



DELIBERATION N° 2019-272

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

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

Les articles L. 452-1, L. 452-2 et 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 procède 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* ».

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS1, est entré en vigueur en 2018, en application de la délibération du 22 mars 2018¹.

À l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016² relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite. Par la suite, le décret du 26 décembre 2018³ a retiré de la liste des infrastructures prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne), qui n'ont jamais été utilisés dans le cadre de l'accès régulé au stockage de gaz. Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté⁴, soit jusqu'au 31 décembre 2020.

En contrepartie et dans les limites 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 ATRT, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

Après un premier tarif d'une durée limitée à deux ans compte tenu du contexte d'entrée dans la régulation des stockages de gaz naturel, la CRE harmonise le cadre de régulation des opérateurs de stockage avec celui des autres

¹ Délibération du 22 mars 2018 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane

² Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

³ Décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

⁴ Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie

tarifs d'infrastructure ; le prochain tarif de stockage, dit tarif ATS2, s'appliquera à partir de 2020 pour une période d'environ 4 ans.

Compte tenu de la nécessité de donner de la visibilité aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé trois consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur ses premières orientations concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur le terme tarifaire stockage. 66 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur l'ensemble des orientations concernant le tarif ATS2. 30 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles à ces trois consultations publiques sont publiées sur le site de la CRE en même temps que le présent projet de décision.

Le présent projet de décision se fonde notamment sur les demandes tarifaires des opérateurs de stockage ainsi que sur de nombreux échanges avec ces derniers, sur des analyses internes, sur des rapports d'auditeurs externes⁵ et sur le retour des acteurs de marché aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné les gestionnaires de réseaux, leurs actionnaires et organisé, le 7 novembre 2019, une table ronde avec les principaux expéditeurs et consommateurs ayant répondu à la consultation.

Principaux enjeux

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité, le projet de tarif ATS2 apporte des réponses aux enjeux ci-après :

- 1- Etendre aux infrastructures de stockage les principes de régulation incitative mis en œuvre pour assurer l'efficacité de l'ensemble des gestionnaires d'infrastructures régulés

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz a permis la commercialisation et le remplissage des stockages aux niveaux nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a en outre renforcé la transparence sur les modalités de commercialisation, ainsi que sur les coûts des opérateurs. Menée dans des délais contraints en concertation avec les opérateurs de stockage et les acteurs de marché, la réforme du stockage de gaz a permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France à un coût maîtrisé pour la collectivité.

Lors de l'élaboration du tarif ATS1, les délais courts de mise en œuvre de la réforme du stockage n'ont pas permis à la CRE de proposer une trajectoire de charges nettes d'exploitation suffisamment pertinente pour y appliquer une régulation incitative efficace. La CRE a en conséquence retenu pour la période tarifaire ATS1, dont elle a limité la durée à 2 ans, un cadre de régulation spécifique, dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes sont régularisés *a posteriori*. Le tarif ATS2 met en œuvre les principes de régulation incitative appliqués aux autres infrastructures régulées, avec notamment une période tarifaire d'environ 4 ans et des incitations à la maîtrise des coûts et à la qualité du service rendu aux utilisateurs du stockage.

- 2- La maîtrise de l'évolution des charges des opérateurs dans un contexte marqué par la tendance à la baisse des consommations de gaz

La stagnation de la consommation de gaz depuis 10 ans et son évolution prévisible à l'horizon 2030, notamment dans le cadre des objectifs de transition énergétique, font de la maîtrise des charges de l'ensemble des opérateurs gaziers un enjeu essentiel. Le projet de tarif ATS2, qui fixe notamment les trajectoires d'OPEX des opérateurs en fonction de leur performance atteinte en 2018, répond à cet enjeu, tout en leur donnant les moyens de maintenir un niveau de sécurité élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du besoin de rénovation de certaines des infrastructures.

En outre, la CRE sera particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui lui serait soumis par les opérateurs de stockage. L'offre proposée et les investissements envisagés par les opérateurs doivent viser strictement les deux finalités suivantes : le respect des objectifs fixés par la PPE afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la France et la réponse aux enjeux de sûreté industrielle.

⁵ Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2020-2023 ainsi qu'un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

Niveau tarifaire

Les opérateurs de stockage de gaz naturel Storengy, Teréga et Géométhane ont formulé chacun une demande d'évolution tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2020-2023 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par Storengy, Teréga et Géométhane aurait conduit à une hausse importante du revenu autorisé de +5,9 % en moyenne par an pour Storengy, de +6,6 % en moyenne par an pour Teréga et +8,7 % en moyenne par an pour Géométhane.

Ces demandes présentent des hausses importantes des charges nettes d'exploitation et de la demande de rémunération du capital investi, alors que la consommation de gaz n'augmente pas. La CRE considère ces demandes comme trop élevées.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec les opérateurs, la CRE s'est appuyée sur des études d'auditeurs externes. Ces études ont porté sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane. Storengy et Géométhane demandent un coût moyen pondéré du capital de 6,5 % (réel avant impôts) ; la demande de Teréga s'élève à 7,5 %, contre 5,75 % pour l'ensemble des opérateurs dans le tarif ATS1, alors qu'une baisse de l'impôt sur les sociétés est programmée par le gouvernement.

Au terme de ses analyses, la CRE considère qu'une hausse des charges d'exploitation de Storengy et de Teréga est justifiée pour prendre en compte le changement de niveau d'activité des stockages souterrains de gaz depuis l'entrée en vigueur de la régulation. La hausse retenue des charges nettes d'exploitation des opérateurs de stockage est toutefois inférieure à leur demande.

La CRE a notamment retenu pour Storengy :

- des moyens additionnels permettant à Storengy de répondre aux besoins opérationnels liés à la hausse de l'activité de ses stockages depuis l'entrée en régulation ;
- une augmentation des moyens pour faire face aux enjeux de cybersécurité ;
- un renforcement de la R&D, en particulier pour étudier les conséquences de l'arrivée des nouveaux gaz sur ses stockages et les caractéristiques du sous-sol.

La CRE a notamment retenu pour Teréga :

- des moyens supplémentaires pour mener à bien la transformation de l'entreprise engagée en adaptant notamment les systèmes d'information (SI), et en prenant en compte les recrutements déjà effectués en 2019 au périmètre de l'entreprise ;
- une politique salariale équivalente à celle de l'ensemble des autres opérateurs ;
- un programme de maintenance tel que demandé par Teréga ;
- un renforcement de la R&D, en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux.

Pour Géométhane, la CRE a globalement retenu la trajectoire de charges nettes d'exploitation demandée.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. Les opérateurs de stockage ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Il est par ailleurs rappelé que les investissements des opérateurs de stockage sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées (100% au compte de régularisation des produits et des charges (CRCP)) et que les opérateurs sont protégés de l'évolution de l'inflation par le tarif.

La CRE retient une évolution du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui s'établit à 4,75 % (réel, avant impôts). La méthode retenue pour établir cette fourchette est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATS1. Elle est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens. Ce niveau correspond au niveau retenu pour le tarif ATRT7 (4,25 %) auquel est ajouté une prime relative au risque spécifique de l'activité de stockage de gaz en cavités souterraines, fixée, comme dans l'ATS1, à 50 points de base.

Ce niveau, en baisse de 1 point par rapport à l'ATS1, prend en compte, à méthode inchangée par rapport aux précédents tarifs :

- l'évolution à la baisse des coûts de financement dans un contexte marqué par la baisse très significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés ;
- la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui doit passer de 34,43 % à 28 % en moyenne sur la période tarifaire ;
- une hausse significative du *beta* des actifs pour refléter la prise en compte du risque financier, notamment de coûts échoués, que fait porter la transition énergétique sur les actionnaires des sociétés d'infrastructures gazières.

