

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **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)**

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<sup>er</sup> 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. 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 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 de transport de gaz, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage.

Le tarif actuel d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz, dit tarif ATS2, couvre la période 2020-2023, en application de la délibération n° 2020-011 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane.

Compte tenu de la visibilité nécessaire aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, et dans l'objectif de mener un processus de consultation large et participatif sur les prochains tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz, la CRE a organisé au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2023 quatre ateliers thématiques ouverts au public :

- 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 à prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution. L'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. L'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. L'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 base d'actifs régulés (BAR), la prise en compte de l'inflation dans la base d'actifs régulés et les incitations possibles à la maîtrise des investissements. L'atelier a regroupé 86 participants.

A l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions écrites de certains acteurs. Les supports de ces ateliers, transmis aux participants, sont publiés sur le site internet de la CRE avec la présente consultation publique.

La présente consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE sur les tarifs des infrastructures de stockage souterrain de gaz, sur la base de ses analyses et des premiers retours des acteurs de marché reçus par la CRE, concernant les deux volets principaux de sa décision tarifaire prévue à la fin de l'année 2023 :

- le niveau des charges à couvrir ;
- le cadre de régulation tarifaire, qui correspond à l'ensemble des mécanismes incitatifs pluriannuels ayant pour objectif de s'assurer de l'efficacité de l'opérateur en termes de maîtrise des coûts et de qualité du service rendu à l'utilisateur.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces différents thèmes avant de prendre sa décision.

A ce stade, la CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, comme cela est prévu de manière facultative en application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie. Cette consultation publique s'inscrit cependant dans le cadre des orientations de la PPE, qui prévoit une diminution importante de la consommation de gaz accompagnée par une hausse de la production de biométhane, afin de respecter les objectifs climatiques français.

## 1 Principaux enjeux des prochains tarifs des infrastructures de gaz naturel (tarifs ATS3)

Les orientations que retiendra la CRE pour le tarif ATS3 devront répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais devront aussi à préparer le cadre de régulation aux problématiques de plus long terme du système gazier.

La période tarifaire à venir sera marquée par la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années, souhaitée par la PPE, et qui s'est accélérée en 2022 sous l'effet des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies.

Néanmoins, la PPE en vigueur prévoit le maintien des capacités de stockage actuelles, dont la valeur assurantielle a été réaffirmée durant la crise gazière engendrée par la guerre déclenchée par la Russie en Ukraine.

Au cours des périodes tarifaires suivantes, afin d'atteindre les objectifs climatiques français, la baisse de consommation devrait se poursuivre. Elle posera la question des besoins de stockage, de la soutenabilité de leur financement et du cadre de régulation appliqué à ceux-ci.

L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières publiée par la CRE le 4 avril 2023 éclaire cet enjeu. Elle montre notamment que la plus faible flexibilité de la production de gaz vert entraînera un changement progressif du profil d'utilisation des stockages, dont le dimensionnement sera de plus en plus orienté par le besoin à la pointe.

A l'horizon 2050, si la baisse de la pointe de consommation se poursuit, l'intégralité du parc actuel de stockage pourrait ne plus être nécessaire. Il conviendra néanmoins de conserver un volume utile suffisant pour permettre de faire face à des aléas pluriannuels.

Certains stockages, notamment les cavités salines, pourraient être également convertis à l'hydrogène. Néanmoins la conversion devra être prudente 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. A l'horizon du tarif ATS3, il n'existe donc pas de conversion à l'hydrogène prévue.

Par ailleurs, comme pour les autres infrastructures gazières, notamment dans le modèle régulé actuel qui recourt à une compensation par les tarifs de transports d'une partie des coûts des stockages, les coûts fixes des stockages seront supportés par une plus faible base d'utilisateurs à l'avenir. Cette perspective conduit la CRE à s'interroger sur les évolutions du cadre de régulation tarifaire à mettre en œuvre pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier. En particulier, la CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les moyens permettant d'éviter de faire supporter les coûts fixes induits par l'utilisation actuelle des infrastructures sur les utilisateurs de demain. Cela pourrait notamment consister à accélérer le rythme d'amortissement de la BAR des opérateurs et à ne plus prendre en compte l'inflation dans la valorisation de celle-ci.

Dans ce contexte de baisse de la demande de gaz, la maîtrise des charges et des investissements des opérateurs sera un enjeu important au cœur de l'élaboration du tarif ATS3. Des efforts d'efficacité et d'efficacités importants sont attendus de la part des opérateurs lors de la prochaine période tarifaire.

## 2 Demande des opérateurs

Les opérateurs des stockages souterrains 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 l'impact de 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 (charges nettes d'exploitations (CNE) et charges de capital normatives (CCN)) :

- environ 700 M€/an pour Storengy sur la période ATS3 à comparer à 512 M€ constatés en 2022 (+37%) ;
- environ 193 M€/an pour Teréga sur la période ATS3 à comparer à 158 M€ constatés en 2022 (+22%) ;
- environ 70 M€/an pour Géométhane sur la période ATS3 à comparer à 46 M€ constatés en 2022 (+75%).

## 3 La CRE envisage des ajustements sur la demande des opérateurs de stockage souterrain de gaz pour maîtriser la charge qui pèsera sur les consommateurs finals

La CRE considère que les trajectoires de revenu autorisé proposées par les opérateurs sont trop élevées. La baisse durable de la consommation de gaz doit conduire à des efforts importants de maîtrise des coûts. A ce stade, la CRE considère que les dépenses maîtrisables des opérateurs devraient rester en ligne, en euros constants, par rapport aux niveaux observés en 2022.

La CRE a conduit ses propres analyses et s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports, qui n'engagent pas la CRE, sont publiés en même temps que la présente consultation publique. Ces rapports portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour les années 2024-2027 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération de la BAR des opérateurs de stockage souterrain. Storengy, Teréga et Géométhane demandent respectivement un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,65 %, 5,70 % et 5,65% (réel avant impôts), correspondant à la demande de taux formulée pour le tarif de transport augmenté d'une prime spécifique de 100 pdb, contre 4,75 % dans le tarif ATS2 (incluant une prime spécifique de 50 pdb par rapport au transport de gaz).

A ce stade, la CRE envisage une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par des opérateurs de stockage. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage à ce stade de fixer le revenu autorisé des opérateurs pour le tarif ATS3 :

- pour les charges d'exploitation, les ajustements recommandés par le consultant externe, associés à ceux envisagés par la CRE, constituent la borne basse de la fourchette, la demande des opérateurs constitue la borne haute ;
- pour le CMPC, la CRE envisage de le construire comme la somme du taux de rémunération envisagé pour l'activité de gestionnaire de réseau de transport augmenté d'une prime liée aux risques spécifiques de l'activité d'opérateur de sites de stockage régulés. En considérant une prime de 50 pdb inchangée par rapport au tarif actuel la fourchette de taux se situerait entre 3,4 % et 4,7 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation - soit entre 4,9 % et 6,0 % en nominal). La méthode retenue pour établir cette fourchette est en évolution notable par rapport au tarif ATS2 (voir point suivant).

Concernant les investissements, la perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de leur sélectivité, avec pour objectifs prioritaires la sécurité et l'intégrité des stockages. A ce stade, la CRE n'a pas identifié d'anomalie dans les trajectoires proposées par les opérateurs si ce n'est certains projets qui ne sont pas validés et qui sont à ce stade retirés de la trajectoire d'investissements. Les trajectoires retenues incluent les projets de développement de capacité de Storengy à Etrez et de Teréga à Lussagnet. La CRE veillera cependant au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des opérateurs de stockage.

### **La CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital pour prendre en compte la forte remontée des taux observée récemment**

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital (CMPC) est fondée sur un CMPC à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis. Elle s'appuie sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, ce qui reflète 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 baisse des taux observée depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Les opérateurs de stockage, comme d'autres infrastructures de gaz, demandent un changement de méthode pour prendre en compte cette remontée récente des taux dans la fixation du CMPC.

A ce stade, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt. Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATS3, la CRE envisage en conséquence de retenir :

- un taux de long terme selon la méthode utilisée pour l'ATS2 et les précédents tarifs gaziers, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme qui pourrait s'établir entre 3,2 % à 4,4% (réel, avant impôts, soit entre 4,4 % et 5,6% en nominal avant impôts) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui pourrait s'établir entre 4,1 % à 5,7 % (réel, avant impôts, soit entre 6,6 % et 7,7 % en nominal avant impôts) ;
- ces taux sont construits sur la base des taux utilisés pour les tarifs de transport de gaz, augmentés d'une prime liée aux risques spécifiques de l'activité d'opérateur de stockage. A ce stade, la CRE considère que le différentiel de risque par rapport à l'activité de transport n'a pas évolué depuis la période tarifaire précédente et retient donc une prime inchangée par rapport au tarif ATS2, s'établissant à 50 pdb.

Ces taux peuvent être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse de pondération de 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs sur la période tarifaire, le CMPC moyen s'établirait dès lors entre 3,4 % et 4,7 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation - soit entre 4,9 % et 6,0 % en nominal).

### **La CRE envisage différentes modalités pour maîtriser le risque de ciseau tarifaire**

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat que le besoin de stockage ne devrait pas évoluer d'ici 2030. A l'horizon 2050, l'estimation du besoin est plus incertaine et dépendra du niveau de consommation atteint. Néanmoins quels que soient les objectifs, l'intégralité du parc actuel ne devrait pas être nécessaire. Cette incertitude renforce l'intérêt de ne pas laisser trop de charges porter sur les utilisateurs futurs.

La CRE présente, dans cette consultation publique, trois mesures qui pourraient être mises en œuvre pour réduire ce risque :

- la désindexation sur l'inflation de la BAR des opérateurs. Cette modification a pour objet d'éviter de faire porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs du réseau. Cette opération est économiquement neutre dans la durée pour les opérateurs qui bénéficieraient, en contrepartie, d'un taux de CMPC nominal (i.e. contenant l'inflation), comme c'est le cas pour le tarif de transport d'électricité ;
- la mise en œuvre d'amortissements dégressifs (variables entre les périodes et pouvant ainsi être plus importants dans les premières années, puis amoindris) ;
- la réduction de certaines durées d'amortissement pour les actifs à durée de vie longue dont la durée de vie économique serait réduite.

La CRE envisage la mise en œuvre de tout ou partie de ces modifications de manière éventuellement progressive.

**La CRE envisage de reconduire la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage**

Les opérateurs de stockage ont vendu la totalité des capacités de stockage pendant le tarif ATS2, même au plus fort de la crise et avec des écarts de prix du gaz été-hiver défavorables. Ils ont ainsi atteint pendant toute la période tarifaire le premier objectif du cadre de régulation des stockages, qui est d'assurer le remplissage des stockages au début de l'hiver. Ils ont en outre fait preuve d'un bon dynamisme commercial qui a permis de maximiser les recettes des enchères et ainsi de diminuer le montant du terme tarifaire stockage.

La CRE considère à ce stade que la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage a bien fonctionné. Elle envisage d'en reconduire les principaux éléments, tout en modifiant certains paramètres à la marge.

**La CRE fait part de ses analyses préliminaires sur le financement par le tarif des stockages souterrains de gaz naturel des actions de R&D concernant le stockage de l'hydrogène.**

Les opérateurs demandent en outre des budgets de R&D en forte hausse, ce qu'ils justifient par la nécessité de préparer l'avenir de leurs entreprises et notamment la diversification possible vers le stockage de l'hydrogène. A ce stade de ses analyses, la CRE est favorable à la prise en compte des budgets de R&D des opérateurs, sous réserve que les programmes de recherche soient coordonnés entre opérateurs et que les recherches soient en lien avec l'activité de stockage de gaz. En parallèle, la CRE accompagne l'essor de la filière hydrogène et de la filière de capture et de stockage de CO<sub>2</sub>.

**En dehors de ces évolutions, la CRE envisage un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents**

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATS3 et ceux des autres infrastructures de gaz les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire en vigueur : durée de quatre ans, régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), encadrement de l'apurement annuel du CRCP.

Les résultats de ce cadre de régulation en vigueur depuis quatre périodes tarifaires sont globalement satisfaisants en ce qui concerne les performances des opérateurs d'infrastructures de gaz, selon le bilan qui figure en annexe de la présente consultation publique. Néanmoins, la CRE envisage des adaptations sur plusieurs thèmes comme les charges d'énergie des opérateurs ou la régulation incitative applicable aux actifs hors infrastructures.

**4 Evolution illustrative du revenu autorisé**

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation présentées par la CRE dans la consultation publique, l'évolution des charges à couvrir serait de +6,2 % entre 2023 et 2024.

## Chiffres Clés illustratifs

| Chiffres Clés 2024-2027 (euros courants) |             |             | 2022 réalisé |
|--|-------------|-------------|--------------|
|  | Borne basse | Borne Haute |              |
| <b>Charges d'exploitation M€/an</b>      | <b>269</b>  | <b>328</b>  | 232          |
| <i>Storengy</i>                          | 195         | 243         | 161          |
| <i>Teréga Stockage</i>                   | 54          | 62          | 53           |
| <i>Géométhane</i>                        | 20          | 23          | 18           |
| <b>Charges de capital M€/an</b>          | <b>471</b>  | <b>611</b>  | 478          |
| <i>Storengy</i>                          | 347         | 444         | 351          |
| <i>Teréga Stockage</i>                   | 97          | 133         | 105          |
| <i>Géométhane</i>                        | 27          | 34          | 22           |
| <b>CMPC (réel avant impôts)</b>          | <b>3,4%</b> | <b>4,7%</b> | 4,75%        |
| <i>dont taux historique</i>              | 3,2%        | 4,4%        | N/A          |
| <i>dont taux court terme</i>             | 4,1%        | 5,7%        | N/A          |
| CMPC (nominal avant impôts)              | 4,9%        | 6,0%        | 6,1%         |
| <i>dont taux historique</i>              | 4,4%        | 5,6%        | N/A          |
| <i>dont taux court terme</i>             | 6,6%        | 7,7%        | N/A          |
| <b>Investissements M€/an</b>             | <b>333</b>  |             | 266          |
| <i>Storengy</i>                          | 238         |             | 191          |
| <i>Teréga Stockage</i>                   | 69          |             | 42           |
| <i>Géométhane</i>                        | 26          |             | 33           |

|                        | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Hypothèses d'inflation | 2,4 % | 1,8 % | 1,6 % | 1,6 % |

Paris, le 26 juillet 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 9 octobre 2023 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr/>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

En cas de questions sur la consultation publique, les parties peuvent contacter la CRE à l'adresse [tarifs-infras@cre.fr](mailto:tarifs-infras@cre.fr).

# SOMMAIRE

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. LISTE DES QUESTIONS .....</b>  | <b>10</b> |
| <b>2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>  | <b>11</b> |
| 2.1 COMPETENCES DE LA CRE .....  | 11        |
| 2.2 OBJET DE LA CONSULTATION .....   | 12        |
| <b>3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....</b>   | <b>13</b> |
| 3.1 LE CADRE TARIFAIRE ACTUEL A PERMIS LA MAITRISE DES COUTS DANS LA DUREE ET UNE AMELIORATION<br>DU NIVEAU DE LA QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION.....  | 13        |
| 3.1.1 Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final .....   | 13        |
| 3.1.2 Permettre aux opérateurs de financer les investissements dans leurs infrastructures .....  | 13        |
| 3.1.3 Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.....  | 14        |
| 3.2 RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU CADRE TARIFAIRE .....   | 14        |
| 3.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans.....   | 14        |
| 3.2.2 Construction du revenu autorisé des opérateurs de stockage.....  | 15        |
| 3.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS .....  | 21        |
| 3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation .....   | 21        |
| 3.3.2 Régulation incitative des investissements.....   | 26        |
| 3.4 REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LA COMMERCIALISATION .....   | 30        |
| 3.5 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....  | 32        |
| 3.5.1 Rappel du dispositif en vigueur .....  | 32        |
| 3.5.2 Indicateurs relatifs aux indisponibilités des capacités de stockage .....  | 32        |
| 3.5.3 Indicateurs relatifs à l'environnement.....  | 33        |
| 3.6 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION .....   | 34        |
| 3.7 ADAPTATION DU CADRE DE REGULATION TARIFAIRE POUR LIMITER LE RISQUE D'UNE HAUSSE TROP<br>IMPORTANTE DU COUT UNITAIRE D'ACHEMINEMENT POUR LES UTILISATEURS FUTURS DU RESEAU.....   | 34        |
| 3.7.1 Les perspectives de baisse de consommation font peser un risque de hausse du coût unitaire<br>d'acheminement.....  | 35        |
| 3.7.2 Ces deux effets combinés créent un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement. Des leviers<br>tarifaires existent pour encadrer ce risque d'augmentation du coût par unité de gaz acheminée et par<br>client ..... | 35        |
| 3.7.3 Le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement et les leviers pour encadrer ce risque ont fait<br>l'objet d'un atelier thématique de concertation.....  | 36        |
| 3.7.4 Evolution vers une rémunération nominale .....   | 36        |
| 3.7.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs.....  | 38        |
| 3.7.6 Amortissement dégressif.....   | 38        |
| 3.7.7 Réduction de la durée d'amortissement.....   | 39        |
| 3.7.8 Incitation financière au maintien en service des actifs amortis .....  | 40        |
| 3.7.9 Mise en œuvre des évolutions .....   | 41        |
| <b>4. NIVEAU TARIFAIRE .....</b>   | <b>42</b> |
| 4.1 BILAN DE LA PERIODE ATS2 : CHARGES D'EXPLOITATION .....  | 42        |
| 4.1.1 Storengy .....   | 42        |
| 4.1.2 Teréga.....  | 43        |
| 4.1.3 Géométhane .....   | 43        |

|  |           |
|--|-----------|
| 4.2 DEMANDE TARIFAIRE DES OPERATEURS ET PRINCIPAUX ENJEUX QU'ILS Y ASSOCIENT.....                                  | 44        |
| 4.2.1 Storengy .....   | 44        |
| 4.2.2 Teréga.....  | 45        |
| 4.2.3 Géométhane .....   | 45        |
| 4.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION .....  | 45        |
| 4.3.1 Demande des opérateurs.....  | 45        |
| 4.3.2 Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation .....                           | 47        |
| 4.3.3 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes ..... | 47        |
| 4.4 COUT MOYEN PONDERE DU CAPITAL.....   | 60        |
| 4.4.1 Demande des opérateurs.....  | 60        |
| 4.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE.....   | 61        |
| 4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE .....  | 61        |
| 4.5 INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES .....   | 62        |
| 4.5.1 Storengy .....   | 62        |
| 4.5.2 Teréga.....  | 65        |
| 4.5.3 Géométhane .....   | 68        |
| 4.6 CRCP .....   | 71        |
| 4.6.1 Storengy .....   | 71        |
| 4.6.2 Teréga.....  | 72        |
| 4.6.3 Géométhane .....   | 73        |
| 4.7 REVENU AUTORISE.....   | 74        |
| 4.7.1 Demande des opérateurs.....  | 74        |
| 4.7.2 Analyse de la CRE : revenu autorisé illustratif .....  | 75        |
| <b>ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION.....</b>  | <b>78</b> |
| <b>ANNEXE 2 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET COUVERTURE ENVISAGEE A CE STADE.....</b>        | <b>86</b> |

## 1. LISTE DES QUESTIONS

### Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.13) présente le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour les opérateurs de stockage, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire ATS3.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- le bilan du cadre tarifaire actuel (cf. p.13)

Q1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?

- les grands principes applicables aux opérateurs de stockage (cf. p.14) ;

Q2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous la position de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous en ATS3 ?

Q3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?

Q4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?

Q5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?

Q6 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative relative aux coûts échoués des opérateurs de stockage envisagée par la CRE ?

Q7 : Êtes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?

Q8 : Êtes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?

Q9 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?

- la régulation incitative à la maîtrise des coûts (cf. p.21) ;

Q10 : Êtes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?

Q11 : Êtes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?

Q12 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de Storengy ?

Q13 : Partagez-vous la position de la CRE sur la couverture des provisions pour démantèlement ?

Q14 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?

Q15 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?

Q16 : Partagez-vous la position de la CRE sur les incitations à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructures d'un budget supérieur à 20 M€ ?

Q17 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructure en dehors des grands projets ?

Q18 : Êtes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructure » ?

Q19 : Êtes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation de actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué

aux autres opérateurs ?

- la régulation incitative portant sur la commercialisation (cf. p.30) ;

Q20 : Partagez-vous le bilan positif fait par la CRE sur la régulation incitative des ventes de capacité de stockage ?

Q21 : Êtes-vous favorable aux évolutions de la formule de calcul du bonus de commercialisation envisagées par la CRE ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.32) ;

Q22 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des opérateurs de stockage ?

- la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.34) ;

Q23 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATS3 ?

- l'adaptation du cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau (cf. p.34).

Q24 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques pour sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?

Q25 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?

Q26 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?

Q27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?

Q28 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Q29 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?

#### Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.42) présente 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.

Q30 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R&D à inclure dans les trajectoires de charges des opérateurs de stockage ?

Q31 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs ?

Q32 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATS3 pour Storengy, Teréga et Géométhane ?

#### Autres

Q33 : Avez-vous d'autres remarques ?

## **2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE**

### **2.1 Compétences de la CRE**

Les dispositions de l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoient 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 comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

Les dispositions des 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.

Les dispositions de l'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoient notamment 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 ». Ces mêmes dispositions précisent également 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, les dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie précisent 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, les dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie prévoient 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 ajoutent 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 ».

## **2.2 Objet de la consultation**

Le tarif en vigueur pour les opérateurs de stockages (ATS3) couvre la période 2020-2023. La CRE consulte sur le prochain tarif, prévu pour la période 2024-2027.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATS3, en ce qui concerne le cadre de régulation et le niveau des charges à couvrir.

Certains éléments du cadre de régulation ont vocation à s'appliquer également aux tarifs de transport et de distribution : ces derniers sont également présentés dans la consultation publique n° 2023-07 concernant le tarif ATRT8 du 26 juillet 2023, et la consultation publique concernant le tarif ATRD7 qui sera publiée à l'automne 2023.

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATS3 la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATS2, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATS3 ont pour objectifs :

- d'adapter la régulation tarifaire aux objectifs de politique énergétique français et à leurs conséquences sur l'utilisation des infrastructures gazières à moyen terme ;
- de fixer le cadre de régulation permettant d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges et à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs ;
- d'étudier l'opportunité d'une évolution du dispositif d'incitation à la commercialisation des capacités de stockage.

### 3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

#### 3.1 Le cadre tarifaire actuel a permis la maîtrise des coûts dans la durée et une amélioration du niveau de la qualité de service et d'alimentation

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

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes financiers visant à inciter les opérateurs à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de 4 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, permettant à chacun de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes.

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 très résilient face aux deux crises majeures traversées : crise sanitaire<sup>1</sup> et crise des prix de l'énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d'assurer une continuité de l'activité dans de bonnes conditions.

Compte-tenu de ce bilan (voir bilan détaillé en annexe 1), la CRE envisage de reconduire pour la prochaine génération tarifaire l'essentiel du cadre actuel, en faisant néanmoins évoluer quelques mécanismes, notamment pour mieux prendre en compte les conditions économiques actuelles (inflation, prix de l'énergie) et le contexte particulier de réduction de la consommation de gaz.

##### 3.1.1 Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Le cadre de régulation prévoit une régulation incitative différente pour les charges nettes d'exploitation et pour les charges de capital.

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charge sur les quatre années de la période tarifaire. Les écarts à la trajectoire sont à la charge (ou au bénéfice) des opérateurs sauf pour quelques postes choisis, plus difficilement prévisibles et maîtrisables, pour lesquels tout ou partie des écarts est couvert par les tarifs via le compte de régulation des charges et des produits (CRCP). Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. La CRE s'attache à ce que le niveau d'efficacité révélé en cours de période tarifaire soit pris en compte pour établir les tarifs suivants, de façon à ce que les utilisateurs des infrastructures bénéficient des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, sont fondées sur les niveaux de dépenses réalisés par les opérateurs sur la période précédente.

La CRE considère que ce cadre a permis de maîtriser les dépenses des opérateurs dans la durée : au cours des dix dernières années, le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs a été maîtrisé (évolution proche de l'inflation) alors que leurs infrastructures se sont largement développées. Par ailleurs, le périmètre du CRCP et son dimensionnement se sont avérés bien adaptés pour protéger les opérateurs des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie. La CRE a fait évoluer en cours de période tarifaire le cadre relatif aux charges d'énergie afin de mieux prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie.

S'agissant des investissements et des charges de capital, le cadre de régulation prévoit que les écarts à la trajectoire sont portés par le tarif et non par les opérateurs. La CRE considère que cette méthode a permis aux opérateurs régulés d'engager ces dernières années l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions. Par ailleurs, les mécanismes de régulation incitative (budgets cibles pour les grands projets, coûts unitaires, investissement hors infrastructures...) ont permis de maîtriser les coûts d'investissements sans brider les volumes (cf. partie 3.3.2)

Les décisions d'investissement dans les infrastructures énergétiques ayant des implications tarifaires sur le long terme, la CRE considère que la question de leur maîtrise est plus que jamais une priorité en gaz comme en électricité. C'est particulièrement le cas en gaz compte tenu des perspectives de baisse à long terme de la consommation de gaz et de sortie du gaz fossile.

##### 3.1.2 Permettre aux opérateurs de financer les investissements dans leurs infrastructures

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de

<sup>1</sup> Délibération du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux  
13/86

financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMCP), s'appliquait à la base d'actifs régulés (BAR) agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées apparaît adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, elle pose la question du financement des investissements. En effet, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs peuvent se financer. C'est le cas en ce moment avec la remontée récente des taux d'intérêt, ce qui conduit la CRE à proposer de modifier le cadre existant sur ce point.

La qualité de service, incluant la continuité d'alimentation, est une préoccupation majeure des utilisateurs des infrastructures. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation défini par la CRE, qui assure que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par ces infrastructures.

