne pour Géométhane.

Enfin, il est rappelé que les investissements « infrastructures » des opérateurs de stockage sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées à 100 % au moyen du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et que les opérateurs sont protégés de l'évolution de l'inflation par le tarif.

Evolution du niveau des revenus autorisés

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage correspond à la somme des charges couvrir et de l'apurement du solde du CRCP. En prenant en compte ces éléments, le revenu autorisé s'élève :

- pour Storengy, à 620 M€/an en moyenne sur la période ATS3, dont 579 M€ en 2024 soit une augmentation de 7,0 % par rapport au revenu autorisé pour l'année 2023 de 541 M€ ;
- pour Teréga, à 176 M€/an en moyenne sur la période ATS3, dont 170 M€ en 2024 soit une augmentation de 1,7 %⁷ par rapport au revenu autorisé pour l'année 2023 de 168 M€ ;

⁵ Les achats système correspondent pour les opérateurs de stockage aux charges d'énergie

⁶ En tenant compte d'une correction de l'effet de l'évolution des recettes prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé

⁷ Le revenu autorisé de Teréga en 2023 intègre un solde du CRCP à restituer à l'opérateur de 8 M€. Le total CCN et CNE est en hausse de +9,4 % entre 2023 et 2024.

- pour Géométhane, à 56 M€/an en moyenne sur la période ATS3, dont 49 M€ en 2024 soit une baisse de - 7,6 %⁸ par rapport au revenu autorisé pour l'année 2023 de 53 M€.

Au total, le niveau moyen des revenus autorisés des opérateurs de stockage pour la période ATS3 s'établit à 851 M€ par an en moyenne sur la période 2024-2027. Entre 2023 et 2024, le revenu autorisé des opérateurs est en hausse de 4,8 %. Il évolue ensuite en moyenne de 3,9 %/an sur la période 2024-2027.

4. Transparence

La CRE publie sur son site internet, en complément de la présente délibération :

- l'audit externe de la demande de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2024-2027 ;
- l'audit externe de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane ;
- les réponses non confidentielles à la consultation publique du 26 juillet 2023 ;
- une traduction en anglais de la délibération tarifaire.

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

Chiffres clés

Chiffres Clés 2024-2027 (euros courants)		
	ATS3	2022 réalisé
Charges d'exploitation M€/an	284	232
<i>Storengy</i>	207	161
<i>Teréga Stockage</i>	57	53
<i>Géométhane</i>	20	18
Charges de capital M€/an	564	478
<i>Storengy</i>	409	351
<i>Teréga Stockage</i>	119	105
<i>Géométhane</i>	36	22
CMPC (réel avant impôts)	4,6 %	4,75 %
<i>dont taux historique</i>	4,2 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	6,0 %	N/A
CMPC (nominal avant impôts)	5,9 %	6,1%
<i>dont taux historique</i>	5,4 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	8,1 %	N/A
Investissements M€/an	333	266
<i>Storengy</i>	237	191
<i>Teréga Stockage</i>	69	49
<i>Géométhane</i>	24	27

	2024	2025	2026	2027
Hypothèses d'inflation	2,5 %	2,0 %	2,0 %	1,8 %

⁸ La trajectoire tarifaire ATS2 prévoyait une mise en service en 2023 du nouveau compresseur. La mise en service est dorénavant prévue fin 2024 ce qui décale la hausse du revenu autorisé.



SOMMAIRE

1. COMPETENCE DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	9
1.1 COMPETENCES DE LA CRE	9
1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	9
1.2.1 Consultation des parties prenantes	9
1.2.2 Transparence	10
2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	10
2.1 BILAN ET ENJEUX DU CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	10
2.2 RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU CADRE TARIFAIRE.....	11
2.2.1 Périmètre de régulation.....	11
2.2.2 Détermination du revenu autorisé des opérateurs de stockage	12
2.2.3 Coût du capital et couverture des investissements.....	12
2.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire.....	15
2.2.5 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)	17
2.2.6 Constitution de stocks de gaz par les opérateurs	18
2.2.7 Perception du revenu autorisé.....	18
2.3 MODALITES D'EVOLUTION ANNUELLE DU TARIF.....	18
2.3.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans	18
2.3.2 Clauses de rendez-vous	18
2.3.3 Evolution annuelle du revenu autorisé.....	19
2.4 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	20
2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	20
2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et de recettes	20
2.4.3 Régulation incitative des investissements.....	23
2.5 REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LA COMMERCIALISATION	24
2.6 PENALITES EN CAS DE RESTRICTION DES DROITS DES CLIENTS DES STOCKAGES SOUTERRAINS.....	26
2.7 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	27
2.7.1 Rappel du dispositif en vigueur	27
2.7.2 Indicateurs relatifs aux indisponibilités des capacités de stockage	27
2.7.3 Indicateurs relatifs à l'environnement.....	27
2.8 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D&I.....	28
3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR	28
3.1 DEMANDE TARIFAIRE DES OPERATEURS ET PRINCIPAUX ENJEUX QU'ILS Y ASSOCIENT.....	28
3.1.1 Storengy	28
3.1.2 Teréga.....	29
3.1.3 Géométhane	29
3.2 REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	30
3.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	30
3.3.1 Demande des opérateurs.....	30
3.3.2 Approche d'analyse retenue	32
3.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes	32
3.4 CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	48

3.4.1 Coût moyen pondéré du capital.....	48
3.4.2 Investissements.....	51
3.4.3 Trajectoire de charges de capital normatives.....	56
3.5 CRCP AU 31 DECEMBRE 2023.....	61
3.5.1 Storengy.....	61
3.5.2 Teréga.....	62
3.5.3 Géométhane.....	63
3.6 REVENU AUTORISE SUR LA PERIODE 2024-2027.....	64
4. TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE.....	65
4.1 PERCEPTION DES REVENUS AUTORISES.....	65
4.1.1 Commercialisation des capacités de stockage.....	65
4.1.2 Compensation par les gestionnaires de réseau de transport des revenus manquants.....	65
4.2 PENALITES.....	66
PROJET DE DECISION DE LA CRE.....	67
ANNEXE 1 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE.....	68
ANNEXE 2 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE.....	70
ANNEXE 3 : CALCUL DES REFERENCES POUR LA MISE A JOUR DES CHARGES D'ANE..... ERREUR I SIGNET NON DEFINI.	

1. COMPETENCE DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

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 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 [...] ».

Enfin, l'article L. 452-3 dispose que la CRE « procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie ».

Par la présente délibération, la CRE définit le revenu autorisé et le cadre de régulation des opérateurs de stockage de gaz naturel, Storengy, Teréga et Géométhane, pour la période ATS3 sur les années 2024 à 2027 inclus.

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé cinq ateliers thématiques ouverts au public entre février et septembre 2023 :

- le premier, en date du 22 février 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant l'introduction d'un terme tarifaire facturé en fonction du débit des compteurs des utilisateurs visant prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution. Cet atelier a regroupé 75 participants ;

- le deuxième, en date du 4 mai 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de transport de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la structure du tarif du réseau de grand transport, en particulier les tarifs applicables aux interconnexions. Cet atelier a regroupé 70 participants ;
- le troisième, en date du 10 mai 2023, portait sur les gaz verts. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la tarification applicable à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux. Cet atelier a regroupé 85 participants ;
- le quatrième, en date du 20 juin 2023, portait sur l'avenir des infrastructures de gaz françaises et les adaptations possibles du cadre de régulation tarifaire pour prendre en compte la décroissance des consommations de gaz naturel. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la chronique d'amortissement de la BAR, la prise en compte de l'inflation dans la BAR et les incitations possibles à la maîtrise des investissements. Cet atelier a regroupé 86 participants ;
- enfin, le cinquième atelier, en date du 13 septembre 2023, était consacré à la qualité de service de GRDF et a permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE sur différents indicateurs de qualité de service, parmi lesquels les délais de mise en service, la qualité du comptage ou encore les délais de traitement des réclamations. Cet atelier a regroupé 61 participants.

A l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique, publiée en français et en anglais qui s'est déroulée du 23 juillet 2023 au 9 octobre 2023, et a recueilli 24 réponses. Les réponses non confidentielles à cette consultation sont publiées sur le site de la CRE.

A la suite de cette consultation, la CRE a organisé trois tables rondes avec des fournisseurs, des associations de consommateurs et des autorités concédantes et collectivités locales afin de recueillir leurs remarques sur les orientations présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution, de transport et de stockage et sur l'impact de ces orientations tarifaires sur les consommateurs

Enfin, la CRE a auditionné les opérateurs de stockage à plusieurs reprises, ainsi que leurs actionnaires respectifs.

1.2.2 Transparence

Dans un objectif de transparence, la CRE a publié les études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du tarif AT3. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2024-2027⁹ ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane¹⁰.

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

2.1 Bilan et enjeux du cadre de régulation tarifaire

Stable dans ses grands principes depuis plus de 10 ans, le cadre tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

- inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter l'impact des tarifs d'infrastructures sur le consommateur final ;
- permettre aux opérateurs de financer les investissements nécessaires dans les infrastructures ;
- viser un haut niveau de qualité de service, de sécurité et de continuité d'acheminement.

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes financiers visant à inciter les gestionnaires d'infrastructure à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté dans la gestion de chacun des opérateurs d'infrastructure, permettant à chacun de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes.

⁹ Audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2024-2027

¹⁰ Audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service. Ce cadre s’est par ailleurs montré résilient face aux deux crises majeures traversées, crise sanitaire¹¹ et crise des prix de l’énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d’assurer une continuité de l’activité dans de bonnes conditions.

La plupart des répondants à la consultation publique partagent les conclusions de la CRE sur le bilan positif du cadre de régulation pour la période ATS2, qui a permis de maîtriser efficacement les coûts au bénéfice du client final, de réaliser les investissements nécessaires et d’exploiter dans de bonnes conditions les infrastructures gazières dans un contexte inédit de crise d’approvisionnement.

Compte tenu de ce bilan (voir bilan détaillé en annexe 1 de la consultation publique), la CRE décide de reconduire pour l’ATS3 l’essentiel du de l’ATS2, en modifiant néanmoins quelques mécanismes. Les opérateurs de stockage ont notamment demandé à être davantage protégés de l’impact de la volatilité des conditions économiques actuelles (inflation, prix de l’énergie).

2.2 Rappel des grands principes du cadre tarifaire

L’élaboration du tarif ATS3 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d’une trajectoire de revenu autorisé pour chacun des opérateurs de stockage (Storengy, Teréga et Géométhane).

Le tarif ATS3 fixera également un cadre de régulation, afin de limiter le risque financier des opérateurs et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d’autre part, pour encourager les opérateurs de stockage à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l’ensemble de ces éléments permet d’établir le tarif applicable pour 2024 ainsi que ses modalités d’évolution annuelle.

2.2.1 Périmètre de régulation

En application des articles L. 421-3-1, L. 421-10 et L. 452-1 du code de l’énergie, les coûts des opérateurs de stockage et leurs recettes sont considérés au périmètre des infrastructures de stockage prévu par la Programmation Pluriannuelle de l’Energie (PPE). Ils sont pris en compte dans la mesure où ils correspondent à ceux d’un opérateur efficace.

A l’entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016¹² relatif à la programmation pluriannuelle de l’énergie prenait en compte dans ce périmètre l’ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018¹³ a fait évoluer ce périmètre. Les 3 sites en exploitation réduite de Storengy (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines) ainsi que les projets Lussagnet phase 1 (Teréga) et Manosque 2 (Géométhane) ont été retirés du périmètre des infrastructures considérées comme nécessaires à la sécurité d’approvisionnement. Ils ne sont en conséquence pas inclus dans le périmètre des sites régulés.

Le décret du 21 avril 2020¹⁴ précise le périmètre des infrastructures considérées comme nécessaires à la sécurité d’approvisionnement :

« Jusqu’à la publication de la révision de la présente PPE, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel considérées comme nécessaires à la sécurité d’approvisionnement du territoire à moyen et long termes sont celles mentionnées ci-dessous, pour des capacités de stockage à hauteur de 138,5 TWh en volume et de 2 376 GWh/j en débit de soutirage pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chémery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/ Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/ Hauterives	Storengy	1970	Salin

¹¹ Délibération du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l’année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux

¹² Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l’énergie

¹³ Décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d’approvisionnement

¹⁴ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l’énergie



»

2.2.2 Détermination du revenu autorisé des opérateurs de stockage

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de stockage sur la période 2024-2027. Le revenu autorisé couvre les coûts des opérateurs sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel des opérateurs de stockage se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$\text{RA} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP}$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 3.3) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 3.4) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 3.5).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

2.2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de maintenance et d'opération des stockages, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des CNE retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des opérateurs de stockage dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur de stockage efficace.

2.2.2.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par les opérateurs – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

2.2.3 Coût du capital et couverture des investissements

2.2.3.1 Limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

Dans son étude sur l'Avenir des infrastructures gazières¹⁵, la CRE montre que malgré la baisse de la consommation, le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050 :

- les réseaux de transport de gaz comme de distribution resteront en grande partie nécessaires. Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées ;
- une part significative des capacités de stockage sera encore nécessaire pour répondre au besoin de modulation saisonnière de la consommation.

¹⁵ CRE, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », 2023

Les réseaux pourraient par ailleurs continuer à se développer pour accompagner le développement des gaz verts, devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours. Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions ni à la même vitesse que la consommation de gaz à l'horizon 2050, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement (effet « ciseau »).

Le levier identifié pour limiter l'effet « ciseau » est d'adapter la répartition des charges de capital dans le temps, avec l'objectif de les augmenter à plus court terme afin de les réduire à plus long terme, en cohérence avec l'évolution anticipée de la consommation de gaz. Cela permet d'éviter de faire porter au consommateur de demain les charges d'aujourd'hui.

Dans la consultation publique, la CRE a présenté trois pistes permettant cette réallocation de charges de capital dans le temps :

1. mettre fin à l'indexation à l'inflation de la BAR en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel ;
2. adapter le rythme des amortissements (passage à des amortissements dégressifs, plus élevés au début et amoindris ensuite), pour que les charges d'amortissement soient plus cohérentes avec la décroissance de la consommation de gaz ;
3. réduire la durée d'amortissement de certains actifs.

Même si le risque de ciseau tarifaire est bien identifié, la plupart des répondants ne partagent pas ou pas complètement les orientations telles qu'envisagées par la CRE. De nombreux répondants craignent une mise en œuvre trop brutale à un moment où le tarif est déjà en forte hausse. D'autres considèrent cette évolution impossible à déployer dans des délais si courts et s'inquiètent de leur neutralité économique. Enfin, une mise en œuvre progressive a été évoquée par divers répondants.

La CRE prend en compte les retours à la consultation publique selon lesquels il ne faudrait pas mettre en œuvre l'ensemble des mesures envisagées au sein de la consultation publique. En effet, la CRE considère que la mise en œuvre de ces mesures appliquées à l'ensemble des actifs de la BAR des opérateurs de stockage ne peut pas être envisagée en raison de l'accentuation de la hausse tarifaire qu'elle engendrerait.

En conséquence, la CRE décide, dans un objectif de continuité du cadre de régulation, de retenir de manière partielle deux des mesures présentées en les appliquant aux seuls nouveaux actifs qui entreront dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024 :

- les nouveaux actifs ne seront plus réévalués à l'inflation et se verront, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal (c'est-à-dire incluant l'inflation)
- les nouveaux actifs de type « Puits, cavités, collecte » seront amortis sur 30 ans au lieu de 50 ans (ces actifs constituent les éléments des stockages, hors gaz coussin, pour lesquels la durée d'amortissement est la plus longue).

Ces mesures d'avenir ont chacune des effets inférieurs à 1 % sur la hausse tarifaire.

2.2.3.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)

La Base d'actifs régulés (BAR) représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

Pour les actifs dits « historiques » entrés dans la BAR jusqu'au 1^{er} janvier 2023 :

La CRE reconduit pour le tarif ATS3 les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATS2.

La valeur de la BAR est établie sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'État, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service. Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976 et des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Une fois intégrés à la BAR, les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. Pour cette raison, la CRE utilise un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. Depuis 2016, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Gaz coussin	75 ans
Puits, cavités, collectes	50 ans
Installations de traitement, de compression, de livraison, de comptage	20 à 30 ans
Immobilier et constructions	30 ans
Matériel divers	10 à 15 ans
Logiciels, petits matériels	5 ans

Pour les actifs dits « nouveaux actifs » entrés dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024 :

la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est le 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie. Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Gaz coussin	75 ans
Puits, cavités, collectes	30 ans
Installations de traitement, de compression, de livraison, de comptage	20 à 30 ans
Immobilier et constructions	30 ans
Matériel divers	10 à 15 ans
Logiciels, petits matériels	5 ans

La CRE applique un CMPC nominal pour les actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} janvier 2024.

2.2.3.3 Modalités de calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC)

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur de réseau doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a envisagé de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la remontée des taux observée récemment.

Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATS3, la CRE a envisagé de retenir :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATS2 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres constatés de long terme de long terme (par exemple : moyenne 10 ans des taux sans risques) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes.

La CRE a précisé dans sa consultation publique que ces taux pourraient être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré.

Sur la détermination du niveau du CMPC, les opérateurs de stockages et leurs actionnaires sont globalement favorables à une évolution de la méthode de CMPC afin de prendre davantage en compte la hausse récente des taux d'intérêt, tandis que les fournisseurs et associations de consommateurs y sont défavorables, argumentant que la stabilité de la méthode devrait prévaloir.

Par ailleurs la plupart des répondants sont défavorables à la mise en place d'un double taux et soutiennent un taux pondéré.



Compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE décide pour la période tarifaire ATS3 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux l'un fondé sur une analyse de paramètres de long terme (comme dans l'ATS2) et l'autre tenant compte de données économiques plus récentes.

Cette pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier.

2.2.3.4 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a indiqué ne pas être favorable à une rémunération des IEC au CMPC, telle que demandé par certains opérateurs, car cela réduirait l'incitation forte des opérateurs à mettre en service les actifs au plus vite.

La CRE reconduit pour l'ATS3 le principe de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) au coût de la dette nominale avant impôt prévu par l'ATS2, en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

Le montant de ces IEC est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1^{er} janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses d'investissements et des mises en service d'actifs effectuées au cours de l'année.

2.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.2.4.1 Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Les coûts échoués sont traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle fixée dans la présente délibération ;
- les frais d'études sans suite pour de grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs de stockage.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

2.2.4.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATS2, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs des infrastructures de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

La CRE a envisagé dans sa consultation publique de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans l'ATS2 et de l'appliquer pour la période ATS3. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés. La majorité des acteurs est favorable à cette reconduction.

En conséquence, la CRE décide de reconduire ce cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés pour la période ATS3.

2.2.4.3 Traitement des coûts de démantèlement

Dans leurs dossiers tarifaires, Storengy, Teréga et Géométhane demandent une couverture de l'ensemble des provisions pour démantèlement des actifs qu'ils constitueraient. Cette demande n'est pas accompagnée d'une trajectoire prévisionnelle de provision.

Durant l'ATS2, les provisions constituées par les opérateurs étaient couvertes par le tarif au prorata de la durée de présence des actifs de stockage concernés dans la régulation.

La CRE rappelle en premier lieu que le retrait d'une infrastructure de la liste des sites nécessaires à la sécurité d'approvisionnement n'impose pas de démanteler ces sites, cette décision restant celle de l'opérateur. En effet, si l'inclusion dans le périmètre de la régulation impose, au titre de l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie, que l'opérateur maintienne le site en exploitation il n'y a *contrario* aucune obligation si le site ne figure pas dans le périmètre de la PPE. Par ailleurs conformément à cet article, la couverture des coûts de démantèlement ne pourrait pas intervenir une fois ces sites sortis du périmètre régulé.

Le cadre de l'ATS2 permettait ainsi de couvrir les coûts de démantèlement dans le cas spécifique du stockage régulé.

Les sites de stockage régulés ont été mis en service entre 1956 et 1993. La régulation est intervenue en 2018. Ainsi les sites ont majoritairement été exploités hors régulation (à date en moyenne 43 ans d'exploitation non régulée et 5 ans d'exploitation régulée).

Les comptes des opérateurs n'intègrent pas à ce jour de provisions pour le démantèlement des actifs.

Une couverture de l'ensemble des provisions conduirait à une couverture par le tarif qui ne tiendrait pas compte de la période d'exploitation hors du périmètre de la régulation, soit avant 2018.