Le niveau moyen des charges à couvrir des opérateurs de stockage pour la période ATS2 s'élèvera à :

- 518 M€/an pour Storengy, soit une hausse des charges à couvrir de 1,4 % en moyenne par an entre 2018 et 2023 sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +2,7 %/an et une hausse des charges de capital de +0,7 %/an ;
- 153 M€/an pour Teréga, soit une hausse des charges à couvrir de 1,3 % en moyenne par an entre 2018 et 2023, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +5,0 %/an et d'un léger recul des charges de capital de -0,1 %/an ;
- 45 M€/an pour Géométhane, soit une hausse des charges à couvrir de 4,7 % en moyenne par an entre 2018 et 2023, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +3,8 %/an et d'une hausse des charges de capital de +5,3 %/an.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE met en œuvre pour le tarif ATS2 les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur dans le tarif de transport de gaz : 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 CRCP.

La CRE met par ailleurs en œuvre, pour Teréga, une expérimentation de régulation incitative de type « TOTEX » sur les SI comme proposé par ce dernier.

Les deux premières campagnes d'enchères de commercialisation des capacités de stockage menées pour l'hiver 2018-2019 puis 2019-2020 ont bien fonctionné. En particulier, le prix de réserve fixé à zéro permet d'assurer une demande nettement supérieure à l'offre de capacités. En conséquence, la CRE modifie la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage : tout en conservant une incitation, réduite, au remplissage des stockages, la CRE introduit une incitation permettant de mieux prendre en compte la performance des offres des opérateurs de stockage. Un bonus sera versé dès lors que les capacités permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement de la France en hiver ont été vendues. Ce bonus sera égal à la somme des deux composantes suivantes :

- 0,5 % des recettes d'enchères ;
- 5 % des « premiums » d'enchères, soit l'écart entre (i) le prix de vente des capacités de stockage et (ii) le « *spread* » hiver-été retraité des coûts de stockage.

Ainsi les opérateurs demeurent incités à vendre les capacités assurant la sécurité d'approvisionnement, mais l'incitation financière repose plus largement sur la performance des stockages.

Enfin, le tarif ATS2 ne couvrira pas les coûts de démantèlement des trois sites de Storengy en exploitation réduite qui sortiront du périmètre de la régulation après seulement 3 ans dans la régulation et sans aucune période d'exploitation active dans le cadre régulé. Toutefois, pour les autres sites, dans le cas où les opérateurs seraient amenés à constituer des provisions pour démantèlement, la CRE introduit une couverture par le tarif de ces dernières, au *pro rata* de la durée de présence de ces actifs dans la régulation.

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

SOMMAIRE

1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	7
1.1 COMPETENCES DE LA CRE	7
1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	7
1.2.1 Consultation des parties prenantes	7
1.2.2 Transparence	8
2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	8
2.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	8
2.1.1 Périmètre de régulation	8
2.1.2 Détermination du revenu autorisé.....	9
2.1.2.1 Charges nettes d'exploitation	10
2.1.2.2 Charges de capital normatives	10
2.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	10
2.1.3.1 Modalités de calcul du taux de rémunération	10
2.1.3.2 Modalité de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)	10
2.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours	11
2.1.3.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire	11
2.1.4 Principe du CRCP	12
2.1.5 Constitution de stocks de gaz par les opérateurs	13
2.1.6 Perception du revenu autorisé.....	13
2.2 CALENDRIER TARIFAIRE.....	14
2.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans.....	14
2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif	14
2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N	14
2.2.4 Calcul du coefficient k en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP	15
2.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	15
2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	15
2.3.2 Régulation incitative des investissements.....	15
2.3.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€.....	15
2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget inférieur à 20 M€	16
2.3.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »	16
2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes	17
2.4 REGULATION INCITATIVE A LA QUALITE DE SERVICE	18
2.4.1 Indicateurs relatifs aux indisponibilités des capacités de stockage	19
2.4.2 Indicateurs relatifs à l'environnement.....	19
2.5 REGULATION INCITATIVE A LA COMMERCIALISATION DES CAPACITES DE STOCKAGE	19
2.6 PENALITES EN CAS DE RESTRICTION DES DROITS DES CLIENTS DES STOCKAGES SOUTERRAINS.....	20
2.7 REGULATION INCITATIVE APPLICABLE A LA RECHERCHE, AU DEVELOPPEMENT ET A L'INNOVATION (R&D&I)	21
3. PARAMETRES ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE.....	22
3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
3.1.1 Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent	22

3.1.1.1 Storengy	22
3.1.1.2 Teréga	22
3.1.1.3 Géométhane	23
3.1.2 Charges d'exploitation	23
3.1.2.1 Demande des opérateurs	23
3.1.2.2 Analyse de la CRE	25
Synthèse de l'analyse.....	29
Synthèse de l'analyse.....	37
3.1.3 Calcul des charges de capital normatives.....	38
3.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital	38
3.1.3.2 Investissements	39
3.1.3.3 Charges de capital normatives	42
3.1.4 CRCP au 31 décembre 2019	47
3.1.4.1 Storengy	47
3.1.4.2 Teréga	48
3.1.4.3 Géométhane	49
3.1.5 Revenu autorisé sur la période 2020-2023	50
3.1.5.1 Storengy	50
3.1.5.2 Teréga	50
3.1.5.3 Géométhane	51
4. TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE.....	51
4.1 PERCEPTION DES REVENUS AUTORISES.....	51
4.1.1 Commercialisation des capacités de stockage.....	51
4.1.2 Compensation par les gestionnaires de réseau de transport des revenus manquants	51
4.2 PENALITES	52
DECISION.....	53
ANNEXE 1 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE	54
ANNEXE 2 REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES INFRASTRUCTURES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE.....	56
4.2.1.1 Mise à jour des charges de capital	56
4.2.1.2 Mise à jour des charges nettes d'exploitation.....	56
4.2.1.3 Calcul et apurement du solde du CRCP	57

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

1.1 Compétences de la CRE

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

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

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

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

Il précise que « [f]igurent notamment parmi les coûts supportés par les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 une rémunération normale des capitaux investis, les coûts mentionnés au dernier alinéa de l'article L. 421-6, les dépenses de recherche et développement nécessaires à la sécurité de ces infrastructures et les coûts supportés par ces opérateurs au titre de la modification de la nature ou des caractéristiques du gaz acheminé dans les réseaux de gaz naturel ».

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

En outre, l'article L.452-3 du code de l'énergie prévoit que « [I]a Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement » et ajoute que « [c]es délibérations, qui peuvent avoir lieu à la demande [...] des opérateurs des installations de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances [...] ».

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

Par la présente délibération, la CRE définit le revenu autorisé et le cadre de régulation des opérateurs de stockage de gaz naturel, Storengy, Teréga et Géométhane pour la période ATS2 sur les années 2020 à 2023 inclus.

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé trois consultations publiques avant de prendre le présent projet de décision :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur ses premières orientations concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur le terme tarifaire stockage. 66 réponses ont été reçues ;

- la troisième et dernière consultation, en date du 23 juillet 2019, interrogeait les parties intéressées sur les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir. Elle visait également à présenter, sur la base des analyses de la CRE et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées concernant les propositions présentées dans les consultations publiques du 14 février et du 27 mars 2019. 30 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles à ces trois consultations publiques sont publiées sur le site de la CRE.

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les opérateurs de stockage. Après la seconde consultation publique, la CRE a organisé, le 7 novembre 2019, une table ronde avec les expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation. Elle a également procédé à de nouvelles auditions de Storengy, Teréga et Géométhane, ainsi que de leurs actionnaires respectifs.

1.2.2 Transparence

Dans un objectif de transparence, la CRE a publié les études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du tarif ATS2. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2020-2023⁶ ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane⁷.

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

2.1 Grands principes tarifaires

L'élaboration du tarif ATS2 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des opérateurs de stockage (Storengy, Teréga et Géométhane).

Le tarif ATS2 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier des opérateurs de stockage 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, à encourager les opérateurs de stockage à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable pour 2020 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.1.1 Périmètre de régulation

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

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016⁸ relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018⁹ a fait évoluer ce périmètre selon les dispositions suivantes :

« Durant la deuxième période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

⁶ Audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Storengy, Teréga et Géométhane pour la période 2020-2023

⁷ Audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des opérateurs de stockage de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

⁸ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

⁹ Décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

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

Les 3 sites en exploitation réduite de Storengy (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines) ainsi que les projets Lussagnet phase 1 (Teréga) et Manosque 2 (Géométhane) ont été retirés du périmètre des infrastructures considérées comme nécessaires à la sécurité d’approvisionnement. Ils quitteront en conséquence le périmètre des sites régulés au terme du préavis de 2 ans fixé par l’arrêté du 19 février 2019¹⁰, soit en fin d’année 2020.