### 3.1.3 Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation

L'amélioration des incitations sur la qualité de service et d'alimentation est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs des infrastructures.

La plupart des indicateurs de qualité de service faisant l'objet d'une incitation financière fonctionnent selon un principe de bonus / malus. Pour chaque indicateur, des cibles, correspondant à la performance jugée souhaitable et raisonnable pour le poste concerné, sont définies par la CRE et révisées de manière régulière. Tout dépassement de la cible est associé au versement d'un bonus et, à l'inverse, à un malus si le réalisé est inférieur à la cible fixée par la CRE. Les bonus comme les malus sont plafonnés. Les versements sont effectués via le CRCP.

Le tarif ATS2 a introduit un dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux opérateurs de stockage. Aussi, le niveau de qualité de service des opérateurs de stockage de gaz naturel s'est maintenu à un niveau globalement élevé sur les indicateurs incités et non incités financièrement, notamment dans le domaine de la qualité des données transmises aux acteurs de marché.

Un bilan détaillé de la qualité de service des opérateurs de stockage de gaz est présenté dans une partie dédiée de la présente consultation (partie 3.5).

Q1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?

## 3.2 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 permettra d'établir le tarif applicable pour 2024 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

### 3.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans

La durée des périodes tarifaires appliquée à l'ensemble des infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans.

La CRE envisage de maintenir la durée de période tarifaire à 4 ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée 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.

Pour permettre la prise en compte des conséquences d'un changement législatif ou réglementaire majeur qui interviendrait au cours de cette période, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans les tarifs ATS3 : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATS3 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

Q2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous la position de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous en ATS3 ?

### 3.2.2 Construction du revenu autorisé des opérateurs de stockage

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

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.1) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.2) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 3.2.2.3).

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

La CRE n'envisage pas de modification des éléments à prendre en compte dans le revenu autorisé.

#### 3.2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les 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.

#### 3.2.2.2 Charges de capital normatives

Les 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 – 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 taux de rémunération déterminé sur la base de l'évaluation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

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

La CRE n'envisage pas de modifier ces principes de calcul des CCN et envisage de reconduire les modalités actuellement en vigueur.

Q3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?

### 3.2.2.2.1 Evolution de la BAR

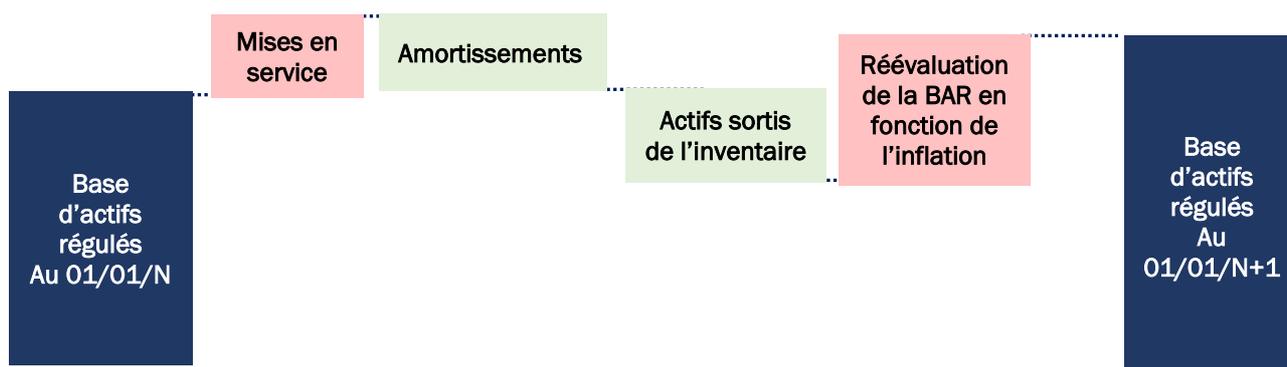
La Base d’actifs régulés représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l’actif de l’opérateur (évaluée au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année) :

- 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.

Dans le cadre de régulation appliqué sur la période ATS2, les actifs intégrés à la BAR sont réévalués chaque année de l’inflation. Pour cette raison, la CRE a utilisé pour les périodes tarifaires précédentes un CMPC réel n’incluant pas l’inflation.

La CRE interroge les parties prenantes sur la manière la plus pertinente de prendre en compte l’inflation dans les charges de capital normatives des opérateurs de stockage dans la partie 3.7.4 de consultation publique.

#### Facteurs d’évolution de la BAR dans le cadre de régulation actuel



#### Mises en service

La date conventionnelle d’entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1<sup>er</sup> janvier de l’année suivant leur mise en service.

#### Amortissement des actifs

Dans le cadre actuel, les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique (la méthode d’amortissement linéaire est détaillée dans la partie 3.7.5). 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, collecte   | 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                  |

#### Actifs sortis de l’inventaire

Les actifs mis au rebut ou cédés avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération. Le traitement tarifaire des actifs sortis de l’inventaire est détaillé en partie 3.2.2.2.3

### Réévaluation de la BAR

Les actifs sont actuellement réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

#### 3.2.2.2.2 Rémunération du capital

**En l'absence d'opérateurs régulés de sites de stockage de gaz naturel cotés en bourse, la CRE utilise une approche indirecte pour définir le taux de rémunération de l'activité, s'inscrivant dans la continuité de la méthode appliquée dans le cadre du tarif ATS2.**

Pour cela, la CRE s'appuie sur le taux de rémunération de l'activité de gestionnaire de réseau de transport (GRT) de gaz naturel. Cette activité est exercée par des entreprises cotées et présente une nature économique proche de celle de l'activité d'opérateur de stockage de gaz naturel. La CRE procède ensuite à un ajustement du CMPC de l'activité des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel sur la base de considérations économiques et financières en majorant ce taux d'une prime spécifique liée aux risques spécifiques de l'activité d'opérateur de sites de stockage régulés.

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs des GRT est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT 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 les précédentes délibérations tarifaires ATRT et ATS, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR de chaque opérateur, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de la moyenne observée de différents paramètres sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. 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 baisse des taux observée depuis 10 ans. Elle est par ailleurs cohérente avec le fait que les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent également avec une certaine inertie (gestion du financement des actifs de manière globale avec une dette de long terme refinancée uniquement pour partie au cours d'une même période tarifaire).

Néanmoins, le contexte économique actuel conduit à une hausse des taux d'intérêt qui ne sera qu'en partie prise en compte dans les moyennes long terme : cela amène les opérateurs à demander que la rémunération reflète davantage l'évolution soudaine des conditions actuelles du marché.

La CRE a examiné la capacité du dispositif actuel à rémunérer les nouveaux actifs de manière cohérente avec ce nouvel environnement, et envisage, pour la période ATS3, une évolution de la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions actuelles. A ce stade, la CRE envisage ainsi d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux court terme qui serait basé sur des données de plus court terme. Si un tel changement de méthode induisait plus de volatilité dans les charges de capital, cela permettrait en revanche de fixer la rémunération des opérateurs à un niveau plus en phase avec les coûts du capital attendus ces prochaines années pour financer de nouveaux investissements.

La CRE rappelle qu'elle avait interrogé les acteurs de marché, lors des consultations publiques menées en 2019 pour préparer les tarifs ATRT7, ATRD6 et ATS2, sur une proposition similaire dans un contexte de baisse des taux, qui aurait permis de faire profiter plus rapidement les consommateurs de l'amélioration des conditions de financement. Une partie des participants et en particulier les opérateurs d'infrastructures et leurs actionnaires s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme, qu'ils jugeaient trop complexe et peu lisible.

La prise en compte de données de court terme, pourrait se faire par exemple en affectant le taux de long terme aux actifs historiques et le taux de court terme aux nouveaux actifs :

- le taux de rémunération appliqué aux nouveaux actifs s'appliquerait par exemple pendant toute la période tarifaire ATS3 ;
- pour la période du tarif ATS3, dans les conditions actuelles de financement, ce taux pourrait être supérieur de 200 pdb à 250 pdb au taux de rémunération issues de données de long terme ;
- enfin, à la suite de cette période de par exemple 4 ans, les actifs concernés seraient intégrés dans la BAR des actifs historiques et rémunérés au taux de long terme.

La prise en compte de données de court terme pourrait également se faire via l'application à l'ensemble de la base d'actifs d'une moyenne pondérée de ces deux taux : la pondération pourrait par exemple refléter cette même pondération des actifs historiques et des nouveaux actifs. En contrepartie de sa simplicité, cette option présente néanmoins une souplesse moindre, car elle ne permet pas s'adapter au volume réel d'investissements de chaque opérateur.

- Q4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?
- Q5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?

### 3.2.2.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

#### **Cas des actifs 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.

Dans le cadre tarifaire actuel, les coûts échoués sont traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- 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.

#### **Demande des opérateurs**

Storengy et Géométhane demandent que les coûts échoués fassent l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle. Cette enveloppe serait estimée en tenant compte des mises au rebut effectives rapportées aux mises en service réalisées sur l'ATS2, et des projections de mises en service prévues sur la période ATS3. Ils demandent par ailleurs une couverture au CRCP de l'écart entre cette trajectoire et les coûts échoués réellement constatés.

#### **Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs échoués**

La CRE estime que les coûts échoués récurrents et prévisibles pourraient faire l'objet d'une trajectoire tarifaire incitée comme c'est le cas par exemple pour les gestionnaires de réseau de transport. Cette option n'avait pas été retenue pour le tarif ATS2 en l'absence de demande de trajectoire par les opérateurs de stockage.

Elle considère en revanche que la couverture des coûts échoués exceptionnels doit être traitée au cas par cas, selon le caractère efficace des coûts présentés par les opérateurs.

- Q6 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative relative aux coûts échoués des opérateurs de stockage envisagée par la CRE ?

#### **Cas 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.

#### **Cas des actifs d'immobiliers ou de terrains**

Dans le cadre tarifaire actuel, 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 stockages 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.

### Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs cédés

La CRE estime que ce cadre de régulation des actifs cédés est bien adapté. 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 CRE envisage donc à ce stade de reconduire en l'état le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés.

**Q7 : Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?**

### 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 stockage d'hydrogène. Dans ce cadre, certains actifs de stockage pourraient être convertis et réutilisés 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 prévoit 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 prochaine période tarifaire n'a été identifié à ce stade parmi les actifs des opérateurs de stockage, il n'est cependant pas possible d'exclure complètement que la situation se présente.

### Analyse préliminaire de la CRE

En l'absence de cadre européen en vigueur et compte tenu de l'absence de cas de conversion envisagé par les opérateurs pour la période tarifaire à venir, la CRE envisage à ce stade de traiter le cas des 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 cependant 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 stockages et les utilisateurs soit pertinent. Dans l'hypothèse où les futurs stockages souterrains 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.

**Q8 : Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?**

#### 3.2.2.3 CRCP

#### Calcul et apurement

Le niveau du tarif ATS 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.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 5 %. 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. Le seuil de +/- 5 % avait été retenu par la CRE pour le tarif ATS3.

La crise économique traversée en fin de période tarifaire a conduit à des CRCP très significatifs pour certains opérateurs, notamment liés à la hausse des prix de l'énergie et à l'inflation, tous deux plus élevés que dans la trajectoire ATS2. Ce constat a conduit les opérateurs à solliciter une révision des postes couverts au CRCP : ces demandes et les orientations de la CRE figurent dans la partie 3.3.1.3 de la présente consultation.

#### **Neutralité financière du dispositif**

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> 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, à ce stade 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 envisage, dans le cadre de la rémunération des actifs (voir partie 3.2.2.2), une nouvelle méthode de détermination du CMPC prenant en compte un taux sans risque basé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui pourraient respectivement s'appliquer aux actifs déjà en service et aux nouveaux actifs. Si cette méthode de rémunération des actifs devait être retenue, la CRE envisagerait de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP.

**Q9 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?**

#### **3.2.2.4 Modalités d'évolution annuelle du revenu autorisé**

La CRE envisage de faire évoluer le revenu autorisé ATS3 annuellement, à compter de 2024, selon des principes identiques à ceux de la précédente période tarifaire.

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

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

Où :

- $RA_N$  est le revenu autorisé pour l'année N lors de l'évolution annuelle ;
- $RA_{IN}$  est le revenu autorisé initial fixé par la CRE pour l'année N dans sa délibération ATS3 mis à jour de l'inflation ;
- 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 a été fixé à 5% pour le tarif ATS car la variabilité annuelle des charges et des revenus des opérateurs de stockage est plus forte que celle des autres opérateurs régulés, pour lequel il est fixé à 2 %. La CRE n'a pas l'intention à ce stade de modifier cette valeur.

Afin d'améliorer la prise en compte de l'effet de l'inflation, la CRE a étudié la prise en compte, lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N, d'une correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du projet de loi de finances (PLF) et le niveau réalisé (ou à défaut la meilleure estimation disponible lors du calcul de la mise à jour tarifaire annuelle). En effet, cet écart ayant un impact pérenne sur les charges, la CRE juge à ce stade envisageable de le prendre en compte pour éviter qu'il alimente durablement le solde du CRCP. La CRE note cependant que cette mesure n'a d'utilité que si l'inflation réalisée est éloignée de la valeur prévisionnelle du PLF. Cette mesure complexifie à la marge la formule de l'évolution tarifaire et la rend plus sensible aux variations d'inflation.

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

### **3.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts**

#### **3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation**

Les tarifs de stockage sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 3.2.2.3 de la présente consultation, 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 sur certains postes préalablement identifiés.

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. Par ailleurs, la CRE considère que 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 (voir partie 3.3.1.2).

##### **3.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation**

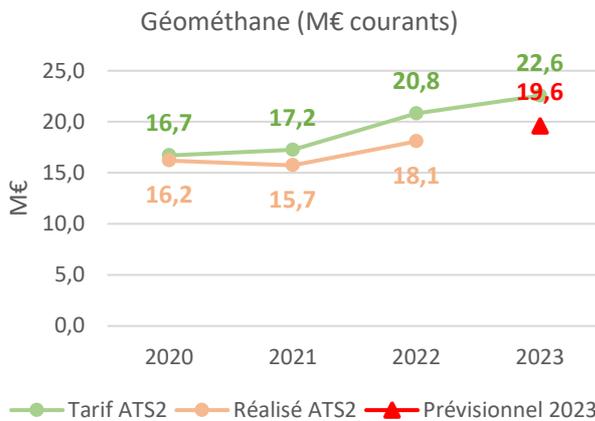
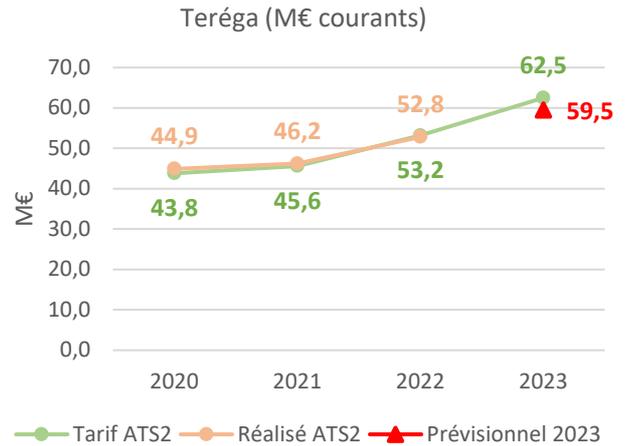
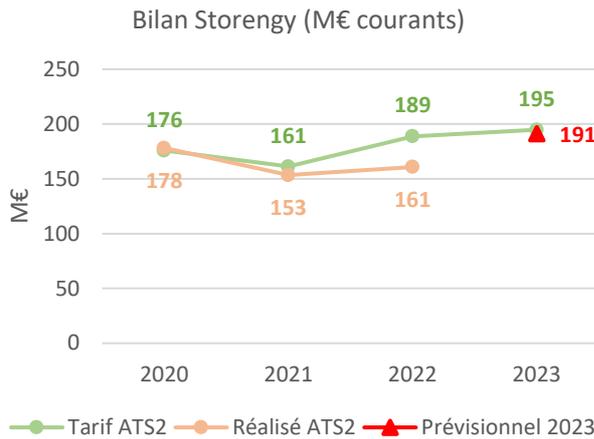
La régulation en vigueur différencie trois catégories de CNE qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation, ils conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation des opérateurs font partie de cette catégorie (achats hors énergie, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par les opérateurs (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit généralement entre 10 % et 20 % (l'opérateur garde entre 10 % et 20 % de l'écart à sa charge et le reste est porté par le tarif) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les niveaux d'incitation des postes de charges non incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 3.3.1.2 de la présente consultation publique.

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation incitées vise à inciter les opérateurs à améliorer les écarts par rapport à la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

La CRE constate que les coûts réalisés par les opérateurs ont été globalement inférieurs à la trajectoire fixée dans les tarifs (pour Teréga ils ont été au même niveau), et qu'ils ont été en diminution régulière entre 2020 et 2022 :



Dans les graphes ci-dessus, les charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATS2 intègrent les mises à jour :

- Les trajectoires des charges d'énergie, de CO2 et de consommable ont été mises à jour chaque année.
- Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ces écarts correspondent à des gains de productivité de l'opérateur, mais pourraient aussi résulter d'une surestimation des charges prévisionnelles liée notamment à l'asymétrie d'information qui existe entre les opérateurs et le régulateur. Ce constat justifie le recours par la CRE à des audits approfondis pour analyser les demandes des opérateurs lors des travaux tarifaires.

Il n'est pas problématique en soi que les opérateurs battent leur trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation forte est justement d'obtenir des gains dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Pour autant, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des efforts menés par les opérateurs sur les périodes précédentes. A ce titre, le niveau d'efficacité révélé par la régulation incitative lors d'une période tarifaire doit être pris en compte pour établir les tarifs de la période suivante.

En conséquence, la CRE envisage de maintenir les mécanismes de couverture au CRCP différenciés selon les natures de charges (incités/partiellement incités/non incités pour la majorité des charges d'exploitation), et considère dans ses travaux relatifs au niveau des charges d'exploitation de la prochaine période tarifaire, que le dernier niveau réalisé atteint (corrigé de l'inflation) est le standard à retenir (ici 2022) : toute demande s'en écartant significativement doit être dûment justifiée par l'opérateur.

Q10 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?

### 3.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

#### Rappel du cadre actuel

Comme indiqué au 3.2.2.3 de la présente consultation publique, 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.

Les postes concernés dans la période tarifaire actuelle sont rappelés ci-dessous.

#### Postes couverts en totalité au CRCP :

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert 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 ;
- 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 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 ;
- les charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés.

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, prises en compte à 100 % ;
- les recettes associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés.

#### Postes en partie couverts au CRCP :

Deux postes de charges sont en partie couverts au CRCP :

- les charges d'énergie (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub>. Celles-ci sont couvertes depuis le 1<sup>er</sup> avril 2023 :
  - 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 ;
- 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.

#### **Demandes d'évolution des opérateurs :**

##### Charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie

La Commission européenne a proposé l'adoption d'un règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie en décembre 2021 (celui-ci n'a pas encore été adopté). Le projet de règlement prévoit à ce stade l'introduction d'obligations de détection et de réparation des fuites de méthane pour les opérateurs gaziers.

Storengy, Teréga et Géométhane demandent que la trajectoire prévisionnelle des charges liées à la future mise en œuvre de ce règlement puisse être mise à jour pendant la période tarifaire, une fois le règlement adopté.

**Analyse préliminaire de la CRE :**

La CRE note que l'impact du nouveau règlement sur les émissions de méthane sur les coûts des opérateurs est encore très incertain. Il dépendra notamment des dispositions retenues dans le règlement lorsque celui-ci sera adopté, ainsi que d'éventuels délais d'application des nouvelles mesures. La pertinence d'une trajectoire de charges qui serait fixée en cohérence avec la version actuelle du projet de règlement serait ainsi limitée.

En conséquence, la CRE envisage de fixer la trajectoire de charges ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le règlement sera adopté.

**Q11 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?**

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

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie Storengy, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise 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 de revient de ces deux entreprises.

Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées. Storengy demande qu'elles soient couvertes à 100 % au CRCP pour la nouvelle période tarifaire, en raison des incertitudes pesant sur les prix de l'électricité et du gaz.

**Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE note que le montant du reversement de Storengy à EDF et Engie sont fixés dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées : elle estime donc justifié le maintien d'un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent pour cette compensation.

La CRE considère également que le maintien d'une incitation portant sur l'effet volume est justifié, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

La CRE envisage donc à ce stade de maintenir la régulation incitative portant sur les charges d'avantage en nature énergie de Storengy.

**Q12 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de Storengy ?**

**Provisions pour démantèlement**

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.

Storengy et Géométhane mettent en avant que des provisions pour démantèlement pourraient être constituées :

- sur les sites salins afin de préparer leur conversion à l'hydrogène (elles concerneraient les installations de surface qui ne pourraient être converties à l'hydrogène) ;
- sur les sites aquifères afin de tenir compte de la fermeture potentielle de sites à terme, tel qu'envisagé dans l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières de la CRE.

Dans le cadre actuel, les provisions qui seraient constituées par les opérateurs sont couvertes par le tarif ATS au prorata de la durée de présence des actifs de stockage concernés dans la régulation.

**Analyse préliminaire de la CRE**

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 actuel permet 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 non régulée. Ainsi la CRE considère qu'une répartition des provisions au prorata du temps passé en régulation est équilibrée.

En conséquence elle envisage de maintenir le cadre existant.

**Q13 : Partagez-vous la position de la CRE sur la couverture des provisions pour démantèlement ?**

#### 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 à ce que les gains et les pertes liés à ces transactions soient couverts à 80% au CRCP.

#### **Analyse préliminaire de la CRE**

Les opérations d'achat et de ventes de gaz de performance de Storengy font l'objet dans le cadre du tarif ATS2 d'une trajectoire incitée (elle n'est pas couverte 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 ...).

Cette demande devra en conséquence faire l'objet d'une analyse détaillée du rapport risque/bénéfice pour les utilisateurs.

#### Charges d'énergie

Teréga demande une évolution du cadre de régulation des charges d'énergie. La CRE considère que le cadre actuel de régulation des charges d'énergie a fonctionné correctement pendant l'ATS2, et a permis aux opérateurs de stockage d'apurer leur CRCP. Ce point est traité dans la partie suivante (partie 3.3.1.3).

#### Autres postes de charges et de produits

La CRE envisage de reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits pour la période tarifaire à venir, leur niveau de prévisibilité et de maîtrise par les opérateurs n'ayant pas varié pendant la période tarifaire actuelle.

**Q14 : Partagez-vous la position la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?**

### **3.3.1.3 Régulation incitative des charges d'énergie**

Les charges d'énergie des opérateurs de stockage sont composées des charges d'énergie motrice et pour les procédés de traitement du gaz (gaz et électricité) ainsi que des achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub> par les opérateurs.

Pour inciter les opérateurs à la maîtrise de ces charges, le dispositif incitatif en vigueur pendant la période de l'ATS2 prévoit une couverture à 80 % par le CRCP des écarts de ce poste. Cette couverture partielle vise à inciter les opérateurs à maîtriser leurs charges.

Toutefois, à la suite de l'augmentation importante des prix de marché survenue en 2022, les écarts du poste énergie et son incitation peuvent potentiellement atteindre des montants très importants. C'est pourquoi, dans sa

délibération du 31 janvier 2023<sup>2</sup> portant sur la mise à jour du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage, la CRE a exceptionnellement relevé la couverture des charges d'énergie :

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

#### Demands d'évolution des opérateurs :

- Teréga demande pour l'ATS3 une révision annuelle des hypothèses de charge d'énergie dans le revenu autorisé de l'année N+1. Pour rappel, les écarts de charge d'énergie d'une année réalisée et de l'hypothèse retenue dans la délibération tarifaire sont actuellement reportés au CRCP.
- Teréga demande une couverture 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 20 % de la trajectoire prévisionnelle.

#### Analyse de la CRE :

La CRE estime que la révision annuelle des charges d'énergie ne se justifie pas à la vue du bilan de l'ATS2 qui a permis aux opérateurs de stockage d'accumuler un faible reliquat de CRCP durant l'ATS2.

La révision de ces hypothèses augmenterait la variabilité annuelle du terme tarifaire stockage (TTS) et nécessiterait des renégociations CRE-opérateur annuelles sur ce poste.

Également, la CRE considère que la proposition de Teréga d'abaisser le plafond d'incitation affaiblirait considérablement la portée de la régulation incitative sur la maîtrise des dépenses d'énergie.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE souhaite maintenir une incitation suffisante pour que les opérateurs de stockages maîtrisent leurs charges d'énergie. Cependant, cette incitation ne doit pas devenir disproportionnée du fait d'une évolution des prix de l'énergie trop différente des hypothèses retenues. La CRE envisage donc à ce stade d'appliquer des incitations différenciées pour le volume d'énergie consommée et pour le prix d'achat de cette énergie :

- Maintenir une couverture à 80 % de l'écart entre le volume prévisionnel des volumes consommés, en cohérence avec le niveau d'incitation applicable aux autres opérateurs d'infrastructures régulées en France. La CRE considère qu'il est important de continuer à inciter les opérateurs à optimiser leur consommation énergétique et à consommer moins. Les volumes prévisionnels et consommés seront valorisés au prix de référence défini ci-après.
- Inciter les opérateurs sur la base d'un prix de référence d'achat du gaz et de l'électricité. Ce prix de référence serait déterminé chaque année, et construit à partir des prix de gros constatés pour un panier de produits de référence à définir. Ce prix de référence serait appliqué à l'ensemble des volumes de gaz et d'électricité.

La définition du prix de référence pour les achats d'énergie des opérateurs de stockage est néanmoins plus complexe que dans le cas des pertes pour les autres opérateurs d'infrastructures régulées. En effet, la consommation de gaz et d'électricité des opérateurs de stockage est très volatile au cours de l'année et difficile à prévoir avec précision d'une année sur l'autre. Au cours des prochains mois, un travail de fond sera mené avec les opérateurs de stockage pour vérifier la faisabilité d'un tel dispositif.