En conséquence, la CRE décide pour l'ATS3 de maintenir le cadre prévu par l'ATS2. Ainsi conformément à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie, la couverture des coûts de démantèlement ne pourrait pas intervenir une fois ces sites sortis du périmètre régulé. Pour autant, ces sites auront contribué à la sécurité d'approvisionnement pendant leur présence dans la régulation. En conséquence, dans le cas où les opérateurs de stockage viendraient à constituer, au cours de la période ATS3, des provisions pour démantèlement dans leurs comptes, le tarif ATS3 en couvrira une partie, au prorata de la durée de présence des actifs concernés dans la régulation. Ces provisions seront couvertes à 100 % au CRCP.

La majorité des acteurs s'étant exprimés sur cette proposition, présentée dans la consultation publique de la CRE du 26 juillet 2023, y est favorable.

2.2.4.4 Cas des actifs convertis à l'hydrogène

Les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre pourraient conduire à terme au développement de sites de stockage d'hydrogène. Dans ce cadre, certaines infrastructures de stockage pourraient être converties et réutilisées pour le stockage d'hydrogène.

La conversion d'un actif de stockage de gaz à l'hydrogène suppose la sortie de cet actif de la BAR de l'opérateur qui l'exploite, et son transfert à un autre opérateur (ou une autre base d'actifs s'il s'agit du même acteur, que l'activité de stockage d'hydrogène soit régulée ou non). Cela pose la question du prix de cession des actifs concernés, et du partage de la plus-value éventuelle entre l'opérateur et les utilisateurs.

Le cadre européen concernant le marché de l'hydrogène n'est pas encore défini à ce stade : la Commission européenne a publié le 15 décembre 2021 une proposition législative révisant les règles de l'Union européenne en matière d'accès au marché et aux réseaux de gaz, qui comprend des modalités visant à faciliter le développement du marché de l'hydrogène. Cette proposition législative fait l'objet de discussions et n'a pas encore été adoptée. Dans sa version actuelle, le texte prévoit que l'ACER publie des recommandations concernant la valorisation des actifs gaziers convertis à l'hydrogène.

Le tarif ATS2 ne prévoyait pas de cadre de régulation spécifique pour les actifs qui seraient cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène. Si aucun cas de conversion durant la période tarifaire de l'ATS3 n'a été identifié à ce stade parmi les actifs des opérateurs de stockage, il n'est cependant pas possible d'exclure que la situation se présente.

En l'absence de cadre européen en vigueur et compte tenu de l'absence de cas de conversion envisagés par les opérateurs de stockage pour la période tarifaire de l'ATS3, la CRE a envisagé dans sa consultation publique de traiter au cas par cas les actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs de stockage. La CRE sera attentive à ce que le prix de cession soit fixé de manière à éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des stockages de gaz et d'hydrogène, et à ce que le partage de l'éventuelle plus-value entre les opérateurs de stockage et les utilisateurs soit pertinent. Dans l'hypothèse où les futurs stockages d'hydrogène seraient régulés, la CRE veillera également à ce que leurs futurs utilisateurs n'aient pas à couvrir des coûts déjà couverts par les précédents utilisateurs gaziers.

La grande majorité des répondants est favorable à l'orientation de la CRE présentée dans la consultation publique. Quelques répondants mentionnent en particulier la nécessité d'éviter les subventions croisées.

Compte tenu de l'absence de cadre européen, de l'absence de cession d'actif envisagée pour la période tarifaire à venir et du manque de visibilité à date sur les modèles économiques du secteur de l'hydrogène, la CRE décide, pour la période tarifaire ATS3, de traiter au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs de stockage, les actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène.

2.2.5 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

2.2.5.1 Calcul et apurement

Le niveau du tarif ATS3 est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits, a été introduit afin de prendre tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative, calculé sur la base des résultats constatés.

Pour l'ATS3, le CRCP calculé au 31 décembre de chaque année N, est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 5 %. La CRE maintient pour le tarif ATS3 le seuil de +/- 5 % retenu pour le tarif ATS2.

Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

2.2.5.2 Neutralité financière du dispositif

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP en ATRD3, en ATS1 et en ATRT3, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque.

En raison d'un solde de CRCP prévisionnel de fin de période important, plusieurs opérateurs demandent une évolution de ce paramètre. GRDF demande que le taux d'actualisation corresponde au CMPC nominal avant impôts ou au coût nominal de la dette, car il considère devoir supporter des coûts de financement dans l'attente de l'apurement du CRCP. Teréga demande un taux d'actualisation de 3,30 %, intégrant un taux sans risque et une « prime de confort », qui est un ajustement spécifique du rendement des obligations d'Etat.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau. De plus, il est rendu à relativement court terme à l'opérateur. Le niveau de risque long terme inclus dans le niveau du CMPC ou du coût de la dette n'est pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime ainsi que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP.

Néanmoins, la CRE a envisagé dans sa consultation publique de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP, en cohérence avec le nouveau cadre de la rémunération des actifs (voir partie 2.2.3) et le rythme d'apurement du CRCP. La nouvelle méthode de détermination du CMPC prend en effet en compte un taux sans risque fondé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui s'appliquent respectivement aux historiques et aux nouveaux actifs.

Une partie des répondants à la consultation publique, dont des fournisseurs et des opérateurs d'infrastructures, est favorable à l'orientation de la CRE d'actualisation du CRCP au taux sans risque court terme.

Certains acteurs (principalement opérateurs d'infrastructures) sont favorables à la rémunération du CRCP au CMPC, afin de compenser les coûts de financement dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

D'autres contributeurs demandent de retenir une rémunération du CRCP au coût de la dette, afin de compenser le coût d'endettement pour les opérateurs de stockage qui peuvent recourir à ce levier financier dans l'attente de l'apurement du solde du CRCP.

La CRE maintient ses analyses présentées dans la consultation publique, et décide d'actualiser le solde du CRCP au taux sans risque fondé sur des données de court terme appliqué aux nouveaux actifs durant la période tarifaire ATS3, soit un taux de 3,8 %.

2.2.6 Constitution de stocks de gaz par les opérateurs

Les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel peuvent être amenés à constituer des stocks de gaz naturel, notamment dans les cas suivants :

- constitution de stocks de gaz strictement nécessaires au fonctionnement et au maintien de la performance d'un site de stockage (dit « gaz de performance ») ;
- constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires de remplissage telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie.

Pour ces opérations, les gains ou pertes dégagés par les achats-ventes de gaz sont calculés à la date de revente du gaz. Le gaz stocké est rémunéré au même taux que celui des immobilisations en cours (coût de la dette nominal, avant impôt). Le niveau de ce taux est précisé au paragraphe 3.4.1 de la présente délibération.

Les opérations de constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations législatives et réglementaires de remplissage telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie sont couvertes au CRCP.

2.2.7 Perception du revenu autorisé

La perception des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane est réalisée pour chaque année civile :

- d'une part, au travers de recettes perçues directement par les opérateurs de stockage auprès de leurs clients, majoritairement issues de la commercialisation de capacités de stockages souterrains de gaz naturel dont les modalités sont fixées par la CRE dans la délibération du 7 octobre 2022¹⁶ ;
- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes perçues directement par les opérateurs sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage. Les modalités de collecte et de reversement de cette compensation sont fixées dans la délibération de la CRE n°2023 – 360 du 14 décembre 2023 (ATRT8).

2.3 Modalités d'évolution annuelle du tarif

2.3.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

Le tarif AT3 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2024 à 2027. Il évoluera annuellement selon les modalités décrites au 2.3.3 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 26 juillet 2023, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

2.3.2 Clauses de rendez-vous

Clause de rendez-vous à mi-période tarifaire

Le tarif AT3 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par les opérateurs de stockage au bout de deux ans.

Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2026 et 2027) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif AT3 se trouve modifié d'au moins 1 %.

¹⁶ Délibération de la CRE du 7 octobre 2022 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter d'octobre 2022

Clause de rendez-vous concernant l'impact du futur règlement sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie

Le tarif AT3S prévoit également une clause de rendez-vous pour prendre en compte les charges supplémentaires qui pourraient être induites par le futur règlement sur la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Au vu des incertitudes qui demeurent sur la nature des mesures qui s'imposeront aux opérateurs de stockages et aux coûts qui en résulteront, la CRE décide de ne pas fixer de trajectoire de charge *a priori* sur ce poste. La majorité des répondants à la consultation publique se sont exprimés dans ce sens. L'opérateur de stockage pourra, une fois le règlement sur la réduction des émissions de méthane publié, demander le réexamen de sa trajectoire de charges nettes d'exploitation pour prendre en compte les nouveaux coûts directement induits par ce règlement. L'opérateur de stockage présentera un dossier dûment étayé à la CRE. Le cas échéant, la CRE pourra par ailleurs prévoir des dispositifs de régulation incitative dédiés à ces mesures.

2.3.3 Evolution annuelle du revenu autorisé

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 AT3S mis à jour de l'inflation ;
- 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 %.

Le coefficient est fixé à 5% pour le tarif AT3S car la variabilité annuelle des charges et des revenus des opérateurs de stockage est plus forte que celle des autres opérateurs régulés.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif AT3S, des évolutions, liées notamment aux dispositifs de régulation incitative à la commercialisation et à la qualité de service.

2.3.3.1 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N

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 solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2023 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif AT3S, et apuré sur les 4 ans du tarif. Il est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2024.

Les écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2023 seront pris en compte lors de la mise à jour annuelle du 1^{er} avril 2025. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération de la CRE n° 2020-011 du 23 janvier 2020, et dans la délibération de la CRE n° 2023 46 du 31 janvier 2023.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis en annexe 2. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période AT3S sont fixées au 2.4.2 de la présente délibération.

2.3.3.2 Calcul du coefficient en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution du revenu autorisé à recouvrir prend en compte un coefficient j qui vise notamment à apurer, d'ici le 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N-1. Le coefficient j est plafonné à +/- 5 %.

Le coefficient j est déterminé de manière que le revenu à recouvrir permette d'égaliser dans la limite du plafonnement du coefficient j :

- le revenu autorisé prévisionnel mis à jour de l'inflation (voir annexe 2 de la délibération) ;
- le solde du CRCP.

2.4 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.4.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATS2 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre de la consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATS3.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.4.2 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période ATS3 restera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.4.2 Couverture au CRCP de certains postes de charges et de recettes

Le tarif ATS3 est calculé à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué au 2.2.5.1 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation a posteriori, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires et sont largement soutenus par les acteurs ayant répondu à la consultation publique. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE envisageait plusieurs évolutions par rapport à la période ATS2 concernant la couverture des charges et produits des opérateurs de stockage par le CRCP :

Charges d'avantage en nature énergie (« tarif agent »)

Les salariés de la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG) et les retraités ayant travaillé au moins 15 ans dans cette branche, dont font partie GRDF, GRTgaz et Storengy, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise de la branche qui emploie des salariés au statut IEG faisant partie des IEG verse, en contrepartie à EDF et Engie, chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût que ces deux entreprises indiquent supporter au titre de l'approvisionnement en énergie des salariés bénéficiant du tarif agent.

Dans le cadre de l'ATS2, ces charges étaient entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. Storengy demande qu'elles soient désormais couvertes à 100 % au CRCP pour la période tarifaire de l'ATS3, en raison des incertitudes pesant sur les prix de l'électricité et du gaz. GRDF a demandé que les écarts dus aux effets prix, c'est-à-dire les écarts entre les tarifs de référence en électricité et en gaz choisis par EDF et ENGIE et les tarifs d'électricité et de gaz fixés pour les agents IEG soient couverts au CRCP.

Le montant des versements des opérateurs à EDF et Engie est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. Lors de la consultation publique, la CRE a considéré qu'il est justifié de maintenir un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent. La CRE a également envisagé dans la consultation publique de maintenir une incitation portant sur les volumes d'énergie consommés.

Certains acteurs partagent l'analyse de la CRE présentée dans sa consultation publique et soutiennent que le maintien de cette incitation est justifié dans la perspective de la politique de sobriété énergétique. Néanmoins, un grand nombre d'acteurs évoquent le caractère imprévisible et non maîtrisable des prix de l'énergie pour justifier une couverture des charges d'ANE au CRCP. GRDF a par exemple demandé que les écarts dus aux effets prix, c'est-à-dire les écarts entre les tarifs de référence en électricité et en gaz choisis par EDF et ENGIE et les tarifs d'électricité et de gaz fixés pour les salariés bénéficiant du tarif agent, soient couverts au CRCP.

La CRE décide de maintenir l'incitation sur la partie « volume » des charges d'ANE, considérant qu'elle est en partie maîtrisable et prévisible par Storengy en ce que l'opérateur de stockage peut notamment, mener des actions pour inciter les bénéficiaires du tarif agent à adapter leur consommation d'énergie et que les efforts de sobriété de consommation s'appliquent également aux bénéficiaires du tarif agent.

S'agissant des effets prix, la CRE décide de couvrir à 100 % au CRCP les effets liés à l'évolution des prix de marché et des taxes sur les prix de l'énergie en raison du manque de maîtrise et de prévisibilité de l'évolution des prix. Ainsi, elle retient pour la période tarifaire de l'ATS3, une référence de prix de l'électricité et du gaz fondée sur des publications régulières et objectives :

- pour l'électricité, la CRE retient les tarifs règlementés de vente de l'électricité (hors effets de bouclier tarifaire) ;
- pour le gaz, la CRE retient le prix repère de vente du gaz, adapté à la consommation moyenne des bénéficiaires du tarif agent.

L'écart de prix entre la trajectoire prévisionnelle et ces références, constaté chaque année lors de l'évolution annuelle, sera couvert au CRCP à 100 %.

En revanche, les écarts provenant d'une référence de prix pour le calcul de l'ANE différente que celles retenues par la CRE ne sont pas couverts au CRCP. Les modalités de calcul sont décrites dans l'annexe confidentielle de la présente délibération.

Charges d'énergie (énergie motrice et quotas de CO₂)

Teréga a demandé pour l'ATS3 que la mise à jour annuelle des hypothèses de charges d'énergie soit prise en compte directement dans son revenu autorisé de l'année N et non via le CRCP. La CRE n'y est pas favorable, et souhaite maintenir une régulation incitative (prix et volume) pour ce poste.

Au cours des prochains mois, la CRE poursuivra le travail de fond amorcé avec les opérateurs de stockage pour la mise en place d'un tel dispositif en cours d'ATS3. A court terme, la CRE retient le cadre d'incitation tel qu'il était prévu à la fin de l'ATS2¹⁷.

Provisions pour démantèlement

Les opérateurs de stockage demandent une couverture de l'ensemble des provisions pour démantèlement des actifs qu'ils constitueraient. Dans le cadre de l'ATS2, les provisions qui auraient été constituées par les opérateurs étaient couvertes par le tarif ATS au prorata de la durée de présence des actifs de stockage concernés dans la régulation.

Le cadre prévu par l'ATS2 permet ainsi de couvrir les coûts de démantèlement dans le cas spécifique du stockage régulé.

La CRE considère que la couverture au *pro rata temporis* est équilibrée et reconduit le cadre de l'ATS2 pour l'ATS3, comme indiqué dans la partie 2.2.4.3.

Opérations d'achat/vente de gaz de performance

Storengy indique que des opérations d'achat et revente (ou de vente et rachat) peuvent être nécessaires afin d'assurer la performance des stockages. Storengy demande que les gains et les pertes liés à ces transactions soient couverts à 80 % au CRCP.

La CRE note que ces opérations peuvent dans certains cas être en concurrence avec d'autres solutions (commercialisation de produits de stockage spécifiques, achat de gaz coussin supplémentaire ...).

Les opérations d'achat et de ventes de gaz de performance de Storengy faisaient l'objet dans le cadre du tarif ATS2 d'une trajectoire incitée (sans couverture au CRCP). La majorité des répondants à la consultation publique est en faveur du maintien de ce cadre.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE décide de reconduire ce mécanisme pour l'ATS3.

Développement de capacité à Etrez

La CRE a approuvé un projet de développement de capacité sur le site de Storengy à Etrez. Tel que précisé dans la délibération de la CRE n° 2023-210, la réalisation de ce projet conduirait à 4,2 M€ de charges d'exploitation en 2025 qui seront intégrées au CRCP.

¹⁷ Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 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 2023

En conséquence, les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATS3 sont les suivants :

Postes couverts en totalité au CRCP :

Les charges en totalité couvertes au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors infrastructures » ;
- les pénalités versées aux clients en cas de manquement aux obligations contractuelles, c'est-à-dire lorsque l'opérateur n'est pas en mesure de délivrer les performances d'injection/soutirage commercialisées, couvertes à 100 % au CRCP au-delà d'un plafond annuel de 10 M€ pour Storengy et de 3 M€ pour Teréga. Ainsi, les opérateurs sont incités sur ce poste jusqu'à ce plafond de coût, au-delà duquel l'impact financier est neutralisé, afin de ne pas leur faire supporter un risque trop significatif en cas de situation exceptionnelle (voir la partie 2.6 de la présente délibération) ;
- les provisions pour démantèlement des sites de stockage qui seraient constituées par l'opérateur de stockage en cours de période tarifaire, au prorata de la durée de vie dans la régulation des actifs ;
- les opérations d'achats-vente relatives à constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations législatives et réglementaires de remplissage telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (cf. partie 3.6) : en fin de période tarifaire, si l'opérateur a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs à 100 % via le CRCP. Si l'opérateur a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de ce dernier ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges d'exploitation, et l'inflation réellement constatée ;
- les charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les gestionnaires de réseau de transport. Ce traitement tarifaire est globalement neutre pour les utilisateurs des infrastructures régulées ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture.
- si le projet de développement de capacité sur le site de Storengy à Etrez est décidé, les charges d'exploitation nécessaires à la réalisation de ce projet telles que précisées dans la délibération de la CRE n° 2023-210.

Les produits en totalité couverts au CRCP sont les suivants :

- les recettes issues du terme tarifaire de compensation reversées par les GRT et les recettes de commercialisation des capacités de stockages. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement ;
- les recettes associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés ;

Postes en partie couverts au CRCP :

Les postes de charges suivants sont en partie couverts au CRCP :

- les charges d'énergie (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO₂. :
 - 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 ;
 - l'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP.
- Les consommables et les charges de traitement des effluents spécifiques au stockage, pris en compte à 80 % au CRCP. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga couverts à 50 % au CRCP, calculés en fin de période ATS3 ;

- les écarts de charges d'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 sont couverts à 100 % au CRCP (voir annexe confidentielle). Le reste de ces écarts de charges n'est pas couvert au CRCP.

En outre, les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative décrits dans les parties suivantes (régulation incitative des investissements au 2.4.3, régulation incitative portant sur la commercialisation au 2.5, régulation incitative de la qualité de service au 2.6, et régulation incitative de la R&D&I au 2.8 de la délibération) sont versés aux opérateurs de stockage via le CRCP.

2.4.3 Régulation incitative des investissements

2.4.3.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€

Le tarif ATS2 prévoyait une incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€ : ces derniers font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 5 % autour du budget-cible.

Pendant la période tarifaire ATS2, la CRE a audité 5 projets d'un budget supérieur à 20 M€. Les audits ont conduit, en moyenne, à des ajustements des budgets présentés de - 3 % pour les opérateurs de stockage. Ces audits permettent également d'analyser les méthodes de fixation des coûts des opérateurs.

La CRE a approuvé¹⁸ deux projets de développement de capacités de stockages pour lesquels elle a fixé un budget d'investissement maximal. Pour ces projets la CRE envisage d'étudier au cas par cas la couverture des coûts d'investissement au-delà de ces plafonds. A titre d'illustration, la CRE pourrait ne retenir que 50 % des coûts excédentaires.

Pour les autres projets, la CRE envisageait dans sa consultation publique de maintenir le dispositif existant pour le tarif ATS3.

La majorité des répondants est favorable au maintien du dispositif de budget cible à la suite d'un audit pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€.

En conséquence, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement du projet sera prise à compter de la publication de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 20 M€ :

- la CRE auditera le budget présenté par l'opérateur de stockage et fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur de stockage, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur de stockage pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, l'opérateur de stockage bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, l'opérateur de stockage supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

2.4.3.2 Incitation à la maîtrise des coûts des projets en dehors d'un budget inférieur à 20 M€

Le tarif ATS2 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€.

La majorité des répondants est favorable à la reconduction du mécanisme incitatif, dont une partie souligne la nécessité pour les budgets cibles de conserver un caractère exceptionnel au vu des coûts engendrés. Quelques répondants, dont une moitié d'opérateurs d'infrastructures, y sont défavorables, pour cette même raison de perte d'efficacité du mécanisme sur les projets de plus petite taille.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE décide de reconduire pour l'ATS3 le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'un budget inférieur à 20 M€ prévu par l'ATS2.

¹⁸ Délibération de la CRE du 26 juillet 2023 portant approbation de projets d'augmentation des capacités de stockage de gaz des sites d'Etrez et de Lussagnet

2.4.3.3 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »

Les opérateurs de stockage de gaz sont incités à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATS2.