2.1.2 Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de stockage sur la période 2020-2023. Le revenu autorisé couvre les coûts des opérateurs sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d’un opérateur efficace.

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

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d’exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;

¹⁰ Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie



- CRCP : apurement du solde du CRCP.

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

2.1.2.1 Charges nettes d'exploitation

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

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

Le niveau des charges nettes d'exploitation 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 gestionnaire de réseau efficace.

2.1.2.2 Charges de capital normatives

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

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

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

2.1.3 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.3.1 Modalités de calcul du taux de rémunération

Comme elle l'a fait dans le cadre de l'ATS1, 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 de stockage, s'inscrivant dans la continuité de la méthode appliquée dans le cadre du tarif régulé d'accès aux installations de terminaux méthaniers (dit tarif ATTM).

Pour cela, la CRE s'appuie sur le taux de rémunération de l'activité de gestionnaire de réseau de transport 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 et de terminaux méthaniers.

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs des gestionnaires de réseau de transport de gaz est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait 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).

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 CRE observe par ailleurs que d'autres régulateurs européens ont une pratique de différenciation des taux de rémunération entre l'activité de gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel et celle d'opérateur de stockages de gaz naturel¹¹.

Le niveau du taux de rémunération de la BAR retenu dans le cadre de la présente délibération est précisé au paragraphe 2.3.2 de la présente délibération.

2.1.3.2 Modalité de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)

La CRE reconduit, pour la période du tarif ATS2, les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATS1. Pour définir le niveau initial de la BAR des opérateurs de stockage, la CRE a procédé à la réévaluation de la valeur brute comptable des actifs des opérateurs sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 (dite Commission Hourri) chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

¹¹ <https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/583-15all.pdf> et <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Others/Z1110-7FR.pdf>

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

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

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

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

Catégories d'actifs	Durées de vie normatives
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

2.1.3.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

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

Dans le cadre de ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, la CRE s'est interrogée sur une restriction éventuelle de l'assiette d'IEC à rémunérer aux stocks d'actifs correspondants à des investissements de cycle long (supérieur à un an).

La CRE constate que, pour les opérateurs de stockage de gaz, la quasi-totalité des investissements sont des investissements de cycle long. Les enjeux sont donc limités au regard de la complexité du suivi des investissements de maturité inférieure à un an qui ne pourrait pas se traiter en masse et nécessiterait des traitements extracomptables. La CRE ne retient pas cette piste d'évolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours pour le tarif ATS2.

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

2.1.3.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.3.4.1 Traitement des coûts échoués

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

Les coûts échoués sont traités comme suit :

- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE sont couverts par le tarif *via* le CRCP (fixée au 2.1.3.4.1 de la présente délibération) ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs de stockage.

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

2.1.3.4.2 Traitement des actifs cédés

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

Dans sa consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a interrogé les acteurs de marché sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. La majorité des acteurs sont favorables à la prise en compte d'une partie des plus-values dans le tarif, considérant que ce dernier a participé au financement des actifs cédés.

Pour le tarif ATS2, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80% au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau 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 le gestionnaire de réseau à maximiser ce gain. L'opérateur conserve les 20% du gain restants ;
- 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 de stockage.

2.1.3.4.3 Traitement des coûts de démantèlement

Dans son dossier tarifaire, Storengy demande la couverture dans le tarif ATS2 des coûts de démantèlement des sites de Saint-Clair-sur-Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines qu'il estime de manière préliminaire de l'ordre de 220 M€¹². Storengy demande la couverture de 24 M€ par an sur la période ATS2 au titre du démantèlement de ces sites. Storengy envisage par ailleurs la remise en service du site de Trois-Fontaines afin d'en extraire le gaz immobilisé et de le commercialiser, ce qui réduirait le reste à charge de l'opérateur.

A la suite de l'adoption du décret n° 2018-1248, qui retire du périmètre des infrastructures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement les 3 sites en exploitation réduite de Storengy (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines), ces derniers quitteront le périmètre des sites régulés au terme du préavis de 2 ans fixé par l'arrêté du 19 février 2019, soit en fin d'année 2020.

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 *a contrario* aucune obligation si le site ne figure pas dans le périmètre de la PPE.

De plus, les 3 sites de stockage concernés sont entrés en exploitation réduite avant l'entrée en vigueur de la réforme d'accès des tiers aux infrastructures de stockage. Ainsi, les coûts de maintien en exploitation réduite de ces sites ont été couverts par le tarif alors même qu'en pratique, ils n'ont pas contribué à la sécurité d'approvisionnement de la France. La réforme n'a donc entraîné, pour ces sites, aucun coût pour Storengy.

Compte tenu de ces éléments la CRE considère que les coûts de démantèlement des sites en exploitation réduite ne peuvent pas être couverts dans le tarif.

En revanche, la CRE considère que le cas de ces 3 sites est particulier et qu'un traitement différent devrait être retenu si d'autres sites devaient à l'avenir sortir du périmètre régulé. Conformément à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie, la couverture des coûts de démantèlement ne pourrait pas intervenir une fois ces sites sortis du périmètre régulé. Pour autant, ces sites auront contribué à la sécurité d'approvisionnement pendant leur présence dans la régulation. En conséquence, dans le cas où les opérateurs de stockage viendraient à constituer, au cours de la période ATS2, des provisions pour démantèlement dans leurs comptes, le tarif ATS2 en couvrira une partie, au *pro rata* de la durée de présence des actifs concernés dans la régulation. Ces provisions seront couvertes à 100% au CRCP. Teréga avait fait, dans son dossier tarifaire, une proposition similaire, sans toutefois différencier les périodes « régulée » et « non régulée » de durée de vie de l'actif.

La majorité des acteurs s'étant exprimés sur cette proposition, présentée dans la consultation publique de la CRE du 23 juillet 2019, y est favorable.

2.1.4 Principe du CRCP

Le tarif ATS est défini par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau des charges et des produits. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels (voir partie 2.3.3). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes

¹² Storengy envisage de remettre en exploitation le site de Trois-Fontaines pour extraire le gaz contenu dans le stockage et le commercialiser. Les produits de vente viendront le cas échéant en déduction de ce montant.

de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative ainsi que pour la prise en compte d'éventuelles plus-values de cession ou coûts échoués une fois validés par la CRE.

Dans le tarif ATS1, le solde du CRCP était calculé au 31 décembre de chaque année. L'apurement du solde de ce compte est réalisé sur l'année N+1, à l'occasion de l'évolution tarifaire annuelle, par une diminution ou une augmentation du revenu autorisé, dans la limite d'une variation du revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de +/- 5 %. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

Le plafond de +/- 5 % a été fixé dans le cadre du premier exercice tarifaire du stockage, avec un cadre de régulation *ad hoc* dans lequel l'intégralité des écarts entre les charges réalisées et les charges prévisionnelles étaient couvertes au CRCP.

En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire ATS1 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.

Dans ses consultations publiques du 14 février 2019 et du 23 juillet 2019, la CRE a proposé d'harmoniser le mode d'apurement du CRCP de tous les tarifs des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz, en alignant le fonctionnement des CRCP des tarifs des infrastructures amont gaz (ATRT, ATS, ATTM) sur celui des autres tarifs de réseaux (TURPE, ATRD). En particulier, la CRE a proposé d'appliquer un plafond d'apurement annuel de +/- 2 % également au tarif de stockage. Si une majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition, les opérateurs de stockage ont indiqué que ce plafonnement risquait d'être plus rapidement atteint que pour les autres tarifs, s'agissant d'une évolution du revenu autorisé.

La CRE considère, comme les opérateurs de stockage, que le niveau de 2% du revenu autorisé pourrait être rapidement atteint, contrairement au coefficient k retenu dans les autres tarifs qui, s'appliquant à la grille tarifaire, est cumulatif sur la période. En fin de période ATS, le solde restant à reporter sur la période suivante pourrait ainsi être élevé, au détriment de la continuité tarifaire.