**Q15 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?**

### 3.3.2 Régulation incitative des investissements

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

Le tarif ATS2 prévoit 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.

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane au 1<sup>er</sup> avril 2023

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 approuvé<sup>3</sup> 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 envisage à ce stade de maintenir le cadre existant pour le tarif ATS3.

**Q16 : Partagez-vous la position de la CRE sur les incitations à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructures d'un budget supérieur à 20 M€ ?**

### 3.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des projets en dehors des grands projets

Le dispositif incitatif de maîtrise des coûts des projets d'un montant inférieur ou égal à 20 M€ précédemment évoqué concerne un nombre limité de projets. 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 CRE maintient son orientation pour le tarif ATS3 et envisage de reconduire le mécanisme incitatif fondé sur la sélection aléatoire 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 comparable à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur à 20 M€.

**Q17 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'infrastructure en dehors des grands projets ?**

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

#### Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

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.

Ce mécanisme incite 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 CRCP<sup>4</sup>. 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.

L'objectif est que, pour ces trois postes où les arbitrages comptables entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour les opérateurs soit la même.

En outre, la CRE a introduit dans le tarif ATS2 un mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga. Ce pilote, mis en place à la demande de Teréga, 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 %.

<sup>3</sup> Délibération portant approbation de projets d'augmentation des capacités de stockage de gaz des sites d'Etrez et de Lussagnet

<sup>4</sup> Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

**Bilan du dispositif sur la période ATS2**

Dans l'ensemble et depuis la mise en place du mécanisme incitant à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures », les trajectoires réalisées par les opérateurs montrent qu'il n'y a pas eu de dérive de coûts : les enveloppes de dépenses sont globalement maîtrisées. C'est l'objectif principal du mécanisme.

S'agissant du cadre commun (i.e. hors mécanisme spécifique appliqué aux dépenses SI de Teréga), la CRE dispose à présent du retour d'expérience plus approfondi lui permettant d'apprécier plus précisément l'efficacité du dispositif. Ainsi, tout en étant incités à la maîtrise globale des coûts, le retour d'expérience montre que le cadre de régulation apporte de la souplesse aux opérateurs, en leur permettant d'arbitrer en cours de période tarifaire entre une stratégie d'acquisition (ou développement interne concernant le SI) et une stratégie de location (ou d'externalisation concernant le SI). Par ailleurs, durant la période tarifaire, il permet aux utilisateurs des infrastructures de ne pas subir de préjudice lorsque l'opérateur adopte finalement une stratégie d'acquisition (à travers le tarif – les charges de capital étant couvertes au CRCP en régime nominal). S'agissant du cadre spécifique aux actifs de Teréga, le retour d'expérience sur la seule période 2020-2023 montre une maîtrise globale de ses charges.

La CRE identifie cependant un inconvénient à ces mécanismes, s'agissant des projets qui auraient été prévus mais finalement non réalisés pendant la période tarifaire. En effet, la non-couverture au CRCP des charges implique que les opérateurs seraient couverts deux fois des charges d'un projet qui serait décalé d'une période tarifaire à la suivante, si les charges relatives à ce projet étaient à nouveau incluses dans la période tarifaire suivante.

**Bilan de Storengy**

| En M€ courants   | 2020        | 2021        | 2022        | 2023 (prév) | Total        | Ecart (réal. - prév.) |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-----------------------|
| <b>Hors infrastructures</b>                              |             |             |             |             |              |                       |
| CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 11,7        | 12,0        | 15,0        | 17,2        | 55,9         |                       |
| CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 13,0        | 13,1        | 13,7        | 14,1        | 53,9         |                       |
| <b>TOTAL prévisionnel</b>                                | <b>24,7</b> | <b>25,1</b> | <b>28,7</b> | <b>31,3</b> | <b>109,9</b> |                       |
| CCN réalisées  | 11,7        | 12,0        | 15,1        | 17,4        | 56,2         | +0,23 (+0,4 %)        |
| CNE réalisées  | 12,9        | 12,5        | 13,7        | 15,1        | 54,2         | +0,29 (+0,5 %)        |
| <b>TOTAL réalisé</b>                                     | <b>24,6</b> | <b>24,5</b> | <b>28,8</b> | <b>32,5</b> | <b>110,4</b> | <b>+0,52 (+0,5 %)</b> |

**Bilan de Teréga**

| En M€ courants   | 2020       | 2021       | 2022       | 2023 (prév) | Total       | Ecart (réal. - prév.) |
|--|------------|------------|------------|-------------|-------------|-----------------------|
| <b>Immobilier et véhicules</b>                           |            |            |            |             |             |                       |
| CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 2,0        | 2,8        | 4,5        | 4,8         | 14,1        |                       |
| CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 1,2        | 1,0        | 1,2        | 1,4         | 4,8         |                       |
| <b>TOTAL prévisionnel</b>                                | <b>3,2</b> | <b>3,8</b> | <b>5,7</b> | <b>6,2</b>  | <b>18,9</b> |                       |
| CCN réalisées  | 1,7        | 1,8        | 1,9        | 2,3         | 7,7         | -6,4 (-45 %)          |
| CNE réalisées  | 1,3        | 1,3        | 1,2        | 1,5         | 5,3         | +0,5 (+11 %)          |
| <b>TOTAL réalisé</b>                                     | <b>3,0</b> | <b>3,1</b> | <b>3,1</b> | <b>3,8</b>  | <b>13</b>   | <b>-5,9 (-31 %)</b>   |

| En M€ courants   | 2020        | 2021        | 2022        | 2023 (prév.) | Total       | Ecart (réal. - prév.) |
|--|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-----------------------|
| <b>SI</b>  |             |             |             |              |             |                       |
| Mises en services prévisionnelles                        | 5,7         | 4,3         | 3,5         | 3,4          | 16,9        |                       |
| CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 5,3         | 5,6         | 6,5         | 6,6          | 24,0        |                       |
| <b>TOTAL prévisionnel</b>                                | <b>11,0</b> | <b>9,9</b>  | <b>10,0</b> | <b>10,0</b>  | <b>40,9</b> |                       |
| MES réalisées  | 5,8         | 5,0         | 2,9         | 4,3          | 18,1        | +1,2 (+7,1 %)         |
| CNE réalisées  | 4,7         | 5,4         | 5,6         | 6,5          | 22,2        | -1,8 (-7,4 %)         |
| <b>TOTAL réalisé</b>                                     | <b>10,5</b> | <b>10,4</b> | <b>8,6</b>  | <b>10,8</b>  | <b>40,3</b> | <b>-0,6 (-1,4 %)</b>  |

#### Bilan de Géométhane

| En M€ courants   | 2020       | 2021       | 2022       | 2023       | Total       | Ecart (réal. - prév.) |
|--|------------|------------|------------|------------|-------------|-----------------------|
| <b>Hors infrastructures</b>                              |            |            |            |            |             |                       |
| CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 1,6        | 1,6        | 1,6        | 1,7        | 6,5         |                       |
| CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée) | 2,5        | 2,5        | 2,6        | 2,7        | 10,3        |                       |
| <b>TOTAL prévisionnel</b>                                | <b>4,1</b> | <b>4,1</b> | <b>4,2</b> | <b>4,4</b> | <b>16,7</b> |                       |
| CCN réalisées  | 1,6        | 1,6        | 1,6        | 1,7        | 6,4         | -0,1 (-1,2 %)         |
| CNE réalisées  | 2,5        | 2,6        | 2,6        | 3,1        | 10,8        | +0,5 (+4,8 %)         |
| <b>TOTAL réalisé</b>                                     | <b>4,1</b> | <b>4,1</b> | <b>4,2</b> | <b>4,8</b> | <b>17,2</b> | <b>+0,4 (+2,5 %)</b>  |

#### Evolutions envisagés pour la période AT3

Le retour d'expérience mené sur les dernières périodes tarifaires montre que ce mécanisme de régulation incite les investissements « hors infrastructures » de manière efficace. Toutefois, le cas des gros projets qui n'auraient finalement pas été réalisés comme prévu pendant la période tarifaire doit être traité.

#### Demandes d'évolution des opérateurs

Dans l'ensemble, les opérateurs sont favorables à la reconduction du mécanisme d'incitation des charges « hors infrastructure ».

Sur la base du premier retour d'expérience sur son cadre de régulation spécifique sur les charges SI, Teréga demande le maintien de ce mécanisme et une adaptation de son périmètre d'incitation en y intégrant les charges relatives aux charges de personnel ainsi qu'aux dépenses relatives à la gestion du patrimoine dans le domaine SI et en excluant certaines charges relatives à la R&D et au SI industriel.

#### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage à ce stade de reconduire le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures », mais de retraiter dans la trajectoire fixée pour l'AT3 les gros projets qui auraient été inclus dans la trajectoire AT3 mais non réalisés par les opérateurs, afin d'éviter la double couverture des coûts des opérateurs.

Concernant la demande de Teréga, la CRE estime que le bilan établi ne permet pas de conclure à une meilleure efficacité du dispositif par rapport au cadre commun. En outre, le maintien de deux mécanismes différents en parallèle rend ce système plus complexe. La CRE envisage à ce stade d'inciter les investissements SI de Teréga de la même manière que ceux des autres opérateurs.

A ce titre, et afin d'harmoniser les cadres de régulation entre les opérateurs la CRE envisage à ce stade d'inciter les investissements SI de Teréga de la même manière que ceux des autres opérateurs.

Q18 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructure » ?

Q19 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation d'actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?

### 3.4 Régulation incitative portant sur la commercialisation

#### Rappel du cadre en vigueur

Les opérateurs de stockage vendent les capacités de stockage dans un cadre commercial. Le niveau des ventes et les recettes générées par ces ventes dépendent largement de la situation des prix de gros du gaz et notamment de l'écart entre les prix d'hiver et les prix d'été, mais aussi de l'efficacité des opérateurs : qualité des services offerts, efficacité des processus de commercialisation, etc.

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 par le biais d'une composante spécifique du tarif de transport de gaz, payée in fine par les consommateurs de gaz.

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.

La CRE a mis en place à cette fin un régime spécifique d'incitations financières. Le tarif ATS2 prévoit ainsi un mécanisme attribuant aux opérateurs un bonus conditionné à l'atteinte d'un niveau minimal de souscription. Le seuil retenu est le niveau du dernier arrêté relatif aux stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1<sup>er</sup> novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars<sup>5</sup>.

Ce bonus s'applique à l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités commercialisées lors de ventes additionnelles ultérieures de produits de court terme.

Le bonus tient compte des recettes et du « premium » de chaque enchère, c'est-à-dire l'écart entre le prix de l'enchère et la valeur saisonnière du stockage (qui correspond au spread hiver-été minoré du coût de stockage). Cette « sur-valeur » est notamment liée à la possibilité pour les utilisateurs de moduler les injections et soutirages d'un jour sur l'autre, et dépend donc de la performance des stockages. Elle est également le résultat du niveau de concurrence lors des enchères, qui est favorisé par les actions commerciales des opérateurs.

L'évolution des conditions de marché en 2022 a fait ressortir les limites de la formule de calcul prévue par le tarif ATS2. Des adaptations ont été apportées au calcul du bonus afin de maintenir une incitation dans un contexte de marché dégradé.

Ainsi, le bonus est actuellement calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

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

Avec :

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

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<sup>er</sup> avril N sous forme de produits non-standards.

Le bonus au titre des ventes de capacités N-N+1 ne peut excéder 2 % du revenu autorisé de l'opérateur pour l'année N.

Le versement de ce bonus est conditionné à l'atteinte d'un niveau de souscription supérieur ou égal au niveau fixé par le dernier arrêté relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement, en application des dispositions de l'article L. 421-4 du code de l'énergie. Toutefois dans le cas où le niveau minimal

<sup>5</sup> Le ministre chargé de l'énergie fixe chaque année par arrêté les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1<sup>er</sup> novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars.

de souscription à la maille France ne serait pas atteint, un bonus est versé aux opérateurs dont les capacités sont totalement souscrites.

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

Les bonus sont intégrés au solde du CRCP.

### **Bilan de la période ATS2**

*Les objectifs de commercialisation ont été atteints*

L'ensemble des capacités en gaz H ont été souscrites sur la période ATS2 y compris au plus fort de la crise et alors qu'une partie importante des stockages européens se sont retrouvés insuffisamment remplis au début de l'hiver 2021-2022. De même toutes les capacités ont été vendues lors de la campagne d'enchères des capacités 2023-2024 qui s'est tenue dans des conditions de marché difficile avec des écarts de prix Hiver-Eté négatifs entre octobre et décembre 2022.

Les opérateurs ont également proposé des produits additionnels au cours de l'été 2022 qui ont permis de maximiser le remplissage des capacités et générer des revenus additionnels.

Les enchères ont permis de générer en moyenne ~300 M€/an de recettes ce qui représente 45 % du revenu autorisé des opérateurs. Les ventes de produits additionnels ont généré 55 M€ en 2022, et 31 M€ à ce jour en 2023.

Sur la période ATS2, les opérateurs ont obtenu en moyenne un bonus annuel total de 10 M€.

La CRE considère que la régulation incitative pour la commercialisation des capacités de stockage a été un succès. Elle envisage à ce stade de maintenir les principaux éléments de cette régulation tout en y apportant le cas échéant les adaptations à la marge qui seraient nécessaires.

### **Demande des opérateurs**

Storengy souhaite pérenniser sur la période ATS3 la formule du bonus de commercialisation définie lors de la dernière mise à jour tarifaire. En particulier, Storengy souhaite éviter d'obtenir un malus si l'objectif de commercialisation est atteint.

Teréga est favorable aux évolutions mises en œuvre lors de la dernière mise à jour tarifaire mais considère que la formule ne couvre pas totalement les biais identifiés. Teréga propose donc de compléter ces premiers ajustements en remplaçant le plafonnement global du bonus de commercialisation par un plafonnement, pour chaque enchère, de la part premium au chiffre d'affaires généré.

### **Analyse de la CRE**

Si les objectifs de la régulation incitative ont été atteints, les conditions de marché durant la campagne de commercialisation des capacités 2022-2023 ont mis à jour les limites de la formule de calcul actuelle du bonus dans des situations « extrêmes », et qui 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 3/4 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 peut aboutir à des bonus élevés en l'absence de recettes d'enchères, ce bonus augmente alors le montant devant être collecté par la compensation stockage.

En conséquence la CRE envisage, tout en conservant les trois incitations financières en vigueur, de modifier leur poids relatif :

- un bonus minimal serait garanti aux opérateurs si suffisamment de capacités sont souscrites pour assurer la sécurité d'approvisionnement, y compris en cas de contexte de marché dégradé ;
- la part du premium conservée par les opérateurs serait réduite (5 % vers 2 %) au profit de la part de l'incitation proportionnelle aux recettes (0,5 % vers 2 %), pour mieux récompenser les efforts des opérateurs pour commercialiser les produits les plus lents ;

- 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 pourrait être supprimé.

Enfin, l'incitation sur les recettes des ventes de court terme pourrait réduite 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.

Sur la base de coefficients A et B fixés à 2 % et 2 %, les bonus des opérateurs auraient été équivalents au niveau observé sur la période ATS2.

Q20 : Partagez-vous le bilan positif fait par la CRE sur la régulation incitative des ventes de capacité de stockage ?

Q21 : Êtes-vous favorable aux évolutions de la formule de calcul du bonus de commercialisation envisagées par la CRE ?

### **3.5 Régulation incitative de la qualité de service**

#### **3.5.1 Rappel du dispositif en vigueur**

Le tarif ATS2 a introduit un dispositif de régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de stockage.

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 jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

Les résultats des indicateurs sont publiés sur les sites internet des opérateurs chaque mois et ces derniers doivent élaborer un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles qu'ils publient également sur leur site internet. Durant le tarif ATS2, ces indicateurs n'ont pas été incités financièrement.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les objectifs fixés sont détaillés dans l'annexe 1 de la délibération ATS2<sup>6</sup>.

#### **3.5.2 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.

Ci-dessous, l'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 :

<sup>6</sup> Délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

| Variation (en pourcentage) de la capacité entre le programme prévisionnel publié et le programme réalisé | Storengy  |           | Teréga    |           |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
|  | Injection | Soutirage | Injection | Soutirage |
| 2020   | 0 %       | 0 %       | 1 %       | 3 %       |
| 2021   | 0 %       | 0 %       | -1 %      | 0 %       |
| 2022   | 0 %       | -1 %      | 1 %       | 1 %       |

La CRE note que les résultats de l'indicateur de respect des programmes de maintenance sont satisfaisants pour les deux opérateurs. La CRE considère néanmoins qu'un travail d'harmonisation doit être mené entre Storengy et Teréga sur les données transmises au marché et à la CRE.

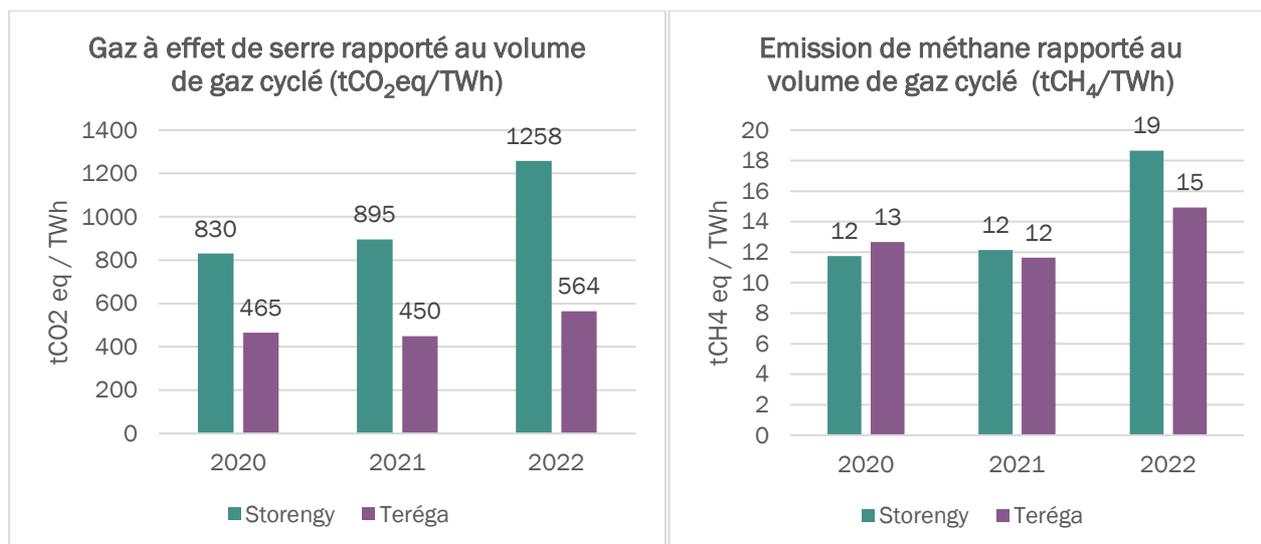
Concernant l'indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'évènement pouvant conduire à une restriction des droits de soutirage et d'injection, seul Storengy a été contraint de procéder à de telles restrictions en raison de mouvements sociaux et d'un incident technique. Ces restrictions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

### 3.5.3 Indicateurs relatifs à l'environnement

La CRE a introduit dans le tarif ATS2 les indicateurs suivants :

- 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'évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz cyclé.

Ci-dessous, la synthèse de ces deux indicateurs sur la période 2020-2022 :



En 2022, le volume de gaz cyclé a été inférieur de 20 à 25 % par rapport à 2020 et 2021. Il apparaît que les émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> ne sont pas proportionnelles au volume de gaz cyclé. Outre cet indicateur, la CRE constate que les émissions de gaz à effet de serre et de CH<sub>4</sub> en valeur absolue sont en légère augmentation chez les deux opérateurs.

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'évent, 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.

Q22 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des opérateurs de stockage ?



### 3.6 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les opérateurs doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les opérateurs 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) s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique : 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, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE, complété par un rapport public bisannuel.

Au cours de la période tarifaire ATS2, la trajectoire de coûts de Storengy s'élevait ainsi à 19,1 M€, rehaussée à 20,7 M€ dans le cadre du guichet à mi-période. Le montant dépensé au cours de la période est de 21 M€, soit 0,3 M€ restés à la charge de l'opérateur. La trajectoire de coûts de Teréga s'élevait à 1,9 M€ sur la période, rehaussée à 2,5 M€ dans le cadre du guichet à mi-période. Le montant dépensé par Teréga au cours de la période est de 2,4 M€. La somme non dépensée (0,1 M€) est donc rendue au tarif. Concernant Géométhane, la trajectoire de coûts s'élevait à 3,1 M€ pour la période ATS2. Le montant dépensé au cours de la période s'élève également à 3,1 M€.

La CRE envisage de maintenir ses orientations. En premier lieu, la CRE envisage que les modalités de couverture des coûts de R&D et d'innovation restent inchangées. Elles 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. Afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D&I, la CRE envisage également de conserver la révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire.

Pour la période tarifaire ATS3, la CRE envisage de conserver le modèle de régulation incitative de la période précédente reposant sur les principes suivants :

- le maintien du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les opérateurs de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de leur offrir plus de souplesse dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATS3, les opérateurs présentent à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période sont restitués aux consommateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire restent à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont renforcés au travers de deux exercices :
  - o la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés ;
  - o la publication bisannuelle par les opérateurs d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports doivent être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif ;

Enfin, le dispositif de guichet *smart grids* pour les opérateurs stockage de gaz, mis en place pour la période tarifaire ATS2, n'a pas été utilisé. La CRE envisage de ne pas le reconduire pour la période tarifaire ATS3.

Q23 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATS3 ?

### 3.7 Adaptation du cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

Cette partie de la consultation publique traite des modalités tarifaires susceptibles de répondre aux besoins d'adaptation des infrastructures dans un contexte de transition énergétique et de baisse structurelle de la consommation

de gaz fossile à l'horizon 2050. Ces problématiques étaient l'objet du rapport « Avenir des infrastructures gazières<sup>7</sup> » publié par la CRE en avril 2023, qui concluait à un besoin de maintien en activité de l'essentiel des infrastructures gazières existantes d'ici à 2050.

De ce fait, la décroissance de la consommation de gaz devrait survenir alors que les opérateurs de réseaux et de stockages continueront de supporter des charges significatives, voire de nouveaux besoins d'investissements liés à la transition énergétique, notamment pour l'insertion des gaz verts. Le rapport entre les évolutions de revenu autorisé demandées par les opérateurs et leurs prévisions d'utilisation de leurs infrastructures durant la prochaine période tarifaire illustre d'ores-et-déjà cette tendance. Cette décorrélation entre évolutions de la consommation et des charges ferait courir un risque de hausse tarifaire non soutenable pour les consommateurs en l'absence d'évolution du cadre de régulation.

Par ailleurs, le cadre tarifaire actuel prévoit un amortissement linéaire des actifs des opérateurs gaziers et des durées de vie normative liées à l'utilisation des actifs. A long terme, sans cadre réglementaire adapté, la baisse de l'utilisation des infrastructures pourrait conduire à une incohérence entre la durée d'utilisation réelle de l'actif et sa durée d'amortissement. Cette incohérence pourrait induire un risque d'actifs échoués.

Si, depuis plusieurs périodes tarifaires, la CRE adapte les cadres de régulation des opérateurs et veille à ce que ces derniers maîtrisent leurs investissements, des leviers d'action supplémentaires pourraient être mis en œuvre.

### 3.7.1 Les perspectives de baisse de consommation font peser un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement

Dans son étude « Avenir des infrastructures gazières », la CRE a retenu trois scénarios de consommation de gaz à l'horizon 2050, qui supposent tous de s'écarter du scénario tendanciel de l'Ademe (scénario tendanciel avec une production de biométhane atteignant 86 TWh en 2050). Ces trois scénarios s'appuient sur l'hypothèse d'un équilibre entre consommation et production annuelle en 2050, soit l'arrêt de la consommation de gaz fossile et l'atteinte de la souveraineté énergétique :

- le scénario S1 de l'Ademe (165 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une très forte baisse de l'usage gaz dans le bâtiment, et la persistance d'un talon de consommation résiduel dans le logement collectif avec chaudière individuelle ;
- le scénario S3 de l'Ademe (245 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une baisse moins prononcée de l'usage gaz dans le bâtiment, un fort développement de la PAC hybride et une mobilité gaz modérément développée ;
- le scénario des gestionnaires de réseaux (SGR) (320 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une baisse moins prononcée de l'usage chauffage, et un fort développement de la PAC hybride et de la mobilité gaz.

L'étude 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.

Les réseaux pourraient par ailleurs continuer à se développer pour accompagner le développement des gaz verts, de la mobilité GNV et devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours. Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions que la consommation de gaz à l'horizon 2050.

L'étude « avenir des infrastructures gazières » met ainsi en avant deux effets cumulés à l'horizon 2050 :

1. une diminution progressive de la base de consommation et du nombre de clients utilisant les infrastructures gazières ;
2. un maintien du dimensionnement des infrastructures : les charges des opérateurs ne décroissent pas dans la même proportion ni à la même vitesse, et pourraient même augmenter en raison des besoins d'investissements liés à la transition énergétique.

### 3.7.2 Ces deux effets combinés créent un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement. Des leviers tarifaires existent pour encadrer ce risque d'augmentation du coût par unité de gaz acheminée et par client

Le premier 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

<sup>7</sup> \*Pour aller plus loin : voir l'étude « Avenir des infrastructures gazières », CRE (2023)

l'évolution anticipée de la consommation de gaz. Cela permettra d'éviter de faire porter au consommateur de demain les charges d'aujourd'hui.

Trois pistes, cumulables et non exclusives, sont présentées dans les paragraphes suivants :

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, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation réelle attendue.