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP¹⁹. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a envisagé reconduire le mécanisme de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors infrastructures », considérant que le retour d'expérience sur les dernières périodes tarifaires a montré que ce mécanisme de régulation incitait de manière efficace les opérateurs à maîtriser leurs charges.

En outre, la CRE a introduit dans le tarif ATS2 un mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga. Ce mécanisme incite l'opérateur sur une trajectoire commune comprenant les charges d'exploitation et les mises en service et prévoit que les actifs entrent dans la BAR sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire, et non sur la base des dépenses réellement réalisées en fin de période tarifaire. La CRE a fixé un taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur en intégrant dans le CRCP de Teréga, les écarts par rapport à la trajectoire globale à hauteur de 50 %.

Dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, la CRE a envisagé, pour la période ATS3, reconsidérer l'intérêt de ce cadre spécifique appliqué sur les investissements SI de Teréga par rapport au cadre appliqué aux autres opérateurs.

La plupart des acteurs considèrent qu'un seul cadre de régulation pourrait être appliqué aux investissements SI de tous les opérateurs. Teréga est néanmoins défavorable à la suppression du mécanisme spécifique sur ses investissements SI en affirmant que ce cadre de régulation est plus adapté à son activité tout en étant plus efficace du point de vue réglementaire.

La CRE considère que les éléments partagés par Teréga (tenu des calendriers des projets, meilleure efficacité) et le bilan réalisé par la CRE permettent de poursuivre l'expérimentation de ce cadre de régulation spécifique une période tarifaire supplémentaire.

Teréga demande que les coûts liés au SI industriel soient exclus du périmètre de régulation incitative « hors infrastructures ». La CRE considère que ce type de dépenses doit rester incitée au même titre que les autres dépenses de SI, en raison de la possibilité d'arbitrage entre investissements et charges d'exploitation.

Par conséquent, la CRE reconduit pour le tarif ATS3 l'ensemble des mécanismes de régulation incitative à la maîtrise des investissements « hors infrastructures » appliqués aux différents opérateurs (y compris mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga).

Pendant la période du ATS3, les charges de capital pour les actifs dits « hors infrastructures » incitées seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la partie 3.4.3 de la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements « hors infrastructures » soumis à cette régulation incitative pour Storengy, Teréga et Géométhane sont respectivement de 12,2 M€, 2,4 M€ et 0,04 M€ par an en moyenne (véhicules et immobilier uniquement pour Teréga), soit respectivement environ 5,1 %, 5,2 % et 0,2 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour ATS3.

La trajectoire de mises en services pour le SI de Teréga est fixée dans la partie 3.4.3 de la présente délibération. Ces investissements représentent environ 1,3 % des investissements de l'opérateur sur la période ATS3.

2.5 Régulation incitative portant sur la commercialisation

La CRE rappelle que 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. En effet, si les recettes de commercialisation ne couvrent pas le revenu autorisé des opérateurs, la différence est perçue via une composante spécifique du tarif de transport de gaz, payée in fine par les consommateurs de gaz.

¹⁹ Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

Il est donc essentiel d'encourager fortement les opérateurs de stockage à maximiser d'une part le volume de capacités vendues, d'autre part les recettes issues de ces ventes.

Durant l'ATS2, la CRE a mis en place à cette fin un régime spécifique d'incitations financières. Le tarif ATS2 prévoyait ainsi un mécanisme attribuant aux opérateurs un bonus conditionné à l'atteinte d'un niveau minimal de souscription. Le seuil retenu était 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 mars²⁰.

Ce bonus s'appliquait à l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités commercialisées lors de ventes additionnelles ultérieures de produits de court terme. Le calcul du bonus tenait 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 favorisé par les actions commerciales des opérateurs.

La CRE considère que la régulation incitative pour la commercialisation des capacités de stockage prévu par l'ATS2 a été un succès. L'ensemble des capacités commercialisées durant cette période ont été souscrites. Les conditions de marché très dégradées en 2022 ont néanmoins fait ressortir les limites de la formule de calcul du bonus, qui a été adaptée²¹ afin de maintenir une incitation suffisante pour la campagne de commercialisation des capacités 2023-2024.

En effet, des conditions de marché « extrêmes » peuvent rendre l'incitation inopérante ou disproportionnée :

- le premium d'enchères est davantage lié aux performances techniques du stockage qu'aux efforts commerciaux de l'opérateur. Le premium a généré trois quarts du bonus de commercialisation en moyenne sur la période ATS2.
- un prix d'adjudication inférieur au spread hiver/été conduit à un premium d'enchère négatif pour une vente donnée. Ce type de situation pourrait conduire à un bonus nul (voire négatif) malgré l'atteinte de l'objectif de souscription :
- Inversement, lorsque des capacités sont souscrites à un prix de réserve nul et que le spread hiver-été est négatif, la formule pourrait aboutir à des bonus élevés en l'absence de recettes d'enchères, ce bonus augmenterait alors le montant devant être collecté par la compensation stockage.

En conséquence la CRE envisageait, dans sa consultation publique du 26 juillet 2023, de nouvelles évolutions des incitations financières. En particulier, la CRE envisageait :

- de garantir un bonus minimal aux opérateurs lorsque suffisamment de capacités sont souscrites pour assurer la sécurité d'approvisionnement, y compris en cas de contexte de marché dégradé ;
- de réduire la part du premium conservée par les opérateurs (passant de 5 % à 2 %) au profit de la part de l'incitation proportionnelle aux recettes (passant de 0,5 % à 2 %), pour mieux récompenser les efforts des opérateurs pour commercialiser les produits les plus lents ;
- d'introduire un plafonnement pour chaque enchère de la part premium à un % des recettes pour éviter des bonus trop élevés en cas d'absence de recettes d'enchères. Dans ce cas, le plafonnement global du bonus aurait été supprimé.

Enfin, la CRE envisageait de réduire l'incitation sur les recettes des ventes de court terme à 5 % (les opérateurs conservent 10 % des recettes dans le cadre actuel) car cette très forte incitation pourrait amener les opérateurs à trop privilégier les produits de court terme.

Si aucun répondant à la consultation publique n'est opposé à la mise en place d'un bonus minimal garanti si suffisamment de capacités sont souscrites pour assurer la sécurité d'approvisionnement, les autres évolutions ont fait l'objet d'un retour favorable des répondants. Certains acteurs demandent une réduction de la part du bonus dépendant du premium d'enchères. D'autres souhaitent plutôt que les mécanismes d'incitation de l'ATS2 reconduites dans l'ATS3.

²⁰ Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année par arrêté les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1er novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars.

²¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2023 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 2023

Au vu des réponses à la consultation publique, la CRE décide de faire évoluer la régulation incitative pour la commercialisation des capacités de stockage pour l'ATS3 comme suit :

1. un bonus minimal est introduit. Si les conditions de versement décrites ci-après sont atteintes, le bonus sera *a minima* de 1 M€ pour les capacités commercialisées par Storengy et de 0,3 M€ pour les capacités commercialisées par Teréga ;
2. la part du premium conservée par les opérateurs est réduite au profit d'une augmentation de l'incitation dépendant des recettes. Le bonus pour les ventes de capacités N/N+1²² commercialisées sous forme de produits standard²³ et non standard sera calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

$$\text{Bonus} = 2 \% \times \text{Recettes d'enchères} + 2 \% \times \text{somme de premium d'enchères des produits standards}$$

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.
- 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 N ayant lieu avant avril N-1, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 7 octobre 2022 : le terme « spread – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter bid (N)_j et le prix Summer ask (N)_j²⁴ 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 7 octobre 2022 : 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 Pownext, de laquelle le spread bid-ask est retranché, puis réduit de 0,70 €/MWh ;
 - pour les enchères des capacités de l'année N-N+1 ayant lieu entre 1^{er} avril N-1 et le 31 mars 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 Pownext, 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 N-N+1 qui seront commercialisées après le 1^{er} avril N sous forme de produits non-standard.

Le bonus au titre d'une vente aux enchères de capacités N-N+1 ne peut excéder 100 % des recettes de cette enchère.

Le versement de ces 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.

3. L'incitation sur les recettes des ventes de court terme reste tel qu'il était prévu à la fin de l'ATS2²⁵. Les opérateurs conservent 10 % de ces recettes.

Les bonus sont intégrés au solde du CRCP de l'année N.

2.6 Pénalités en cas de restriction des droits des clients des stockages souterrains

Lorsque des capacités vendues sont finalement non disponibles, notamment en raison de défaillances techniques, l'opérateur de stockage publie des restrictions des droits d'injection ou de soutirage de ses clients. Dans ce cas, le contrat d'accès aux stockages peut prévoir des pénalités pour l'opérateur à verser à son client en dédommagement.

²² Les contrats portant sur une utilisation des capacités de stockage entre le 1^{er} avril N et le 31 mars N+1

²³ 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.

²⁴ Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation

²⁵ Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 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 2023

La CRE maintient pour le tarif ATS3 les modalités de calcul de ces pénalités en vigueur durant l'ATS2. Ainsi en cas de restriction des capacités d'injection ou de soutirage souscrites par un client donnant lieu au versement d'une pénalité par l'opérateur, cette pénalité sera calculée sur la base du montant dû par le client sur la durée de la restriction et du taux de restriction :

- dans le cas d'une restriction des capacités de soutirage pendant la période d'hiver gazier (novembre-mars), la pénalité sera égale au montant dû par le client sur la durée de la restriction, multiplié par le taux de restriction ;
- dans le cas d'une restriction des capacités d'injection ou de soutirage pendant la période d'été gazier (avril-octobre), la pénalité sera égale à la moitié du montant dû par le client sur la durée de la restriction, multipliée par le taux de restriction.

Par exemple, dans le cas d'une restriction de 20 % de la capacité de soutirage durant la totalité d'un mois d'hiver gazier, la pénalité sera de $20\% * 1 * 1/12 * \text{coût total de la capacité achetée par le client}$.

2.7 Régulation incitative de la qualité de service

2.7.1 Rappel du dispositif en vigueur

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

La CRE a introduit pour le tarif ATS2 un dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux opérateurs de stockage. La CRE reconduit ce dispositif pour le tarif ATS3.

Les résultats des indicateurs sont publiés sur les sites internet des opérateurs chaque mois et ces derniers élaboreront un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles qu'ils publieront également sur leur site internet. Ces indicateurs ne sont pas incités financièrement à l'entrée en vigueur du tarif ATS2, mais pourront le devenir lors d'une mise à jour tarifaire annuelle.

2.7.2 Indicateurs relatifs aux indisponibilités des capacités de stockage

Les difficultés rencontrées sur des installations de stockage de Storengy lors de la campagne de soutirage 2018-2019 et qui ont conduit à des restrictions de capacités souscrites par les expéditeurs ont conduit la CRE à proposer l'introduction de deux indicateurs relatifs aux indisponibilités des sites de stockage. Les indicateurs suivants ont été introduits dans le tarif ATS2 :

- un indicateur de respect des programmes de maintenance des opérateurs de stockage, calculé selon la variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié et le programme de maintenance réalisé. Le suivi de cet indicateur est calculé annuellement et agrégé pour chaque groupement de stockage ;
- un indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'évènement pouvant conduire à une restriction des droits de soutirage et d'injection des utilisateurs des stockages.

La CRE constate que les résultats de l'indicateur de respect des programmes de maintenance sont satisfaisants pour stockages opérés par Storengy et Teréga.

Concernant l'indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'évènement pouvant conduire à une restriction des droits de soutirage et d'injection, seul Storengy a été contraint de procéder à de telles restrictions en raison de mouvements sociaux et d'un incident technique. Ces restrictions ont toutes fait l'objet d'une information aux expéditeurs avec un préavis de 2,1 jours en moyenne.

La CRE décide maintenir ces indicateurs dans le tarif ATS3.

2.7.3 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATS2 comportait deux indicateurs relatifs à l'environnement, non incités financièrement :

- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre (GES) rapportées au volume de gaz injecté et/ou soutiré ;
- les fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l'évènement et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz cyclé.

Le règlement européen visant à réduire les émissions de méthane dans le secteur énergétique de l'UE sera adopté prochainement. Ce règlement va notamment introduire un cadre commun sur les mesures et le reporting des émissions de méthane, l'obligation de recherches et de réparations des fuites de méthane sur les installations, ainsi que l'interdiction de certaines pratiques (mise à l'évènement, torchage).

Le futur règlement imposera des obligations aux opérateurs d'infrastructures gazières. L'incitation financière des émissions de gaz à effet de serre, aujourd'hui seulement suivies, pourrait alors être étudiée.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la régulation incitative des émissions GES mais estime, comme la CRE, qu'il est utile d'attendre un texte définitif sur les émissions de méthane pour définir l'incitation.

La CRE décide de maintenir les indicateurs relatifs aux les émissions mensuelles de gaz à effet de serre et aux fuites de méthane dans le tarif ATS3. La CRE étudiera la possibilité d'inciter financièrement ces indicateurs une fois que le règlement européen sur la réduction des émissions de méthane sera adopté.

2.8 Régulation incitative de la R&D&I

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les opérateurs de stockage doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche, développement et innovation (R&D&I), essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs sites de stockage. Les opérateurs de stockage se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) de l'ATS2 s'appuyait, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique, qui peut être révisée à mi-parcours : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés et la publication d'un rapport public bisannuel, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs des stockages, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

La CRE a envisagé dans sa consultation publique de maintenir les modalités d'incitation de l'ATS2. La CRE considère en effet à ce stade que ces modalités permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. Par ailleurs, la mise à jour de la révision de la trajectoire à mi-parcours permet d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de stockage dans l'adaptation de leur programme de R&D&I.

La CRE a également envisagé dans la consultation publique de ne pas reconduire le guichet *smart grid*.

La majorité des répondants est favorable au maintien des modalités d'incitation actuelles et à la non-reconduction du guichet *smart grid*.

Compte tenu des retours à la consultation, la CRE maintient les orientations présentées dans la consultation publique et décide de reconduire le cadre de régulation incitative de la R&D&I et de ne pas reconduire le guichet *smart grid*.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR

3.1 Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent

3.1.1 Storengy

Dans sa demande tarifaire, Storengy soutient que la guerre déclenchée par la Russie contre l'Ukraine en début d'année 2022 a conduit à un changement de paradigme qui se traduit par une forte inflation et par un besoin accru de sécurité d'approvisionnement.

Storengy indique que les dispositions du règlement européen (UE) 2022/1032²⁶ et de la loi « *Pouvoir d'Achat* »²⁷ renforcent le rôle des stockages pour garantir la sécurité d'approvisionnement gaz. Par ailleurs, il souligne que la forte volatilité des marchés de l'énergie ces dernières années rend plus difficile la commercialisation des sites de stockage les plus lents (c'est-à-dire dont le rapport entre débit de soutirage et le volume utile est le plus faible).

²⁶ RÈGLEMENT (UE) 2022/1032 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz

²⁷ LOI n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat

Dans ce contexte, Storengy indique que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- renforcer la sécurité d’approvisionnement et la souveraineté énergétique : Storengy souhaite améliorer la performance de ses stockages aquifères les moins performants, augmenter les capacités des stockages salins en raccordant deux cavités supplémentaires sur le site d’Etrez. Storengy doit également mener à bien la conversion du stockage de Gournay au gaz H ;
- renforcer la prévention des risques : Storengy souhaite accroître ses dépenses en matière de sûreté physique et informatique des sites de stockages ;
- assurer la soutenabilité de l’activité stockage : Storengy envisage de renforcer ses actions et ses travaux de R&D visant à adapter les stockages aux nouveaux gaz et à réduire son empreinte carbone afin de répondre à l’accélération de la transition écologique.

Depuis la consultation publique, Storengy a mis à jour sa trajectoire de charges nettes d’exploitation (voir partie 3.3.1.1).

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus a conduit Storengy à demander un total de charges nettes d’exploitation (mises à jour) et de charges de capital d’environ 700 M€/an en moyenne pour la période ATS3, soit une hausse de 44 % par rapport au réalisé de la période ATS2.

Le revenu autorisé²⁸ correspondant à la demande mise à jour de Storengy, augmenterait de 24 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

3.1.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga considère qu’au-delà des problématiques bien identifiées comme la baisse tendancielle des consommations, la transition énergétique et la possible réduction du périmètre de la PPE, viennent s’ajouter des risques nouveaux : pression accrue sur les stockages dans le contexte de crise gazière, obligations européennes et nationales additionnelles notamment en matière de remplissage des stockages.

Teréga considère néanmoins le tarif ATS3 comme une opportunité pour sécuriser l’activité de stockage au profit de la sécurité d’approvisionnement, et mettre en place les conditions nécessaires à une transition énergétique réussie en favorisant la décarbonation des gaz et en traitant la question de la gestion temporelle des actifs de stockage de gaz naturel et de l’étude de leur potentielle conversion progressive et coordonnée vers l’hydrogène par exemple.

Depuis la consultation publique, Teréga a mis à jour sa trajectoire de charges nettes d’exploitation (voir partie 3.3.1.2).

La prise en compte de ces enjeux a conduit Teréga à demander un total de charges nettes d’exploitation (mises à jour) et de charges de capital d’environ 193 M€/an en moyenne pour la période ATS3, soit une hausse de 14 % par rapport au réalisé de la période ATS2.

Le revenu autorisé²⁹ correspondant à la demande mise à jour de Teréga, augmenterait de 14 % entre 2024 et le niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

3.1.3 Géométhane

Géométhane indique que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- maintenir les actifs en respectant les obligations législatives et réglementaires : les charges d’exploitation comprennent le renforcement de la maintenance en lien avec le vieillissement du site et la réduction de l’empreinte environnementale ;
- renforcer la sécurité d’approvisionnement : le programme d’investissements de Géométhane intègre une augmentation des capacités des stockages salins en raccordant deux cavités supplémentaires sur son site de Manosque ;
- accélérer les actions de transition énergétique et maîtriser les risques pour le système gaz à moyen long terme.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus a conduit Géométhane à demander un total de charges nettes d’exploitation et de charges de capital d’environ 69 M€/an en moyenne pour la période ATS3, soit une hausse de 82 % par rapport au réalisé de la période ATS2.

Le revenu autorisé³⁰ demandé par Géométhane, augmenterait de 6 % entre 2024 et le niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

²⁸Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l’apurement du CRCP

²⁹Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l’apurement du CRCP

³⁰Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l’apurement du CRCP

3.2 Réponses à la consultation publique

La CRE a présenté dans la partie 4 de la consultation publique la demande tarifaire des opérateurs, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges des opérateurs de stockage à couvrir pour la période tarifaire ATS3.

La majorité des fournisseurs et certains consommateurs font part de leur inquiétude concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs. Certains acteurs estiment que toute hausse de charges pérenne doit être justifiée. Ils s'interrogent également sur le décalage entre la baisse annoncée de la consommation de gaz et les demandes de dépenses en hausse des opérateurs de stockage. Les opérateurs de stockage, leurs actionnaires et les organisations syndicales considèrent que les demandes des opérateurs sont justifiées.

S'agissant des charges de R&D, les fournisseurs qui se sont exprimés partagent l'orientation de la CRE et considèrent que seules les dépenses liées aux activités régulées devraient être couvertes par le tarif. Les opérateurs, leurs actionnaires ainsi que leurs partenaires partagent les demandes des opérateurs. Enfin, certains acteurs souhaitent que le tarif couvre au moins une partie des charges permettant de convertir les stockages à d'autres vecteurs énergétiques.

3.3 Charges nettes d'exploitation

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation des opérateurs, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes (mises à jour depuis la consultation publique) :

	2023	2024	2025	2026	2027
IPC hors tabac	4,8 %	2,5 %	2,0 %	2,0 %	1,8 %

3.3.1 Demande des opérateurs

3.3.1.1 Storengy

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Storengy pour la période ATS3 sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	161,0* (141,1)*	231,7	237,6	249,6	253,4

* le montant est retraité d'une recette exceptionnelle de 19,8 M€

La demande de Storengy implique une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre le montant 2022 retraité et 2024, de 71 M€ (soit +44 %). Les charges nettes d'exploitation augmenteraient ensuite d'environ 3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de +43 %.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de Storengy sont les suivants :

- « charges de personnel » (+24 M€ soit +34 %) : cette hausse s'explique principalement par l'augmentation du nombre d'équivalents temps plein (ETP) et la revalorisation des salaires à la suite de l'augmentation de l'inflation ;
- « charges d'énergie » (+14 M€ soit +48 %) : Storengy augmente l'hypothèse d'utilisation des stockages et prend en compte la hausse des prix de l'électricité et du gaz ;
- « maintenance » (+11 M€ soit +41 %) : cette hausse est notamment associée au renforcement de la maintenance préventive ;
- « activités R&D » (+6 M€ soit +110 %) : Storengy prévoit un renforcement des travaux relatifs aux émissions de méthane, à l'acceptabilité du gaz en mélange et à l'hydrogène ;
- « exploitation » (+6 M€ soit +39 %) : Storengy anticipe une hausse des dépenses d'exploitation.