En conséquence, pour le tarif ATS2, le CRCP est donc calculé au 31 décembre chaque année, et apuré sur une durée de 1 an, dans la limite d'une évolution du revenu autorisé liée à cet apurement de +/- 5 %, correspondant au coefficient k décrit au 2.2.2 de la présente délibération. En cas d'atteinte du plafond, le solde non apuré est reporté à l'année suivante.

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du CRCP (1,7%).

Enfin, la totalité du solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire sera prise en compte pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. C'est le cas pour le solde du CRCP en fin de période ATS2.

2.1.5 Constitution de stocks de gaz par les opérateurs

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

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

Pour ces opérations, les gains ou pertes dégagés par les achats-ventes de gaz sont intégrés aux charges nettes d'exploitation à la date de revente du gaz. Le gaz stocké est rémunéré au même taux que celui des immobilisations en cours (coût de la dette nominal, avant impôt). Le niveau de ce taux est précisé au paragraphe 3.1.3 de la présente délibération.

Les opérations de 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 sont couvertes au CRCP.

2.1.6 Perception du revenu autorisé

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

- d'une part, au travers de recettes perçues directement par les opérateurs de stockage auprès de leurs clients, majoritairement issues de la commercialisation de capacités de stockages souterrains de gaz naturel dont les modalités sont fixées par la CRE dans la délibération du 27 septembre 2018¹³ ;

¹³ Délibération de la CRE du 27 septembre 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2018

- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes perçues directement par les opérateurs sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage. Les modalités de collecte et de reversement de cette compensation sont fixées dans la délibération du 12 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif de transport de gaz¹⁴.

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans

La durée des périodes tarifaires applicable aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. La seule exception à ce principe était la durée du premier tarif de stockage ATS1, qui avait été fixée à deux ans du fait de l'entrée en régulation des actifs, qui a conduit la CRE à définir un cadre simplifié.

Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE a proposé d'harmoniser la durée du tarif de stockage avec celle des autres infrastructures régulées. Les acteurs de marché se sont déclarés favorables à cette durée d'environ 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité

Le tarif ATS2 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter de 2020. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2020 à 2023. Il évoluera annuellement, selon les modalités décrites au 2.2.2 de la présente délibération.

Par ailleurs, le tarif ATS2 prévoit, comme c'est le cas dans les autres tarifs d'infrastructures régulées, une clause de rendez-vous, activable par l'opérateur de stockage au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2022 et 2023) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATS2 se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif

Le tarif ATS2 évoluera annuellement, à compter de 2021, selon les principes suivants :

Le revenu autorisé annuel évoluera chaque année par rapport à la trajectoire initiale fixée par la présente délibération de la manière suivante :

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

Où :

- RA_N est le revenu autorisé pour l'année N fixé lors de l'évolution annuelle, corrigé de l'écart d'inflation entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente délibération et l'inflation réelle ;
- RA_{IN} est le revenu autorisé initial fixé par la CRE pour l'année N dans la présente délibération ATS2 ;
- k est l'évolution du revenu autorisé, exprimée en pourcentage, résultant notamment de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits ; k est compris entre +5% et -5% ;

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATS2, des évolutions liées notamment aux dispositifs de régulation incitative à la commercialisation et à la qualité de service.

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

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

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2019 de chaque opérateur est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATS2, et apuré sur les 4 ans du tarif. Il est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2020.

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

Les écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2019 seront pris en compte lors de la mise à jour annuelle de 2021. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération ATS1 du 22 mars 2018¹⁵.

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, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis à l'annexe 2. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATS2 sont fixés dans l'annexe 2 de la présente délibération.

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

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

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

- le revenu autorisé prévisionnel mis à jour de l'inflation ;
- le solde du CRCP.

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Les délais de mise en œuvre du tarif ATS1 et l'absence de retour d'expérience n'ont pas permis pas à la CRE de proposer une trajectoire de charges nettes d'exploitation suffisamment pertinente pour y appliquer une régulation incitative efficace : fixée à un niveau trop élevé, la trajectoire aurait généré des revenus indus pour les opérateurs. Au contraire, fixée à un niveau trop bas, elle n'aurait pas permis de couvrir les coûts des opérateurs.

La CRE a proposé, dans ses consultations du 14 février et du 27 juillet 2019, d'appliquer pour l'ensemble des tarifs d'infrastructures, y compris le stockage, les principes de régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur pour les autres tarifs d'infrastructures : les CNE à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100%.

La majorité des contributeurs se sont déclarés favorable à ce principe, considérant qu'il était nécessaire que les opérateurs de stockage soient incités à la maîtrise de leurs charges.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.3 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire des charges d'exploitation fixée pour la période ATS2 restera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.3.2 Régulation incitative des investissements

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

Les tarifs d'infrastructures de réseaux de gaz et d'électricité prévoient un mécanisme incitatif pour les projets d'investissements d'un budget significatif (par exemple, 20 M€ dans l'ATR6). Dans sa consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation, la CRE avait indiqué souhaiter maintenir ce dispositif. Celui-ci prévoyait que tous les projets d'investissements d'un budget supérieur à un seuil fassent l'objet d'un audit permettant de fixer un budget cible, avec une prime ou une pénalité attribuée à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/-10 % autour du budget cible.

La CRE, dans sa consultation publique du 23 juillet 2019, a proposé d'étendre ce mécanisme aux investissements réalisés par les opérateurs de stockage tout en limitant, comme pour les investissements réalisés par les opérateurs de stockage, l'étendue de la bande de neutralité à +/- 5% du budget cible. La quasi-totalité des contributeurs est favorable au mécanisme proposé par la CRE.

En conséquence, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement des dépenses serait prise à compter de la délibération de la CRE approuvant le programme d'investissements pour et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 20 M€ :

- la CRE auditera le budget présenté par l'opérateur de stockage et fixera un budget cible ;

¹⁵ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane à compter de 2018

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

A ce stade, l'enveloppe des projets concernés pour Storengy pendant le tarif ATS2 est estimée à environ 227 M€. L'enveloppe des projets de Teréga est estimée à 50 M€ pour la période ATS2. Enfin, l'enveloppe des projets de Géométhane est estimée à 65 M€ pour cette même période.

Pour Storengy, les nouveaux projets concernés par ce mécanisme sont notamment :

- le projet de rénovation de Chémery pour un budget estimé à 200 M€ par Storengy dont 91 M€ sur la période ATS2 ;
- le projet de rénovation de Gournay pour un budget estimé à 58 M€ par Storengy dont 49 M€ sur la période ATS2 ;
- le projet de compression salins pour un budget estimé à 80 M€ par Storengy dont 79 M€ sur la période ATS2 ;
- le projet de rénovation du traitement déshydratation DH5 à Etrez pour un budget estimé à 28 M€ par Storengy dont 8 M€ sur la période ATS2.

Pour Teréga, les nouveaux projets concernés par ce mécanisme sont :

- le projet de renouvellement des cinq derniers compresseurs du site de Lussagnet pour un budget estimé à 100 M€ dont 19 M€ sur la période ATS2 ;
- le projet SecurLug qui vise à « sécuriser les débits d'injection et de soutirage de Lussagnet et Izaute » pour un budget estimé à 83 M€ par Teréga dont 31 M€ sur la période ATS2.

Pour Géométhane, le programme de nouvelles installations de surfaces pour un budget estimé à 69 M€ par Géométhane dont 65 M€ sur la période ATS2.

Ces listes ne sont pas exhaustives, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATS2.

2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget inférieur à 20 M€

Le dispositif incitatif de maîtrise des coûts des projets d'un montant supérieur ou égal à 20 M€ mentionné au 2.3.2.1 de la présente délibération concerne un nombre limité de projets.

La présente délibération 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 comparable à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€.

Ce mécanisme a été proposé dans les consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019. La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique du 23 juillet 2019 qui se sont exprimés sur ce sujet est favorable au mécanisme proposé par la CRE.

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

La CRE a introduit dans le tarif ATRT6 un mécanisme incitant les opérateurs de transport à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI).