Par ailleurs, ces mesures pourraient ne pas suffire à contenir l'effet de ciseau tarifaire : les perspectives de baisse de la consommation appellent donc à renforcer l'efficacité des stratégies d'investissements des opérateurs de réseaux et de stockages afin de ne faire supporter à une base de consommation en réduction que des coûts d'investissements optimisés.

### **3.7.3 Le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement et les leviers pour encadrer ce risque ont fait l'objet d'un atelier thématique de concertation**

Un atelier consacré à l'accompagnement de la décroissance de la consommation de gaz par un cadre de régulation adapté a eu lieu le 20 juin 2023. Cet atelier a regroupé 86 participants.

Durant l'atelier, les services de la CRE ont présenté les enjeux de la prochaine génération tarifaire en lien avec la décroissance de la consommation de gaz. Les opérateurs d'infrastructures gazières ont également présenté leurs trajectoires de consommation pour la prochaine période tarifaire. Les services de la CRE ont ensuite détaillé les pistes de réflexion de la CRE en ce qui concerne la répartition dans le temps des charges de capital et la gestion optimisée des actifs des opérateurs.

Globalement, les propositions de la CRE n'ont pas rencontré d'oppositions de principe même si certains participants se sont interrogés sur leurs conséquences en termes d'évolution du niveau tarifaire.

Concernant les enjeux liés à une baisse de la consommation de gaz naturel, plusieurs acteurs ont indiqué partager le constat de la CRE concernant le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement. Certains acteurs ont fait part de leurs interrogations concernant la coordination avec les décisions prises par les collectivités territoriales, l'accompagnement des clients en cas de conversion à une autre source d'énergie et l'impact social d'une hausse du coût de l'énergie.

Concernant la répartition dans le temps des charges de capital (désindexation de la BAR, amortissements dégressifs), les acteurs ont surtout interrogé les services de la CRE sur l'impact de ces mesures sur les tarifs des infrastructures, et sur certains aspects pratiques de ces changements de cadre (application à l'ensemble des actifs, gestion comptable, ...).

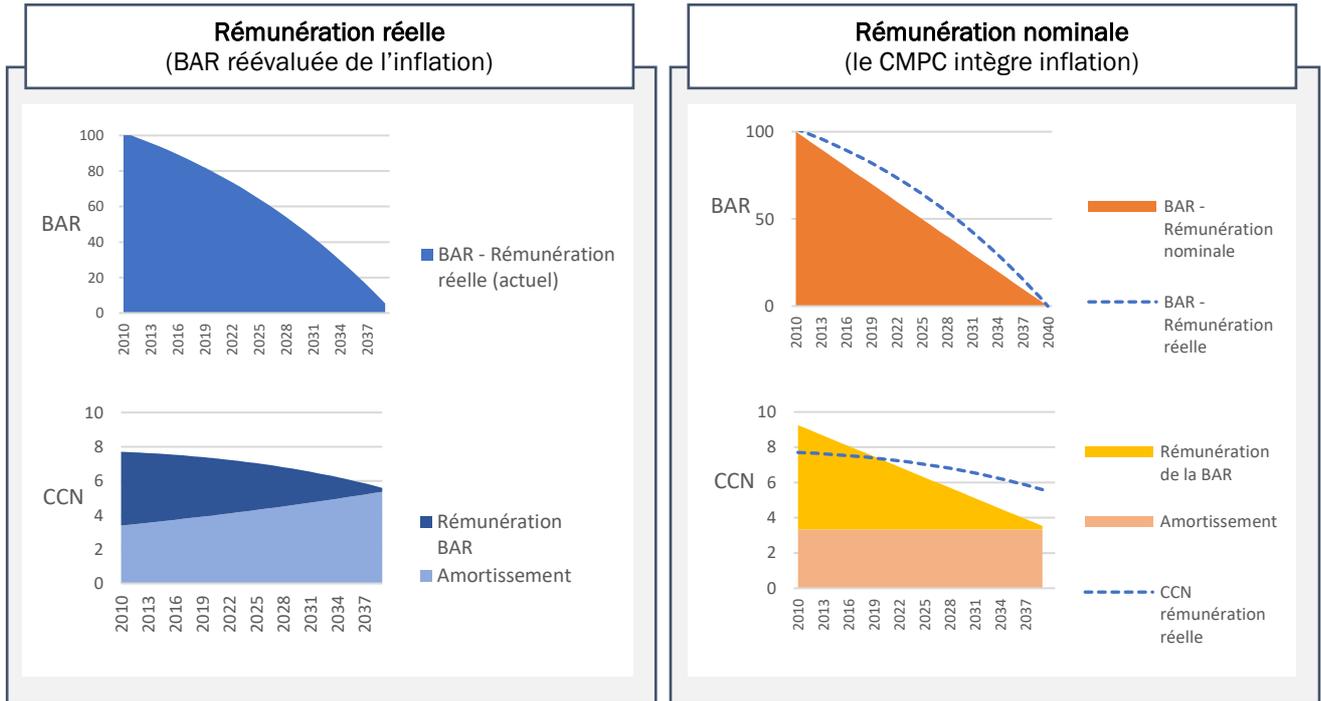
Concernant la gestion optimisée des actifs des opérateurs, deux fournisseurs se sont interrogés sur la concomitance de la hausse des coûts liés au développement du biométhane et de la baisse de la consommation de gaz, avec le risque d'une aggravation du ciseau tarifaire et d'une moindre acceptabilité du biométhane.

### **3.7.4 Evolution vers une rémunération nominale**

Les tarifs des infrastructures de gaz en vigueur prévoient que la valeur comptable des actifs est réévaluée chaque année de l'inflation. A cette base d'actifs réévaluée est associée une rémunération fixée en termes réels – c'est-à-dire retraitée de l'inflation, dans la mesure où celle-ci est déjà prise en compte dans la valeur de la BAR.

A contrario, le tarif des infrastructures de transport d'électricité (TURPE HTB) prévoit que la valeur de la base d'actifs est la valeur nette comptable de ces actifs. La rémunération associée est définie et fixée en termes nominaux – c'est-à-dire avec un taux sans risque intégrant une hypothèse d'inflation.

Cas théorique d'un actif mis en service en 2010 et amorti sur 30 ans



Dans le cas d'une rémunération réelle, l'indexation de la BAR à l'inflation fait porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs des infrastructures puisque la chronique d'amortissement augmente progressivement en subissant l'inflation. Ce cadre participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement.

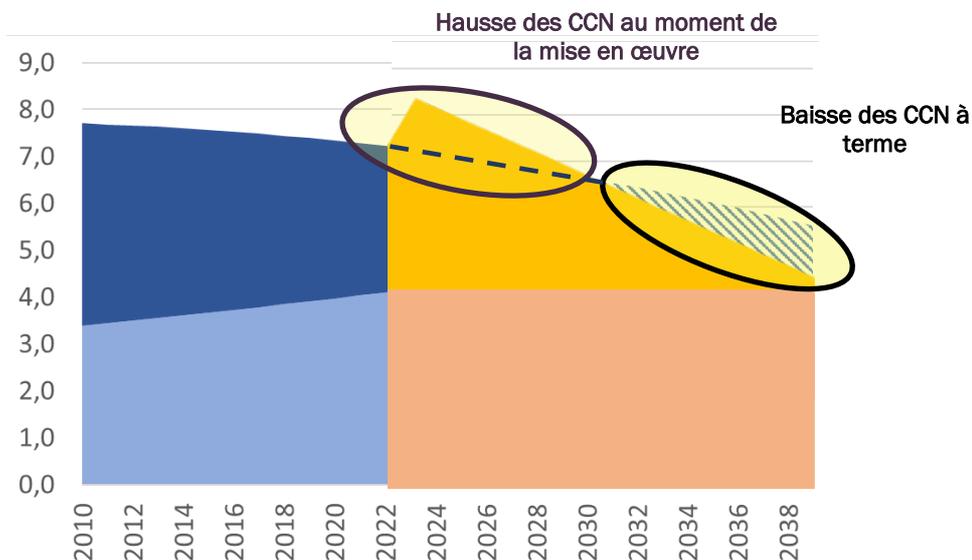
Dans le cas d'une rémunération nominale, l'effet de l'inflation est intégré dans le CMPC. Son impact est immédiat sur le consommateur. Cette méthode conduit à un amortissement pour un actif donné constant dans le temps. Le CMPC est plus élevé et la part des CCN liée à la rémunération est ainsi plus importante à court terme.

Les deux méthodes de rémunération sont équivalentes à long terme.

Effet d'un changement de méthode

Avec un passage à une rémunération nominale de la BAR, l'inflation serait intégrée dans le CMPC et la valeur de la base d'actifs ne serait plus réévaluée de l'inflation chaque année.

Cas théorique - passage à une rémunération nominale à partir de 2024



Cette méthode de rémunération de la BAR suppose un CMPC plus élevé que dans le cas d'une BAR indexée sur l'inflation. Elle entraîne une hausse temporaire des CCN au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent ensuite avec la réduction plus rapide du niveau de la BAR.

Une telle évolution permettrait de mieux maîtriser l'évolution du coût unitaire d'acheminement du gaz dans le temps : la CRE estime à ce stade qu'il s'agit d'une solution pertinente pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme. Par ailleurs, cette évolution permet d'éviter de faire porter aux futurs utilisateurs l'inflation présente.

La CRE note cependant que cela impliquerait une hausse des CCN significative lors du changement de méthode. Sa mise en œuvre peut éventuellement être progressive.

Q24 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques pour sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?

### 3.7.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs

La durée d'amortissement réglementaire d'un actif doit être cohérente avec sa durée d'utilisation attendue, afin de s'assurer que son coût est supporté par les utilisateurs en bénéficiant, durant toute sa durée de vie.

Pour une durée d'amortissement donnée, il existe plusieurs manières de fixer le rythme d'amortissement tarifaire d'un actif, dont les deux principales sont les suivantes :

- amortissement linéaire : les annuités d'amortissement sont équivalentes durant toute la durée de vie de l'immobilisation ;
- amortissement dégressif : les annuités d'amortissements sont plus importantes au début de la durée de vie de l'actif, puis diminuent progressivement.

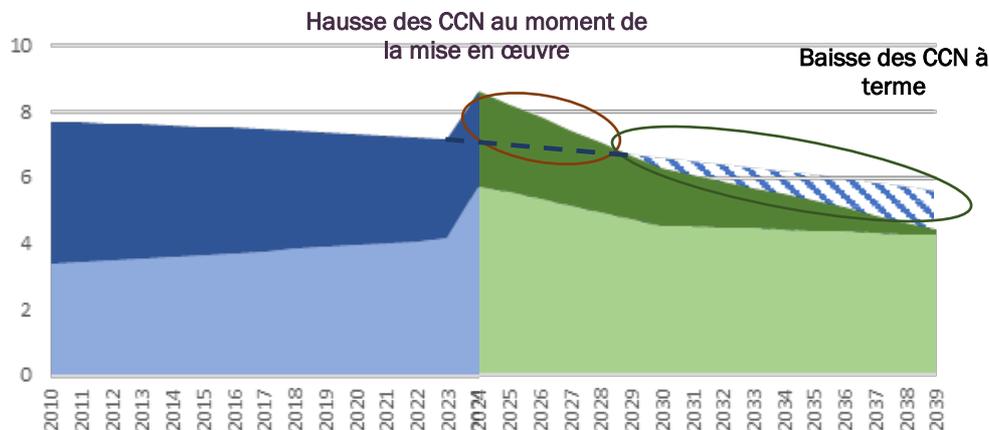
Le cadre tarifaire actuel prévoit un amortissement linéaire des actifs des opérateurs gaziers. Cette méthode est pertinente quand on prévoit une utilisation *a priori* stable dans le temps. A l'inverse un amortissement dégressif est utile pour adapter les charges d'amortissement à une utilisation qui diminue dans le temps. Un amortissement linéaire, participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement en cas de baisse durable de la consommation : cette méthode d'amortissement pourrait être questionnée dans le contexte actuel de consommation décroissante de gaz.

### 3.7.6 Amortissement dégressif

*Effet d'un changement de méthode*

Il s'agit de modifier la chronique des amortissements (tout en conservant une durée d'amortissement identique) pour tenir compte des évolutions de l'usage réel des actifs dans une période de décroissance des usages.

CCN – Amortissement dégressif suivant l'évolution de la consommation\* mis en œuvre en 2024



\* Selon le scénario S1 de l'étude avenir du gaz

Dans sa demande tarifaire, Storengy demande à mettre en œuvre des amortissements dégressifs sur l'ensemble des équipements et du gaz coussin pour ses sites aquifères selon des modalités à définir. Storengy précise que si le périmètre devait être réduit, il devrait porter a minima sur le gaz coussin et les nouvelles mises en service.

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime à ce stade que le passage d'un amortissement linéaire à un amortissement dégressif est également une réponse pertinente au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement du gaz. Cela permettrait en effet de conserver la cohérence entre la durée d'utilisation des actifs et leur durée de vie réglementaire, tout en rééquilibrant la répartition des charges de capital dans le temps par rapport au niveau d'utilisation attendu des actifs. Ainsi, l'accélération du rythme d'amortissement d'un actif sans modification de sa durée est cohérente avec l'hypothèse d'une utilisation décroissante mais prolongée au-delà de 2050 des infrastructures gazières. Cela est cependant moins adapté aux actifs dont la durée de vie économique pourrait être réduite ou qui pourraient être convertis à un autre usage, tel que l'hydrogène.

Enfin, un amortissement dégressif génère des CCN plus élevées au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent plus vite. Comme la désindexation de la BAR, cela implique une hausse temporaire des CCN, lors du changement de méthode. Une estimation de cette hausse est présentée dans la partie 3.7.8.

La CRE estime que le facteur d'amortissement choisi pourrait être fixé de manière à limiter la hausse des charges lors du changement de méthode et réévalué à chaque période tarifaire, selon les prévisions d'évolution de l'utilisation des infrastructures. Cette révision permettrait également de maintenir un rythme d'amortissement cohérent avec les prévisions actualisées de consommation, et ainsi de refléter au mieux l'usage des infrastructures.

Q25 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?

### 3.7.7 Réduction de la durée d'amortissement

Modifier la durée d'amortissement des actifs, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation attendue, est une autre manière de faire peser moins de charges d'amortissement sur les futurs utilisateurs des infrastructures. Plusieurs opérateurs ont formulé des demandes en ce sens dans leur dossier tarifaire.

#### Demandes d'évolution des opérateurs

Dans leurs demandes tarifaires, les opérateurs de stockage proposent la mise en œuvre de l'amortissement accéléré pour certains actifs :

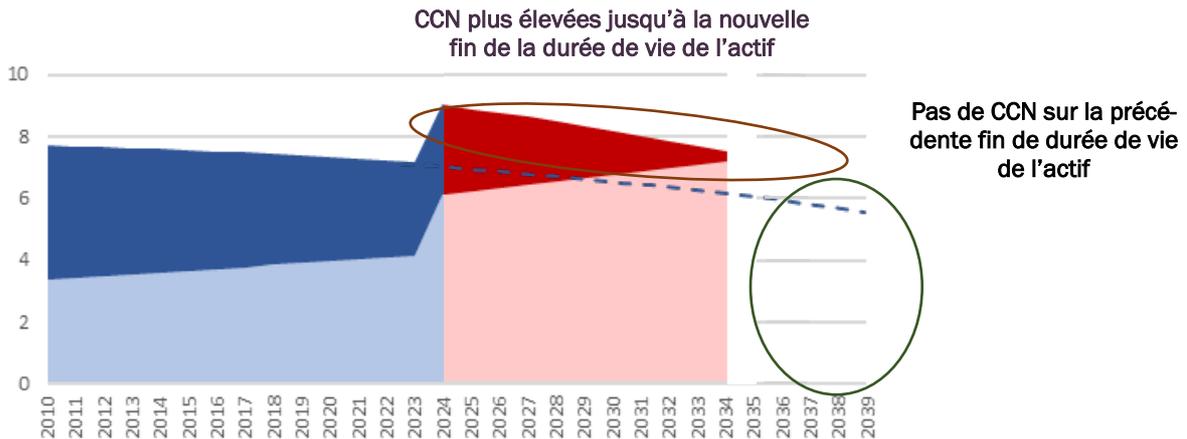
- Storengy et Géométhane proposent de réduire la durée d'amortissement du gaz coussin et des actifs non convertibles à l'hydrogène sur les sites de stockage salins (pour que ces actifs soient complètement amortis à la date de conversion du site à l'hydrogène ou au plus tard en 2050) ;
- Teréga propose de réduire la durée d'amortissement des nouveaux puits (de 50 à 30 ans), ainsi que des nouveaux compresseurs (de 30 à 25 ans).

#### Effet d'un changement de méthode

La réduction de la durée d'amortissement permet de limiter fortement le risque de coûts échoués d'un actif donné, en s'assurant que la BAR de l'actif sera nulle à la fin de sa durée d'utilisation, en supposant que la nouvelle durée de vie réglementaire corresponde bien à la durée effective d'utilisation de l'actif.

La réduction de la durée d'amortissement d'un actif suppose une hausse des CCN sur le reste de sa durée de vie.

CCN – Réduction de la durée d’amortissement de 30 à 25 ans, appliquée en 2024



Analyse préliminaire de la CRE

Cette méthode est pertinente dans le cas d'actifs qui risquent effectivement de n'être plus utilisés avant leur fin de durée de vie réglementaire. La CRE a ainsi déjà réduit la durée d'amortissement d'actifs gaziers présentant un risque important de non-utilisation à cette échéance : dans le tarif ATRD6, elle a décidé la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble, en réponse à ce même contexte de décroissance de la consommation de gaz. Elle a également retenu des réductions de la durée d'amortissement pour les terminaux de Fos Tonkin<sup>8</sup> et de Montoir<sup>9</sup>, pour lesquels il existait un risque de non-souscription à l'échéance de contrats de long terme.

Cependant, comme l'illustre l'étude « avenir des infrastructures gazières », la majeure partie des infrastructures gazières devrait rester en service au-delà de 2050. La mise en œuvre d'une réduction de la durée de vie des autres actifs induirait donc une décorrélation inopportune entre leur durée de vie réglementaire et leur durée de vie économique. Cette décorrélation ne serait pas favorable à l'efficacité économique du système gazier car elle pourrait limiter l'incitation financière des opérateurs à maintenir les actifs en service, et les inciter au contraire à favoriser leur renouvellement prématuré.

La CRE estime donc à ce stade que les situations pertinentes d'application de cette solution ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français. Elle pourrait cependant être appliquée dans le cas d'actifs présentent un risque de non-utilisation avant la fin de leur durée de vie réglementaire. Ainsi, la réduction à 40 ans de la durée d'amortissement de nouveaux actifs amortis actuellement sur 50 ans pourrait, par exemple, être envisagée.

Q26 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?

3.7.8 Incitation financière au maintien en service des actifs amortis

Demande des opérateurs

Storengy et Géométhane proposent de mettre en place un mécanisme de rémunération des actifs totalement amortis, sans en préciser les caractéristiques.

Analyse préliminaire de la CRE

Le cadre de régulation actuel prévoit une rémunération des actifs basée sur une durée de vie réglementaire normative : dans certains cas, celle-ci peut s'avérer inférieure à la durée de vie effective des actifs. Ces derniers sont alors exploités par les opérateurs sans rémunération supplémentaire. Afin de limiter les charges pour les clients finals, la CRE estime que les opérateurs ne doivent pas fonder leurs décisions de remplacement des actifs sur leur niveau d'amortissement. Les opérateurs doivent plutôt décider de remplacement d'actif en effectuant une analyse coûts-bénéfices des éventuels coûts de maintien en service par rapport à un renouvellement. La CRE veille

<sup>8</sup> voir la Délibération de la CRE du 13 décembre 2011 portant décision relative au projet de pérennisation du terminal de Fos Tonkin au-delà du 1er octobre 2014

<sup>9</sup> voir la Délibération de la CRE du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés



notamment à ce que ce principe soit appliqué lors de l'exercice annuel d'approbation des investissements des opérateurs.

La CRE estime à ce stade que la demande des opérateurs de stockage concernant la mise en place d'une rémunération des actifs totalement amortis pourrait entraîner une sur-rémunération des actifs, sans pour autant apporter de bénéfice financier certain pour le tarif. En effet, les économies éventuelles de charges de capital permises par ce dispositif restent incertaines. Par ailleurs, ce dispositif appliqué isolément ne permet pas d'éviter avec certitude un renouvellement anticipé des actifs.

Q27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?

### 3.7.9 Mise en œuvre des évolutions

La CRE a estimé l'impact de la mise en œuvre de la rémunération nominale et des amortissements dégressifs.

- S'agissant du passage à une rémunération nominale, l'estimation tient compte d'une application de cette évolution à l'ensemble de la BAR.
- Les amortissements dégressifs sont mis en œuvre pour l'ensemble des actifs de l'opérateur. La CRE prend l'hypothèse d'un amortissement correspondant à 1,2 fois l'amortissement linéaire. La hausse des amortissements conduit à une baisse de la BAR en cours de période tarifaire. L'impact de cette baisse est valorisé en tenant compte d'un CMPC en milieu de fourchette.

L'impact sur les charges de capital normatives et sur le revenu autorisé des opérateurs est détaillé dans le tableau suivant :

| En moyenne sur la période tarifaire | Storengy | Teréga Stockage | Géométhane | Ensemble des opérateurs |
|-------------------------------------|----------|-----------------|------------|-------------------------|
| <b>Rémunération nominale</b>        |          |                 |            |                         |
| Evolution des CCN                   | +9,9 %   | +12,7 %         | +9,1 %     | <b>+10,4 %</b>          |
| Evolution du RA                     | +6,3 %   | +8,3 %          | +5,3 %     | <b>+6,7 %</b>           |
| <b>Amortissement dégressif</b>      |          |                 |            |                         |
| Evolution des CCN                   | +8,4 %   | +7,6 %          | +9,7 %     | <b>+8,3 %</b>           |
| Evolution du RA                     | +5,4 %   | +5,0 %          | +5,7 %     | <b>+5,3 %</b>           |

Ces évolutions permettent une réduction progressive de la BAR. L'impact sur la BAR des opérateurs en 2027 est détaillé dans le tableau suivant :

|  | Storengy | Teréga Stockage | Géométhane | Ensemble des opérateurs |
|--|----------|-----------------|------------|-------------------------|
| <b>Rémunération nominale</b>           |          |                 |            |                         |
| Impact sur le niveau de la BAR en 2027 | -6,2 %   | -5,0 %          | -5,9 %     | <b>-5,9 %</b>           |
| <b>Amortissement dégressif</b>         |          |                 |            |                         |
| Impact sur le niveau de la BAR en 2027 | -2,9 %   | -2,4 %          | -3,5 %     | <b>-2,8 %</b>           |

La hausse tarifaire qui résulterait de ces évolutions de méthode de rémunération des actifs pourrait être atténuée afin d'éviter une hausse tarifaire trop importante :

- elle pourrait être lissée dans le temps (sur plusieurs périodes tarifaires) ;
- la désindexation de la BAR et l'amortissement accéléré pourraient être mis en œuvre progressivement, par exemple tout d'abord sur les nouveaux actifs ou catégories d'actifs par catégories d'actifs ;
- le coefficient de dégressivité des amortissements pourrait être fixé de manière à limiter la hausse des CCN à court terme.

Q28 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Q29 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?

## 4. NIVEAU TARIFAIRE

Pour fixer les trajectoires de charges d'exploitation des opérateurs, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes :

|                | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IPC hors tabac | 4,60% | 2,40% | 1,80% | 1,60% | 1,60% |

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

### 4.1 Bilan de la période ATS2 : charges d'exploitation

La CRE publie en annexe de la présente consultation publique le bilan du cadre de régulation tarifaire depuis 10 ans, et notamment de l'évolution des charges d'exploitation.

#### 4.1.1 Storengy

Sur la période 2020-2022, les charges nettes d'exploitation supportées par Storengy ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

| En M€ courants   | 2020  | 2021              | 2022              |
|--|-------|-------------------|-------------------|
| Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATS2 <sup>10</sup> | 175,9 | 161,3             | 188,8             |
| Charges nettes d'exploitation réalisées                                | 178,2 | 153,5*<br>(147,1) | 161,0*<br>(141,1) |
| Ecart  | +2,3  | -7,8              | -27,9             |

\* Au cours de la période, Storengy a réduit son stock de gaz pour besoin propre afin de maximiser la commercialisation des capacités de stockage. Les montants sont retraités de ces recettes exceptionnelles.

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATS2, et la trajectoire réalisée corrigée des recettes exceptionnelles s'élève à -33,4 M€, soit -6,3 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'impôts et taxes inférieures à la trajectoire prévisionnelle, en raison de la baisse des impôts de production mise en œuvre à partir de 2021 afin d'améliorer la compétitivité des entreprises ;
- des charges d'exploitation et de maintenance inférieures aux prévisions ;
- des charges de personnel inférieures à la trajectoire prévisionnelle.

Les charges nettes d'exploitation hors énergie de Storengy ont été inférieures de 7 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle sur la période 2020-2022.

| En M€ courants | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------|------|------|------|
|----------------|------|------|------|

<sup>10</sup> Les trajectoires des charges d'énergie, de CO<sub>2</sub> et de consommable ont été mises à jour chaque année. Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

|   |       |       |       |
|---|-------|-------|-------|
| Charges nettes d'exploitation hors énergie prévues dans le tarif ATS2 | 152,2 | 137,5 | 158,6 |
| Charges nettes d'exploitation hors énergie réalisées                  | 153,8 | 128,7 | 132,9 |
| Ecart   | +1,7  | -8,7  | -25,7 |

#### 4.1.2 Teréga

Sur la période 2020-2022, les charges nettes d'exploitation supportées par Teréga ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

| En M€ courants   | 2020 | 2021 | 2022  |
|--|------|------|-------|
| Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATS2 <sup>11</sup> | 43,8 | 45,6 | 53,2  |
| Charges nettes d'exploitation réalisées <sup>12</sup>                  | 44,9 | 46,2 | 52,8  |
| Ecart  | +1,1 | +0,6 | - 0,4 |

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATS2, et la trajectoire réalisée s'élève à +1,3 M€, soit +0,8 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'énergie réalisées supérieures aux dépenses prévisionnelles mises à jour (l'écart a été partiellement couvert par le tarif via le CRCP) ;
- des recettes de ventes des capacités de stockage vendues à l'activité transport inférieures aux prévisions (l'écart a été couvert par le tarif via le CRCP) ;
- des charges d'exploitation et de maintenance inférieures aux prévisions ;
- des charges d'impôts et taxes inférieures à la trajectoire prévisionnelle, en raison de la baisse des impôts de production mise en œuvre à partir de 2021 afin d'améliorer la compétitivité des entreprises.