Depuis la consultation publique, Storengy a mis à jour sa demande de charges nettes d'exploitation en tenant compte des nouvelles hypothèses d'inflation, des évolutions des prix de l'énergie et des évolutions des règles de fiscalité prévues par le projet de loi de finances pour l'année 2024.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par Storengy mises à jour de ces éléments sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	161,0* (141,1)*	232,4	237,8	249,4	251,1

* le montant est retraité d'une recette exceptionnelle de 19,8 M€

3.3.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Teréga pour la période ATS3 sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	52,8	64,0	60,4	61,4	61,3

La demande de Teréga implique une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre le montant 2022 réalisé et 2024, de 11,2 M€ (soit + 21 %). Les charges nettes d'exploitation diminueraient ensuite d'environ 2 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 20 %.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de Teréga sont les suivants :

- « charges d'énergie » (+3,5 M€ soit +24 %) : cette évolution provient de l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz ;
- « maintenance » (+2,9 M€ soit +110 %) : Teréga anticipe une hausse des travaux de maintenance sur les compresseurs et les puits ;
- « frais de personnel » (+2,0 M€ soit +9 %) : la hausse est principalement associée à l'ajout d'une dizaine d'ETP et aux augmentations de salaire ;
- « études techniques » (+1,5 M€ soit 121 %) : cette hausse est liée au développement d'infrastructures pour l'H₂ et le CO₂.

Depuis la consultation publique, Teréga a mis à jour sa demande de charges nettes d'exploitation en tenant compte des nouvelles hypothèses d'inflation, des évolutions des prix de l'énergie et des évolutions des règles de fiscalité prévues par le projet de loi de finances pour l'année 2024.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles demandées par Teréga mises à jour de ces éléments sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	52,8	62,0	59,9	62,5	62,0

3.3.1.3 Géométhane

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par Géométhane pour la période ATS3, sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	18,1	22,0	22,4	22,8	23,5

La demande de Géométhane implique une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre le montant 2022 réalisé et 2024, de +3,9 M€ (soit + 22 %). Les charges nettes d'exploitation augmenteraient ensuite d'environ 2,3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 33 %.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de Géométhane sont les suivants :

- « travaux et entretien » (+1,7 M€ soit +129 %) : la hausse provient des travaux exceptionnels sur les puits en 2024 et l'arrivée du nouveau compresseur électrique ainsi que la réduction de l'empreinte environnementale (réduction des émissions) ;
- « prestations membres » (+1,2 M€ soit +16 %) : cette évolution est associée à la réévaluation du coût des contrats pour assurer le fonctionnement du site de Manosque ;
- « immobilier » (+0,8 M€ soit +32 %) : cette évolution est associée à la réévaluation du coût de mise à disposition des installations ;
- « études et recherches » (+0,6 M€ soit +84 %) : cette hausse provient d'une augmentation des dépenses de R&D ;
- « impôts et taxes » (+0,3 M€ soit +10 %) : cette hausse provient d'une augmentation de l'assiette foncière du site en lien avec les investissements ;
- « charges d'énergie » (-1,0 M€ soit -33 %) : des charges d'énergie en baisse.

3.3.2 Approche d'analyse retenue

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2022 et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin. La CRE a mandaté le cabinet H3P-ORCOM pour effectuer un audit des charges d'exploitation des opérateurs d'infrastructures de stockage de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2023. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande des opérateurs mise à jour mi-juin, a été publié pour chacun des opérateurs en même temps que le document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATS2 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire de l'ATS3. Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour l'ATS3 ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2020-2022) et prévisionnelles (2024-2027) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATS3.

La CRE a par ailleurs audité certains postes spécifiques, notamment les dépenses de R&D et les charges d'énergie.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les opérateurs dans le courant du mois de juillet 2023. Les opérateurs de stockage ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre les opérateurs de stockage et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec les opérateurs et de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

3.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

3.3.3.1 Storengy

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour Storengy sur la période ATS3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Storengy dans son dossier tarifaire	178	183	186	193
Réalisé 2022 inflaté	136	139	141	143
Trajectoire de l'auditeur	144	148	148	152
Impact sur la demande de Storengy	-34	-35	-38	-41

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais de personnel, le système d'information, la maintenance, l'exploitation et le support sites. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Frais liés au personnel

Storengy souhaite réaliser une augmentation nette de sa trajectoire d'effectifs d'une quarantaine d'ETP sur un effectif d'environ 625 ETP sur la période 2020-2023. Storengy souhaite déployer des ETP pour améliorer la performance des stockages, travailler sur les sujets de cybersécurité, la transition écologique et sur la réduction des émissions de méthane. L'opérateur prévoit aussi d'engager des ressources internes en lien avec la gestion de certains projets ne nécessitant pas le recours à une ingénierie externe.

L'auditeur considère que le nombre de créations de postes demandé par Storengy est surestimé. Parmi la quarantaine de postes demandés par l'opérateur, seule une dizaine d'ETP nettes sont nécessaires dans l'analyse de l'auditeur, pour les raisons suivantes :

- la demande de l'opérateur, d'après l'auditeur, ne tient pas compte des possibles réallocations d'effectifs au sein de Storengy ;
- certains ETP supplémentaires ne sont pas suffisamment justifiés ou ne relèvent pas du périmètre des missions régulées (par exemple pour le développement du stockage d'H₂) ;
- certains ETP sont en lien avec le futur règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie.

L'auditeur prend en compte des redéploiements à hauteur de 3 ETP par an soit 0,5 % des effectifs.

En outre, l'auditeur réalise une correction du niveau prévisionnel du salaire national de base (SNB) et des autres paramètres de rémunération pour les aligner avec les pratiques historiques.

En ce qui concerne les charges de statut, s'agissant du tarif agent, l'auditeur a pris en compte des hypothèses de prix du marché du gaz et de l'électricité plus à jour, ainsi qu'une évolution plus faible de la partie transport et distribution. De plus, l'auditeur a retenu un volume de consommations d'électricité en baisse de 10 %, cohérente avec la sobriété énergétique constatée chez les Français, et une diminution des consommations de gaz de 10,5 %, conformément aux données prévisionnelles communiquées.

Concernant les autres charges de personnel, l'auditeur a conservé la trajectoire de l'opérateur hors ajustements mécaniques.

Au global, l'auditeur retient un ajustement à la baisse par rapport à la demande de Storengy des frais liés au personnel de 15 M€ en moyenne par an (soit un total cumulé sur la période ATS3 de 61,2 M€).

Analyse de la CRE

La CRE retient une trajectoire de recrutement légèrement supérieure à celle recommandée par l'auditeur afin de tenir compte : du niveau des effectifs constaté à fin octobre 2023, des enjeux de cybersécurité auxquels Storengy devra faire face durant l'ATS3 et d'un renforcement des équipes de maintenance.

La CRE ne retient que partiellement les corrections du niveau prévisionnel du SNB et des autres paramètres de rémunération. La CRE les aligne avec les pratiques historiques constatées en tenant compte des effets des données récentes sur le SNB et autres éléments de rémunération.



S'agissant de l'ANE, la CRE met à jour les hypothèses de prix de l'énergie et retient une consommation prévisionnelle d'électricité supérieure à celle de l'auditeur. La trajectoire de consommation intègre une mise en œuvre par les agents d'efforts de sobriété, de la même manière que le reste des ménages français, ceci afin d'inciter les opérateurs régulés à promouvoir la sobriété au sein des IEG.

Les échanges avec Storengy ont conduit à corriger le modèle de calcul des charges de personnel de l'auditeur.

Maintenance / Exploitation

Maintenance

Storengy a construit ce poste en prenant l'estimé de 2023 inflaté et en ajoutant à cela une hypothèse de hausse complémentaire des prix en anticipation de la renégociation des contrats. Storengy ajoute à cela des opérations spécifiques de maintenance corrective et préventive prévues durant la période ATS3.

L'auditeur estime que la renégociation de contrats avec les fournisseurs n'a pas lieu d'être intégrée dans la trajectoire étant donné que l'inflation est déjà prise en compte dans le calcul.

Par ailleurs, l'auditeur n'a pas reçu les explications suffisantes lui permettant de garantir l'absence d'opération spécifique en 2023. En conséquence l'auditeur a construit une trajectoire de charges en indexant les dépenses réalisées en 2022 sur l'inflation.

En ce qui concerne les interventions sur puits, l'auditeur a ajusté l'évolution coûts de la main-d'œuvre en cohérence avec l'évolution des frais de personnel et a retenu un nombre de jours hommes travaillés au niveau de celui de 2022.

Il résulte de ces ajustements une correction de la demande à la baisse de -9,5 M€ par an en moyenne (soit -38,1 M€ cumulés sur la période ATS3) sur les charges de maintenance.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur sur l'absence de détails de la construction de la trajectoire hors nouvelles dépenses. Elle constate qu'il est, en conséquence, difficile d'identifier les dépenses qui sont réduites ou les dépenses exceptionnelles. L'approche fondée sur un réalisé 2022 inflaté permet d'éviter de prendre en compte uniquement les dépenses exceptionnelles à la hausse.

Faute d'entretien régulier depuis 2012, la performance des puits s'est progressivement dégradée sur l'ensemble des sites aquifères. Pour remédier à cette baisse, Storengy envisage un nettoyage approfondi des puits pour réduire l'ensablement accumulé, une reprise de l'entretien régulier, un nettoyage des séparateurs, l'installation de dispositif de sélectivité de l'utilisation des puits pour limiter l'ennoisement des puits et l'injection de polymère dans les puits.

Afin de limiter la baisse de la performance des stockages aquifères de Storengy, la CRE ajoute à la trajectoire de l'auditeur une partie de ces dépenses afin de donner les moyens à Storengy de maintenir la performance des stockages aquifères.

Système d'Information

Le poste « informatique » de Storengy se décompose en 3 sous-postes, le SI Industriel qui intègre des projets concernant le pilotage des sites, le SI Commercial qui comprend des outils d'interface client, de back-office et de dispatching, ainsi que le SI transverse relatif à la finance, aux sites internet et à l'intranet.

D'après l'auditeur, Storengy a justifié sa trajectoire en utilisant le réel de 2022 et en ajoutant de nouveaux éléments sans fournir de détails sur les réalisés de 2020 et 2021.

L'auditeur considère ne pas pouvoir mener des analyses précises sur une unique année de référence. Par conséquent, l'auditeur a retenu la moyenne 2020-2022 inflatée pour les postes de SI Industriel et SI Transverse. Compte tenu de la tendance à la baisse observée sur 2020-2022 sur le poste SI commercial, l'auditeur a défini la trajectoire à partir de 2022 inflaté.

Cette approche le conduit à retenir un ajustement de -3,5 M€ en moyenne par an de la demande de Storengy (soit -14 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

La CRE a conduit une analyse des dépenses de SI intégrant les charges d'exploitation et les charges de capital. La CRE constate que la hausse des charges d'exploitation est compensée par une baisse des charges de capital sur la période ATS3. L'analyse confirme la justification de Storengy de l'évolution de ses dépenses, avec un remplacement des développements en propres par des achats de licences ou de solutions en ligne.

La CRE retient la demande de l'opérateur.

Support sites

Storengy a construit sa trajectoire en s'appuyant sur la trajectoire des renouvellements de contrats effectués pour les postes d'entretien des espaces verts et de gestion des stocks. En ce qui concerne le poste réglementation, Storengy a pris en compte le réalisé 2022 inflaté pour la construction de sa trajectoire.

L'auditeur retient une évolution du contrat relatif à l'entretien des espaces verts et la sécurité à l'inflation. En ce qui concerne le contrat de propreté, celui-ci n'ayant pas encore été signé, l'auditeur a décidé d'appliquer une hausse équivalente à l'évolution de l'inflation communiquée par la CRE pour l'ATS3, car il considère que lors de la négociation, l'opérateur ne doit pas accepter une hausse supérieure à l'inflation.

N'ayant pas obtenu de détails chiffrés de Storengy, l'auditeur a pris la moyenne du réalisé 2020-2022 inflaté pour la construction de la trajectoire des supports de maintenance et d'exploitation à l'exception des surcoûts induits par la loi de programmation militaire qui ont été dument justifiés par l'opérateur.

Enfin, concernant les autres dépenses, l'auditeur s'est fondé sur le réalisé 2022 inflaté sur l'ATS3 concernant la gestion électronique des documents, le coût des véhicules et les déplacements. Quant aux autres dépenses, l'auditeur a conservé la trajectoire de l'opérateur, étant donné que les montants de la trajectoire ATS3 sont inférieurs au réalisé 2022.

Cette approche conduit l'auditeur à retenir un ajustement de -2,7 M€ en moyenne par an (soit -11 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur. La CRE retient les ajustements recommandés par l'auditeur.

Exploitation

Le poste se décompose en trois sous-postes : les charges liées à l'activité de support à l'exploitation, les charges de consommables et traitement des effluents et les abandons de puits et d'installations.

En ce qui concerne les charges liées à l'activité de support à l'exploitation, Storengy s'est fondé principalement sur le contrat-cadre avec Storengy SAS ainsi que sur les dépenses 2022 indexées pour les autres postes. Pour les charges de consommables et traitement des effluents, l'opérateur retient le réalisé 2022 pour la part fixe et sur la base de la moyenne des ratios 2020-2021 pour la part variable. Le sous-poste abandons de puits et d'installation est chiffré en prenant en compte des estimations d'une société d'ingénierie.

L'auditeur n'apporte pas d'ajustement à la trajectoire des charges liées à l'activité de support à l'exploitation. S'agissant des consommables, l'auditeur a appliqué la moyenne 2020-2022 compte tenu de l'évolution erratique de la partie fixe sur le réalisé 2020-2022. Pour la part variable l'auditeur retient les ratios moyens observés sur la période 2020-2022. Enfin, l'auditeur n'a pas retenu les dépenses d'abandons de puits et d'installation initialement prévues sur l'ATS2 et reportés sur l'ATS3 ainsi que les montants qui n'ont pas pu être justifiés quantitativement par l'opérateur.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -2,5 M€ par an en moyenne (soit -10 M€ cumulés sur la période ATS3) sur les charges d'exploitation.

Analyse de la CRE

Storengy demande la couverture durant la période ATS3 de dépenses de démolitions dont la réalisation était prévue en ATS2. Storengy met en avant des coûts de démolitions supérieurs aux coûts prévus par la trajectoire tarifaire ATS2 n'ont pas permis de réaliser ces travaux. La CRE constate que les charges d'exploitation de Storengy dans leur ensemble ont été inférieures à la trajectoire tarifaire de l'ATS2. En conséquence, la CRE considère que Storengy disposait des moyens pour réaliser ces travaux et qu'ils n'ont donc pas vocation à être intégrés aux dépenses de la période tarifaire ATS3.

Les échanges avec Storengy ont conduit à corriger le modèle de calcul de l'auditeur. La CRE retient en conséquence une trajectoire légèrement supérieure à celle de l'auditeur.

Emissions de méthane

La CRE ne retient pas à ce stade de nouvelles dépenses associées à la réduction des émissions de méthane. Comme précisé au paragraphe 2.3.2, l'opérateur de stockage pourra, une fois le règlement sur la réduction des émissions de méthane publié, demander le réexamen de sa trajectoire de charges nettes d'exploitation pour prendre en compte les nouveaux coûts directement liés à ce règlement.

- **Ajustements complémentaires de la CRE**

Charges d'énergie

Sur la période 2024-2027, Storengy demande une trajectoire de charges d'énergie en hausse par rapport au réalisé 2022, avec une hausse de 50,5 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022, puis sur la période 2024-2027 une augmentation de +8,3 % par an en moyenne.

Storengy justifie la hausse des charges d'énergie par un retour à un niveau élevé d'activité des installations de stockage. Storengy retient ainsi une hypothèse de cyclage des stockages de 95 % du volume utile (VU). La consommation d'énergie des opérateurs de stockage est fortement corrélée avec leur cyclage.

Demande de Storengy	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	6,6	9,1	10,5	12,1	11,8	10,9
Volumes (GWh)	360,5	328	316	337	330	328
Electricité (M€)	14,1	26,0	25,1	35,1	33,4	29,9
Volumes (GWh)	170	189	198	206	208	200
CO ₂ (M€)	4,1	3,7	3,7	4,4	4,6	4,1
Autres (taxes, dépréciation...) (M€)	2,8	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0
Total charges d'énergie (M€)	27,7	41,7	42,2	54,7	52,9	47,9

Analyse de la CRE

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- **Cyclage des stockages** : l'hypothèse d'un remplissage des stockages à 100 % du VU en début d'hiver est raisonnable. Il n'apparaît en revanche pas pertinent de retenir un niveau bas tel qu'observé uniquement lors d'une année particulière (3 % observé en 2018, année caractérisée par un faible taux de remplissage des stockages en début d'hiver et une fin d'hiver froide). La CRE retient une hypothèse de cyclage des stockages de 85 % (correspondant à un remplissage des stockages à 100 % et un niveau bas moyen observé sur la période 2012-2022) ;
- **Prix de l'électricité et du gaz** : la CRE a mis à jour les prix en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés sur la première quinzaine de novembre. Par ailleurs, la CRE ne retient pas la demande de Storengy concernant les achats des garanties d'origine de biométhane et d'électricité verte ceux-ci n'étant pas obligatoires ;
- **Charges CO₂** : la CRE retient des hypothèses de prix ainsi qu'un ajustement de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits communs pour tous les opérateurs.



Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 11 % par rapport à la demande de Storengy, soit un ajustement de 21,7 M€ sur la période.

Trajectoire de la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	6,6	8,5	10,6	11,6	11,0	10,4
Volumes (GWh)	360,5	293	283	302	295	293
Electricité (M€)	14,1	19,6	22,0	31,5	29,9	25,7
Volumes (GWh)	170	169	177	184	186	179
CO ₂ (M€)	4,1	3,2	3,3	3,9	3,6	3,5
Autres (taxes, dépréciation...) (M€)	2,8	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8
Total charges d'énergie (M€)	27,7	34,0	38,6	49,8	47,4	42,5

Recherche et Développement (R&D)

Concernant la R&D, les dépenses de Storengy ont été supérieures à la trajectoire fixée par la CRE lors de la période ATS2. Storengy explique cela par des dépenses plus élevées que celles prévues dans la trajectoire pour les axes « Performance des installations de surface des stockages » et « Adaptation des stockages au gaz renouvelable ».

Pour la période ATS3, Storengy demande un budget de R&D de 39,4 M€ (soit 9,8 M€/an en moyenne sur la période), réparti en cinq axes, auquel s'ajoutent des actions spécifiques liées à la gestion de la R&D et des actions dites « opérationnelles » de R&D sur les sites de stockage :

- performance de stockage (10,8 M€) ;
- nouveaux gaz en mélange (9,9 M€) ;
- sécurité et environnement (7,1 M€) ;
- H₂ pur (6,0 M€) ;
- R&D opérationnelle (5,1 M€) ;
- gestion de la R&D (0,4 M€).

Analyse de la CRE

La CRE constate que, pour la plupart des programmes, les dépenses prévues par Storengy pour la période ATS3 sont en forte hausse : le budget demandé par Storengy (39,4 M€) augmente de plus de 85 % entre l'ATS2 et l'ATS3.

Dans son analyse, la CRE a considéré comme important de retenir des projets qui sont directement liés au cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage.

Par conséquent, la CRE retient les dépenses suivantes :

- Performance de stockage (10,6 M€) ;
- Nouveaux gaz en mélange (6,6 M€) ;
- Sécurité et environnement (4,1 M€) ;
- R&D opérationnelle (0,8 M€).

Par conséquent, la CRE retient un budget de 22,1 M€ pour la période ATS3, avec la possibilité de révision à mi-période.



Conversion d'actifs

Dans le contexte de la transition énergétique, la CRE considère qu'il est souhaitable que les opérateurs de stockage puissent disposer d'un budget pour étudier l'impact d'une conversion des actifs susceptibles d'être réutilisés pour d'autres gaz (notamment l'hydrogène). La CRE retient pour l'ATS3 des dépenses sur la période équivalente à 0,1 % du niveau moyen de la base d'actifs régulés hors gaz coussin sur la période soit 2,8 M€ sur la période.

Efficience

A l'issue de l'analyse poste à poste, la trajectoire de charges d'exploitation hors énergie de Storengy augmenterait de 5,1 % par an en moyenne sur la période 2022-2027, ce qui représente 37 M€ de plus que les dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation et corrigées de l'effet de l'évolution des recettes prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé.

Dans un contexte de hausse des coûts de l'énergie et de décroissance de la consommation de gaz, la CRE considère que les opérateurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour maîtriser leurs charges,

La CRE retient en conséquence une efficience de 1 %/an sur les charges maîtrisables hors charges de personnel à partir de 2025, soit 6,3 M€ entre 2025 et 2027.