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble des charges. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissements, qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs pendant la période tarifaire pour les charges d'exploitation comme pour les investissements. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en

compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

La CRE, dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, a proposé de d'étendre ce mécanisme au tarif ATS2. La majorité des contributeurs s'est prononcée en faveur de la proposition de la CRE.

En conséquence, la CRE met en place pour le tarif ATS2 le mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements hors infrastructures décrite ci-dessus. Pendant le tarif ATS2, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la présente délibération.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements soumis à cette régulation incitative est de 11 M€ par an en moyenne pour Storengy, de 5,8 M€ pour Teréga (véhicules et immobilier) et de 1 M€ par an en moyenne pour Géométhane.

En outre, Teréga a proposé d'expérimenter, à l'échelle de ses charges relatives au SI, un mécanisme de type « TOTEX » (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées. Teréga considère que cette expérimentation permettrait d'évaluer la faisabilité d'une solution où seules les solutions cœur de métier seraient détenues en propre par l'opérateur (ce qui se traduit par une substitution des CAPEX vers davantage d'OPEX). La CRE considère que cette expérimentation peut répondre à des besoins identifiés de flexibilité dans le cadre de la transformation digitale des systèmes d'information. La CRE considère pertinent d'expérimenter avec Teréga ce mécanisme au périmètre des systèmes d'information (charges d'exploitation et investissements) pour la période tarifaire ATS2. Elle fixe en outre le taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur sur la trajectoire globale sont portées au CRCP à hauteur de 50 %. La trajectoire incitée est fixée au 3.1.3.3.2 de la délibération.

Pour Teréga, le montant total des investissements concernés s'élève à 9,6 M€ par an en moyenne, soit environ 17 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour le tarif ATS2

En fin de période tarifaire, la CRE mènera également une analyse comparative du mécanisme classique des dépenses « hors infrastructures » et du pilote proposé par Teréga pour en évaluer la pertinence au regard des coûts et de la qualité de service apportée.

2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes

Pour le tarif ATS1, premier exercice du stockage régulé, la CRE a retenu un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes sont régularisés *a posteriori*. Le tarif était donc « 100 % CRCP », et aucun poste de charges ou de produits n'était incité.

Pour le tarif ATS2, la CRE applique un périmètre de CRCP conforme au cadre général de l'ensemble des tarifs des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz, dont les principes ont été précisés dans la consultation publique du 14 février 2019. Ainsi, l'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendé 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 ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Sur ce fondement, la CRE a consulté sur le périmètre du CRCP à retenir pour le tarif ATS2 dans la consultation publique du 23 juillet 2019. Les participants à la consultation sont globalement favorables au périmètre qui a été proposé, avec des propositions alternatives sur certains postes à inclure ou à retirer du CRCP. En particulier, la CRE ne retient pas l'inclusion au CRCP des postes suivants :

- certains fournisseurs et opérateurs d'infrastructures demandent la couverture au CRCP des impôts et taxes, qui ne seraient pas suffisamment maîtrisables ni prévisibles par les opérateurs. Comme indiqué dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE considère il s'agit d'un poste de charges relativement prévisible ;
- les charges et produits relatifs aux achats/ventes de gaz de performance, dont la couverture est demandée par les opérateurs de stockage. Ces opérations sont menées afin d'assurer la performance des stockages. Lors du dernier hiver, des achats/ventes ont été réalisés pour pallier le mieux possible des défaillances techniques

et pouvoir ainsi répondre aux demandes de soutirages des clients. Ces opérations spécifiques permettent essentiellement de limiter les réductions de capacités et donc les pénalités versées aux clients. Ce poste est à la main de l'opérateur en vue d'optimiser la gestion de ses stockages. La CRE considère donc que l'opérateur de stockage doit être incité sur ce poste, comme au titre des autres charges d'exploitation.

Les postes inclus au périmètre du CRCP dans le tarif ATS2 sont les suivants:

- les recettes issues du terme tarifaire de compensation reversées par les GRT, prises en compte à 100% au CRCP. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement ;
- 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 » et pour lesquelles seul l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réellement constatée est pris en compte (cf. paragraphe 2.3.2.3) ;
- les charges d'énergie (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO₂, ainsi que 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 ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges d'exploitation, et l'inflation réellement constatée, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les gestionnaires de réseau de transport, pris en compte à 100% au CRCP. Ce traitement tarifaire est globalement neutre pour les utilisateurs des infrastructures régulées ;
- les pénalités versées aux clients en cas de manquement aux obligations contractuelles, c'est-à-dire lorsque l'opérateur n'est pas en mesure de délivrer les performances d'injection/soutirage commercialisées, couvertes à 100% au CRCP au-delà d'un plafond annuel de 10 M€ pour Storengy et de 3 M€ pour Teréga. Ainsi, les opérateurs sont incités sur ce poste jusqu'à ce plafond de coût, au-delà duquel l'impact financier est neutralisé, afin de ne pas leur faire supporter un risque trop significatif en cas de situation exceptionnelle (voir 2.6 de la présente délibération) ;
- les provisions pour démantèlement des sites de stockage qui seraient constituées par l'opérateur de stockage en cours de période tarifaire, au prorata de la durée de vie dans la régulation des actifs, couvertes à 100% au CRCP ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80% au CRCP ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100% au CRCP ;
- les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga couverts à 50% au CRCP, calculés en fin de période ATS2 ;
- 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, couvertes à 100 % au CRCP ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (cf. partie 2.7) : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par chaque opérateur de stockage est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si l'opérateur de stockage a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs à 100% via le CRCP. Si l'opérateur de stockage a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de ce dernier¹⁶.

En outre, les bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative (voir 2.3, 2.4 et 2.5 de la délibération) sont versés aux opérateurs via le CRCP.

2.4 Régulation incitative à la qualité de service

Dans le tarif ATS1, aucun dispositif de régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de stockage n'était prévu.

¹⁶ Dans le cas d'une demande de mise à jour à mi-période des charges d'exploitation de R&D, le montant additionnel approuvé par la CRE sera ajouté à la trajectoire prévisionnelle

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 contributeurs à la consultation publique du 23 juillet 2019 ont répondu favorablement à la proposition de la CRE d'étendre le dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux opérateurs de stockage, suivant des modalités similaires à celles appliquées aux gestionnaires de réseaux.

La CRE introduit par conséquent pour le tarif ATS2 un dispositif de régulation incitative de la qualité de service aux opérateurs de stockage.

Les résultats des indicateurs seront publiés sur les sites internet des opérateurs chaque mois et ces derniers élaboreront un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles qu'ils publieront également sur leur site internet.

Ces indicateurs ne sont pas incités financièrement à l'entrée en vigueur du tarif ATS2, mais pourront le devenir lors d'une mise à jour tarifaire annuelle.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les objectifs fixés et les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 1.

2.4.1 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 participants à la consultation publique se sont prononcés en faveur de la proposition de la CRE. Les indicateurs suivants sont 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.

2.4.2 Indicateurs relatifs à l'environnement

Lors des consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, les acteurs de marché ont partagé la proposition de la CRE d'améliorer les indicateurs environnementaux dans les tarifs des infrastructures régulées.

La CRE introduit par conséquent dans le tarif ATS2 les indicateurs suivants :

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

2.5 Régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage

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

Afin d'inciter les opérateurs de stockage sur ces deux objectifs, la CRE a défini, pour le tarif ATS1, un mécanisme attribuant aux opérateurs un bonus équivalent à une proportion du revenu issu des enchères des capacités de stockage, d'autant plus élevée que le taux de souscription des capacités commercialisées est important. Ce bonus était perçu à partir de 75% des capacités commercialisées vendues, et au maximum égal à 5% des revenus issus des enchères, si l'ensemble des capacités commercialisées étaient vendues.

Les opérateurs ont ainsi perçu 10,5 M€ de bonus au titre de la commercialisation des capacités de l'année 2019, qui ont été intégralement vendues (210 M€ de recettes, en comptant la commercialisation supplémentaire par Storengy d'1 TWh de capacités finalement disponibles en septembre).

Dans la consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a proposé de faire évoluer ce dispositif, notamment pour en réduire le niveau qui avait été initialement fixé dans un contexte d'incertitude sur la souscription et le remplissage effectifs des stockages au moment de la réforme de l'accès aux stockages. La CRE souhaite que cette incitation reflète mieux la performance commerciale des opérateurs de stockage.