Les charges nettes d'exploitation hors énergie de Teréga ont été inférieures de 3 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle sur la période 2020-2022.

| En M€ courants  | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|------|------|------|
| Charges nettes d'exploitation hors énergie prévues dans le tarif ATS2 | 38,0 | 39,6 | 41,3 |
| Charges nettes d'exploitation hors énergie réalisées                  | 38,7 | 37,8 | 38,5 |
| Ecart   | +0,7 | -1,8 | -2,8 |

#### 4.1.3 Géométhane

Sur la période 2020-2022, les charges nettes d'exploitation supportées par Géométhane ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

| En M€ courants | 2020 | 2021 | 2022 |
|----------------|------|------|------|
|----------------|------|------|------|

<sup>11</sup> Les trajectoires des charges d'énergie, de CO<sub>2</sub> et de consommable ont été mises à jour chaque année. Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

<sup>12</sup> La trajectoire tient compte des charges de système d'information.

|  |      |      |      |
|--|------|------|------|
| Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATS2 <sup>13</sup> | 16,7 | 17,2 | 20,8 |
| Charges nettes d'exploitation réalisées                                | 16,2 | 15,7 | 18,1 |
| Ecart  | -0,5 | -1,5 | -2,7 |

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATS2, et la trajectoire réalisée s'élève à -4,7 M€, soit -9 % par rapport aux charges prévisionnelles.

Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'impôts et taxes inférieures à la trajectoire prévisionnelle, en raison :
  - o d'une part de la baisse des impôts de production mise en œuvre à partir de 2021 afin d'améliorer la compétitivité des entreprises ;
  - o et d'autre part d'une assiette foncière du site inférieure à la trajectoire prévisionnelle du fait du décalage des travaux du nouvel atelier de compression ;
- des charges d'exploitation du site inférieures à la trajectoire prévisionnelle.

Les charges nettes d'exploitation hors énergie de Géométhane ont été inférieures de 12 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle sur la période 2020-2022.

| En M€ courants  | 2020 | 2021 | 2022 |
|---|------|------|------|
| Charges nettes d'exploitation hors énergie prévues dans le tarif ATS2 | 16,0 | 16,5 | 18,9 |
| Charges nettes d'exploitation hors énergie réalisées                  | 15,9 | 14,4 | 15,2 |
| Ecart   | -0,1 | -2,2 | -3,7 |

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

### 4.2.1 Storengy

Dans sa demande tarifaire, Storengy argumente 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) 2022/1032<sup>14</sup> et de la loi « *Pouvoir d'Achat* »<sup>15</sup> 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 le plus lents (c'est-à-dire dont le rapport entre débit de soutirage et le volume utile est le plus faible).

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'Étrez. 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.

<sup>13</sup> Les trajectoires des charges d'énergie, de CO<sub>2</sub> et de consommable ont été mises à jour chaque année. Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

<sup>14</sup> 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

<sup>15</sup> LOI n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit Storengy à demander un total de charges nettes d'exploitation 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 autorisé<sup>16</sup> demandé par Storengy, augmente de 24 % entre 2024 et le niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

#### 4.2.2 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 contraction 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 adressant 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'H<sub>2</sub> par exemple.

La prise en compte de ces enjeux conduit Teréga à demander un total de charges nettes d'exploitation 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 autorisé<sup>17</sup> demandé par Teréga, augmente de 14 % entre 2024 et le niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

#### 4.2.3 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'investissement 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 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 autorisé<sup>18</sup> demandé par Géométhane, augmente de 6 % entre 2024 et le niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

### 4.3 Charges nettes d'exploitation

#### 4.3.1 Demande des opérateurs

##### 4.3.1.1 Storengy

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

| En M€ courants                | 2022<br>Réalisé    | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|-------------------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|
| Charges nettes d'exploitation | 161,0*<br>(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 suppose 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

<sup>16</sup>Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l'apurement du CRCP

<sup>17</sup>Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l'apurement du CRCP

<sup>18</sup>Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE et l'apurement du CRCP

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.

#### 4.3.1.2 Teréga

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

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

La demande de Teréga suppose 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'ETP et aux augmentations de salaire ;
- « études techniques » (+1,5 M€ soit 121 %) : cette hausse est liée au développement d'infrastructures pour l'H<sub>2</sub> et le CO<sub>2</sub>.

#### 4.3.1.3 Géométhane

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

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

La demande de Géométhane suppose 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 » (+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 » (+16 %) : cette évolution est associée à la réévaluation du coût des contrats pour assurer le fonctionnement du site ;
- « Immobilier » (+32 %) : cette évolution est associée à la réévaluation du coût de mise à disposition des installations ;
- « Etudes 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.

**4.3.2 Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation**

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, est publié pour chacun des opérateurs en même temps que le présent 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 à venir (période 2024-2027). 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 la prochaine période tarifaire ;
- 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 analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de R&D et les charges d'énergie.

**4.3.3 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes**

**4.3.3.1 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 | 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, les sujets de cybersécurité, la transition écologique et 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 régulières (par exemple pour le développement du stockage d'H<sub>2</sub>) ;
- certains ETP sont en lien avec le futur règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie, les ressources dédiées feront l'objet d'une délibération ad hoc à sa mise en œuvre.

L'auditeur prend en compte une productivité de 0,5% par an sur les effectifs.

En outre, l'auditeur réalise une correction du niveau prévisionnel du Salaire National de Base 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 les dernières hypothèses de prix du marché du gaz et de l'électricité, 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 %, conformément à 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€).

### 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 sur l'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, le consultant 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.

### Système d'Information

Le poste « informatique » de Storengy se décompose en 3 sous-postes, notamment en SI Industriel qui intègre des projets concernant le pilotage des sites, SI Commercial qui comprend des outils d'interface client, de back-office et de dispatching, ainsi que 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.

Le consultant considère ne pas pouvoir mener des analyses poussées 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, le consultant 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).

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 d'un contrat [confidentiel] 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 basé 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).

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 le poste abandons de puits et d'installations.

En ce qui concerne les charges liées à l'activité de support à l'exploitation, Storengy s'est basé 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 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.

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.

- **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 50,3 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022, puis sur la période 2024-2027 une augmentation de +9,1 % 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  | <b>10,9</b>          |
| Volumes (GWh)       | 360,5        | 327,6 | 316,4 | 337,2 | 330,2 | <b>328</b>           |
| Electricité (M€)    | 14,1         | 26,0  | 25,1  | 35,1  | 33,4  | <b>29,9</b>          |
| Volumes (GWh)       | 170          | 189,1 | 197,6 | 206,1 | 208,1 | <b>200</b>           |



|                                      |             |             |             |             |             |             |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| CO <sub>2</sub> (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         |
| <b>Total charges d'énergie (M€)</b>  | <b>27,7</b> | <b>41,7</b> | <b>42,2</b> | <b>54,7</b> | <b>52,9</b> | <b>47,9</b> |

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- l'hypothèse d'un remplissage des stockages à 100 % du VU en début d'hiver semble raisonnable. Il n'apparaît en revanche pas pertinent de retenir un point 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 envisage de retenir 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) ;
- l'ajustement des charges CO<sub>2</sub> en retenant les hypothèses communes d'ajustement pour tous les opérateurs. La CRE envisage de retenir les hypothèses communes de prix ainsi qu'un ajustement de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits.

Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 11 % par rapport à la demande de Storengy, soit - 21,1 M€ sur la période.

| Trajectoire préliminaire de la CRE   | 2022 réalisé | 2024         | 2025        | 2026        | 2027        | ATS3 (moy. annuelle) |
|--------------------------------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|----------------------|
| Gaz (M€)                             | 6,6          | 8,1          | 9,4         | 10,8        | 10,6        | 9,7                  |
| Volumes (GWh)                        | 360,5        | 293          | 283         | 302         | 295         | 293                  |
| Electricité (M€)                     | 14,1         | 23,2         | 22,5        | 31,3        | 29,9        | 26,7                 |
| Volumes (GWh)                        | 170          | 169          | 177         | 184         | 186         | 179                  |
| CO <sub>2</sub> (M€)                 | 4,1          | 2,8          | 2,9         | 3,5         | 3,3         | 3,1                  |
| Autres (taxes, dépréciation...) (M€) | 2,8          | 2,9          | 2,9         | 3,1         | 3,1         | 3,0                  |
| <b>Total charges d'énergie (M€)</b>  | <b>27,7</b>  | <b>37,02</b> | <b>37,7</b> | <b>48,8</b> | <b>46,8</b> | <b>42,6</b>          |

### 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 ».

| En M€ courants                     | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------------------|------|------|------|
| Trajectoire tarifaire              | 4,2  | 4,7  | 5,9  |
| Dépenses réalisées par l'opérateur | 4,2  | 4,8  | 5,4  |
| Ecart                              | 0    | 0,1  | -0,5 |

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, auxquels 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 stockages :

- Sécurité et environnement (7,09 M€) ;
- Performance de stockage (10,8 M€) ;
- Nouveaux gaz - hors H<sub>2</sub> (9,9 M€) ;
- Gestion de la R&D (0,4 M€) ;
- R&D opérationnelle (5,07 M€) ;
- H<sub>2</sub> pur (6,0 M€).

Pour la plupart des programmes, les dépenses prévues par Storengy pour la période ATS3 sont en forte hausse.

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate certaines redondances entre les programmes prévus ainsi qu'un manque d'explication concernant le poste R&D Opérationnelle.

La CRE envisage d'apporter les ajustements suivants :

- la CRE considère que certains projets de R&D ne relèvent pas directement des missions régulées d'un opérateur de stockage (conversion à l'hydrogène, actions en faveur de la biodiversité sur les sites de stockage) Par conséquent, la CRE envisage à ce stade, de ne pas allouer de budget à ces projets dans le tarif ;
- la CRE considère qu'il n'y a pas d'éléments suffisants pour justifier la nécessité d'une augmentation du coût des programmes de R&D existants au-delà de l'inflation ;
- la CRE envisage également de ne pas prendre en compte la plupart des dépenses liées aux programmes de R&D Opérationnelle dont le contenu n'est pas suffisamment détaillé dans le dossier de demande tarifaire.

En conséquence, la CRE prévoit de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 19,4 M€ sur la période ATS3, soit 4,8 M€/an en moyenne. Cette trajectoire est inférieure à la trajectoire réalisée en ATS2 qui s'élevait à 21 M€.

| En M€ courants                     | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------------------------------|------|------|------|------|
| Trajectoire demandée par Storengy  | 11,4 | 12,1 | 8,5  | 7,2  |
| Trajectoire préliminaire de la CRE | 4,7  | 5,7  | 4,4  | 4,4  |
| Impact sur la demande de Storengy  | -6,7 | -6,4 | -4,1 | -2,8 |

#### • Synthèse de l'analyse préliminaire

La demande de Storengy conduirait à une hausse de 43 % en 2024 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATS3 par rapport au niveau des charges constatées en 2022.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de l'opérateur n'est pas justifiée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Storengy dans le courant du mois de juillet 2023. Storengy a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par l'auditeur dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

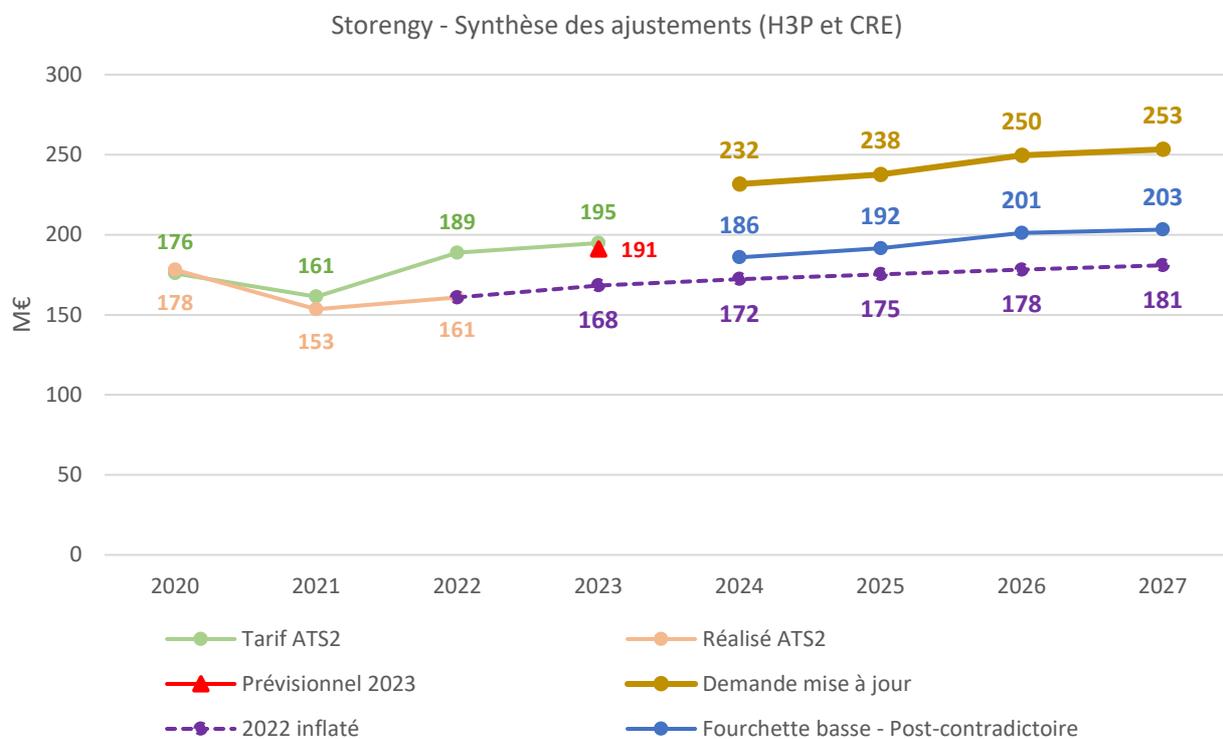
La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation de Storengy pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de Storengy, et une « borne basse » établie sur la base de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation de l'opérateur et des ajustements envisagés par la CRE et présentés ci-dessus.

De fait, pour Storengy, la borne basse varie entre 186 M€ en 2024 et 203 M€ en 2027, soit 195 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 232 M€ en 2024 et 253 M€ en 2027, soit 243 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2022 qui s'élevait à 161 M€ :

- borne haute : évolution 2022-2024 de +44 % (+43 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +3,0 % ;
- borne basse : évolution 2022-2024 de +16 % (+12 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +3,0 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



#### 4.3.3.2 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 ATS3 :

| 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 impacte 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.

Concernant le 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).

#### 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. Comme indiqué dans la partie 3.3.1.2, la CRE envisage de fixer 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).

#### 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'ETP (transport et stockage combinés) à partir de 2024 en raison des nouveaux besoins pour la prochaine période tarifaire (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, émissions de méthane, cybersécurité, gestion des actifs, relations institutionnelles régionales).

L'auditeur considère que ces besoins supplémentaires soit n'ont pas été suffisamment justifiés, soit 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 a détourné les charges liées au règlement concernant les émissions de méthane.

L'auditeur propose 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€).

- **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 24,5 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022. Cette trajectoire est ensuite orientée à la baisse sur la période, avec une baisse moyenne de -6,6 % par an.

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 stockages<sup>19</sup> de 85 % du volume utile (VU).

| <b>Demande de Teréga</b> | <b>2022<br/>réalisé</b> | <b>2024</b> | <b>2025</b> | <b>2026</b> | <b>2027</b> | <b>ATS3<br/>(moy.<br/>annuelle)</b> |
|--------------------------|-------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------------------------|
| Gaz (M€)                 | 0,3                     | 0,9         | 0,8         | 0,8         | 0,7         | <b>0,8</b>                          |
| Volumes (GWh)            | 17,8                    | 21,6        | 20,3        | 20,3        | 19,0        | <b>20,3</b>                         |
| Electricité (M€)         | 13,9                    | 16,8        | 14,3        | 14,6        | 13,7        | <b>14,9</b>                         |

<sup>19</sup> Ecart constaté entre le point bas de remplissage des stocks (1<sup>er</sup> avril) et le point haut de remplissage (1<sup>er</sup> novembre)

|                                      |             |             |             |             |             |             |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Volumes (GWh)                        | 76,0        | 91,0        | 92,8        | 92,8        | 94,6        | <b>92,8</b> |
| CO <sub>2</sub> (M€)                 | -           | -           | -           | -           | -           | -           |
| Autres (taxes, dépréciation...) (M€) | 0,08        | 0,09        | 0,08        | 0,08        | 0,08        | <b>0,08</b> |
| <b>Total charges d'énergie (M€)</b>  | <b>14,3</b> | <b>17,8</b> | <b>15,2</b> | <b>15,4</b> | <b>14,5</b> | <b>15,7</b> |

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE ne retient pas d'ajustement sur la demande de Teréga, et propose de retenir cette trajectoire pour la période 2024 - 2027.

### R&D

Concernant la R&D, les dépenses de Teréga ont été inférieures à la trajectoire fixée par la CRE lors de la période ATS2. Teréga explique que cette sous-réalisation est inhérente aux incertitudes liées aux projets de R&I.

| En M€ courants                     | 2020  | 2021  | 2022  |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| Trajectoire tarifaire              | 0,46  | 0,46  | 0,79  |
| Dépenses réalisées par l'opérateur | 0,3   | 0,4   | 0,2   |
| Ecart                              | -0,16 | -0,06 | -0,59 |

Teréga demande, pour la période ATS2, un budget de R&D de 7,3 M€ (soit 1,8 M€/an en moyenne sur la période), réparti en cinq finalités et deux projets, auxquelles s'ajoute le budget de pilotage :

- Intégrité, performance et sécurité opérationnelle ;
- Réduction de l'empreinte environnementale ;
- Méthanes renouvelables ;
- Hydrogène ;
- CCUS, Captage, stockage, transport et valorisation du CO<sub>2</sub> ;
- Les études de faisabilité du projet Hysow, consistant à développer des infrastructures de transport d'H<sub>2</sub> et de stockage d'H<sub>2</sub> en cavités salines ;
- Les études du projet Pycasso sur le développement d'infrastructures de stockage de CO<sub>2</sub>.

### Ajustements préliminaires de la CRE :

La CRE envisage à ce stade de retenir les ajustements suivants :

- De nombreux postes portent sur des activités qui n'entrent pas dans les missions régulées d'un opérateur de stockage de gaz naturel. La CRE envisage à ce stade de ne pas les retenir en borne basse :
  - o les budgets R&D portant sur les études de faisabilité des projets Pycasso (CCUS) et HYSOW (Hydrogène) ;
  - o les budgets R&D consistant à « mettre à disposition d'industriels gros émetteurs de CO<sub>2</sub> des solutions de captage, transport et stockage de CO<sub>2</sub> » ;
  - o le poste « Identifier, évaluer et tester des alternatives aux stockages souterrains pour un stockage d'H<sub>2</sub> plus compétitif techniquement et économiquement » ;
  - o extrapoler et adapter les techniques et outils développés pour les stockages de gaz naturel aux futurs stockages d'autres types de gaz (notamment H<sub>2</sub> ou CO<sub>2</sub>) ;
- le sous-poste « Développer des outils digitaux pour améliorer la cybersécurité ». Bien que la cybersécurité soit un domaine de première importance, la CRE considère que les projets présentés ne relèvent pas de la

R&D ou n'ont pas vocation à être portés par Teréga en propre sans concertation avec l'ensemble des gestionnaires de réseau ;

- le poste « santé et sécurité au travail ». Les justifications apportées ne permettent pas d'expliquer l'augmentation de ce poste (reprise du réalisé en ATS2) ;
- des dépenses non affectées à un poste ou projet particulier à ce stade.

La CRE envisage en conséquence de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 2,0 M€ sur la période ATS3, soit 0,5 M€/an en moyenne, à comparer à des dépenses réalisées de 0,6 M€ en ATS2.

| En M€ courants                     | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|------------------------------------|------|------|------|------|
| Trajectoire demandée par Teréga    | 2,7  | 1,5  | 1,5  | 1,5  |
| Trajectoire préliminaire de la CRE | 0,6  | 0,6  | 0,4  | 0,4  |
| Impact sur la demande de Teréga    | -2,1 | -0,9 | -1,1 | -1,1 |

#### • Synthèse de l'analyse préliminaire

La demande de Teréga conduirait à une hausse de 20 % en 2024 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATS3 par rapport au niveau des charges constatées en 2022.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de l'opérateur n'est pas justifiée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Teréga dans le courant du mois de juillet 2023. Teréga a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par l'auditeur dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

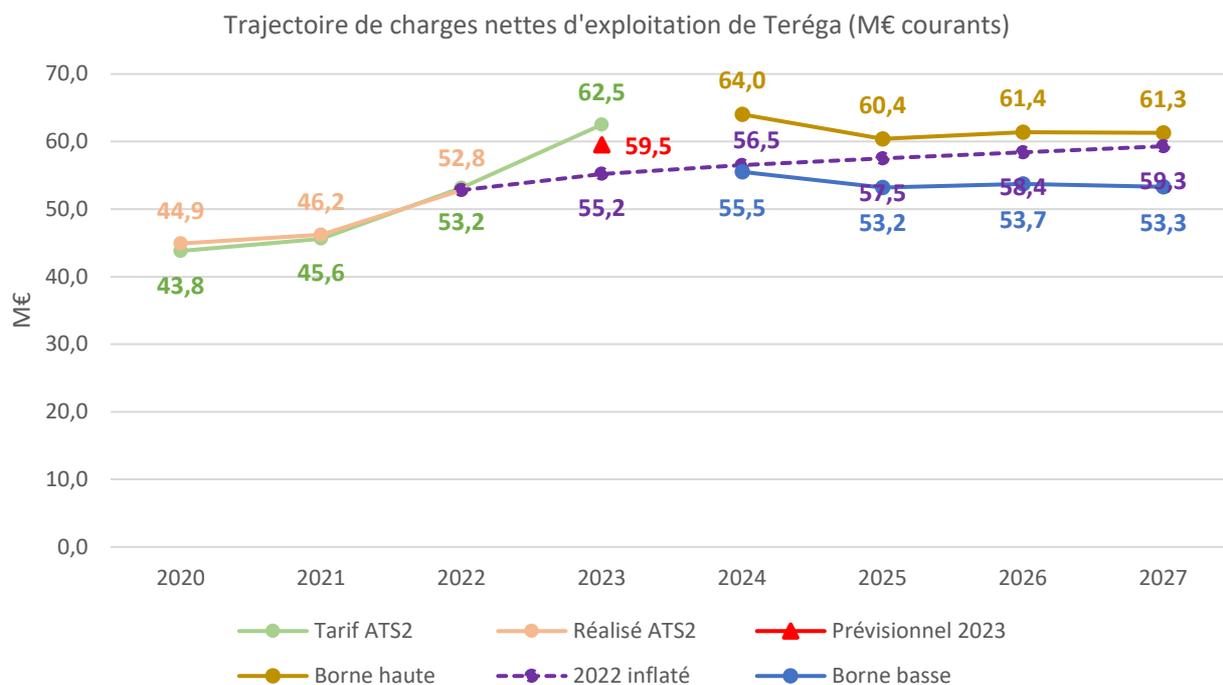
La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de Teréga, et une « borne basse » établie sur la base de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation de l'opérateur et des ajustements envisagés par la CRE et présentés ci-dessus.

De fait, pour Teréga, la borne basse varie entre 55,5 M€ en 2024 et 53,3 M€ en 2027, soit 53,9 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 64,0 M€ en 2024 et 61,3 M€ en 2027, soit 61,8 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2022 qui s'élevait à 52,8 M€ :

- borne haute : évolution 2022-2024 de +21 % (+20 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de -1,4 % ;
- borne basse : évolution 2022-2024 de +5 % (-2 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de -1,3 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



#### 4.3.3.3 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 ATS3 :

| 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 d'une nouvelle installation 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 5 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 10 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€)

#### 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 mais de volontés politiques 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 5 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).

#### 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 5 dernières années connues.

L'évolution des indices sur les 5 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 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).

- **Ajustements complémentaires de la CRE**

#### Charges d'énergie

Sur la période 2024-2027, Géométhane propose une trajectoire de charges d'énergie en baisse par rapport au réalisé 2022, avec une baisse de 51,9 % entre le prévisionnel 2024 et le réalisé 2022, puis sur la période 2024-2027 une augmentation de +18,2 % 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 stockages<sup>20</sup> de 95 % du volume utile (VU).