- **Synthèse de l'analyse de la CRE**

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATS3.

Storengy, En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Storengy		232,4	237,8	249,4	251,1
Ajustement retenu par la CRE		-37,5	-34,7	-34,7	-36,2
Trajectoire retenue par la CRE	161,0* (141,1)	194,9	203,1	214,7	214,9

* le montant est retraité d'une recette exceptionnelle de 19,8 M€

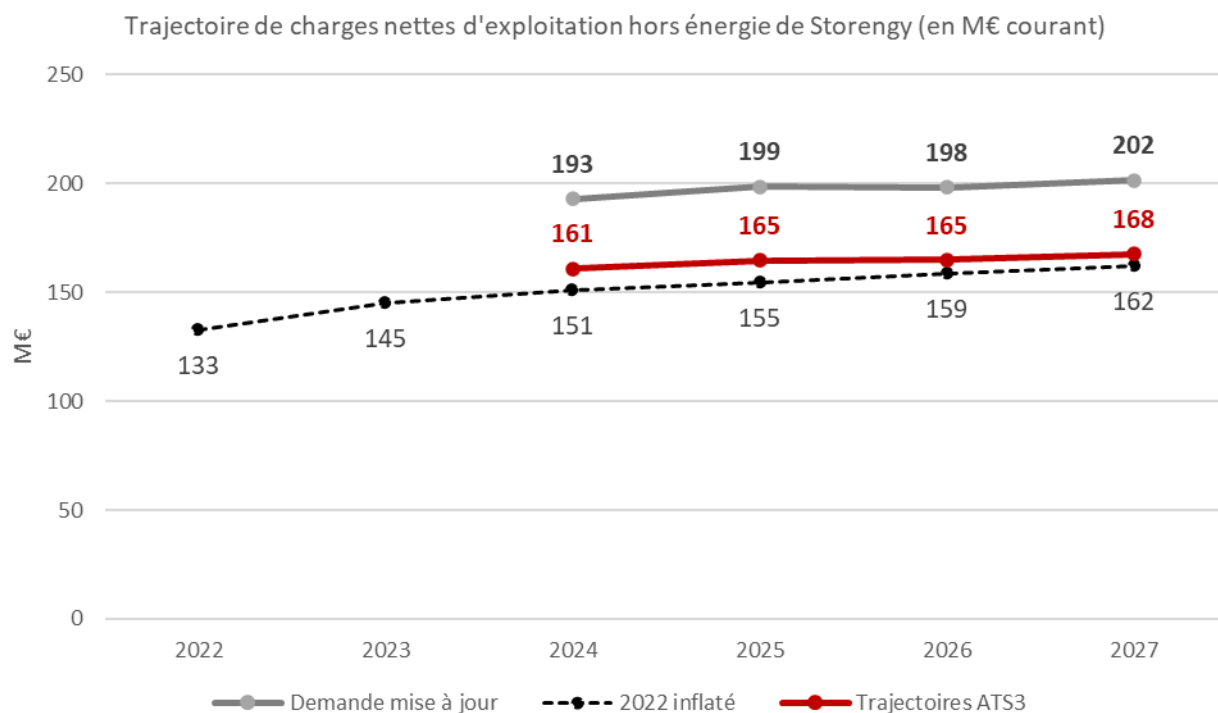
Storengy, En M€ courants – hors énergie	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Storengy		192,8	198,6	198,4	201,5
Ajustement retenu par la CRE		-31,9	-34,1	-33,4	-33,9
Trajectoire retenue par la CRE	132,9	160,9	164,5	164,9	167,6

La trajectoire retenue par la CRE donne les moyens à Storengy :

- de maintenir une politique de rémunération alignée avec les pratiques historiques constatées et tenant compte des effets des données récentes sur le SNB et autres éléments de rémunération ;
- de renforcer ses dépenses de maintenance pour limiter la baisse de performance de ses stockages aquifère (la trajectoire est supérieure de 4 % par rapport au réalisé 2022 mis à jour de l'inflation et un renforcement des équipes de maintenance) ;
- de faire face aux nouveaux enjeux de cybersécurité en retenant les dépenses demandées par l'opérateur avec notamment un renforcement des équipes en charge de ces sujets ;
- de poursuivre ses travaux de R&D sur le cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage ;
- de disposer d'un budget pour étudier la conversion de ses stockages aux nouveaux gaz (2,8 M€ sur la période).

Le tarif ATS3 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 21 % des charges nettes d'exploitation de Storengy entre 2022 et 2024 (+21 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +3,3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (+1,4 %/an hors énergie).



2022 inflaté : le niveau réalisé inflaté est corrigé de l'effet de l'évolution des recettes prévisionnelles d'un contrat avec un autre opérateur régulé

3.3.3.2 Teréga

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour Teréga sur la période AT3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Teréga	43,7	43,9	44,6	45,5
Réalisé 2022 inflaté	40,7	41,4	42,1	42,7
Trajectoire de l'auditeur	37,2	37,5	38,0	38,5
Impact sur la demande de Teréga	-6,5	-6,4	-6,6	-6,9

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent principalement sur les frais liés au personnel, la maintenance, et les frais de structure. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Frais de structure

Dans son dossier tarifaire, Teréga a intégré un décalage d'inflation d'un an, justifiant que l'inflation de l'année N affecte principalement les charges de l'année N+1. L'auditeur n'a pas retenu cette approche qui n'est pas cohérente avec le fonctionnement du tarif qui alloue les ressources en année N.

L'auditeur considère que l'évolution de certains sous postes n'est pas suffisamment justifiée par Teréga. Pour ces sous postes, l'auditeur applique l'inflation aux montants réalisés en 2022, ou la moyenne des dépenses de la période 2020 - 2022 en fonction du caractère récurrent ou non des charges.

S'agissant du fonds de dotation demandé par Teréga, l'auditeur considère qu'il s'agit d'un choix d'entreprise qui n'est pas directement rattachable aux missions de l'opérateur régulé, en conséquence l'auditeur ne retient pas cette dépense.

Cette approche conduit l'auditeur à retenir un ajustement de -3,0 M€ en moyenne par an (soit -12 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

Teréga a apporté des éléments additionnels permettant de justifier ses dépenses de gardiennage. La CRE retient la demande de l'opérateur.

La CRE retient les dépenses de communication et du fonds de dotation dans la continuité des dépenses existantes.

Maintenance

L'auditeur considère que l'évolution de certains sous postes n'est pas suffisamment justifiée par Teréga. Pour ces sous postes, l'auditeur applique l'inflation aux montants réalisés en 2022, ou la moyenne des dépenses de la période 2020 – 2022 en fonction du caractère récurrent ou non des charges.

Par ailleurs, Teréga a demandé une couverture des coûts d'exploitation liés à l'application du projet de règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie. L'auditeur a ajusté les dépenses en cohérence avec la fixation de la trajectoire de charges ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le règlement européen sera adopté.

Cette approche conduit à retenir un ajustement de -2,0 M€ en moyenne par an (soit -8,1 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

Teréga a apporté des éléments complémentaires permettant de justifier certaines dépenses de maintenance. Ces dépenses portent sur les contrôles réglementaires et mises en conformité, la maintenance curative et la maintenance préventive des puits et des compresseurs ainsi que les dépenses de gestions des déchets).

Frais liés au personnel

S'agissant des charges sociales, l'auditeur retient les derniers taux connus qui sont inférieurs à ceux retenus par Teréga.

Sur la période ATS3, Teréga envisage un ajout d'une dizaine d'ETP (transport et stockage combinés) à partir de 2024 en raison des nouveaux besoins pour la prochaine période tarifaire (CO₂, H₂, émissions de méthane, cybersécurité, gestion des actifs, relations institutionnelles régionales).

L'auditeur considère que ces besoins supplémentaires n'ont pas été suffisamment justifiés, ou qu'ils ne sont pas en lien direct avec les missions régulées de l'opérateur. En conséquence l'auditeur ne retient pas d'ETP additionnel.

Comme pour la maintenance, l'auditeur n'a pas retenu les charges liées au règlement concernant les émissions de méthane.

L'auditeur recommande en conséquence un ajustement à la baisse par rapport à la demande de Teréga des frais liés au personnel de - 0,9 M€ en moyenne par an (soit un total cumulé sur la période ATS3 de - 3,5 M€).

Analyse de la CRE

La CRE retient une trajectoire de recrutement supérieure à celle recommandée par l'auditeur afin de tenir compte des enjeux de cybersécurité auxquels Teréga devra faire face durant la période de l'ATS3 et de répondre aux besoins de relations institutionnelles régionales.

La CRE retient la trajectoire d'évolution des salaires demandée par Teréga.

La CRE constate que la demande de Teréga intègre une participation en nette hausse par rapport à l'historique. La CRE retient un niveau aligné sur les pratiques historiques.

Système d'information :

La CRE a conduit une analyse des dépenses de SI intégrant les charges d'exploitation et les charges de capital. La CRE constate que l'évolution des charges totales est inférieure au réalisé 2022 inflaté au périmètre global de Teréga (transport et stockage).

La CRE retient un niveau de charges d'exploitation comparable à la demande de l'opérateur. En particulier, la CRE ne retient pas les effets de décalage d'inflation (cf. frais de structure).

Impôts et taxes :

La CRE met à jour le calcul des impôts et taxes en tenant compte des derniers taux envisagés.

Emissions de méthane

La CRE ne retient pas à ce stade de nouvelles dépenses associées à la réduction des émissions de méthane. Comme précisé au paragraphe 2.3.2, l'opérateur de stockage pourra, une fois le règlement sur la réduction des émissions de méthane publié, demander le réexamen de sa trajectoire de charges nettes d'exploitation pour prendre en compte les nouveaux coûts directement liés à ce règlement.

- **Ajustements complémentaires de la CRE**

Charges d'énergie

Sur la période 2024-2027, Teréga demande une trajectoire de charges d'énergie en hausse par rapport au réalisé 2022, avec une hausse de 24 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022.

Teréga justifie la hausse des charges d'énergie par rapport à 2022 par la poursuite de l'utilisation des compresseurs du site de Lussagnet pour assurer le schéma d'approvisionnement avec des flux Sud→Nord observé en 2023. Teréga retient une amplitude des stockages³¹ de 85 % du VU.

Demande de Teréga	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	0,3	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8
Volumes (GWh)	17,8	21,6	20,3	20,3	19,0	20,3
Electricité (M€)	13,9	16,8	14,3	14,6	13,7	14,9
Volumes (GWh)	76,0	91,0	92,8	92,8	94,6	92,8
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...) (M€)	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
Total charges d'énergie (M€)	14,3	17,8	15,2	15,4	14,5	15,7

Analyse de la CRE

Volumes

La CRE retient les volumes de consommation prévisionnels de Teréga.

Prix

La CRE a mis à jour les prix en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés sur la première quinzaine de novembre.

Par ailleurs, Teréga a demandé une augmentation du plafond de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) et la couverture de ses achats des garanties d'origine pour l'électricité.

La CRE ne retient pas ces demandes car : 1) la CRE retient le dernier taux de TICGN connu ; 2) les achats des garanties d'origine ne sont pas obligatoires.

Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 11 % par rapport à la demande de Teréga, soit un ajustement de 7,1 M€ sur la période.

³¹ Ecart constaté entre le point bas de remplissage des stocks (1^{er} avril) et le point haut de remplissage (1^{er} novembre)



Trajectoire de la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	0,3	0,9	0,9	0,8	0,7	0,8
Volumes (GWh)	17,8	21,6	20,3	20,3	19,0	20,3
Electricité (M€)	13,9	13,3	11,9	14,0	13,1	13,1
Volumes (GWh)	76,0	91,0	92,8	92,8	94,6	92,8
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...) (M€)	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
Total charges d'énergie (M€)	14,3	14,2	12,9	14,9	13,8	13,9

Recherche et Développement (R&D)

Concernant la R&D, les dépenses de Teréga ont été inférieures de 0,15 M€ par rapport à la trajectoire fixée par la CRE lors de la période ATS2 (2,5 M€). Teréga explique que cette sous-réalisation est inhérente aux incertitudes liées aux projets de R&I.

Teréga demande, pour la période ATS3, un budget de R&D de +208 % par rapport au réalisé ATS2 soit 7,3 M€ (1,8 M€/an en moyenne sur la période), réparti en cinq finalités et deux projets, auxquelles s'ajoute le budget de pilotage ;

- Finalités :
 - o Intégrité, performance et sécurité opérationnelle (1,3 M€) ;
 - o Hydrogène (1,0 M€) ;
 - o CCUS, Captage, stockage, transport et valorisation du CO₂ (0,6 M€) ;
 - o Réduction de l'empreinte environnementale (0,2 M€) ;
 - o Nouveaux gaz en mélange (0,2 M€) ;
- Projets :
 - o Les études de faisabilité du projet Hysow, consistant à développer des infrastructures de transport d'H2 et de stockage d'H2 en cavités salines (1,2 M€) ;
 - o Les études du projet Pycasso sur le développement d'infrastructures de stockage de CO2 (2,0 M€).

Le budget dédié au pilotage de la R&D est de 0,6 M€.

Analyse de la CRE

Dans son analyse, la CRE a considéré qu'il est important de retenir des projets qui sont directement liés au cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage.

Elle retient donc une trajectoire de charges de R&D représentant 3,7 M€ sur la période ATS3, soit 0,9 M€/an en moyenne.

Conversion d'actifs

Dans le contexte de la transition énergétique, la CRE considère qu'il est souhaitable que les opérateurs de stockage puissent disposer d'un budget pour étudier l'impact d'une conversion des actifs susceptibles d'être réutilisés pour d'autres gaz (notamment l'hydrogène) des actifs susceptibles de l'être. La CRE retient pour l'ATS3 des dépenses sur la période équivalente à 0,1 % du niveau moyen de la base d'actifs régulés hors gaz coussin sur la période soit 0,5 M€ sur la période.



Efficiences

A l'issue de l'analyse poste à poste, la CRE constate que les charges d'exploitation hors énergie sont proches du niveau des dépenses réalisées 2022 inflatées (-1,3 M€ sur la période ATS3).

La CRE ne retient pas d'efficiences supplémentaires pour Teréga.

- **Synthèse de l'analyse de la CRE**

Les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATS3 :

Teréga, en M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Teréga		62,0	59,9	62,5	62,0
Ajustements retenus par la CRE		-5,1	-4,2	-4,4	-4,6
Trajectoire retenue par la CRE	52,8	56,9	55,7	58,1	57,4

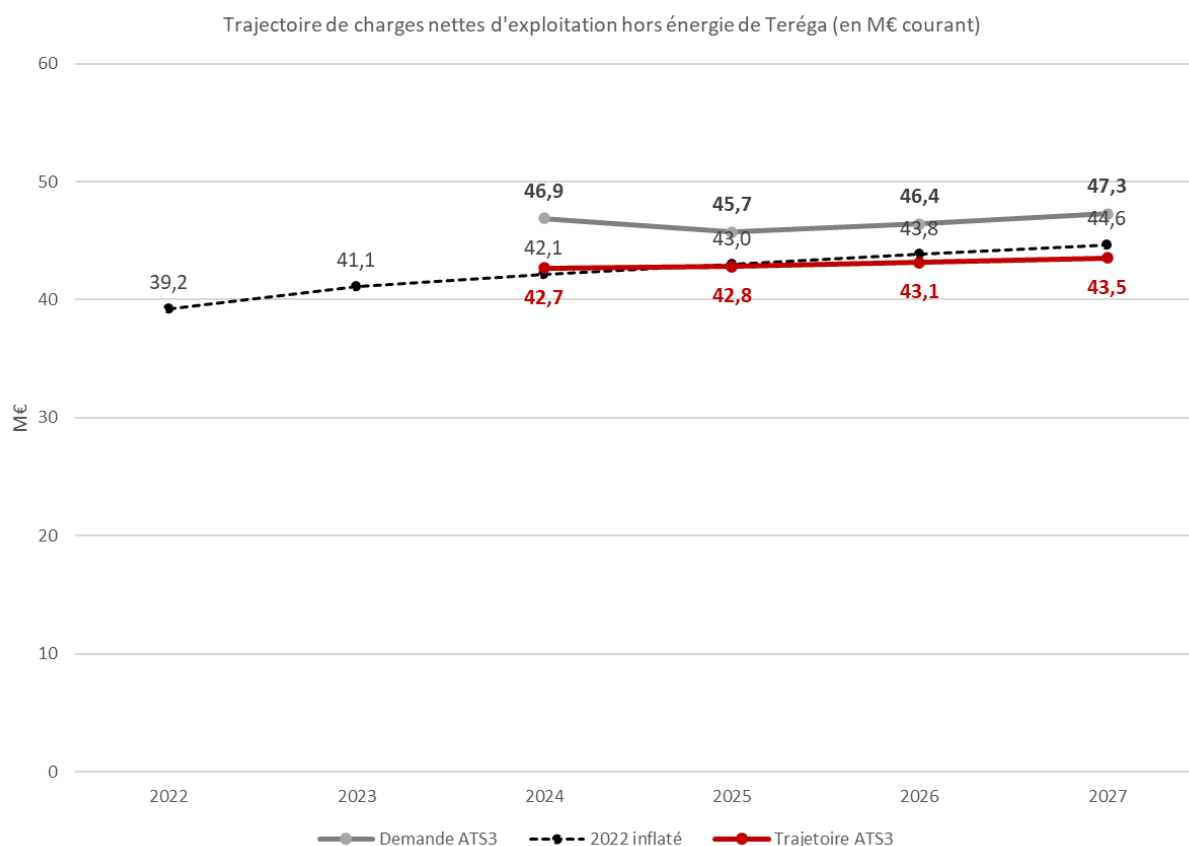
Teréga, en M€ courants – Hors énergie	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Teréga		46,9	45,7	46,4	47,3
Ajustements retenus par la CRE		-4,2	-2,9	-3,3	-3,7
Trajectoire retenue par la CRE	39,2	42,7	42,8	43,1	43,5

La trajectoire retenue par la CRE permettra à Teréga de :

- de maintenir une politique de rémunération alignée avec les pratiques historiques constatées et tenant compte des effets des données récentes ;
- de disposer des effectifs nécessaires à la réalisation de ses missions, y compris en ce qui concerne la cybersécurité, les affaires institutionnelles et l'intégration du biométhane ;
- mettre en œuvre son programme de maintenance et ainsi opérer ses actifs dans des conditions de sécurité optimale et en tenant compte de l'évolution de l'usage de son stockage (la trajectoire est supérieure de 11 % par rapport au réalisé 2022 mis à jour de l'inflation) ;
- de faire face aux nouveaux enjeux de cybersécurité en retenant l'essentiel des dépenses demandées par l'opérateur en matière de système d'information ;
- de poursuivre ses travaux de R&D sur le cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage ;
- de disposer d'un budget pour étudier la conversion de ses stockages aux nouveaux gaz (0,5 M€ sur la période).

Le tarif ATS3 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de + 7,8 % des charges nettes d'exploitation de Teréga entre 2022 et 2024 (+ 8,9 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +0,3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (+0,7 % /an hors énergie).



3.3.3.3 Géométhane

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour Géométhane sur la période AT3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Géométhane	18,8	18,9	19,2	20,0
Réalisé 2022 inflaté	15,5	15,8	16,0	16,3
Trajectoire de l'auditeur	17,6	17,5	17,7	17,8
Impact sur la demande de Géométhane	1,2	1,4	1,5	2,2

La trajectoire de l'auditeur présentée dans le tableau ci-dessous reprend donc la demande de Géométhane pour les postes audités par la CRE. Les ajustements réalisés par la CRE sur ces postes sont présentés ci-après.

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais liés aux consommations externes, impôts et taxes et prestations membres. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Consommations externes

Géométhane a construit sa trajectoire pour le poste Travaux & Entretien en repartant de la moyenne du réalisé 2020-2022, à laquelle l'opérateur a ajouté des opérations spécifiques.

L'auditeur estime n'avoir pas eu suffisamment de détails lui permettant de reconstruire la trajectoire et d'identifier les opérations spécifiques qui auraient eu lieu en 2022. Ainsi, l'auditeur a construit sa trajectoire sur la base de la moyenne passée 2020-2022, inflatée avec les indices communiqués par le CRE, auxquels il a ajouté l'opération spécifique de la maintenance du nouveau compresseur post mise en service (2025) et les travaux de désamiantage.



Les autres opérations spécifiques présentées par l'opérateur n'ont pas été retenues par l'auditeur car les explications et justificatifs fournis par l'opérateur ne lui ont pas permis de reconstruire ou de justifier la trajectoire.