Elle a donc proposé la mise en œuvre dans l'ATS2 d'un bonus/malus fixé à 1% 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 à la formule *spread* hiver-été – coûts de stockage). Cette « sur-valeur » est notamment liée à la possibilité de moduler les injections et soutirages d'un jour sur l'autre, et dépend donc de la performance des stockages. Elle est également le résultat du niveau de concurrence lors des enchères, qui est favorisée par les actions commerciales des opérateurs

Le bonus est en outre conditionné à l'atteinte du seuil du dernier « filet de sécurité publié »¹⁷ (niveau en débit de soutirage et en volume garantissant la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver).

Les acteurs sont globalement favorables à la proposition de la CRE. Un expéditeur estime cependant que l'objectif prioritaire de maximisation des souscriptions de capacité devrait être conservé. Certains industriels s'opposent à ce qu'un bonus soit versé si le montant de la compensation stockage reste trop élevé par rapport au revenu autorisé. D'autres acteurs sont défavorables à tout bonus et considèrent que seul un malus si les opérateurs ne communiquent pas correctement les informations sur la commercialisation au marché devrait être mis en œuvre.

Enfin, Storengy estime que l'incitation uniquement sur le premium pourrait désinciter les opérateurs de stockage à commercialiser des capacités supplémentaires finalement disponibles à l'issue de la phase de commercialisation initiale. En effet, ces ventes peuvent apporter des recettes supplémentaires, sans que le « premium » soit nécessairement positif.

Si le retour d'expérience des premières campagnes de commercialisation des capacités de stockage met en évidence le bon fonctionnement des enchères, la CRE considère qu'une incitation sur les recettes d'enchères, réduite par rapport à la période ATS1, doit être maintenue afin d'inciter les opérateurs à commercialiser les capacités disponibles. En outre, et comme indiqué dans la consultation publique du 23 juillet, la CRE souhaite introduire une incitation renforcée sur les « premiums » d'enchères afin de mieux prendre en compte la performance des stockages.

En conséquence, la CRE fait évoluer sa proposition par rapport à celle envisagée dans la consultation publique. Ainsi, dans le cadre du tarif ATS2, les opérateurs percevront un bonus sur l'ensemble des capacités commercialisées aux enchères, y compris les capacités lors de ventes additionnelles ultérieures de produits « de court terme ». Ce bonus est calculé pour chaque opérateur de stockage comme suit :

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

Avec :

- Recettes d'enchères : les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de l'année N dans le cadre de leurs campagnes d'enchères ;
- Premium d'enchères : positif ou négatif, il est calculé en multipliant la capacité vendue lors d'une enchère par un terme de prix, correspondant à l'écart entre le prix d'adjudication d'enchère et le *spread* hiver-été auquel est retranché le coût de stockage (terme « *spread* – coûts ») :
 - pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu avant novembre N-1, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « *spread* – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter bid (N)_j et le prix Summer ask (N)_j¹⁸ sur le TTF, publié par ICIS, réduit de 0,75 €/MWh ;
 - pour l'enchère des capacités de stockage en gaz B, en cohérence avec les références de calcul du prix de réserve fixé dans la délibération de la CRE du 27 septembre 2018 : le terme « *spread* – coûts » correspond à la différence entre le prix Winter settlement (N)_j et le prix Summer settlement (N)_j¹⁷ sur le PEG après déduction du *spread bid-ask*, publié par Powernext, réduit de 0,70 €/MWh ;
 - pour les enchères des capacités de l'année N ayant lieu en novembre N-1, janvier et février N, le terme « *spread* – coûts » correspond à l'écart des prix *settlement* de l'hiver N et de l'été N sur le PEG, tel que publié par Powernext, sur le dernier jour de cotation précédant le jour de clôture de l'enchère (J-1 pour J), réduit de 0,75 €/MWh.

Le versement de ce bonus est conditionné à l'atteinte du seuil du dernier filet de sécurité publié à l'issue de la phase de commercialisation initiale aux enchères (c'est-à-dire à l'issue du guichet de février N pour les capacités de stockage injectées à partir d'avril N). Il est intégré au solde du CRCP de l'année N.

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

¹⁷ Arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1er novembre 2018 et le 31 mars 2019

¹⁸ Moyenne sur les 10 derniers jours de cotation

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

Dans la consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a proposé de fixer dans le tarif le montant des pénalités à verser par un opérateur de stockage à un client lorsque la capacité que ce dernier a achetée n'est finalement pas disponible. La pénalité serait valorisée au prix d'achat de la capacité, et proportionnelle à la capacité non disponible.

La quasi-totalité des répondants à la consultation publique est favorable à l'inclusion des pénalités dans le tarif ATS2. Certains acteurs estiment cependant que les pénalités devraient être plus élevées qu'un simple ratio au *pro rata* de la disponibilité, et doivent *a minima* être celles appliquées dans le contrat de Storengy en 2019-2020.

La CRE considère qu'il faut effectivement tenir compte que des restrictions à l'injection et au soutirage peuvent affecter les clients du stockage toute l'année, avec néanmoins des impacts différents selon la période selon que le site est en période d'injection ou en période de soutirage. En effet, une restriction des droits de soutirage en hiver peut contraindre les utilisateurs des stockages à trouver d'autres moyens potentiellement coûteux d'amener le gaz à leurs clients. De plus, le soutirage présente globalement une valeur supplémentaire par rapport à l'injection.

Les opérateurs ayant déjà publié leurs conditions commerciales pour la campagne en cours, la CRE considère pertinent de retenir, pour l'année de commercialisation en cours, des principes en continuité avec ceux publiés par les opérateurs.

Ainsi, dans le tarif ATS2, en cas de restriction des capacités d'injection ou de soutirage souscrites par un client donnant lieu au versement d'une pénalité par l'opérateur, cette pénalité sera calculée sur la base du montant dû par le client sur la durée de la restriction et du taux de restriction :

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

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

2.7 Régulation incitative applicable à la recherche, au développement et à l'innovation (R&D&I)

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires d'infrastructures de stockage 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 de stockage se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, la CRE a proposé d'étendre le dispositif applicable aux gestionnaires de réseaux de transport aux opérateurs de stockage. Ce cadre vise à inciter les opérateurs à engagés effectivement les dépenses de R&D à hauteur de la trajectoire prévue par le tarif. En outre, il permet d'assurer la transparence nécessaire sur les projets et dépenses associées. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques se sont exprimés en faveur des propositions de la CRE. Plusieurs acteurs ont indiqué que les activités faisaient l'objet d'un financement par les tarifs d'infrastructures régulées devaient être limités aux seules missions des opérateurs de stockage.

Pour la période tarifaire ATS2, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs est introduit, avec la possibilité de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATS2, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (*via* le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE et les opérateurs :
 - o 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 ;

- la publication bisannuelle par les opérateurs d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif ;
- le guichet *smart grids* est étendu aux opérateurs de stockage de gaz naturel : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts-bénéfices favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, Storengy, Teréga et Géométhane pourront ainsi demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être introduits ;
- les opérateurs consulteront les acteurs de marché avant l'été 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR DE STORENGY, TEREGA ET GEOMETHANE

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

3.1.1 Storengy

Storengy considère que son dossier tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- la commercialisation des offres de stockage à des prix corrélés à ceux du marché (spreads saisonniers) a eu pour résultat la vente de l'ensemble des capacités et le remplissage complet des stockages. Le retour à des niveaux élevés d'utilisation des stockages par les clients a fortement sollicité l'outil industriel et mis en évidence la nécessité de renforcer la fiabilité du parc et d'adapter l'offre commerciale ;
- une séparation entre les activités régulées en France (au sein de la société Storengy France) et les activités concurrentielles (portées par la maison mère Storengy SAS) est intervenue le 1^{er} octobre 2018. Cette scission conduit à une baisse des charges de personnel, principalement dues au transfert de salariés et à des hausses de charges externes liées principalement à la mise en place d'un contrat de prestation avec Storengy SAS ;
- le taux de rémunération tel que fixé par la CRE pour la période ATS1 visait à couvrir uniquement les risques propres à l'activité stockage, notamment économiques, techniques et géologiques, il ne considérait pas l'évolution possible du périmètre de la régulation. Storengy considère que l'appréciation des risques propres au stockage est insuffisante et demande d'augmenter la prime de risque par rapport à l'activité transport à 100 points de base contre 50 points de base dans le tarif ATS1 ;
- une évolution du périmètre de la régulation avec la sortie des 3 sites en exploitation réduite a été décidée par le décret n° 2018-1248. Un délai de préavis de deux ans avant l'exclusion de ces sites du périmètre régulé a été fixé par l'arrêté du 19 février 2019. La trajectoire de revenu autorisé demandée par Storengy inclut la couverture des coûts de démantèlement des sites de Saint-Clair-sur-Epte, Soings-en-Sologne et Trois-Fontaines qu'il estime à 24 millions d'euros par an sur la période ATS2. Dans le cas où la CRE ne retiendrait pas de mécanisme de couverture des coûts associés à une évolution du périmètre de la régulation, Storengy demande une prime additionnelle de CMPC entre 220 et 390 points de base au titre du risque d'évolution possible du périmètre de la régulation, coûts échoués et coûts de démantèlement compris.