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

<sup>20</sup> Ecart constaté entre le point bas de remplissage des stocks (1<sup>er</sup> avril) et le point haut de remplissage (1<sup>er</sup> novembre)

### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir un ajustement par rapport à cette demande :

- l'hypothèse d'un cyclage des stockages à 100% du VU en début d'hiver semble raisonnable. Il n'apparaît en revanche pas pertinent de retenir un point 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 envisage de retenir un cyclage de 85 % (correspondant à un remplissage des stockages à 100% et un niveau bas moyen observé sur la période 2012-2022) ;

Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 32 % par rapport à la demande de Géométhane soit un ajustement de 1,5 M€ sur la période.

| Trajectoire ajustée                 | 2022 réalisé | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       | ATS3 (moy. annuelle) |
|-------------------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|----------------------|
| Gaz (M€)                            | 2,5          | 0,9        | 0,6        | 0,3        | 0,1        | 0,5                  |
| Volumes (GWh)                       | 22,8         | 18,8       | 13,6       | 8,5        | 3,0        | 11,0                 |
| Electricité (M€)                    | 0,16         | 0,18       | 0,6        | 1,2        | 1,5        | 0,9                  |
| Volumes (GWh)                       | 1,69         | 1,0        | 4,0        | 5,5        | 7,0        | 4,4                  |
| CO <sub>2</sub> (M€)                | -            | -          | -          | -          | -          | -                    |
| Autres (taxes,...) (M€)             | 0,13         | 0,08       | 0,08       | 0,04       | 0,01       | 0,05                 |
| <b>Total charges d'énergie (M€)</b> | <b>2,8</b>   | <b>1,2</b> | <b>1,4</b> | <b>1,6</b> | <b>1,7</b> | <b>1,5</b>           |

### R&D

Concernant la R&D, les dépenses de Géométhane entre 2020 et 2022 ont été inférieures à la trajectoire fixée par la CRE. 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.

| En M€ courants                     | 2020  | 2021  | 2022 |
|------------------------------------|-------|-------|------|
| Trajectoire tarifaire              | 0,69  | 0,73  | 0,78 |
| Dépenses réalisées par l'opérateur | 0,55  | 0,42  | 0,76 |
| Ecart                              | -0,14 | -0,31 | -0,2 |

Géométhane demande, pour la période ATS3, un budget de R&D de 4,9 M€ (soit 1,2 M€/an en moyenne sur la période), réparti en deux axes :

- sous-sol & installation de surface ;
- adaptation aux gaz renouvelables.

Les dépenses prévues par Géométhane pour la période ATS3 sont en hausse.

La CRE envisage d'apporter les ajustements suivants :

- la CRE considère que certains projets de R&D ne relèvent pas des missions d'un opérateur d'infrastructures gazières régulées (conversion à l'hydrogène). Par conséquent, la CRE envisage de ne pas allouer de budget à ces projets ;
- la CRE considère que le coût des programmes de R&D existants ne doit pas augmenter de plus de l'inflation.

En conséquence, la CRE prévoit de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 3,34 M€ sur la période ATS3, soit 0,8 M€/an en moyenne.

| En M€ courants                      | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|
| Trajectoire demandée par Géométhane | 1,4  | 1,3  | 1,1  | 1,0  |
| Trajectoire préliminaire de la CRE  | 0,8  | 0,8  | 0,8  | 0,8  |
| Impact sur la demande de Géométhane | -0,6 | -0,5 | -0,3 | -0,2 |

- **Synthèse de l'analyse préliminaire**

La demande de Géométhane conduirait à une hausse de 32 % en 2024 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATS3 par rapport au niveau des charges constatées en 2022.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de l'opérateur n'est pas justifiée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Géométhane dans le courant du mois de juillet 2023. Géométhane a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par l'auditeur dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

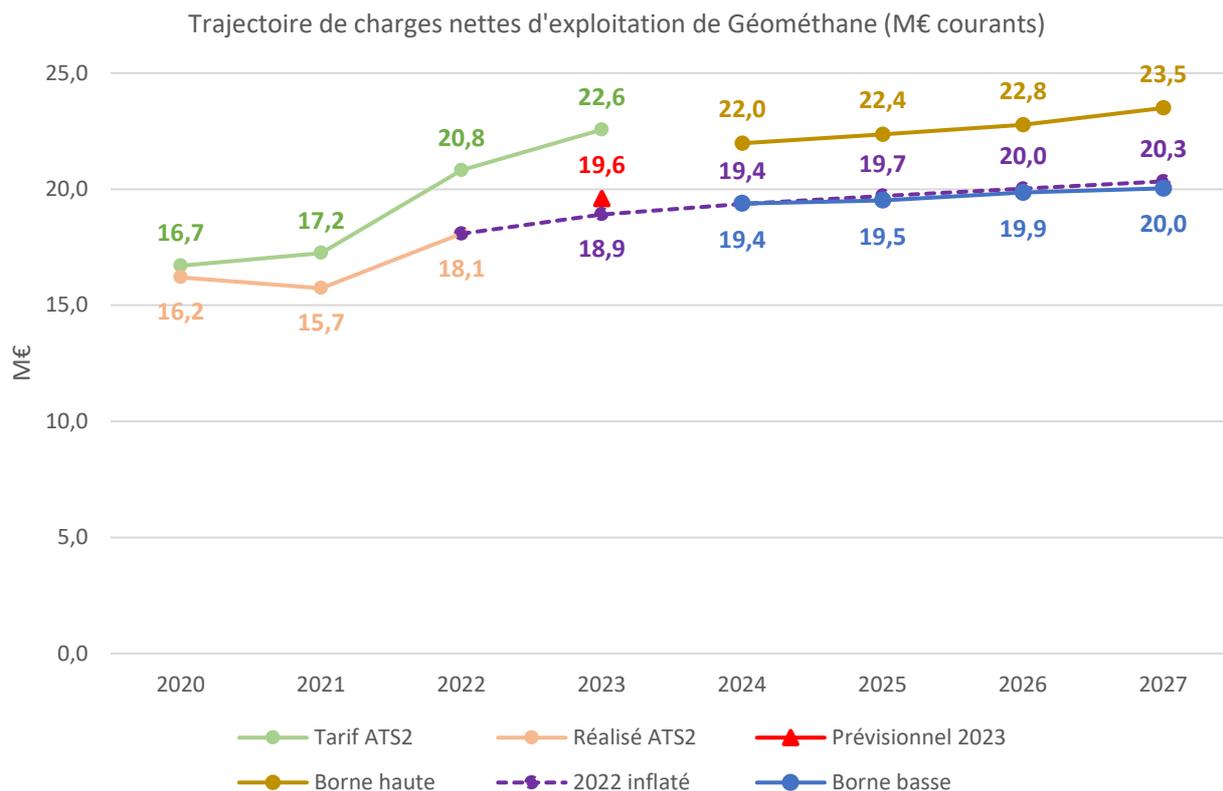
La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de Géométhane, et une « borne basse » établie sur la base de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation de l'opérateur et des ajustements envisagés par la CRE et présentés ci-dessus.

De fait, pour Géométhane, la borne basse varie entre 19,4 M€ en 2024 et 20,0 M€ en 2027, soit 19,7 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 22,0 M€ en 2024 et 23,5 M€ en 2027, soit 22,7 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2022 qui s'élevait à 18,1 M€ :

- borne haute : évolution 2022-2024 de +22 % (+32 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +2,3 % ;
- borne basse : évolution 2022-2024 de +7 % (+19 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +1,1 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



Q30 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R&D à inclure dans les trajectoires de charges des opérateurs de stockage ?

#### 4.4 Coût moyen pondéré du capital

##### 4.4.1 Demande des opérateurs

###### 4.4.1.1 Storengy et Géométhane

La demande de Storengy et Géométhane a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (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 demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs d'infrastructures régulées de gaz naturel auprès d'un consultant externe.

Dans leurs dossiers tarifaires, Storengy et Géométhane utilisent par ailleurs le taux de 3,8 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

Par ailleurs, Storengy et Géométhane demandent la mise en place d'un mécanisme de couverture des coûts associés à une évolution du périmètre de la régulation en lien avec la PPE à savoir une couverture des provisions pour démantèlement (voir partie 3.3.1.2). Dans le cas où la CRE ne retiendrait pas un tel mécanisme, Storengy et Géométhane demandent une prime additionnelle de CMPC entre 446 et 1 123 points de base.

###### 4.4.1.2 Teréga

La demande de Teréga a été établie en utilisant un CMPC pour le transport de gaz 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 les opérateurs gaziers auprès d'un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, Teréga utilise par ailleurs le taux de 4 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

S'appuyant sur le déploiement d'un plan de transformation à horizon 2035 qui devrait permettre d'inscrire ses infrastructures sur une trajectoire « zéro carbone » à horizon 2050. Teréga sollicite également la mise en place d'une prime supplémentaire de 300 points de bases pour les investissements désignés « verts ».

#### 4.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATS3, la CRE réexamine 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 opérateurs de stockage ainsi que deux gestionnaires de réseau de transport et de GRDF, et des conclusions de leurs conseils. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique sur le site de la CRE.

Les travaux menés par l'auditeur se sont déroulés entre mai et juillet 2023. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique. Après audit de la demande des opérateurs, l'auditeur propose plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquelles elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur propose 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 propose 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 %.

Concernant la prime spécifique à l'activité de stockage, à ajouter au CMPC du transport, l'auditeur conclut à une fourchette de 32 à 69 points de base.

#### 4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATS3 les demandes de CMPC des opérateurs (4,65 % et 4,70 %, réel avant impôts, demandés respectivement par Storengy et Géométhane et Teréga). A ce stade, la CRE considère notamment que ces demandes pondèrent dans une trop grande mesure l'évolution récente constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATS2 et qu'elles intègrent un certain nombre de nouveaux éléments dont les justifications restent non recevables à ce stade.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir la borne basse de la fourchette recommandée par l'auditeur mandaté pour auditer les demandes des opérateurs. Cette fourchette basse constituerait une rupture non justifiée par rapport aux méthodes et paramètres utilisés jusqu'ici par la CRE, notamment concernant le niveau du beta de l'actif.

Pour former sa fourchette, la CRE s'est fondée sur l'approche du consultant dans laquelle elle a pris en compte certaines évolutions possibles de paramètres parfois sur des fourchettes plus larges que l'auditeur comme, par exemple, la prise en compte de maturités plus longues du taux sans risque ou un niveau du beta de l'actif plus élevé.

Au global, la CRE considère que :

- le taux de long terme selon la méthode utilisée pour l'ATRT7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme et visant à refléter les conditions de financement des actifs historiques, pourrait s'établir entre 2,7 % à 3,9 % (réel, avant impôts) ;
- le taux de court terme, fondé sur l'analyse de paramètres de plus court terme et visant à refléter les conditions de financement de nouveaux actifs, pourrait s'établir entre 3,6 % à 5,2 % (réel, avant impôts).

Ces taux peuvent être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse indicative de pondération de 80% d'actifs historiques et 20% de nouveaux actifs sur la période tarifaire, **le CMPC moyen s'établirait dès lors entre 2,9 % et 4,2 % (réel, avant impôts).**

En taux nominal avant impôts, les fourchettes seraient les suivantes : 3,9 % - 5,1 % pour le taux historique, 6,1% - 7,2 % pour le taux court terme et 4,4 % - 5,5 % pour le taux pondéré.

Concernant la prime au titre des risques spécifiques à l'activité de stockage de gaz, la CRE envisage, à ce stade, de la maintenir à un niveau identique à celle fixée pour la période ATS2, soit 50 points de base. Ce niveau est justifié par l'appréciation par la CRE 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.

Par ailleurs, elle envisage de ne pas retenir de prime spécifique pour couvrir les coûts associés à une évolution du périmètre de la régulation en lien avec la PPE. Il en est de même pour une prime supplémentaire pour les investissements désignés « verts ».

## 4.5 Investissements et charges de capital normatives

### 4.5.1 Storengy

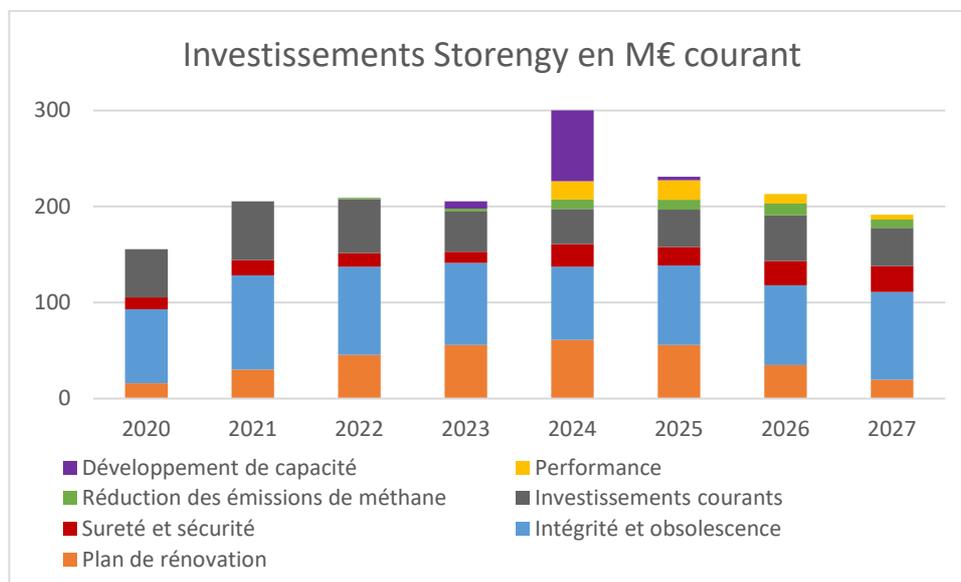
#### 4.5.1.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

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 207,8 M€ en 2022 et 202,2 M€ prévu en 2023.

Storengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

| 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                  | 36,8                      |
| Sûreté - sécurité                  | 23,6         | 19,2         | 25,2         | 26,8         | 23,7                  | 13,5                      |
| Intégrité et obsolescence          | 76,2         | 82,9         | 83           | 91,3         | 83,3                  | 88,0                      |
| Performance                        | 19           | 20           | 10           | 5            | 14                    | -                         |
| Investissements courants           | 36,5         | 38,9         | 47,7         | 39,9         | 40,7                  | 52,3                      |
| Développement de capacité          | 87,7         | 3,8          | -            | -            | 22,8                  | -                         |
| Reduction des émissions de méthane | 9,8          | 10,4         | 12,2         | 8,7          | 10,2                  | -                         |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>314,0</b> | <b>231,0</b> | <b>213,1</b> | <b>191,4</b> | <b>237,6</b>          | <b>190,6</b>              |

(\*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvés 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 36,8 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'Etrez (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 13,5 M€ sur la période ATS2 ;
- 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.

#### 4.5.1.2 Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées au coût moyen pondéré du capital de 5,65 % souhaité par Storengy aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante de Storengy :

| En M€ courants                              | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | Moyenne annuelle ATS3 |
|---|-------|-------|-------|-------|-----------------------|
| Trajectoire de BAR de Storengy              | 4 265 | 4 390 | 4 612 | 4 800 | <b>4 517</b>          |
| Demande de CCN de Storengy (CMPC de 5,65 %) | 428,3 | 447,6 | 467,2 | 484,6 | <b>456,9</b>          |

#### 4.5.1.3 Analyse préliminaire 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 3 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 2023. 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 toujours pas adopté par la Commission européenne, la CRE veillera à ce que les dépenses relatives à son application ne soient engagées qu'une fois le texte définitif connu.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter 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.3.3.2), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est notamment le cas pour le projet de rénovation de Chémery, la rénovation des automates et de la compression sur le site d'Etrez, ainsi que la rénovation et le changement des séparateurs sur le site de Gournay.**

#### Concernant les charges de capital normatives

##### Trajectoire de coûts échoués

La trajectoire de coûts échoués proposée par Storengy est en moyenne de 12,6 M€/an. Elle intègre à la fois les mises au rebut récurrentes et prévisibles mais également d'autres coûts échoués liés à des événements

exceptionnels comme les projets de rénovation des sites de Gournay, Chémery et Etrez. Storengy n'a pas fourni à ce stade le détail de la répartition des coûts échoués.

En l'absence de données détaillées, la CRE envisage donc à ce stade de fixer la trajectoire ATS3 au niveau des coûts échoués récurrents et prévisibles du réalisé 2020-2022 de l'ATS2, ce qui correspond à un ajustement de - 38,9 M€ sur la période.

| En M€ courants                     | 2024 | 2025  | 2026 | 2027  |
|------------------------------------|------|-------|------|-------|
| Trajectoire demandée par Storengy  | 8,9  | 13,4  | 12,4 | 15,6  |
| Trajectoire préliminaire de la CRE | 3,1  | 3,1   | 3,1  | 3,1   |
| Impact sur la demande de Storengy  | -5,8 | -11,3 | -9,3 | -12,5 |

#### Trajectoire de charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 3,4 % (réel, avant impôts) et 4,7 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs, soit 4,9 % (nominal, avant impôts) et 6,0 % (nominal, avant impôts).

Enfin, comme présenté dans la partie 3.7, la CRE envisage d'adapter le cadre de régulation tarifaire afin de limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs des infrastructures gazières, en mettant fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation, ou en mettant en œuvre un amortissement dégressif des actifs des opérateurs. Toutes choses égales par ailleurs, ces adaptations du cadre tarifaire entraîneraient une hausse des charges de capital des opérateurs au moment de leur mise en œuvre.

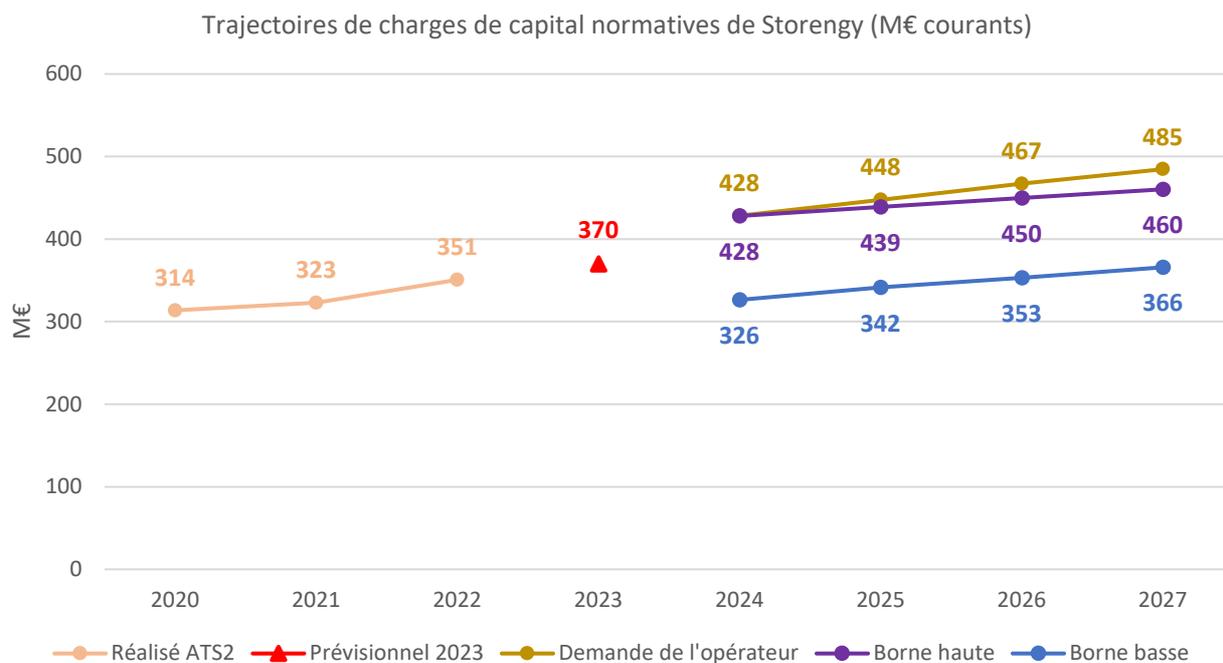
Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 3,4 % réel, avant impôts) ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 6,0 % nominal, avant impôts).

Pour Storengy, ces trajectoires impliquent les évolutions suivantes :

- borne basse : évolution 2022-2024 de -7 % et un TCAM 2024-2027 de +2,5 % ;
- borne haute : évolution 2022-2024 de +22 % et un TCAM 2024-2027 de +3,9 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges de capital normatives se présentent ainsi :



Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous :

| En M€ courants    | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| BAR - borne basse | 4 287 | 4 402 | 4 614 | 4 793 |
| BAR - borne haute | 4 186 | 4 236 | 4 382 | 4 494 |

## 4.5.2 Teréga

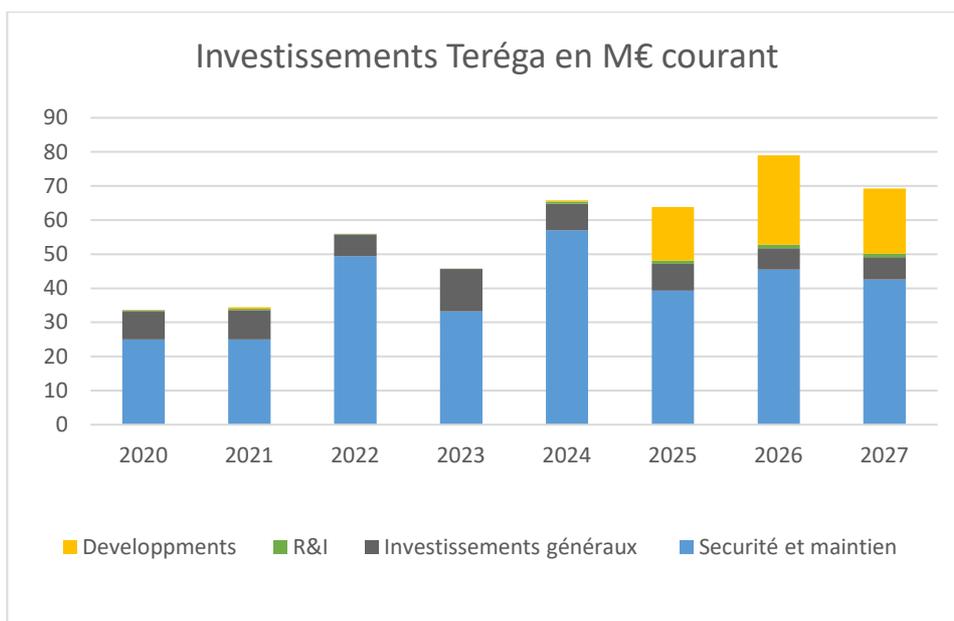
### 4.5.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATS2 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 42 M€ par an sur la période ATS2.

Teréga prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

| En M€ courants           | 2024        | 2025        | 2026      | 2027        | Moyenne annuelle ATS3 | Moyenne annuelle ATS2 (*) |
|--------------------------|-------------|-------------|-----------|-------------|-----------------------|---------------------------|
| Développements           | 0,3         | 15,7        | 26,2      | 19,1        | 15,3                  | 0,1                       |
| Sécurité et maintien     | 57          | 39,3        | 45,5      | 42,6        | 46,1                  | 33,2                      |
| R&I                      | 0,7         | 0,9         | 1         | 1           | 0,9                   | 0,2                       |
| Investissements généraux | 7,8         | 7,9         | 6,3       | 6,6         | 7,1                   | 8,9                       |
| <b>TOTAL</b>             | <b>65,8</b> | <b>63,8</b> | <b>79</b> | <b>69,3</b> | <b>69,4</b>           | <b>42,4</b>               |

(\*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvés 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 0,1 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 additionnels (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 0,2 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.

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 5,8 % aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante de Teréga :

| En M€ courants                           | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | Moyenne annuelle ATS3 |
|--|-------|-------|-------|-------|-----------------------|
| Trajectoire de BAR de Teréga             | 1 389 | 1 456 | 1 497 | 1 547 | <b>1 472</b>          |
| Demande de CCN de Teréga (CMPC de 5,8 %) | 130,9 | 135,4 | 138,8 | 142,6 | <b>136,9</b>          |

#### 4.5.2.2 Analyse préliminaire 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 39 % entre les périodes ATS2 et ATS3, portent notamment sur des projets non approuvés que la CRE analysera lors des prochains exercices d'approbation des investissements ;
- les dépenses d'investissements R&I, dont le budget annuel moyen augmente de 350 % entre les deux périodes, résultent de l'anticipation des évolutions des métiers de Teréga dans le mix énergétique futur. La CRE envisage de ne pas retenir les investissements de R&D n'ayant pas trait au cœur de métier de l'opérateur, en considérant qu'ils ne font pas partie des missions de l'opérateur et n'ont pas vocation à être couverts par le tarif. Cela conduit à un ajustement à la baisse de - 3,6 M€ sur la période.

**A ce stade, en dehors de l'ajustement des dépenses de R&D, la CRE n'envisage pas d'apporter 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.3.3.2), 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'investissement retenue par la CRE est la suivante :**

| En M€ courants           | 2024        | 2025        | 2026      | 2027        | Moyenne annuelle ATS3 | Moyenne annuelle ATS2 (*) |
|--------------------------|-------------|-------------|-----------|-------------|-----------------------|---------------------------|
| Développements           | 0,3         | 15,7        | 26,2      | 19,1        | 15,3                  | 0,1                       |
| Sécurité et maintien     | 57          | 39,3        | 45,5      | 42,6        | 46,1                  | 33,15                     |
| R&I                      | 0           | 0           | 0         | 0           | 0                     | 0,2                       |
| Investissements généraux | 7,8         | 7,9         | 6,3       | 6,6         | 7,1                   | 8,9                       |
| <b>TOTAL</b>             | <b>65,1</b> | <b>62,9</b> | <b>78</b> | <b>68,3</b> | <b>68,5</b>           | <b>42,4</b>               |

### **Concernant les charges de capital normatives**

#### Trajectoire de coûts échoués

Teréga n'a pas demandé de trajectoire de coûts échoués.

#### Trajectoire de charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 3,4 % (réel, avant impôts) et 4,7 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs, soit 4,9 % (nominal, avant impôts) et 6,0 % (nominal, avant impôts).

Enfin, comme présenté dans la partie 3.7, la CRE envisage d'adapter le cadre de régulation tarifaire afin de limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs des infrastructures gazières, en mettant fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation, ou en mettant en œuvre un amortissement dégressif des actifs des opérateurs. Toutes choses égales par ailleurs, ces adaptations du cadre tarifaire entraîneraient une hausse des charges de capital des opérateurs au moment de leur mise en œuvre.