En ce qui concerne le poste Immobilier et Géosel, Géométhane a retenu une indexation des différents contrats sur l'évolution moyenne des 5 dernières années. L'évolution des indices sur les cinq dernières années est marquée par une hausse importante liée à la crise inflationniste récente. L'auditeur propose de retenir une indexation sur la moyenne des dix dernières années afin de limiter l'impact de la crise inflationniste dans le temps,

L'auditeur propose en conséquence un ajustement à la baisse par rapport à la demande de Géométhane de consommations externes de - 0,9 M€ en moyenne par an (soit un total cumulé sur la période ATS3 de - 3,5 M€)

Analyse de la CRE

Géométhane a apporté des éléments complémentaires justifiant les dépenses additionnelles sur les puits, la déshydratation et les obligations de débroussaillage. La CRE retient la demande de l'opérateur pour ces dépenses.

La CRE maintient l'ajustement de l'auditeur sur l'indexation des contrats. La trajectoire a été mise à jour en tenant compte des derniers indices connus.

Impôts et taxes

L'opérateur considère que les taux d'imposition vont évoluer de l'inflation sur la période ATS3 notamment pour la taxe foncière. Il retient par ailleurs une évolution des bases d'impositions correspondant aux derniers taux connus.

L'auditeur recommande de retenir des taux d'imposition stables sur la période ATS3. Il considère que ces taux ne dépendent pas de l'inflation et peuvent donc aussi bien évoluer à la hausse comme à la baisse. S'agissant de l'évolution des bases imposables, l'auditeur retient une moyenne des cinq dernières années des taux connus car il considère que les taux 2022 et 2023 revêtent un caractère exceptionnel compte tenu du contexte économique et que sur la période ATS3, les taux vont retrouver un niveau plus en ligne avec les niveaux observés précédemment.

Cette approche conduit à retenir un ajustement de -0,5 M€ en moyenne par an (soit -2 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

A la suite des échanges avec Géométhane, la CRE retient une évolution des bases imposables à l'inflation. La trajectoire retenue par la CRE intègre les derniers taux connus.

Prestations membres

Pour assurer le fonctionnement du site de Manosque, Géométhane a recours à différents contrats de prestations (contrats d'exploitation, contrat d'exploitation post-installation nouvelle, contrat d'assistance à l'exploitation, contrat de commercialisation et contrat de gestion administrative). Le montant de ces contrats évolue en fonction d'indices. Pour construire sa trajectoire, Géométhane a pris en compte une évolution des indices égale à l'évolution moyenne observée au cours des cinq dernières années connues.

L'évolution des indices sur les cinq dernières années est marquée par une hausse importante liée à la crise inflationniste récente. L'auditeur recommande de retenir une indexation sur la moyenne des 10 dernières années afin de limiter l'impact de la crise inflationniste dans le temps,

Cette approche conduit à retenir un ajustement de -0,2 M€ en moyenne par an (soit -0,8 M€ cumulés sur la période ATS3).

Analyse de la CRE

La CRE maintient l'ajustement de l'auditeur sur l'indexation des contrats. La trajectoire a été mise à jour en tenant compte des derniers indices connus.

- **Ajustements complémentaires de la CRE**

Charges d'énergie

Sur la période 2024-2027, Géométhane demande une trajectoire de charges d'énergie en baisse par rapport au réalisé 2022, avec une baisse de - 35,7 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022, puis sur la période 2024-2027 une augmentation de + 11,7 % par an en moyenne.

Géométhane justifie ces charges d'énergie par un retour à un niveau élevé d'activité des installations de stockage. Géométhane retient ainsi une hypothèse de cyclages des stockages³² de 95 % du VU.

Par ailleurs, la mise en service, prévue fin 2024, d'un nouveau compresseur électrique conduit à une baisse de la consommation de gaz au profit de la consommation d'électricité.

³² Ecart constaté entre le point bas de remplissage des stocks (1^{er} avril) et le point haut de remplissage (1^{er} novembre)

Demande de Géométhane	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	2,5	1,39	0,9	0,48	0,14	0,7
Volumes (GWh)	22,8	28,11	20,2	12,6	4,49	16,4
Electricité (M€)	0,16	0,27	1,05	1,94	2,32	1,4
Volumes (GWh)	1,69	1,7	7,2	9,9	12,59	7,8
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes,...) (M€)	0,13	0,13	0,1	0,06	0,02	0,08
Total charges d'énergie (M€)	2,8	1,79	2,08	2,49	2,49	2,2

Analyse de la CRE

Volume

L'hypothèse d'un remplissage des stockages à 100 % du VU en début d'hiver est raisonnable. Il n'apparaît en revanche pas pertinent de retenir un niveau bas tel qu'observé lors d'une unique année particulière (3 % observé en 2018, année caractérisée par un faible taux de remplissage des stockages en début d'hiver et une fin d'hiver froide). La CRE retient un cyclage de 85 % (correspondant à un remplissage des stockages à 100 % et un niveau bas moyen observé sur la période 2012-2022).

Prix

La CRE a mis à jour les prix en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés sur la première quinzaine de novembre.

Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 18 % par rapport à la demande de Géométhane soit un ajustement de 1,9 M€ sur la période.

Trajectoire ajustée	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATS3 (moy. annuelle)
Gaz (M€)	2,5	1,4	0,7	0,3	0,1	0,6
Volumes (GWh)	22,8	25,2	13,5	8,4	3,0	12,5
Electricité (M€)	0,16	0,2	0,8	1,5	1,8	1,1
Volumes (GWh)	1,69	1,5	4,8	6,6	8,4	5,3
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes,...) (M€)	0,13	0,12	0,06	0,04	0,02	0,06
Total charges d'énergie (M€)	2,8	1,7	1,5	1,9	1,9	1,8

Recherche et Développement (R&D)

Concernant la R&D, les dépenses de Géométhane entre 2020 et 2022 ont été inférieures à la trajectoire de l'ATS2 (3,1 M€). Géométhane explique que la partie de son programme de R&D concernant l'adaptation aux gaz renouvelables a démarré plus lentement que prévu au début de la période ATS2.



Pour la nouvelle période tarifaire Géométhane prévoit un budget de R&D de 4,9 M€ (soit 1,2 M€/an en moyenne sur la période) qui est réparti en trois axes :

- sous-sol & installation de surface (0,6 M€) ;
- adaptation aux gaz renouvelables : études dans le cadre des projets Hygreen/GéoH2 (3,3 M€) ;
- adaptation aux gaz renouvelables – études d'un démonstrateur de cyclage de la cavité avec de l'hydrogène (1,0 M€).

Les deux derniers projets ont pour objectif de préparer la conversion des installations de Géométhane au stockage d'hydrogène.

Analyse de la CRE

Dans son analyse, la CRE considère qu'il est important de retenir des projets qui sont directement liés au cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage.

La CRE est favorable à ce que Géométhane continue à étudier le fonctionnement du site de Manosque au niveau des cavités et des installations de surface. Par conséquent, elle retient l'axe sous-sol & installation de surface (0,6 M€) dans son intégrité.

La CRE ne retient pas les dépenses liées au démonstrateur de cyclage de la cavité avec de l'hydrogène. Concernant les études relatives aux projets Hygreen/GéoH2, la CRE ne retient que les dépenses de l'année 2024.

La CRE retient donc une trajectoire de 1,3 M€ sur la période.

Conversion d'actifs

Dans le contexte de la transition énergétique, la CRE considère qu'il est souhaitable que les opérateurs de stockage puissent disposer d'un budget pour étudier l'impact d'une conversion des actifs susceptibles d'être réutilisés pour d'autres gaz (notamment l'hydrogène). La CRE retient pour la prochaine période tarifaire des 0,1 % du niveau moyen de la base d'actifs régulés hors gaz coussin sur la période soit 0,3 M€ sur la période.

Efficiences

A l'issue de l'analyse poste à poste, la trajectoire de charges d'exploitation hors énergie de Géométhane augmente de 3,9 % par an en moyenne sur la période 2022-2027, ce qui représente 6,5 M€ de plus que les dépenses réalisées 2022 mises à jour de l'inflation. Cette évolution s'explique notamment par une hausse des dépenses de maintenance associée à la mise en service des compresseurs et l'évolution des coûts des contrats de prestation.

Par ailleurs, l'organisation de Géométhane avec un seul actif limite les leviers de réduction des charges d'exploitation.

En conséquence, la CRE ne retient pas d'objectif d'efficience pour Géométhane.

- **Synthèse de l'analyse de la CRE**

Les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATS3 :

Géométhane, en M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Géométhane		22,0	22,4	22,8	23,5
Ajustements retenus par la CRE		-0,9	-2,9	-2,8	-3,1
Trajectoire retenue par la CRE	18,1	21,1	19,5	20,0	20,4

Géométhane, en M€ courants – Hors énergie	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Demande de Géométhane		20,2	20,3	20,3	21,0
Ajustements retenus par la CRE		-0,8	-2,3	-2,2	-2,5



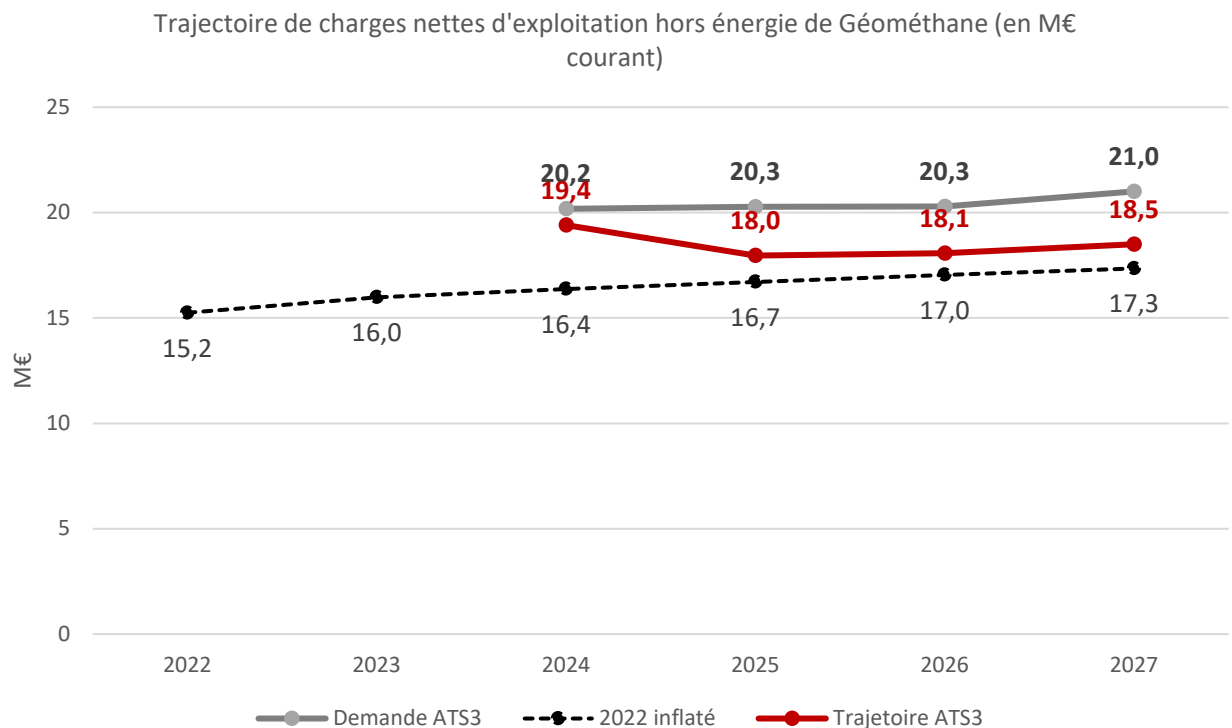
Trajectoire retenue par la CRE	15,2	19,4	18,0	18,1	18,5
--------------------------------	------	------	------	------	------

La trajectoire retenue par la CRE permettra à Géométhane de :

- mettre en œuvre son programme de maintenance (notamment avec la mise en service du nouveau compresseur) et ainsi opérer ses actifs dans des conditions de sécurité optimale ;
- de poursuivre ses travaux de R&D sur le cœur de métier de l'opérateur de stockage et qui contribuent à renforcer la sécurité, la durabilité et l'efficacité des installations de stockage ;
- de disposer d'un budget pour étudier la conversion de ses stockages aux nouveaux gaz (0,3 M€ sur la période).

Le tarif ATS3 prévoit par ailleurs une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges liées à la mise en œuvre du règlement européen visant à réduire les émissions de méthane.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de + 16,6 % des charges nettes d'exploitation de Géométhane entre 2022 et 2024 (+ 27,2 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de - 1,1 % par an en moyenne sur la période 2024-2027 (-1,6 %/an hors énergie).



3.4 Calcul des charges de capital normatives

3.4.1 Coût moyen pondéré du capital

3.4.1.1 Demande des opérateurs

Les demandes de Storengy et Géométhane ont été établies en utilisant un CMPC pour le transport de gaz de 4,65 % (réel, avant impôts), majoré d'une prime spécifique de 100 points de base au titre des risques spécifiques de l'activité de stockage de gaz, soit un taux global de 5,65 % (réel, avant impôts). Cette prime est construite sur une base de 50 pdb tel que le prévoyait l'ATS2 incrémentée de 50 pdb pour couvrir les nouveaux risques apparus depuis l'ATS2 (en particulier relatifs aux obligations réglementaires affectant d'une part l'activité opérationnelle et d'autre part l'activité économique). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un auditeur externe.

Dans son dossier tarifaire, Storengy et Géométhane utilisent par ailleurs le taux de 3,8 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC. Ce taux est construit avec un taux de rémunération des IEC des opérateurs d'infrastructures de transport à 2,8 %, augmenté de la prime de risque de 100 points de base.

La demande de Teréga a été établie en utilisant un CMPC pour le transport de gaz naturel de 4,7 % (réel, avant impôts), majoré d'une prime spécifique de 110 points de base au titre des risques spécifiques de l'activité de stockage de gaz, soit un taux global de 5,8 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par l'opérateur auprès d'un auditeur externe. Dans son dossier tarifaire, Teréga utilise par ailleurs le taux de 4,0 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC. Ce taux est construit avec un taux de rémunération des IEC des opérateurs d'infrastructures de transport à 2,9 %, augmenté de la prime de risque de 110 points de base.

3.4.1.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATS3, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à la société Compass Lexecon de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT, des opérateurs de stockage et de GRDF sur la base des conclusions de leurs conseils. Le rapport de l'auditeur a été publié en même temps que la consultation publique du 27 juillet 2023 sur le site de la CRE.

Après audit de la demande des opérateurs, l'auditeur a recommandé plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquels elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur recommande une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 3,72 % et 4,14 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,51 % et 2,93 %. Pour les nouveaux actifs, l'auditeur recommande une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,69 % et 6,21 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,74 % et 4,23 %.

Pour la prime spécifique stockage, l'auditeur recommande de maintenir un niveau de 50 points de base par rapport au CMPC en vigueur dans le tarif ATRT8 de GRTgaz et Teréga, soit un niveau identique à celle fixée par la CRE pour la période ATS2.

3.4.1.3 Analyse de la CRE

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

Dans la consultation publique de juillet 2023, la CRE a indiqué qu'elle envisageait un CMPC dans une fourchette comprise entre 2,9 % et 4,2 % (réel avant impôts), sur la base d'une pondération d'un taux de long terme selon la méthode utilisée pour l'ATRT7, et d'un taux de court terme fondé sur l'analyse de paramètres de plus court terme et en retenant une pondération de 80/20 respectivement entre les deux termes. Cette fourchette était en baisse par rapport au CMPC du tarif ATRT7 (4,25 %). En taux nominal avant impôts, la fourchette ressortait à 4,4 % - 5,5 %.

Dans ce cadre et en tenant compte des retours à la consultation publique, la CRE décide pour la période tarifaire ATRT8 de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital en pondérant deux taux

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATRT7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,7 % réel, avant impôts (soit 4,9 % nominal avant impôts, avant retraitement de l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,5 % réel, avant impôts (soit 7,6 % en nominal avant impôts, avant retraitement de l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 % sur la période tarifaire ATRT8).

La pondération retenue par la CRE repose sur une répartition normative de la part respective des nouveaux actifs et des anciens actifs, évaluée au cours de la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, et s'établit pour la période tarifaire considérée à 80 % pour le taux basé sur des données de long terme, et 20 % pour le taux basé sur des données plus récentes.

Pour rappel, le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$\text{CMPC nominal avant IS} = [(\text{TSR} + \text{spread de dette}) \times (1 - \text{déductibilité des charges financières} \times \text{IS}) / (1 - \text{IS})] \times g + (\text{TSR} + \beta \times \text{PRM}) / (1 - \text{IS}) \times (1 - g)$$

$$\text{CMPC réel avant IS} = (1 + \text{CMPC nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$$

Pour le tarif ATRT8, la CRE retient la valeur de 4,1 % (réel, avant impôts) comme CMPC pour rémunérer les actifs dits « historiques » de la BAR des GRT de gaz. Pour les actifs dits « nouveaux actifs » la CRE retient un CMPC de 5,4 % (nominal, avant impôts).

Pour la période du tarif ATS3, la CRE retient la valeur de 4,6 % (réel, avant impôts) comme CMPC pour rémunérer les actifs dits « historiques » de la BAR des opérateurs de stockage de gaz. Pour les actifs dits « nouveaux actifs » la CRE retient un CMPC de 5,9 % (nominal, avant impôts).

Le niveau de ce taux reflète une majoration du CMPC du tarif ATRT de +50 points de base. Le niveau de cette majoration, inchangé par rapport à celle retenue dans le tarif ATS2, est justifié par l'absence d'évolution des risques, notamment économiques, techniques et géologiques de l'activité d'opérateur de sites de stockages de gaz naturel par rapport à l'activité de transport de gaz.

Les valeurs arrondies retenues par la CRE pour chacun des paramètres du CMPC des activités de transport figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRT8 (valeurs arrondies)			
	Données de long terme	Données de court terme	Valeur pondérée (80 % - 20 %)
Taux sans risque nominal (TSR)	1,3 %	3,8 %	1,8 %
Spread de dette	1,1 %	0,5 %	1,0 %
Bêta de l'actif	0,47		
Bêta des fonds propres (β)	0,82		
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %		
Levier (dette/ (dette+fonds propres)) (g)	50 %		
Taux d'impôts sur les sociétés (IS)	25,83 %		
Coût de la dette (nominal, avant IS)	2,4 %	4,3 %	2,8 %
Coût des fonds propres (nom., après IS)	5,5 %	8,1 %	6,0 %
CMPC (nominal, avant IS)	4,9 %	7,6 %	5,4 %
Inflation	1,2 %	2,0 %	1,3 %
CMPC (réel, avant IS)	3,7 %	5,5 %	4,1 %

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRT7, les principales modifications, en cohérence avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l'évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité.

Le taux sans risque s'établit à 1,8 % et est déterminé sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérées comme les placements les moins risqués. Ce taux est déterminé par la pondération entre la moyenne sur 10 ans de l'OAT de maturité 15 ans et la moyenne des quatre taux à terme implicites des années 2024 à 2027 d'une OAT de maturité 15 ans. La pondération retenue est de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus. Pour la détermination du taux sans risques, la CRE retenu l'observation des rendements des OAT non plus d'une maturité de 10 ans comme cela était le cas jusqu'à présent, mais d'une maturité de 15 ans.

Le spread de dette s'établit à 1,0 % et est déterminé sur l'observation des rendements obligataires moyens iBoxx EUR NF 10+ BBB ; pour les données de long terme sur une moyenne sur 10 ans et pour les données de court terme sur une moyenne de 1 an. La pondération retenue entre ces deux valeurs est également de 80/20 pour la période tarifaire considérée comme exposé ci-dessus.

Par rapport à la période tarifaire précédente, le bêta de l'actif est abaissé de 0,5 à 0,47. La CRE appuie sa décision sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Cette baisse est également justifiée par le niveau de protection apporté par le cadre de régulation du tarif ATS3, qui protège davantage les opérateurs notamment contre les variations des prix de l'énergie. Par ailleurs, le cadre de régulation a montré sa forte résilience pendant les crises successives du Covid et de l'énergie. Dans l'ensemble, la CRE considère que la cadre de régulation est cohérent avec une baisse mesurée du bêta de l'actif à 0,47. En effet, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des réseaux d'électricité.

La CRE prend également en compte la baisse de taux normal d'imposition sur les sociétés à 25,0 %, combiné à la contribution sociale correspondant à 3,3 % du montant de l'IS, soit un taux d'imposition de 25,83 %.

Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 2.2.3.4, les immobilisations en cours (IEC) sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôt du tarif ATRT (2,8 % pour le tarif ATRT8) majoré de la prime spécifique stockage, soit au total 3,3 %.