La prise en compte des enjeux ci-dessus conduit Storengy à demander, en 2020, un revenu autorisé de 612,8 M€, supérieur de 17% au revenu autorisé pour 2018.

3.1.2 Teréga

Teréga identifie les enjeux suivants dans son dossier tarifaire:

- le projet de restructuration de l'entreprise « Impacts 2025 » qui implique une nouvelle politique des ressources humaines, une restructuration des directions, une internalisation des compétences-clés ainsi qu'un renforcement de la présence de Teréga dans les territoires ;
- une évolution des modalités d'utilisation des stockages, avec un accroissement du recours aux stockages pour réaliser des arbitrages sur les marchés ;
- une hausse du risque de l'activité des opérateurs de stockage de gaz avec une exposition à un retrait d'actifs du périmètre régulé sans que les conditions de retrait soient définies. Ce manque de visibilité, sur des infrastructures en cours d'amortissement, constitue un risque que ne portent pas les autres infrastructures régulées ;

- Teréga demande la prise en compte des spécificités de l'activité stockage à travers une hausse du premium de CMPC à 200 points de base (au lieu de 50) par rapport au transport de gaz naturel. Teréga demande également l'introduction d'un mécanisme visant à couvrir le coût des démantèlements futurs avec une prise en compte des charges de provisions pour démantèlement.

La prise en compte des enjeux ci-dessus conduit Teréga à demander, en 2020, un revenu autorisé de 188,0 M€, supérieur de 23 % au revenu autorisé pour 2018.

3.1.3 Géométhane

Géométhane identifie les enjeux suivants dans sa demande tarifaire :

- le taux de rémunération tel que fixé par la CRE pour la période ATS1 visait à couvrir uniquement les risques propres à l'activité stockage, notamment économiques, techniques et géologiques, il ne considérait pas la réduction possible du périmètre de la régulation. Géométhane considère que l'appréciation des risques propres au stockage est insuffisante et demande d'augmenter la prime de risque par rapport à l'activité transport à 100 points de base contre 50 points de base dans le tarif ATS1. En outre, Géométhane demande la couverture du risque d'évolution du périmètre de régulation futur par une prime additionnelle de 220 à 390 points de base ;
- Géométhane prévoit le remplacement des équipements de compression avec la mise en service d'un électrocompresseur en 2022.

La prise en compte des enjeux ci-dessus conduit Géométhane à demander un revenu autorisé de 45,3 M€ en 2020, supérieur de 19% au revenu autorisé de 2018

3.2 Charges d'exploitation

3.2.1 Demande des opérateurs

3.2.1.1 Storengy

Storengy a transmis ses prévisions de charges d'exploitation pour la prochaine période tarifaire en identifiant séparément les coûts associés au démantèlement des sites sortis du périmètre de la régulation et les autres charges nettes d'exploitation.

- **Coûts de démantèlement :**

Storengy considère légitime que les coûts associés aux opérations de démantèlement des sites sortis du périmètre de la PPE soient couverts par la régulation, car ces sites de stockage ont été considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la précédente PPE publiée le 27 octobre 2016.

Storengy demande une couverture de ces coûts à hauteur d'un montant forfaitaire plafonné à 24 M€ par an sur la période de 4 ans (2020-2023). Cette demande tient compte de la valorisation d'une partie des actifs qui seront démantelés.

- **Charges nettes d'exploitation :**

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors coûts de démantèlement présentées par Storengy pour la période ATS2, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	175,3	196,4	196,9	200,5	207,0

Sur la période 2020-2023, Storengy propose une trajectoire de CNE en forte hausse, avec notamment une hausse importante entre la demande 2020 et le réalisé 2018 (+12,0 %). Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +18,7%. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent de +1,8 % par an en moyenne (+1,2%/an en moyenne hors énergie). Cette trajectoire tient compte de la sortie du périmètre de régulation fin 2020 des 3 sites en exploitation réduite, ce qui entraîne la suppression de la couverture dans le revenu autorisé des CNE de maintien en exploitation de ces sites¹⁹.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2018 et 2020 dans la demande de Storengy sont les suivants :

¹⁹ En outre, la trajectoire ci-dessous n'inclut pas les coûts de démantèlement de ces sites, qui font l'objet d'une demande séparée de Storengy (cf paragraphe précédent)

- « maintenance », « exploitation » et « expertise » : la hausse est associée à une plus forte sollicitation des stockages et à la mise en place du contrat de prestation avec Storengy SAS ;
- « charges de personnel », la baisse est liée au transfert de 174 salariés vers Storengy SAS ;
- « produits d'exploitation », le recul est expliqué principalement par la baisse des prestations réalisées pour le compte de tiers et des produits inter-opérateurs ;
- « charges d'énergie », la baisse est associée à une dépréciation exceptionnelle et un rattrapage de taxe en 2018 partiellement compensées par une hausse de la consommation d'énergie.

3.2.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Teréga pour la période ATS2, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	37,2	49,7	52,4	52,9	54,6

Sur la période 2020-2023, Teréga propose une trajectoire de CNE en très forte hausse, avec une hausse importante entre la demande 2020 et le réalisé 2018 (+33,6 %). Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +30,0%. Par la suite, sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent de +3,2 % par an en moyenne (+3,9%/an en moyenne hors énergie).

Les principaux postes présentant une évolution entre 2018 et 2020 dans la demande de Teréga sont les suivants :

- « personnel et les moyens communs » : la hausse est expliquée par une augmentation des frais de fonctionnement à la suite de la restructuration de Teréga ;
- « produits d'exploitation », la baisse de revenus est principalement associée à une baisse de la refacturation à l'activité transport des frais liés aux stockages ;
- « charges d'énergie », la hausse est expliquée par l'arrivée à échéance d'un contrat d'approvisionnement favorable ainsi qu'une modification de la répartition des charges du site de Lussagnet entre les activités transport et stockage ;
- « sécurité et environnement », cette hausse est liée à l'achat, à compter de 2020, de compensation de carbone volontaire dans le cadre du programme Be Positif.

3.2.1.3 Géométhane

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par Géométhane pour la période ATS2, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	16,5	17,1	17,7	19,4	20,1

Entre le réalisé 2018 et la demande 2020, les CNE augmentent de 0,6 M€ (+3,8%). Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +4,9%.

Les principaux postes présentant une évolution entre 2018 et 2020 dans la demande de Géométhane sont les suivants :

- « impôts et taxes » : la hausse de 0,6 M€ est expliquée par une augmentation des revenus et de l'assiette foncière du site ;
- « prestations membres » : la hausse de 0,5 M€ provient d'une augmentation du coût des contrats pour assurer le fonctionnement du site.

Sur la période 2020-2023, Géométhane propose une trajectoire de CNE en forte hausse, avec notamment une hausse importante entre 2021 et 2022 (+9,8 %) associée à la mise en service d'un nouveau compresseur conduisant à une hausse des taxes et des charges d'énergies. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent de +5,5 % par an en moyenne (+5,4% par an en moyenne hors énergie).