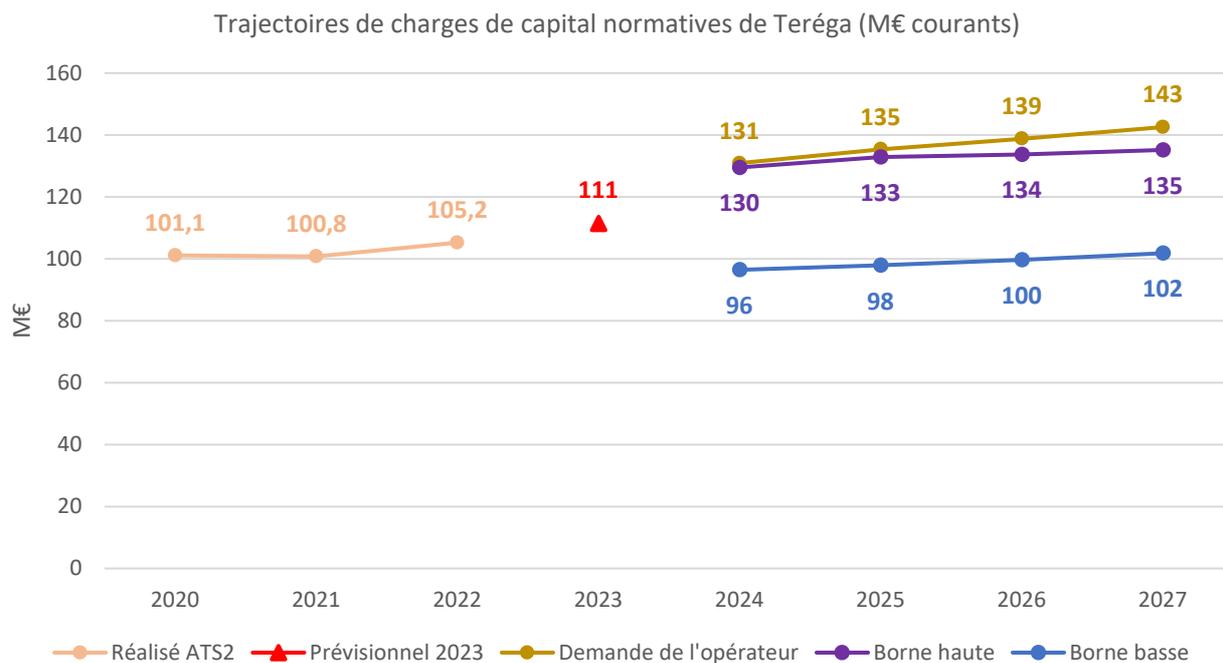
Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 3,4 % réel, avant impôts) ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 6,0 % nominal, avant impôts).

Pour Teréga, ces trajectoires impliquent les évolutions suivantes :

- borne basse : évolution 2022-2024 de -8 % et un TCAM 2024-2027 de +1,8 % ;
- borne haute : évolution 2022-2024 de +23 % et un TCAM 2024-2027 de +1,4 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges de capital normatives se présentent ainsi :



Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous :

| En M€ courants    | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| BAR - borne basse | 1 390 | 1 457 | 1 499 | 1 548 |
| BAR - borne haute | 1 357 | 1 425 | 1 444 | 1 471 |

### 4.5.3 Géométhane

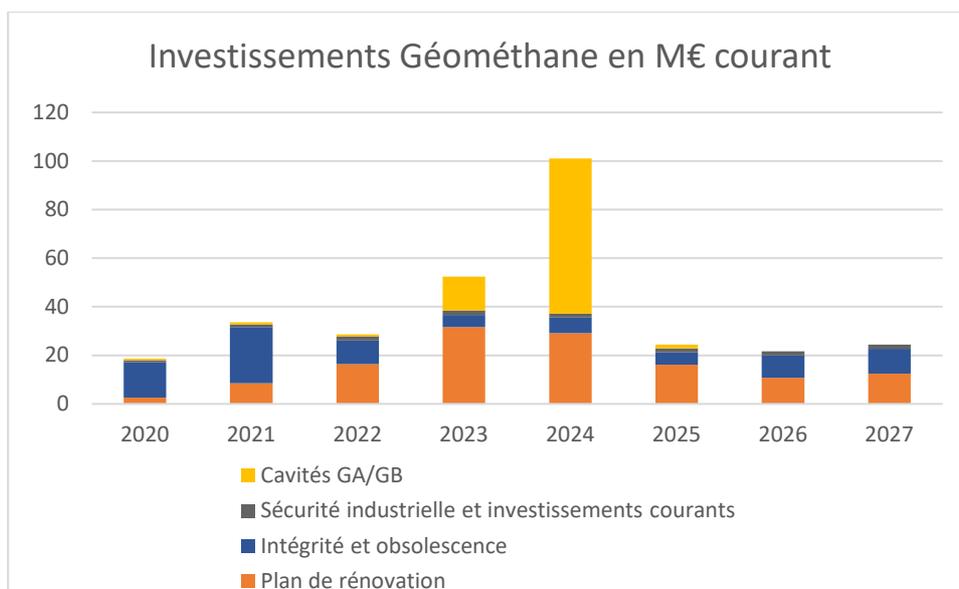
#### 4.5.3.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

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 33 M€ par an sur la période ATS2.

Géométhane prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

| 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                  | 14,8                      |
| Nouvelles cavités GA/GB                           | 63,9         | 1,5         | -           | -           | 16,3                  | 4,0                       |
| Sécurité industrielle et investissements courants | 1,6          | 1,7         | 1,7         | 1,7         | 1,67                  | 1,3                       |
| <b>TOTAL</b>                                      | <b>101,1</b> | <b>24,4</b> | <b>21,6</b> | <b>24,4</b> | <b>42,8</b>           | <b>33,3</b>               |

(\*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020-2022 et approuvés 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 sous 2 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 »<sup>21</sup>. 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.

#### 4.5.3.2 Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d’investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 5,65 % aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante de Géométhane :

| En M€ courants                                | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | Moyenne annuelle ATS3 |
|---|-------|-------|-------|-------|-----------------------|
| Trajectoire de BAR de Géométhane              | 256,3 | 360,5 | 511,7 | 520,5 | <b>412,2</b>          |
| Demande de CCN de Géométhane (CMPC de 5,65 %) | 35    | 44    | 53    | 55    | <b>46,7</b>           |

#### 4.5.3.3 Analyse préliminaire de la CRE

Géométhane prévoit des dépenses annuelles d’investissement en hausse de 29 % 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 propose en effet d’augmenter les capacités de stockage de son site de Manosque par la mise en service de deux cavités salines. **A ce stade, la CRE considère que le projet est en dehors du cadre régulation prévu par la PPE.**

<sup>21</sup> 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.



En ce qui concerne les autres demandes d'investissements, la CRE observe une légère baisse de 9 %, soit environ - 11 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 ».

**Excepté la non-prise en compte du projet de raccordement de deux cavités salines sur le site de Manosque, la CRE n'apporte pas, à ce stade, d'autres modifications de la trajectoire d'investissements des autres projets, mais poursuit ses analyses (les écarts entre les investissements réellement réalisés et cette trajectoire sont d'ailleurs couverts au CRCP). 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'investissement 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                     |
| Sécurité industrielle et investissements courants | 1,6         | 1,7         | 1,7         | 1,7         | 1,67                  |
| <b>TOTAL</b>                                      | <b>37,2</b> | <b>22,9</b> | <b>21,6</b> | <b>24,4</b> | <b>26,5</b>           |

Conformément à ses orientations relatives à la régulation incitative des coûts d'investissements pour la période AT2S (cf. 2.3.2), certains projets et programmes pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible, comme les programmes mentionnés précédemment.

#### **Concernant les charges de capital normatives**

##### Trajectoire de coûts échoués

Géométhane n'a pas demandé de trajectoire de coûts échoués.

##### Trajectoire de charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 3,4 % (réel, avant impôts) et 4,7 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs, soit 4,9 % (nominal, avant impôts) et 6,0 % (nominal, avant impôts).

Enfin, comme présenté dans la partie 3.7, la CRE envisage d'adapter le cadre de régulation tarifaire afin de limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs des infrastructures gazières, en mettant fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation, ou en mettant en œuvre un amortissement dégressif des actifs des opérateurs. Toutes choses égales par ailleurs, ces adaptations du cadre tarifaire entraîneraient une hausse des charges de capital des opérateurs au moment de leur mise en œuvre.

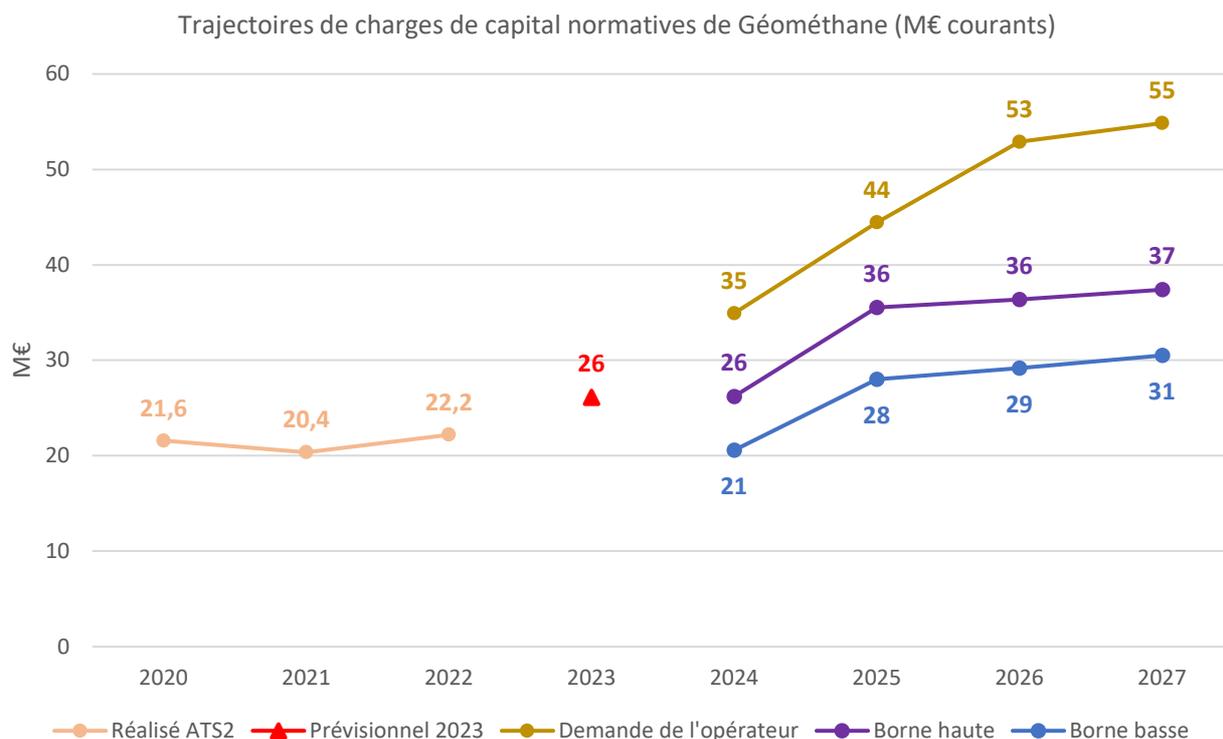
Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 3,4 % réel, avant impôts) ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 6,0 % nominal, avant impôts).

Pour Géométhane, ces trajectoires impliquent les évolutions suivantes :

- borne basse : évolution 2022-2024 de -7 % et un TCAM 2024-2027 de +14 % ;
- borne haute : évolution 2022-2024 de +18 % et un TCAM 2024-2027 de +14 %.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges de capital normatives se présentent ainsi :



Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous :

| En M€ courants    | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|-------------------|------|------|------|------|
| BAR - borne basse | 238  | 336  | 345  | 354  |
| BAR - borne haute | 232  | 325  | 329  | 334  |

#### 4.6 CRCP

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

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

##### 4.6.1 Storengy

Dans son dossier tarifaire, Storengy a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à +50,6 M€ à restituer à l'opérateur<sup>22</sup>. 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 +18,3 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit +32,3 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à +25,3 M€, à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit 0,0 M€) ;

<sup>22</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur



- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +3.9 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 +21,4 M€), qui s'explique principalement par :
  - o des recettes de ventes de capacités plus importantes qu'estimées (-10,5 M€) ;
  - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne les charges de capital (+15,4 M€) et l'énergie (+2,6 M€) ;
  - o des produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés plus faibles qu'estimés (+6,3 M€) ;
  - o le bonus de commercialisation (+7,0 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 repoussant l'analyse concernant les mises au rebut associées à la défaillance d'équipements après la fin des recours judiciaires en cours.

| <b>Storengy - CRCP au 31 décembre 2023</b>   |   |   |
|--|---|---|
| <b>En M€</b>   | <b>Montants actualisés au titre de l'année 2022</b> | <b>Montants actualisés au titre de l'année 2023</b> |
| Recettes issues de la commercialisation et du terme tarifaire de compensation                                      | +3,7  | -10,5   |
| Charges de capital normatives « infrastructures »  | -0,2  | +14,4   |
| Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation   | -   | +1,0  |
| Charges d'énergies, quotas de CO2, consommable et traitement des effluents   | -   | +2,6  |
| 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  | +7,0  |
| Coûts échoués  | -   | 0,0   |
| Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle | -   | +0,7  |
| <b>Total</b>   | <b>+3,9</b>   | <b>+21,4</b>  |
| <b>Reliquat de CRCP antérieur actualisé</b>  | -   |   |
| <b>Solde du CRCP au 31 décembre 2023</b>   | <b>+25,3</b>  |   |

#### 4.6.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à +8,5 M€ à restituer à l'opérateur<sup>23</sup>. 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 +6,3 M€).

<sup>23</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à +8,1 M€, à restituer à l'opérateur. 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 +5,8 M€), qui s'explique principalement par :
  - o des recettes de ventes de capacités plus importantes qu'estimées (-2,6 M€) ;
  - o des charges plus faibles que prévues en ce qui concerne les charges de capital (-9,8 M€) ;
  - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne les charges d'énergie (+13,1 M€) ;
  - o des produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés plus faibles qu'estimés (+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 2023 (-0,7M€)<sup>24</sup>.

| 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                                      | -  | -2,6   |
| Charges de capital normatives « infrastructures »  | -  | -9,8   |
| Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation   | -  | +0,6   |
| Charges d'énergies, quotas de CO2, consommable et traitement des effluents   | -0,1   | +13,1  |
| Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés                                       | -  | +2,4   |
| Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative                                    | -  | +3,4   |
| Coûts échoués  | -  | -1,3   |
| Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle | -  | -2,6   |
| <b>Total</b>   | <b>-0,1</b>                                  | <b>+5,8</b>                                  |
| <b>Reliquat de CRCP antérieur actualisé</b>  |  | <b>+2,3</b>                                  |
| <b>Solde du CRCP au 31 décembre 2023</b>   |  | <b>+8,1</b>                                  |

#### 4.6.3 Géométhane

Dans son dossier tarifaire, Géométhane a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -2,3 M€ à restituer aux utilisateurs<sup>25</sup>. 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 -3,5 M€).

<sup>24</sup> 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

<sup>25</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -2,3 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'estimées (+1,3 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -3,5 M€), qui s'explique principalement par :
  - o des recettes issues du terme tarifaire de compensation moins importantes qu'estimé (+0,3 M€) ;
  - o un report de mises en service dans le cadre du plan de rénovation qui conduit à des charges plus faibles que prévues en ce qui concerne les charges de capital (-5,1 M€) ;
  - o des charges plus importantes que prévues 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'estimées (-0,6 M€) ;
  - o le bonus de commercialisation (+0,8 M€).

| 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   | +0,3   |
| Charges de capital normatives « infrastructures »  | -0,2   | -5,2   |
| Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation   | -  | +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                                       | -  | -0,6   |
| Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative                                    | -  | +0,8   |
| Ecart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC retenue lors de l'élaboration du tarif et l'IPC prévisionnelle | -  | +0,1   |
| <b>Total</b>   | <b>+1,2</b>                                  | <b>-3,5</b>                                  |
| <b>Reliquat de CRCP antérieur actualisé</b>  | -  |  |
| <b>Solde du CRCP au 31 décembre 2023</b>   | <b>-2,3</b>                                  |  |

## 4.7 Revenu autorisé

### 4.7.1 Demande des opérateurs

#### 4.7.1.1 Storengy

La demande de Storengy aboutit à une évolution du revenu autorisé de +24,3 % en 2024 par rapport à 2023, et à une évolution annuelle moyenne de +3,7 % sur la période ATS3.

| en M€ courants    | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|-------------------|------|------|------|------|------|
| CNE               |      | 232  | 238  | 250  | 253  |
| CCN               |      | 428  | 448  | 467  | 485  |
| Apurement du CRCP |      | 13   | 13   | 13   | 13   |

|                        |            |            |            |            |            |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>541</b> | <b>673</b> | <b>698</b> | <b>730</b> | <b>751</b> |
| Evolution annuelle     | -          | 24,3%      | 3,7%       | 4,5%       | 2,9%       |

#### 4.7.1.2 Teréga

La demande de Teréga aboutit à une évolution du revenu autorisé de +17,6 % en 2024 par rapport à 2023, et à une évolution annuelle moyenne de +1,5 % sur la période ATS3.

| en M€ courants         | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CNE                    |            | 64         | 60         | 61         | 61         |
| CCN                    |            | 131        | 135        | 139        | 143        |
| Apurement du CRCP ATS2 |            | 2,2        | 2,2        | 2,2        | 2,2        |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>168</b> | <b>197</b> | <b>198</b> | <b>202</b> | <b>206</b> |
| Evolution annuelle     | -          | 17,6%      | 0,4%       | 2,2%       | 1,8%       |

#### 4.7.1.3 Géométhane

La demande de Géométhane aboutit à une évolution du revenu autorisé de +6,2 % en 2024 par rapport à 2023, et à une évolution annuelle moyenne de +11,3 % sur la période ATS3.

| en M€ courants         | 2023      | 2024      | 2025      | 2026      | 2027      |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| CNE                    |           | 22        | 22        | 23        | 23        |
| CCN                    |           | 35        | 44        | 53        | 55        |
| Apurement du CRCP ATS2 |           | -0,6      | -0,6      | -0,6      | -0,6      |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>53</b> | <b>56</b> | <b>66</b> | <b>75</b> | <b>78</b> |
| Evolution annuelle     | -         | 6,2%      | 17,6%     | 13,4%     | 3,6%      |

Q31 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par les opérateurs ?

#### 4.7.2 Analyse de la CRE : revenu autorisé illustratif

A ce stade, la CRE dispose des éléments d'analyse fournis dans les rapports d'audit sur les charges d'exploitation des opérateurs et sur le taux de rémunération de leur capital.

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif pour chacun des opérateurs, en retenant les valeurs centrales des bornes hautes et basses qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives, ainsi qu'un apurement du CRCP estimé en fin d'ATS2 lissé sur la période ATS3.

##### 4.7.2.1 Storengy

| en M€ courants | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------|------|------|------|------|------|
| CNE            |      | 209  | 215  | 225  | 228  |

|                        |            |            |            |            |            |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CCN                    |            | 377        | 390        | 401        | 413        |
| Apurement du CRCP      |            | 7          | 7          | 7          | 7          |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>541</b> | <b>593</b> | <b>611</b> | <b>633</b> | <b>648</b> |
| Evolution annuelle     | -          | 9,4%       | 3,2%       | 3,6%       | 2,3%       |

Ce scénario illustratif conduit à une hausse du revenu autorisé de +9,4 % entre 2023 et 2024, puis à une évolution moyenne du revenu autorisé de +3,0 % par an entre 2024 et 2027.

#### 4.7.2.2 Teréga

| en M€ courants         | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CNE                    |            | 60         | 57         | 58         | 57         |
| CCN                    |            | 112        | 115        | 116        | 118        |
| Apurement du CRCP      |            | 2,0        | 2,0        | 2,0        | 2,0        |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>168</b> | <b>174</b> | <b>173</b> | <b>175</b> | <b>177</b> |
| Evolution annuelle     | -          | 3,6%       | -0,1%      | 1,2%       | 0,9%       |

Ce scénario illustratif conduit à une hausse du revenu autorisé de +3,6 % entre 2023 et 2024, puis à une évolution moyenne du revenu autorisé de +0,6 % par an entre 2024 et 2027.

#### 4.7.2.3 Géométhane

| en M€ courants         | 2023      | 2024        | 2025        | 2026        | 2027        |
|------------------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| CNE                    |           | 20,7        | 20,9        | 21,3        | 21,8        |
| CCN                    |           | 23,4        | 31,8        | 32,8        | 34,0        |
| Apurement du CRCP      |           | -0,6        | -0,6        | -0,6        | -0,6        |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>53</b> | <b>43,5</b> | <b>52,1</b> | <b>53,5</b> | <b>55,1</b> |
| Evolution annuelle     | -         | -18,0%      | 19,9%       | 2,6%        | 3,0%        |

Ce scénario illustratif conduit à une hausse du revenu autorisé de -18,0 % entre 2023 et 2024, puis à une évolution moyenne du revenu autorisé de +8,2 % par an entre 2024 et 2027.

#### 4.7.2.4 Ensemble des opérateurs

| en M€ courants         | 2023       | 2024       | 2025       | 2026       | 2027       |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| CNE                    |            | 289        | 292        | 304        | 307        |
| CCN                    |            | 513        | 537        | 550        | 565        |
| Apurement du CRCP      |            | 8          | 8          | 8          | 8          |
| <b>Revenu autorisé</b> | <b>762</b> | <b>810</b> | <b>837</b> | <b>862</b> | <b>880</b> |
| Evolution annuelle     | -          | 6,2%       | 3,4%       | 3,0%       | 2,1%       |

Ce scénario illustratif conduit à une hausse du revenu autorisé de +6,2 % entre 2023 et 2024, puis à une évolution moyenne du revenu autorisé de +2,8 % par an entre 2024 et 2027.

Q32 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période AT3 pour Storengy, Teréga et Géométhane ?

Q33 : Avez-vous d'autres remarques ?

## ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION

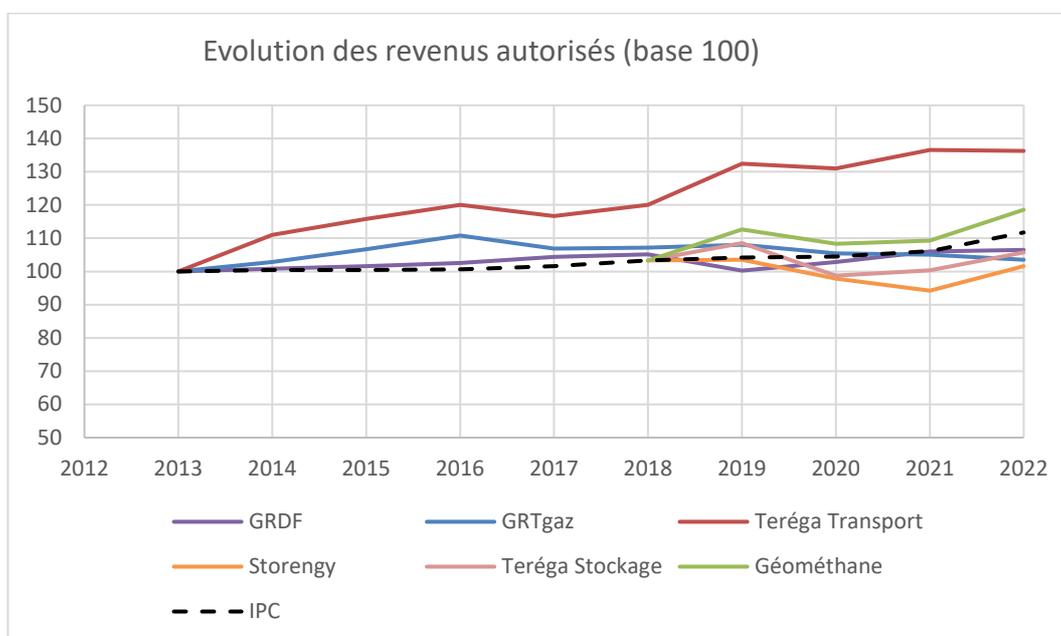
Pour apprécier le bilan du cadre de régulation, les pages suivantes présentent un certain nombre d'indicateurs financiers, non financiers, et de qualité d'alimentation et de service pour les opérateurs suivants :

- **GRDF** (Distribution de gaz), **GRTgaz** (Transport de gaz naturel), **Teréga** (Transport et stockage de gaz naturel), **Storengy** (Stockage de gaz naturel) **Géométhane** (Stockage de gaz naturel),