3.4.2 Investissements

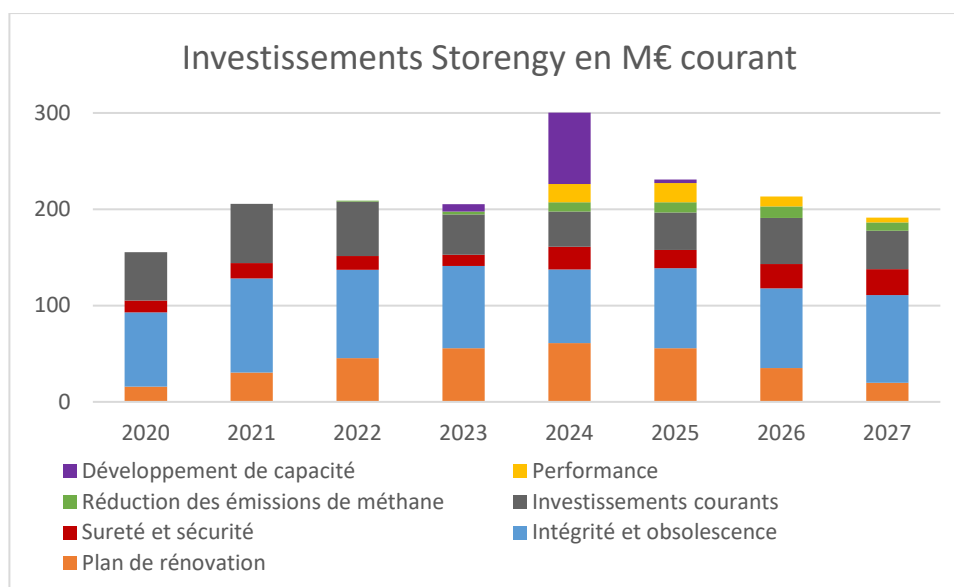
3.4.2.1 Storengy

La trajectoire des dépenses d'investissements de Storengy sur la période ATS3 est marquée par une augmentation des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 237 M€ par an sur cette période, alors qu'elles s'élevaient à 191 M€ par an sur la période ATS2.

Storengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de l'ATS3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3	Moyenne annuelle ATS2 (*)
Plan de rénovation	61,2	55,8	35	19,7	42,9	36,9
Sûreté – sécurité	23,6	19,2	25,2	26,8	23,7	13,6
Intégrité et obsolescence	76,2	82,9	83	91,3	83,4	88,1
Performance	19	20	10	5	13,5	-
Investissements courants	36,5	38,9	47,7	39,9	40,8	51,3
Développement de capacité	87,7	3,8	-	-	22,9	0,4
Reduction des émissions de méthane	9,8	10,4	12,2	8,7	10,3	1,1
TOTAL	314,0	231,0	213,1	191,4	237,4	191,3

(*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvé 2023.



En particulier, Storengy prévoit :

- une hausse des dépenses de rénovation, avec des dépenses moyennes de 42,9 M€ par an sur la période ATS3 contre 36,9 M€ sur la période ATS2. Cette hausse des investissements est portée par les projets spécifiques de rénovation de Chémery (86 M€ sur la période), Gournay (43,7 M€ sur la période) et du site d'Étrez (83,4 M€ sur la période) ;

- une hausse des dépenses de Performance et Développement de capacité, soit +138 M€ sur la période ATS3. Cette hausse est associée au projet de raccordement de cavités à Etrez (92 M€ sur la période ATS3) et à la mise en place d'un programme ayant pour objectif d'améliorer la performance des stockages (54 M€ sur la période ATS3) qui visent à répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement ;
- une hausse des dépenses de la finalité Sûreté – sécurité, avec des dépenses moyennes de 23,7 M€ par an sur la période ATS3 contre 13,6 M€ sur la période ATS2. Cette augmentation des investissements est notamment liée à la sûreté physique des sites (+25 M€) et la cybersécurité (+16 M€) ;
- une baisse des dépenses de la finalité Intégrité/obsolescence, avec des dépenses moyennes de 83 M€ par an sur la période ATS3 contre 88 M€ sur la période ATS2. Cette évolution est liée à une trajectoire décroissante du « Programme intégrité canalisation » qui entre dans une phase consacrée à d'autres ouvrages (réseaux effluents) qui nécessiteront des investissements moindres par rapport au réalisé antérieur à 2023 ;
- le renforcement du programme de réduction des émissions de méthane (+37 M€) ;
- une baisse des investissements courants (-46 M€) liée à la baisse du budget des petits projets industriels et SI.

Analyse de la CRE

La CRE constate que Storengy prévoit un accroissement des investissements par rapport à la période tarifaire précédente. Cette trajectoire, avec des hausses significatives de certaines catégories de dépense, appelle les commentaires suivants :

- les dépenses de rénovation, dont le budget augmente de 16 % entre les périodes ATS2 et ATS3. Cette évolution est notamment associée à la poursuite des trois projets majeurs de rénovation des sites de Gournay, Chémery et Etrez qui vont être mis en service progressivement en cours de période tarifaire ;
- les dépenses de développement de capacité qui représentent 92 M€ sur la période ATS3. Elles portent sur le raccordement de deux cavités sur le site d'Etrez. Ce projet a fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice qui présente des résultats positifs pour les consommateurs ;
- les dépenses de sûreté-sécurité, dont le budget augmente de 75 % entre les périodes ATS2 et ATS3 sans que Storengy n'ait précisé à ce stade l'ensemble des projets contenus dans cette enveloppe ;
- les dépenses liées à la réduction des émissions de méthane représentent 37 M€ dans la trajectoire d'investissements. La CRE a précédemment approuvé une enveloppe de 3 M€ visant à réduire les émissions de méthane de Storengy en 2023³³. La nouvelle demande de l'opérateur porte sur la continuité de ce programme, ainsi que sur la mise en œuvre du futur règlement européen concernant les émissions de méthane. Ce règlement n'étant pas adopté, la CRE veillera à ce que les dépenses relatives à son application ne soient engagées qu'une fois le texte définitif connu.

La CRE n'apporte pas de modification de la trajectoire d'investissements prévue par l'opérateur. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements de l'opérateur, prévue par les dispositions de l'article L. 421-7-1 du code de l'énergie.

Conformément à la régulation incitative des coûts d'investissements pour la période ATS3 (cf.2.4.3), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est notamment le cas pour la rénovation des automates sur le site d'Etrez, ainsi que la rénovation et le changement des séparateurs sur le site de Gournay.

³³ Délibération de la CRE du 26 janvier 2023 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2023 de Storengy

La trajectoire d'investissement retenue par la CRE est la suivante :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
Plan de rénovation	61,2	55,8	35	19,7	42,9
Sûreté - sécurité	23,6	19,2	25,2	26,8	23,7
Intégrité et obsolescence	76,2	82,9	83	91,3	83,4
Performance	19	20	10	5	13,5
Investissements courants	36,5	38,9	47,7	39,9	40,8
Développement de capacité	87,7	3,8	-	-	22,9
Reduction des émissions de méthane	9,8	10,4	12,2	8,7	10,3
TOTAL	314,0	231,0	213,1	191,4	237,4

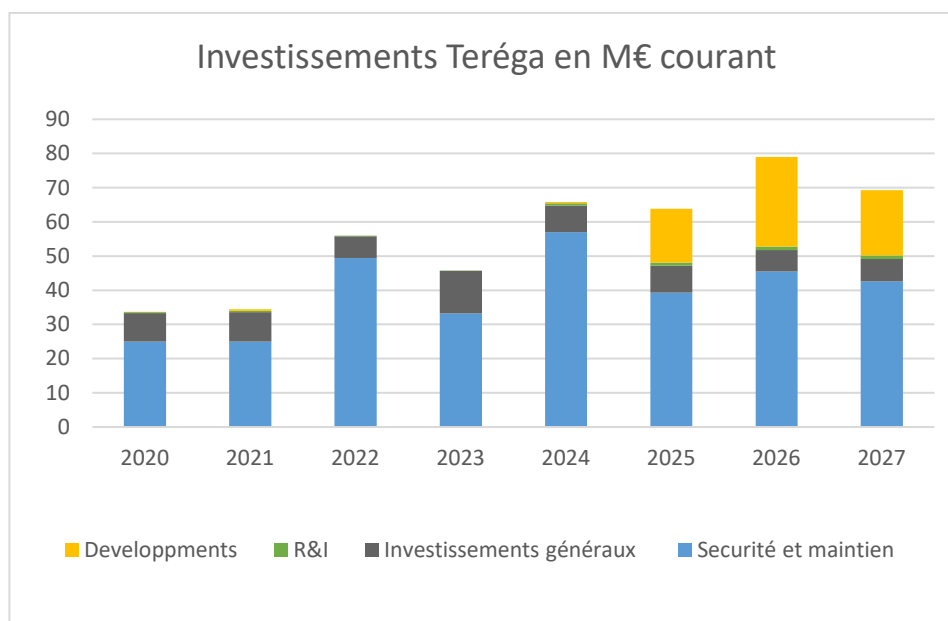
3.4.2.2 Teréga

La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATS3 est marquée par une augmentation des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 69,4 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 49 M€ par an sur la période ATS2.

Teréga prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de l'ATS3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3	Moyenne annuelle ATS2 (*)
Développements	0,3	15,7	26,2	19,1	15,3	7,0
Sécurité et maintien	57	39,3	45,5	42,6	46,1	32,9
R&I	0,7	0,9	1	1	0,9	0,3
Investissements généraux	7,8	7,9	6,3	6,6	7,1	8,7
TOTAL	65,8	63,8	79,0	69,3	69,4	48,8

(*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvé 2023.



En particulier, Teréga prévoit :

- une augmentation des dépenses de développement, avec des dépenses moyennes de 15 M€ par an sur la période ATS3 contre 7 M€ sur la période ATS2. Cette augmentation correspond au développement des capacités de stockage dans le cadre du projet OPSTOCK 2028 ;
- une hausse des dépenses de sécurité et maintien associée à des projets dont la réalisation a été approuvée (Securlug Phase A, rebouilleur et poste de sectionnement) mais également des projets que la CRE n'a pas approuvés (Securlug phase B, l'injection de gaz coussin pour compenser la baisse tendancielle de la nappe aquifère et le programme de coordination stockage) ;
- une baisse de 10 M€ sur la période des dépenses liées à des investissements généraux. Cette évolution correspond à une baisse des investissements en matière de SI et d'immobilier ;
- une augmentation des dépenses de R&I, avec des dépenses moyennes de 0,9 M€ par an sur la période ATS3 contre 0,3 M€/an sur la période ATS2. Cette évolution correspond à des projets liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'efficacité énergétique ainsi qu'à des projets en lien avec l'amélioration de l'outil industriel actuel.

Analyse de la CRE

La CRE constate que Teréga prévoit un accroissement des investissements par rapport à la période tarifaire précédente. Cette trajectoire, avec des hausses significatives de certaines catégories de dépenses, appelle les commentaires suivants :

- les dépenses de développement, dont le budget annuel moyen augmente fortement entre les périodes ATS2 et ATS3. Ces dépenses sont liées au projet de développement des capacités de stockage, appelé « OPSTOCK », dont la première phase d'étude vise à déterminer les possibilités techniques. Teréga a la possibilité de développer, moyennant des investissements maîtrisés, jusqu'à 2,3 TWh de volume utile (+7 %) et 80 GWh/jour de débit de pointe (+14 %). Ces développements peuvent s'échelonner entre 2023 et 2029, avec un premier palier dès l'hiver 2023-24, uniquement conditionné à une injection de gaz coussin, à hauteur de 950 GWh, pour développer 1150 GWh de volume utile et 25 GWh/jour de débit de pointe ;
- les dépenses de sécurité et maintien, dont le budget augmente de 40 % entre les périodes ATS2 et ATS3, portent notamment sur des projets que la CRE n'a pas encore approuvés et qu'elle analysera lors des prochains exercices d'approbation des investissements ;
- les dépenses d'investissements R&I, dont le budget annuel moyen augmente de 200 % entre les deux périodes, résultent de l'anticipation des évolutions des métiers de Teréga dans le mix énergétique futur.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur certains investissements de R&D, qui pourraient ne pas être essentiels à l'exécution des missions de l'opérateur.

La CRE n'apporte pas de modification de la trajectoire d'investissements prévue par l'opérateur. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements de l'opérateur, prévue par les dispositions de l'article L. 421-7-1 du code de l'énergie.

Conformément à ses orientations relatives à la régulation incitative des coûts d'investissements pour la période ATS3 (cf.2.4.3), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment des projets de remplacement des rebouilleurs H34&H35, de l'injection de gaz coussin pour compenser la baisse tendancielle de la nappe aquifère, de Securlug phase B, et le programme de coordination Stockage.

La trajectoire d'investissements retenue par la CRE est la suivante :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
Développements	0,3	15,7	26,2	19,1	15,3
Sécurité et maintien	57	39,3	45,5	42,6	46,1
R&I	0	0	0	0	0
Investissements généraux	7,8	7,9	6,3	6,6	7,1
TOTAL	65,1	62,9	78	68,3	68,5

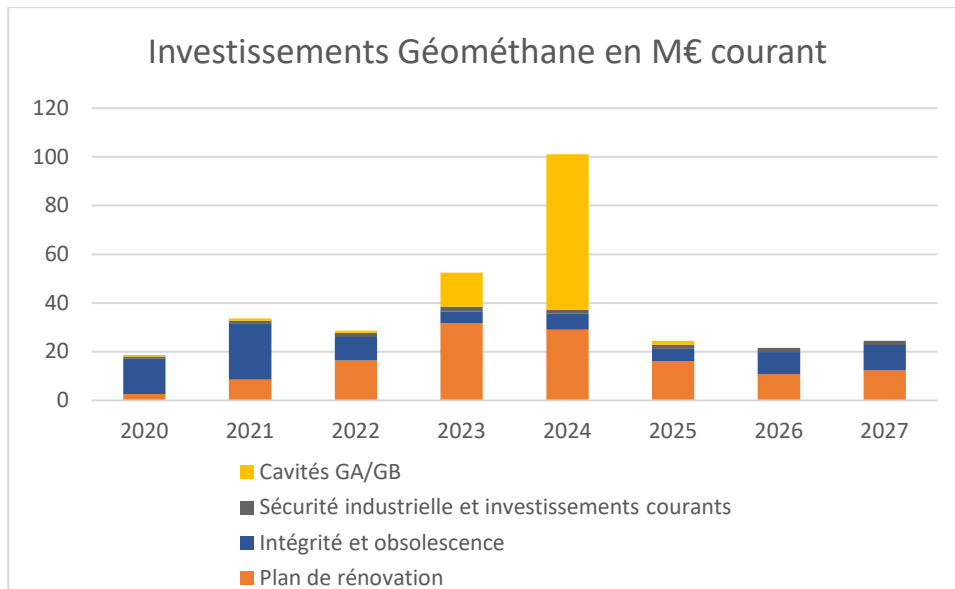
3.4.2.3 Géométhane

La trajectoire des dépenses d'investissements de Géométhane sur la période ATS3 est marquée par une augmentation des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 43 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 28 M€ par an sur la période ATS2.

Géométhane prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de l'ATS3 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3	Moyenne annuelle ATS2 (*)
Intégrité et obsolescence	6,5	5	9,1	10,3	7,7	13,1
Plan de rénovation	29,1	16,2	10,8	12,4	17,1	13,2
Nouvelles cavités GA/GB	63,9	1,5	-	-	16,3	-
Sécurité industrielle et investissements courants	1,6	1,7	1,7	1,7	1,67	1,3
TOTAL	101,1	24,4	21,6	24,4	42,8	27,6

(*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvé 2023.



En particulier, Géométhane prévoit :

- un raccordement de deux cavités sur le site de Manosque pour un budget total de 65 M€ sur la période ATS3. Géométhane souhaite augmenter les capacités de stockage de son site de Manosque par la mise en service de deux cavités dites « GA et GB », ce qui permettra d'augmenter d'ici deux ans le volume utile du site d'environ 1,1 TWh ;



- une légère augmentation des dépenses liées au plan de rénovation, à 17,1 M€ par an en moyenne sur la période ATS3. Ces dépenses sont associées à la poursuite des programmes « Optimisation et Fiabilisation » qui permet de répondre à des exigences réglementaires en matière de sécurité industrielle et « Nouvelles installations de surface » avec en particulier la mise en service d'un nouveau compresseur ;
- une baisse des dépenses d'intégrité et d'obsolescence, avec des dépenses moyennes de 7,7 M€ par an sur la période ATS3 contre 13,1 M€ par an sur la période ATS2 avec notamment la fin du projet « Dorsales »³⁴. Ce programme se poursuit avec le remplacement d'équipements en fin de vie (chaudière amont détente, système de contrôle et commande) et des investissements sur les puits ;
- une légère hausse des investissements courants (dépenses de sites et véhicules) et de sécurité industrielle, dont les dépenses moyennes sont autour de 1,6 M€ par an.

Analyse de la CRE

Géométhane prévoit des dépenses annuelles d'investissement en hausse de 55 % entre les périodes ATS2 et ATS3. La CRE constate que cette hausse est essentiellement induite par le projet de raccordement de deux cavités sur le site de Manosque. Géométhane demande en effet d'augmenter les capacités de stockage de son site de Manosque par la mise en service de deux cavités salines. La CRE constate que le projet est en dehors du cadre régulation prévu par la PPE.

En ce qui concerne les autres demandes d'investissements, la CRE observe une légère baisse de 4 %, soit environ - 1,1 M€, sur la prochaine période tarifaire. Cette baisse s'explique principalement par des dépenses moindres pour le programme « intégrité et obsolescence », avec l'achèvement du projet « Dorsales ».

A l'exception de la non-prise en compte du projet de raccordement de deux cavités salines sur le site de Manosque, la CRE n'apporte pas de modification de la trajectoire d'investissements des autres projets. Les différentes demandes d'investissement feront l'objet d'une analyse dédiée dans le cadre de l'exercice d'approbation des budgets annuels d'investissements des opérateurs de stockage de gaz naturel, prévu par l'article L. 421-7-1 du code de l'énergie.

La trajectoire d'investissements retenue par la CRE est la suivante :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
Intégrité et obsolescence	6,5	5	9,1	10,3	7,7
Plan de rénovation	29,1	16,2	10,8	12,4	17,1
Nouvelles cavités GA/GB	0	0	0	0	0
Sécurité industrielle et investissements courants	1,6	1,7	1,7	1,7	1,67
TOTAL	37,2	22,9	21,6	24,4	26,5

Conformément à la régulation incitative des coûts d'investissements pour la période ATS3 (cf. 2.3.2), certains projets et programmes pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible.

3.4.3 Trajectoire de charges de capital normatives

3.4.3.1 Storengy

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Storengy de 2024 à 2027 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
Storengy, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
BAR au 01/01/N	4242	4358	4561	4719	4470
Mises en service*	208,8	310,9	281,8	347,8	287,3

³⁴ Le projet « Dorsales » concerne les canalisations d'environ 2 km qui relient les sites de Gaude et de Gontard. Le projet prévoyait l'installation de gares de raclage et la mise en place de vannes d'isolement.



Amortissement	-162,9	-173,0	-180,9	-190,1	-176,7
Réévaluation	78,4	76,9	67,9	59,1	70,6
Mises au rebut	-8,1	-12,1	-11,0	-13,6	-11,2
BAR au 31/12/N	4358	4561	4719	4922	4640
Immobilisations en cours (IEC)	515,2	578,6	489,8	410,1	498,4

*Investissements entrant dans la BAR

La base d'actifs régulés prévisionnelle se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2024	2025	2026	2027
Storengy	4242	4358	4561	4719
<i>Puits et collectes, installations de traitement, compression</i>	2072	2173	2281	2440
<i>Gaz coussin</i>	1769	1778	1859	1863
<i>Immobilier, terrain</i>	314	307	312	307
<i>Autres (divers matériel, informatique,...)</i>	87	100	109	108

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Storengy de 2024 à 2027 :

Storengy, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
Amortissement des actifs en service	138,7	162,9	173,0	180,9	190,1	176,7
Rémunération des actifs en service	175,5	197,4	205,4	218,5	229,0	212,6
Rémunération des IEC	12,4	17,0	19,1	16,2	13,5	16,4
Coûts échoués récurrents ou prévisibles	-	3,7	3,7	3,7	3,9	3,8
Total des charges de capital normatives	326,7	381,0	401,2	419,2	436,5	409,5
Dont CCN « hors infrastructures »		17,8	20,3	19,3	18,4	19,0

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures » de Storengy de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Storengy, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
<i>BAR au 01/01/N</i>	49,7	52,6	48,7	44,3	48,8
Amortissement des actifs en service	15,0	17,3	16,3	15,6	16,1
Rémunération des actifs en service	2,4	2,8	2,7	2,5	2,6
Immobilisation en cours (IEC)	12,5	9,1	7,8	6,6	9,0
Rémunération des IEC	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3
Total des CCN « hors infrastructures »	17,8	20,3	19,3	18,4	19,0

3.4.3.2 Teréga

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des IEC de Teréga de 2024 à 2027 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
BAR au 01/01/N	1 384	1 452	1 496	1 544	1 469
Mises en service*	88,7	65,2	73,0	65,0	73,0
Amortissement	-46,9	-46,7	-47,0	-47,7	-47,1
Réévaluation	25,6	25,3	22,6	19,9	23,4
BAR au 31/12/N	1 452	1 496	1 544	1 582	1 518
Immobilisations en cours (IEC)	79,5	55,8	62,4	64,1	65,5

*Investissements entrant dans la BAR

La base d'actifs régulés prévisionnelle se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2024	2025	2026	2027
Teréga	1 384	1 452	1 496	1 544
<i>Puits et collectes, installations de traitement, compression</i>	335	389	413	449
<i>Gaz coussin</i>	966	981	1000	1014
<i>Immobilier, terrain</i>	47	46	46	45
<i>Autres (divers matériel, informatique,...)</i>	36	35	36	36

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de CCN de Teréga de 2024 à 2027 :

Teréga, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
Amortissement des actifs en service	42,4	46,9	46,7	47,0	47,7	47,1
Rémunération des actifs en service	59	64,5	68,7	71,4	74,5	69,8
Rémunération des IEC	0,9	2,6	1,8	2,1	2,1	2,2
Coûts échoués récurrents ou prévisibles	-	0	0	0	0	0
Total des charges de capital normatives	102,3	114,0	117,3	120,5	124,3	119,0
Dont CCN « hors infrastructures »		9,7	9,0	9,0	9,2	9,2

• **Trajectoire des charges de capital normatives « hors infrastructures »**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures – immobilier et véhicules » de Teréga de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
<i>BAR au 01/01/N</i>	14,2	13,1	12,7	13,5	13,4
Amortissement des actifs en service	5,5	4,7	4,3	4,3	4,7
Rémunération des actifs en service	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7
Immobilisation en cours (IEC)	2,7	3,0	3,4	2,6	2,9
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total des CCN « hors infrastructure – immobilier et véhicules »	6,3	5,5	5,1	5,2	5,5

• **Trajectoire des charges liées au SI**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique des charges liées au SI de Teréga de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
<i>BAR au 01/01/N</i>	22,6	24,1	25,4	25,0	24,3
Amortissement des actifs en service	2,1	2,2	2,5	2,6	2,4
Rémunération des actifs en service	1,2	1,3	1,4	1,4	1,3
Immobilisation en cours (IEC)	1,9	1,8	1,5	2,1	1,8
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Total des CCN « hors infrastructures – SI »	3,4	3,5	3,9	4,0	3,7

Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATS3
<i>Mises en service SI</i>	4,3	4,2	5,0	4,1	4,4
OPEX SI	6,8	7,0	7,2	7,3	7,1
TOTEX SI	11,1	11,2	12,2	11,4	11,5

3.4.3.3 Géométhane

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des IEC de Géométhane de 2024 à 2027 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
Géométhane, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATSS3
BAR au 01/01/N	255,2	351,6	358,6	366,3	332,9
Mises en service*	103,4	19,1	21,2	30,9	43,6
Amortissement	-11,9	-16,7	-17,5	-18,6	-16,2
Réévaluation	4,8	4,7	4,1	3,5	4,2
BAR au 31/12/N	351,6	358,6	366,3	382,1	364,6
Immobilisations en cours (IEC)	151,9	79,3	82,9	85,0	99,8

*Investissements entrant dans la BAR

La base d'actifs régulés prévisionnelle se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2024	2025	2026	2027
Géométhane	255	352	359	366
<i>Puits et collectes, Installations de traitement, compression</i>	170	268	276	284
<i>Gaz coussin</i>	39	40	40	40
<i>Immobilier, terrain</i>	43	43	42	41
<i>Autres (divers matériel, informatique,...)</i>	2	2	2	2

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des CCN de Géométhane de 2024 à 2027 :

Géométhane, en M€ courants	Moyenne 20-22	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATSS3
Amortissement des actifs en service	9,6	11,9	16,7	17,5	18,6	16,2
Rémunération des actifs en service	9,7	11,8	17,6	18,1	18,6	16,5
Rémunération des IEC	3,3	3,4	0,9	1,0	1,1	1,6
Maintien de la disponibilité des cavités GA/GB	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Coûts échoués récurrents ou prévisibles	-	0	0	0	0	0
Total des charges de capital normatives	22,6	28,7	36,9	38,3	40,1	36,0
Dont CCN « hors infrastructures »		1,9	1,8	1,8	1,8	1,8

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures » de Géométhane de 2024 à 2027, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.4.3.3 de la délibération.

Géométhane, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATSS3
<i>BAR au 01/01/N</i>	20,9	20,4	19,9	19,4	20,1
Amortissement des actifs en service	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Rémunération des actifs en service	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
Immobilisation en cours (IEC)	0,0	0,01	0,04	0,04	0,02
Rémunération des IEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des CCN « hors infrastructures »	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8

3.5 CRCP au 31 décembre 2023

3.5.1 Storengy

Dans son dossier tarifaire, Storengy a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à +37,4 M€ à restituer à l'opérateur³⁵. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit 0,0 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +18,1 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit +19,3 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à +12,2 M€, à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit 0,0 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +3,8 M€), qui s'explique principalement par des recettes issues du terme tarifaire de compensation moins importantes qu'estimées (+3,7 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit +8,4 M€), qui s'explique principalement par :
 - o des recettes de ventes de capacités plus importantes qu'estimé (-27,4 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévu en ce qui concerne les charges de capital (+12,3 M€) et l'énergie (+3,4 M€) ;
 - o des produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés plus faibles qu'estimé (+6,3 M€) ;
 - o le bonus de commercialisation (+11,7 M€).

L'écart entre la demande de Storengy et le niveau retenu à ce stade par la CRE (-25,3 M€) s'explique par une correction des coûts échoués en 2022 (-14,3 M€) et en 2023 (-10,9 M€) :

- en ne retenant pas les mises au rebut associées à des maintenances et des incidents d'exploitation, car ces charges sont considérées comme relevant de la gestion classique d'un parc d'actifs ;
- en reportant l'analyse concernant les mises au rebut associées à la défaillance d'équipements après la fin des recours judiciaires en cours.

³⁵ 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



Storengy - CRCP au 31 décembre 2023		
En M€	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023
Recettes issues de la commercialisation et du terme tarifaire de compensation	3,7	-27,4
Charges de capital normatives « infrastructures »	-0,2	12,3
Ecarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	0,9
Charges d'énergies, quotas de CO2, consommable et traitement des effluents	-0,1	3,4
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,1	6,3
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	0,6	11,7
Coûts échoués	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	1,1
Total	3,8	8,4
Reliquat de CRCP antérieur actualisé	0,0	
Solde du CRCP au 31 décembre 2023	12,2	

La CRE calculera les écarts par rapport à la trajectoire de référence pour les charges de R&D sur la période ATS2 une fois les dépenses 2023 seront connues de manière définitive.

3.5.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -0,7 M€ à restituer aux utilisateurs³⁶. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit +2,3 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit -0,1 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -2,9 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -1,9 M€, à restituer aux utilisateurs. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit +2,3 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit -0,1 M€), qui s'explique principalement par des charges énergies moins importantes qu'estimé (-0,1 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -4,2 M€), qui s'explique principalement par :
 - o des recettes de ventes de capacités plus importantes qu'estimé (-7,5 M€) ;
 - o des charges plus faibles que prévu en ce qui concerne les charges de capital (-10,2 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévu en ce qui concerne les charges d'énergie (+8,9 M€) ;
 - o des produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés plus faibles qu'estimé (+2,4 M€) ;
 - o le bonus de commercialisation (+3,4 M€).

L'écart entre la demande de Teréga et le niveau retenu à ce stade par la CRE (-0,7 M€) s'explique principalement par l'application du plafond sur le bonus de commercialisation comme prévu par la délibération de mise à jour tarifaire 2023³⁷ (-0,7M€).

³⁶ 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

³⁷ Délibération du 31 janvier 2023 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 2023



Teréga – CRCP au 31 décembre 2023		
En M€	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023
Recettes issues de la commercialisation et du terme tarifaire de compensation	0,0	-7,5
Charges de capital normatives « infrastructures »	0,0	-10,7
Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	0,5
Charges d'énergies, quotas de CO2, consommable et traitement des effluents	-0,1	8,9
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	0,0	2,4
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	0,0	3,4
Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	0,0	-1,3
Total	-0,1	-4,2
Reliquat de CRCP antérieur actualisé	2,3	
Solde du CRCP au 31 décembre 2023	-1,9	

La CRE calculera les écarts par rapport aux trajectoires de référence pour les charges de R&D et l'expérimentation « TOTEX » de Teréga sur la période ATS2 une fois les dépenses 2023 seront connues de manière définitive.

3.5.3 Géométhane

Dans son dossier tarifaire, Géométhane a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -2,7 M€ à restituer aux utilisateurs³⁸. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit 0,0 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +1,2 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -3,9 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -2,7 M€, à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit 0,0 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +1,2 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 2023 (soit -3,9 M€), qui s'explique principalement par :
 - o des recettes issues du terme tarifaire de compensation moins importantes qu'estimé (+0,4 M€) ;
 - o un report de mises en service dans le cadre du plan de rénovation qui conduit à des charges plus faibles que prévu en ce qui concerne les charges de capital (-5,7 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévu en ce qui concerne les charges d'énergie (+1,0 M€) ;
 - o des charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés plus faibles qu'estimé (- 0,6 M€) ;
 - o le bonus de commercialisation (+0,8 M€).

³⁸ 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



Géométhane - CRCP au 31 décembre 2023		
En M€	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023
Recettes issues de la commercialisation et du terme tarifaire de compensation	1,3	0,4
Charges de capital normatives « infrastructures »	-0,2	-5,7
Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	0,0	0,1
Charges d'énergies, quotas de CO2, consommable et traitement des effluents	0,1	1,0
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	0,0	-0,6
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	0,0	0,8
Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle	0,0	0,1
Total	1,2	-3,9
Reliquat de CRCP antérieur actualisé	0,0	
Solde du CRCP au 31 décembre 2023	-2,7	

La CRE calculera les écarts par rapport à la trajectoire de référence pour les charges de R&D sur la période ATS2 une fois les dépenses 2023 connues seront connues de manière définitive.

3.6 Revenu autorisé sur la période 2024-2027

Les revenus autorisés de Storengy, Teréga et de Géométhane pour la période 2024-2027 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.3) ;
- les charges de capital normatives (cf. paragraphe 3.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2023 (cf. paragraphe 3.5).

3.6.1.1 Storengy

Le revenu autorisé prévisionnel de Storengy se décompose de la façon suivante :

Storengy, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne 24-27
Charges nettes d'exploitation	194,9	203,1	214,7	214,9	206,9
Charges de capital normatives	381,0	401,2	419,2	436,5	409,5
Apurement du solde du CRCP (reliquats CRCP antérieurs + solde 2022 + estimé 2023)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Revenu autorisé	579,1	607,5	637,2	654,7	619,6

Le revenu autorisé de Storengy évolue en conséquence de 7,0 % entre 2023 et 2024 et de +4,2 % en moyenne par an sur la période ATS3.



3.6.1.2 Teréga

Le revenu autorisé prévisionnel de Teréga se décompose de la façon suivante :

Teréga, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne 24-27
Charges nettes d'exploitation	56,9	55,7	58,1	57,4	57,0
Charges de capital normatives	114,0	117,3	120,5	124,3	119,0
Apurement du solde du CRCP (reliquats CRCP antérieurs + solde 2022 + estimé 2023)	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Revenu autorisé	170,5	172,5	178,0	181,2	175,5

Le revenu autorisé de Teréga évolue en conséquence de +1,7 % entre 2023 et 2024 et de +2,1 % en moyenne par an sur la période ATS3.

3.6.1.3 Géométhane

Le revenu autorisé prévisionnel de Géométhane se décompose de la façon suivante :

Géométhane, en M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne 24-27
Charges nettes d'exploitation	21,1	19,5	20,0	20,4	20,2
Charges de capital normatives	28,7	36,9	38,3	40,1	36,0
Apurement du solde du CRCP (reliquats CRCP antérieurs + solde 2022 + estimé 2023)	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
Revenu autorisé	49,0	55,6	57,6	59,8	55,5

Le revenu autorisé de Géométhane évolue en conséquence de -7,6 % entre 2023 et 2024 et de +6,8 % en moyenne par an sur la période ATS3.

4. TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE

4.1 Perception des revenus autorisés

4.1.1 Commercialisation des capacités de stockage

Les capacités de stockage qui ne sont pas déjà contractualisées sont commercialisées aux enchères selon les modalités fixées par la CRE.

Les recettes de commercialisation de capacités de stockage et produits annexes, perçues par les opérateurs de stockage auprès de leurs clients, viennent couvrir le revenu autorisé des opérateurs.

4.1.2 Compensation par les gestionnaires de réseau de transport des revenus manquants

Dans l'hypothèse où les recettes perçues directement par les opérateurs sont inférieures à leur revenu autorisé, les gestionnaires de réseau de transport collectent une compensation auprès de leurs clients et la reversent aux opérateurs de stockage. Les modalités de collecte et de reversement de cette compensation sont fixées dans la délibération n°2023-360 du 14 décembre 2023 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.



4.2 Pénalités

Lorsque des capacités vendues sont finalement non disponibles, notamment en raison de défaillances techniques, l'opérateur de stockage publie des restrictions des droits d'injection ou de soutirage de ses clients.

Ainsi, dans le tarif ATS3, en cas de restriction des capacités d'injection ou de soutirage souscrites par un client donnant lieu au versement d'une pénalité par l'opérateur, cette pénalité sera calculée sur la base du montant dû par le client sur la durée de la restriction et du taux de restriction :

- dans le cas d'une restriction des capacités de soutirage pendant la période d'hiver gazier (novembre-mars), la pénalité sera égale au montant acquitté par le client au titre de la capacité, multipliée par le taux de restriction, sur la durée de la restriction ;
- dans le cas d'une restriction des capacités d'injection, ou de soutirage pendant la période d'été gazier (avril-octobre), la pénalité sera égale à la moitié du montant dû par le client sur la durée de la restriction, multipliée par le taux de restriction.

Les pénalités sont couvertes à 100 % au CRCP au-delà d'un plafond annuel de 10 M€ pour Storengy et de 3 M€ pour Teréga. Ainsi, les opérateurs sont incités sur ce poste jusqu'à ce plafond de coût, au-delà duquel l'impact financier est neutralisé, afin de ne pas leur faire supporter un risque trop significatif en cas de situation exceptionnelle (voir 2.4.2).

PROJET DE DECISION DE LA CRE

La CRE fixe le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane à partir de 2024, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à Storengy, Teréga et Géométhane pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- le tarif applicable à partir de 2024 (partie 4).

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

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

Délibéré à Paris, le 14 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE 1 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » de la présente délibération tarifaire, la CRE maintient pour la période ATS3 le mécanisme de suivi de la qualité de service, mis en place dans le tarif ATS2, pour les trois opérateurs de stockage de gaz naturel, sur les points considérés prioritaires pour le bon fonctionnement du marché du gaz. Ce suivi est constitué d’indicateurs transmis par les opérateurs à la CRE et rendus publics sur leur site internet.

Les indicateurs suivants sont suivis sans faire l’objet d’une incitation financière en 2024 :

- respect des programmes de maintenance des opérateurs de stockage ;
- mise à disposition d’informations en cas d’événements pouvant conduire à une restriction des droits de soutirage et d’injection des utilisateurs des stockages ;
- émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz cyclé ;
- fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l’évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz cyclé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATS3. Notamment, au vu du futur règlement européen sur la réduction des émissions de méthane. Ce dernier va introduire un cadre commun sur les mesures et le reporting des émissions de méthane, l’obligation de recherches et de réparations des fuites de méthane sur les installations, ainsi que l’interdiction de certaines pratiques (mise à l’évent, torchage). La CRE étudiera la possibilité d’inciter financièrement ces indicateurs une fois que le règlement européen sur la réduction des émissions de méthane sera adopté.

Les opérateurs de stockage, lors de la mise en service d’une version majeure d’une application concourant à la production de certains indicateurs, sont autorisés à neutraliser une journée par an pour le calcul desdits indicateurs. Ils sont tenus de communiquer aux acteurs de marché avec un préavis d’un mois la date indicative de mise en service, puis de confirmer une semaine avant la date effective de cette mise en service.

1. Indicateur de suivi du respect des programmes de maintenance des opérateurs de stockage

Libellé de l’indicateur	Calcul de l’indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Respect du programme de maintenance annuel par les opérateurs	Variation (en pourcentage) entre la capacité proposée dans le programme de maintenance prévisionnel et la capacité réellement mise à disposition en fin d’année (une valeur agrégée par groupement de stockage ⁽¹⁾)	Annuelle	1 ^{er} janvier 2020

(1) : 6 groupements de stockage :

- Sédiane B ;
- Sédiane Nord ;
- Serene Nord ;
- Serene Atlantique ;
- Saline ;
- Sud Ouest.

2. Indicateur de suivi de la mise à disposition d’informations en cas de restriction de capacité

Information	Fréquence de publication	Calcul de l’indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication
Informations ⁽¹⁾ en cas d’évènements pouvant conduire à une restriction des droits des utilisateurs	Dès l’apparition d’un évènement conduisant à la restriction de capacités	Nombre de jours avec restriction de capacités ayant fait l’objet d’une mise à disposition d’informations par rapport au nombre de jours total avec restriction de capacités	Annuelle



Suivi du délai moyen de préavis	Dès l'apparition d'un évènement conduisant à la restriction de capacités	Nombre de jours moyen entre l'annonce du préavis et le début de la période de restriction de capacités	Annuelle
Date de mise en œuvre :	1 ^{er} janvier 2020		

(1) : les informations à publier sont :

- les évènements ayant conduit aux défaillances ;
- les groupements de stockage concernés ;
- la période de restriction par groupement ;
- le taux de restriction par groupement.

3. Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz cyclé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz injecté et/ou soutiré (une valeur suivie par opérateur)	Annuelle	1 ^{er} janvier 2020
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz cyclé	Emissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz injecté et/ou soutiré (une valeur suivie par opérateur)		1 ^{er} janvier 2020

ANNEXE 2 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE

1. Charges de capital

Pour les années 2024 à 2027, les charges de capital de référence prises en compte pour la mise à jour annuelle du revenu autorisé sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€_{courants}	2024	2025	2026	2027
Storengy	381,0	401,2	419,2	436,5
Teréga	114,0	117,3	120,5	124,3
Géométhane	28,7	36,9	38,3	40,1

2. Charges nettes d'exploitation

Pour les années 2024 à 2027, les charges nettes d'exploitation de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€_{courants}	2024	2025	2026	2027
Storengy	194,9	203,1	214,7	214,9
Teréga	56,9	55,7	58,1	57,4
Géométhane	21,1	19,5	20,0	20,4

Pour les années 2025 à 2027, le montant pris en compte lors de la mise à jour du revenu autorisé pour l'année N est égal à la valeur de référence de l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N	4,8%	7,4%	9,6%	11,8%	13,8%

- multipliée, pour les années 2025, 2026 et 2027, par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année N-2. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N-2, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année N-2 et l'année N-1, ou à défaut, sa meilleure estimation, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année N, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année N.



3. Calcul et apurement du solde du CRCP

Storengy

Storengy, en M€ courants	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 ₂	100%	-	38,6	49,8	47,4
	90% ³⁹	34,0	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables et traitement des effluents	100%	-	5,9	5,9	5,9
	80%	5,3	Mis à jour chaque année		
Écarts de charges d'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'actif 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	6,5	6,6	4,8	4,2
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

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

³⁹ 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.



Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année *N* :

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,8%	7,4%	9,6%	11,8%	13,8%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

Teréga

Teréga, en M€ courants	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 ₂	100%		12,9	14,9	13,8
	90% ⁴⁰	14,2	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables et de traitement des effluents	100%		0,9	0,9	0,9
	80%	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

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N :

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N	4,8%	7,4%	9,6%	11,8%	13,8%

⁴⁰ 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.



- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

Géométhane

Géométhane, en M€ _{courants}	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 ₂	100%	-	1,5	1,9	1,9
	90% ⁴¹	1,7	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables et de traitement des effluents	100%	-	0,2	0,2	0,2
	80%	0,2	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

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N :

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N	4,8%	7,4%	9,6%	11,8%	13,8%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2022.

⁴¹ 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.



ANNEXE 3 : MODALITES DE CALCUL DES REFERENCES POUR LA MISE A JOUR DES CHARGES D'AVANTAGE EN ENERGIE

[confidentiel]