### Eléments financiers

#### 1 Revenus autorisés

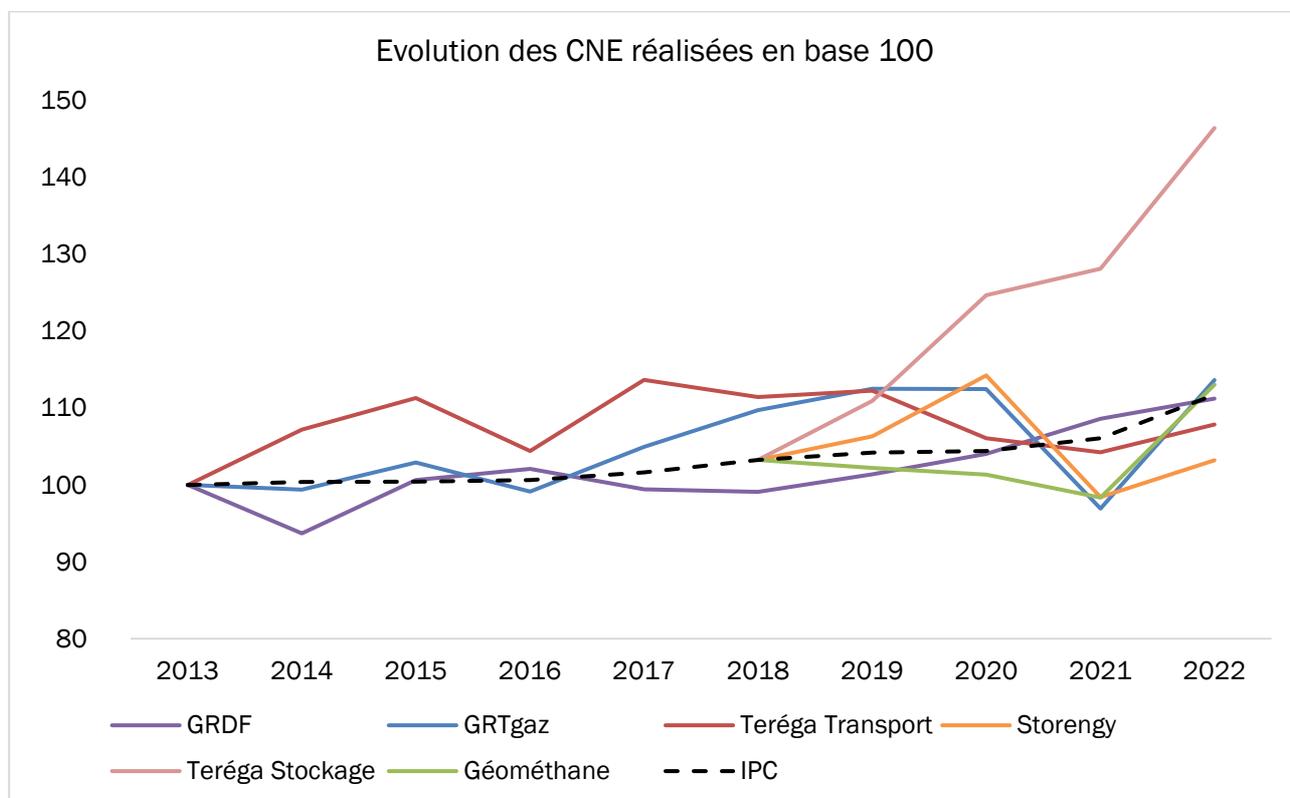
Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire d'infrastructure efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé. L'évolution du revenu autorisé de Teréga est particulièrement sensible à la mise en service des grands ouvrages de transports entre 2013 et 2016 (interconnexions avec l'Espagne) et entre 2018 et 2019 (création de la zone de marché unique). L'évolution des revenus autorisés des autres gestionnaires d'infrastructures de gaz a été proche de celle de l'inflation depuis 2013.



| Année | GRDF (M€) | GRTgaz (M€) | Teréga Transport (M€) | Storengy (M€) | Teréga stockage (M€) | Géométhane (M€) |
|-------|-----------|-------------|-----------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| 2013  | 3 088     | 1 662       | 205                   |               |                      |                 |
| 2014  | 3 113     | 1 710       | 228                   |               |                      |                 |
| 2015  | 3 138     | 1 773       | 237                   |               |                      |                 |
| 2016  | 3 168     | 1 842       | 246                   |               |                      |                 |
| 2017  | 3 222     | 1 777       | 239                   |               |                      |                 |
| 2018  | 3 248     | 1 782       | 246                   | 523           | 153                  | 38              |
| 2019  | 3 097     | 1 795       | 271                   | 524           | 161                  | 42              |
| 2020  | 3 175     | 1 752       | 268                   | 496           | 147                  | 40              |
| 2021  | 3 274     | 1 747       | 280                   | 477           | 149                  | 40              |
| 2022  | 3 288     | 1 721       | 279                   | 515           | 157                  | 44              |

## 2 Charges nettes d'exploitation

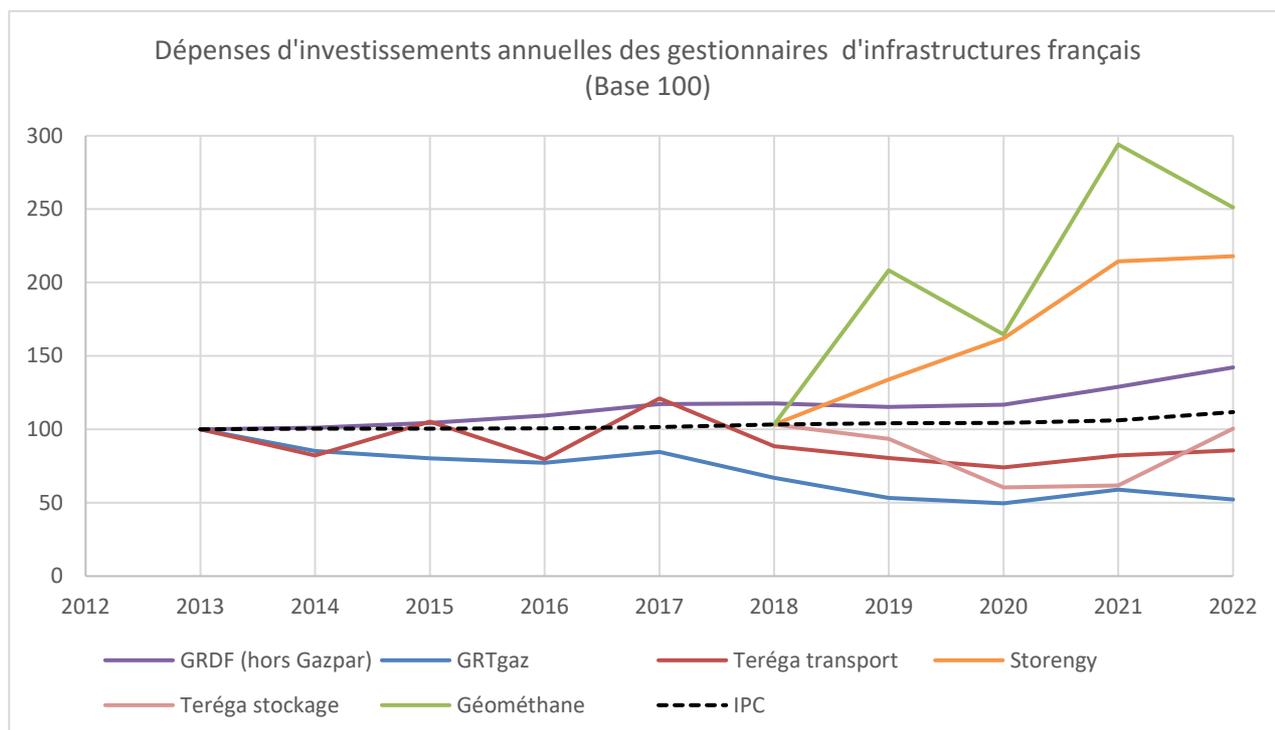
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation des différents opérateurs (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extraratifaires, etc.). L'évolution des charges nettes d'exploitation des gestionnaires d'infrastructures de gaz a été proche de celle de l'inflation, sauf pour Teréga stockage.



| Année | GRDF (M€) | GRTgaz (M€) | Teréga transport (M€) | Storengy (M€) | Teréga stockage (M€) | Géométhane (M€) |
|-------|-----------|-------------|-----------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| 2013  | 1 414     | 702         | 67                    |               |                      |                 |
| 2014  | 1 325     | 697         | 72                    |               |                      |                 |
| 2015  | 1 423     | 722         | 75                    |               |                      |                 |
| 2016  | 1 444     | 696         | 70                    |               |                      |                 |
| 2017  | 1 406     | 736         | 76                    |               |                      |                 |
| 2018  | 1 401     | 770         | 75                    | 161           | 37                   | 17              |
| 2019  | 1 434     | 789         | 75                    | 166           | 40                   | 16              |
| 2020  | 1 471     | 789         | 71                    | 178           | 45                   | 16              |
| 2021  | 1 536     | 680         | 70                    | 153           | 46                   | 16              |
| 2022  | 1 573     | 797         | 72                    | 161           | 53                   | 18              |

### 3 Investissements

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements réalisés par les gestionnaires d'infrastructures dans les infrastructures hors projets de compteurs évolués Gazpar.



| Investissements (M€) | GRDF (hors Gazpar) | GRTgaz | Teréga Transport | Storengy | Teréga stockage | Géométhane |
|----------------------|--------------------|--------|------------------|----------|-----------------|------------|
| 2013                 | 659                | 777    | 125              |          |                 |            |
| 2014                 | 666                | 663    | 103              |          |                 |            |
| 2015                 | 688                | 624    | 132              |          |                 |            |
| 2016                 | 721                | 600    | 100              |          |                 |            |
| 2017                 | 772                | 657    | 152              |          |                 |            |
| 2018                 | 776                | 520    | 111              | 99       | 58              | 12         |
| 2019                 | 760                | 414    | 101              | 128      | 52              | 24         |
| 2020                 | 769                | 385    | 93               | 155      | 34              | 19         |
| 2021                 | 850                | 457    | 103              | 206      | 34              | 34         |
| 2022                 | 937                | 405    | 107              | 209      | 56              | 29         |

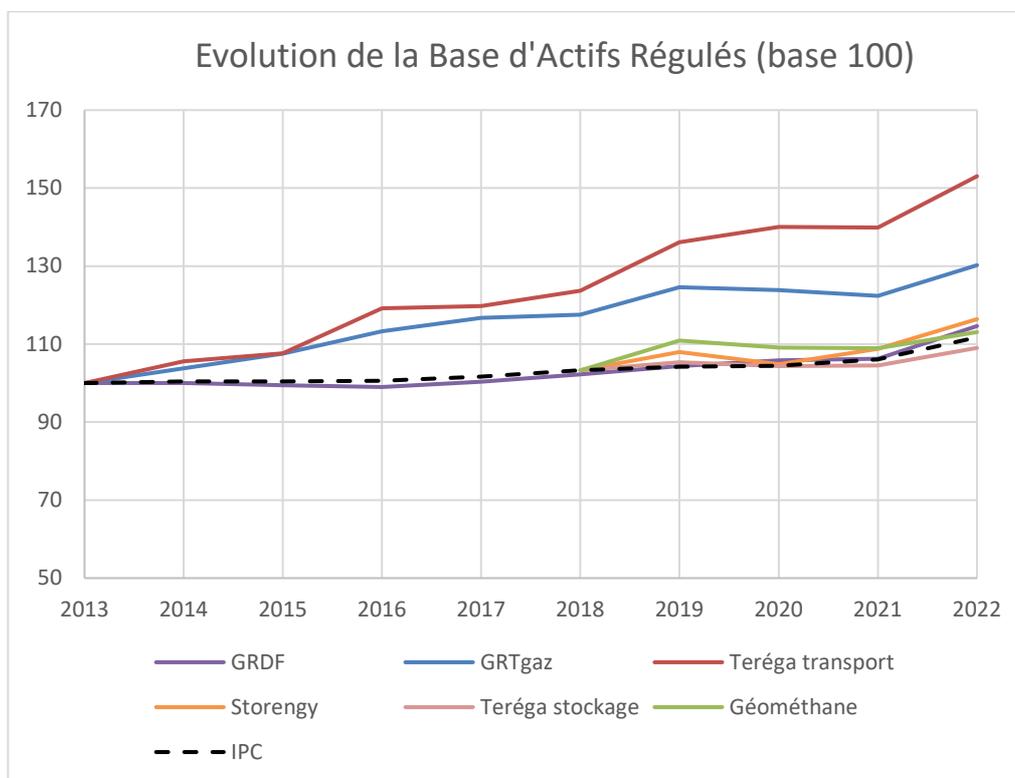
Les investissements des gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont significativement baissé après l'achèvement, en 2018, de la fusion des zones en France qui avait rendu nécessaires des renforcements importants du réseau de transport de gaz. Depuis 2019 le niveau des investissements est globalement stable.

S'agissant de la distribution de gaz naturel, les investissements sont en hausse depuis 2021 (hors projets de compteur communicant Gazpar) afin d'assurer le raccordement des sites de production de biométhane et répondre au renforcement des exigences de sécurité.

Les investissements des opérateurs de stockage Storengy et Géométhane sont en hausse depuis l'entrée en régulation en 2018. Cette évolution s'explique pour Storengy par un rattrapage des investissements de maintien des performances des stockages après une phase de sous-investissements avant l'entrée en régulation lorsque les conditions de marché étaient particulièrement défavorables aux stockages de Storengy. S'agissant de Géométhane la hausse est associée à des travaux de rénovation du site.

#### 4 Bases d'actifs régulées

Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. La BAR diminue au rythme de l'amortissement des installations. La BAR des opérateurs d'infrastructures gazières est réévaluée chaque année de l'inflation. La BAR augmente, en euros constants, lorsque les nouveaux investissements sont supérieurs aux amortissements des actifs existants, et réciproquement



| en M€ | GRDF   | GRTgaz | Teréga | Storengy | Teréga stockage | Géométhane |
|-------|--------|--------|--------|----------|-----------------|------------|
| 2012  | 14 217 | 6 882  | 1 010  |          |                 |            |
| 2013  | 14 306 | 7 045  | 1 109  |          |                 |            |
| 2014  | 14 314 | 7 309  | 1 171  |          |                 |            |
| 2015  | 14 226 | 7 579  | 1 194  |          |                 |            |
| 2016  | 14 162 | 7 978  | 1 322  |          |                 |            |
| 2017  | 14 361 | 8 223  | 1 328  |          |                 |            |
| 2018  | 14 629 | 8 278  | 1 372  | 3 526    | 1 182           | 189        |
| 2019  | 14 925 | 8 774  | 1 510  | 3 686    | 1 205           | 203        |
| 2020  | 15 138 | 8 724  | 1 553  | 3 580    | 1 194           | 200        |
| 2021  | 15 196 | 8 623  | 1 552  | 3 714    | 1 196           | 199        |
| 2022  | 16 398 | 9 175  | 1 697  | 3 974    | 1 248           | 207        |

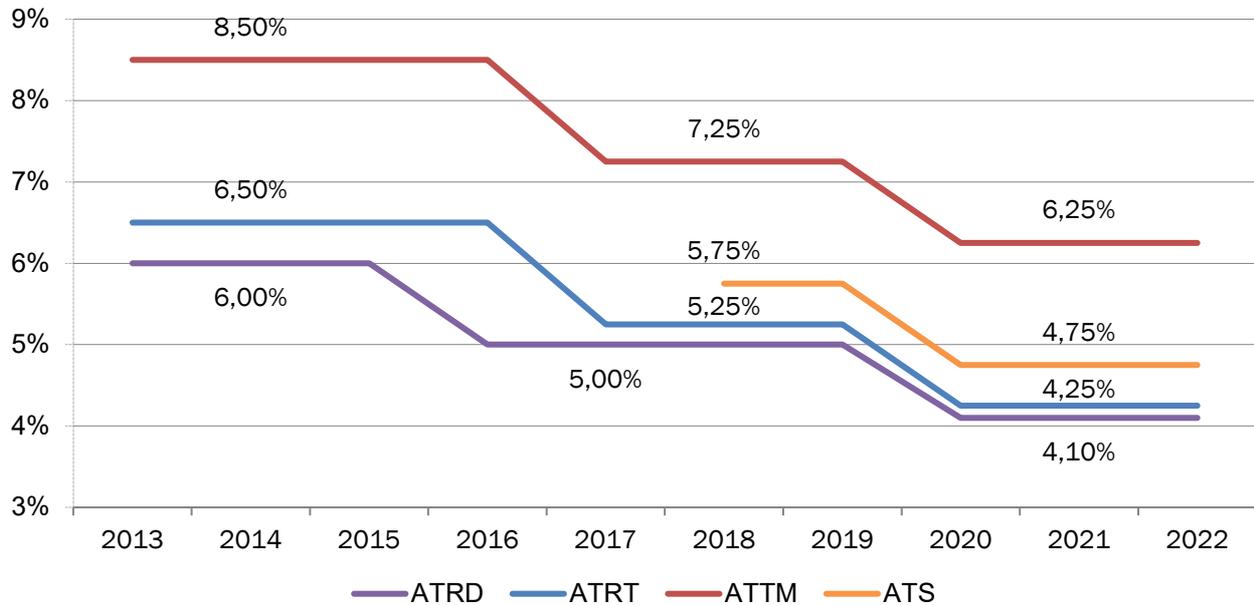
La forte hausse en euros courants des BAR observée en 2022 est due à l'application d'une inflation de 6,2 % GRTgaz et Teréga ont connu des hausses de leur BAR largement supérieures à l'inflation du fait l'effort massif de renforcement du réseau de transport de gaz français mené entre 2008 et 2019 : développement des interconnexions, raccordement de terminaux méthaniers, création de la zone de marché unique. L'évolution des autres BAR a été proche de celle de l'inflation.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2023, la somme des BAR des gestionnaires d'infrastructures de gaz en France métropolitaine (y compris les opérateurs de terminaux méthaniers régulés et à l'exception des ELD gazières) s'élève à 34 milliards d'euros.

## 5 Taux de rémunération

Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMPC), s'appliquait à la BAR agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

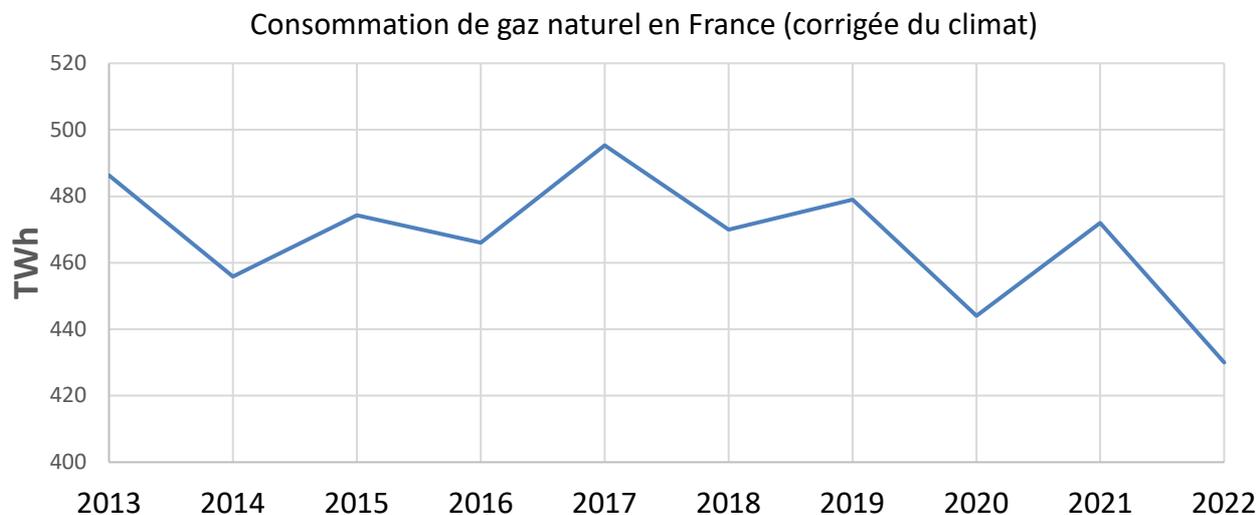
**CMPC de base - tarifs gaziers**  
(réels, avant impôt)



## Éléments non financiers

### 1 Consommation française

Consommation domestique totale de gaz naturel de la France en TWh (corrigée du climat) :

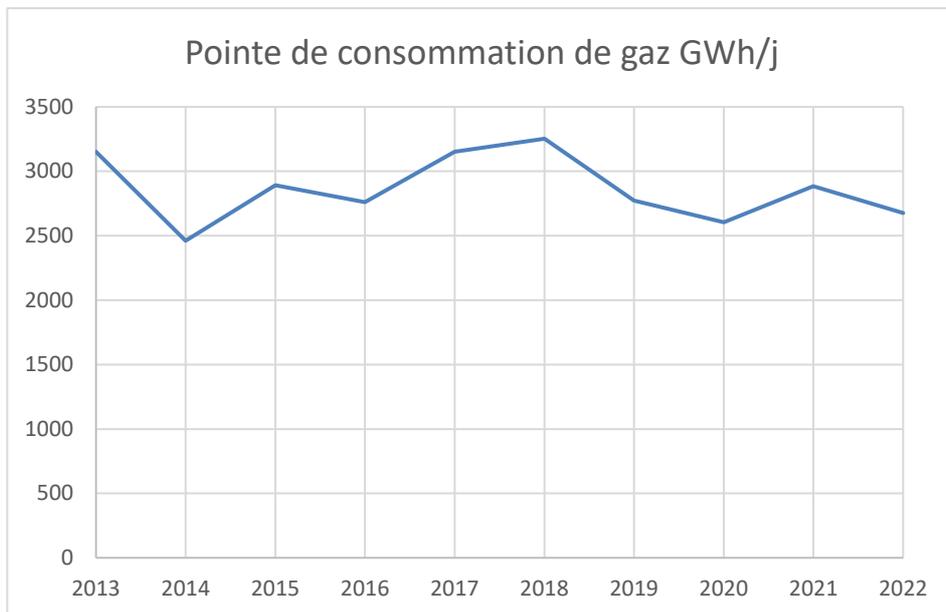


| Année | Consommation corrigée du climat (TWh) | Zone GRTgaz | Zone Teréga |
|-------|---------------------------------------|-------------|-------------|
| 2013  | 486                                   | 469         | 31          |
| 2014  | 456                                   | 392         | 27          |
| 2015  | 474                                   | 423         | 28          |
| 2016  | 466                                   | 465         | 28          |
| 2017  | 495                                   | 467         | 28          |
| 2018  | 470                                   | 442         | 28          |
| 2019  | 479                                   | 451         | 28          |
| 2020  | 444                                   | 419         | 25          |
| 2021  | 472                                   | 444         | 28          |
| 2022  | 430                                   | 406         | 24          |

## 2 Pointe gaz France

Pointe de consommation de gaz naturel constatée en GWh/j

En 2012, une pointe de consommation de 3670 GWh/j a été observée le 8 février dans des conditions climatiques qui correspondent à un risque froid de 14 %.



| Année | Pointe de consommation de gaz (GWh/j) | Zone GRTgaz | Zone Teréga |
|-------|---------------------------------------|-------------|-------------|
| 2013  | 3152                                  | 2940        | 212         |
| 2014  | 2461                                  | 2274        | 187         |
| 2015  | 2893                                  | 2676        | 217         |
| 2016  | 2761                                  | 2588        | 173         |
| 2017  | 3153                                  | 2930        | 223         |
| 2018  | 3253                                  | 3042        | 211         |
| 2019  | 2773                                  | 2595        | 178         |
| 2020  | 2606                                  | 2465        | 140         |
| 2021  | 2884                                  | 2758        | 126         |
| 2022  | 2676                                  | 2519        | 157         |

## 3 Nombre de clients

| Nombre de clients | GDRF (millions) | GRTgaz | Teréga |
|-------------------|-----------------|--------|--------|
| 2013              | 10,9            | 912    | 286    |
| 2014              | 10,9            | 948    | 328    |
| 2015              | 10,9            | 917    | 330    |
| 2016              | 10,9            | 914    | 331    |
| 2017              | 11,0            | 908    | 329    |
| 2018              | 11,1            | 908    | 335    |
| 2019              | 11,1            | 910    | 334    |
| 2020              | 11,2            | 896    | 341    |
| 2021              | 11,2            | 890    | 348    |
| 2021              | 11,1            | 879    | 354    |

## 4 Nombre de km de réseaux

|      | GDRF    | GRTgaz | Teréga |
|------|---------|--------|--------|
| 2013 | 195 850 | 32 056 | 5 058  |
| 2014 | 196 940 | 32 153 | 5 065  |
| 2015 | 197 928 | 32 320 | 5 136  |
| 2016 | 198 886 | 32 456 | 5 134  |
| 2017 | 199 781 | 32 414 | 5 056  |
| 2018 | 200 715 | 32 548 | 5 080  |
| 2019 | 201 716 | 32 527 | 5 135  |
| 2020 | 202 759 | 32 519 | 5 127  |
| 2021 | 204 239 | 32 527 | 5 115  |
| 2021 | 205 809 | 32 618 | 5 099  |

## 5 Capacités d'injection de biométhane (GWh/an)

| Année | Distribution | Transport | Total  |
|-------|--------------|-----------|--------|
| 2013  | 81           |           | 81     |
| 2014  | 133          |           | 133    |
| 2015  | 432          | 85        | 517    |
| 2016  | 599          | 85        | 684    |
| 2017  | 931          | 241       | 1 172  |
| 2018  | 1 515        | 373       | 1 888  |
| 2019  | 2 464        | 600       | 3 064  |
| 2020  | 4 264        | 902       | 5 166  |
| 2021  | 6 707        | 1 502     | 8 209  |
| 2022  | 9 234        | 2 207     | 11 441 |
| 2023  | 9 852        | 2 451     | 12 303 |

## ANNEXE 2 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET COUVERTURE ENVISAGEE A CE STADE

|   |  | Taux de couverture au CRCP envisagé à ce stade    |
|---|--|---|
| Recettes issues du terme tarifaire de compensation  |  | 100 %   |
| Recettes de commercialisation des capacités   |  | 100 %   |
| Charges de capital normatives « infrastructures »   |  | 100 %   |
| Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation  |  | 100 %   |
| Ecart de charges nettes d'exploitation dus à l'écart entre l'inflation prévisionnelle et réalisée   |  | 100 %   |
| Charges d'énergie et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO <sub>2</sub>  | Ecart entre la trajectoire tarifaire et prévisionnelle | 100 %   |
|   | Ecart entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée  | 80 %  |
| Charges de consommables et de traitement des effluents  | Ecart entre la trajectoire tarifaire et prévisionnelle | 100 %   |
|   | Ecart entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée  | 80 %  |
| Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les gestionnaires de réseau de transport)   |  | 100 %   |
| 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 %   |
| Charges liées aux études sans suite pour de 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 |  | 100 %   |
| Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur  |  | 100 %   |
| Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)   |  | 80 %  |
| Bonus et pénalités résultants des mécanismes de régulation incitative   |  | 100 %   |
| Pénalités versées aux clients   |  | 100 % au-delà du seuil de 10 M€                   |
| Charges de R&D  |  | 100 % des charges non utilisées en fin de période |