3.2.2 Analyse de la CRE

3.2.2.1 Enjeux identifiés par la CRE et approche retenue

- **Evolution du périmètre de la régulation**

Le cadre législatif et réglementaire associé à la régulation des stockages de gaz naturel impose aux opérateurs de stockage de maintenir en exploitation les sites de stockage identifiés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la PPE. En contrepartie de cette obligation, les opérateurs sont garantis de voir leurs coûts couverts, au travers des recettes de commercialisation et d'une compensation perçue *via* le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Le code de l'énergie précise que les coûts couverts, sous réserve d'être les coûts d'un opérateur efficace, par le tarif sont limités à ceux des sites listés dans la PPE.

Le décret du 26 décembre 2018 a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE :

- les trois sites sous cocon de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne) ;
- le projet « Lussagnet phase 1 » de Teréga ;
- le projet « Manosque phase 2 » de Géométhane.

Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration d'un délai de préavis fixé à 2 ans par l'arrêté du 19 février 2019, soit jusqu'à la fin décembre 2020.

- **La transition énergétique affecte la gestion des infrastructures gazières et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs**

La transition énergétique, avec l'évolution prévisible des consommations en gaz oblige les opérateurs d'infrastructures gazières à penser différemment.

Afin de maîtriser l'évolution des tarifs futurs, dans un contexte de diminution des consommations, les opérateurs devront être incités à la maîtrise des investissements futurs et à la limitation des risques de coûts échoués, particulièrement en gaz.

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

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. Les opérateurs de stockage ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

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 2018 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz and Co 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 2019. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la première version des demandes des opérateurs, a été publié pour chacun des opérateurs en même temps que le document de consultation publique.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une vision claire et complète des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATS1 ainsi que des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2020-2023). 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 (2018) et prévisionnelles (2020-2023) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATS2.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie et les coûts de démantèlement.

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

3.2.2.2 Storengy

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Storengy sur la période ATS2 :

CNE hors énergie (M€ courants)	2020	2021	2022	2023
Demande de Storengy	166,5	166,2	167,8	172,4
Réalisé 2018 <i>pro forma</i> inflaté *	143,5	145,8	148,3	151,0
Trajectoire auditeur (avant efficience)	151,8	153,5	155,7	158,4
Trajectoire auditeur (après efficience)	151,8	152,3	152,7	153,0
Impact sur la demande de Storengy (après efficience)	-14,7	-13,9	-15,1	-19,4

* A des fins de comparaison, le réalisé 2018 a été retraité par l'auditeur afin d'obtenir un *pro forma* 2018 représentant les charges de l'année 2018 si la scission était intervenue au 1^{er} janvier 2018.

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur le contrat-cadre conclu entre Storengy France et Storengy SAS, les charges de personnel et les charges de consommables et de maintenance. La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 27 juillet 2019 a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de Storengy sont présentés ci-après.

- **Analyse du contrat-cadre conclu entre Storengy France et Storengy SAS**

A la suite de la scission de Storengy en deux entités au 1^{er} octobre 2018, un contrat cadre regroupant l'ensemble des prestations de Storengy SAS pour Storengy France (filiale de Storengy SAS qui regroupe les activités régulées en France) a été conclu.

Pour Storengy France, la scission a généré :

- des baisses de ses charges d'exploitation internes, principalement dues au transfert des salariés associés ;
- des hausses de charges externes liées principalement à la mise en place du contrat-cadre.

L'auditeur a analysé l'impact de la mise en place du contrat cadre entre Storengy France et Storengy SAS sur le niveau des CNE de Storengy France. Pour évaluer cet impact, il a calculé le montant des CNE pour une année 2018 avec et sans scission, à partir des données fournies par Storengy.

- Le montant des charges 2018 « sans scission », c'est-à-dire si l'évolution de l'organisation de Storengy n'avait pas lieu, a été reconstitué par l'auditeur :
 - en déduisant des charges réalisées 2018 un montant de 11,7 M€ facturé par Storengy SAS à Storengy France au titre des prestations fournies, entre le 1^{er} octobre et le 31 décembre 2018, ainsi qu'une facturation exceptionnelle de 1,2 M€ au titre de transferts de licences informatiques ;
 - en ajoutant les charges d'exploitation qui auraient été supportées directement par Storengy France si les activités et personnels n'avaient pas été transférés à Storengy SAS, sur la base des coûts réellement observés en 2018 avant le changement d'organisation.

Le montant des charges 2018 « sans scission » est de 168,4 M€.

- Le montant des charges 2018 « avec scission sur l'ensemble de l'année », c'est-à-dire si l'évolution de l'organisation de Storengy était intervenue au 1^{er} janvier 2018, a été reconstitué par l'auditeur :
 - en déduisant des charges réalisées 2018 le montant de 11,7 M€ au titre du contrat-cadre Storengy SAS - Storengy France pour le 4^{ème} trimestre 2018, et le montant de 1,2 M€ facturés au titre des transferts de licences ;
 - en déduisant les charges d'exploitations qui n'auraient pas été supportées par Storengy France pour les trois premiers trimestres (12,0 M€ de charges associées aux effectifs transférés à Storengy SAS et 6,2 M€ associés aux autres charges d'exploitation transférées) ;
 - en ajoutant le montant annuel qui aurait été facturé par Storengy SAS à Storengy France au titre des prestations fournies sur toute l'année 2018, sur la base du montant annuel prévu pour 2019, par le contrat-cadre conclu entre Storengy SAS et Storengy France, retraité de l'indexation.

Le montant des charges 2018 « avec scission sur l'ensemble de l'année » est de 174,0 M€.

Il résulte de cette comparaison que la baisse des charges d'exploitation engendrée par le changement d'organisation est inférieure à la hausse des charges externes. Ainsi, en 2018, si l'organisation avait été mise en place au 1^{er}

janvier 2018, Storengy France aurait supporté 5,7 M€ de charges supplémentaires dans le cadre de la nouvelle organisation.

L'auditeur recommande en conséquence d'ajuster le niveau des CNE de Storengy sur l'ensemble de la période ATS2 de ce surcoût, corrigé de l'indexation du contrat

Analyse de la CRE

Storengy a décidé d'une séparation juridique entre ses activités régulées et non régulées. La CRE partage l'analyse de l'auditeur, et considère qu'une évolution organisationnelle efficace ne devrait pas entraîner une hausse des CNE couvertes par le tarif.

La CRE retient en conséquence la proposition de l'auditeur, d'un ajustement de la demande de 6,3 M€/an (correspondant à l'ajustement de 5,7 M€ en 2018, corrigé de l'indexation du contrat-cadre) en moyenne sur la période 2020-2023, soit un ajustement de 3,1% par rapport à la demande de Storengy.

- **« Autres charges d'exploitation »**

Cette rubrique englobe plusieurs natures de charges : les consommables (utilisés notamment pour la déshydratation et la désulfuration du gaz soutiré), les charges de maintenance, les impôts et taxes, les charges du système d'information, etc.

La trajectoire demandée par Storengy présente des hausses significatives sur l'ensemble des postes par rapport au réalisé 2018. L'auditeur a considéré que certaines de ces hausses n'étaient pas justifiées. Notamment, l'auditeur a écarté les évolutions de charges associées aux projections d'abandons de puits et d'installations de Storengy, ce dernier n'ayant pas présenté d'éléments justifiant des charges différentes de celles supportées 2018.

En outre, l'auditeur considère que les bénéfices attendus des évolutions envisagées par Storengy pour ses systèmes d'informations ne sont pas assez étayés pour justifier une hausse des coûts par rapport à 2018.

De plus, Storengy a présenté des hausses de coûts associés à une nouvelle organisation de sa gestion de stocks. L'auditeur a considéré qu'une évolution des processus internes ne devait pas engendrer de surcoûts, et n'a donc pas retenu ces derniers.

Analyse de la CRE

La CRE retient partiellement l'ajustement proposé par l'auditeur.

La CRE retient la demande de Storengy concernant les sous-postes pour lesquels l'opérateur a fourni des éléments complémentaires permettant de justifier les trajectoires. En particulier, Storengy a fourni le détail de son programme d'abandon de puits, justifiant les évolutions de charges associées. De plus, Storengy a démontré l'intérêt économique de la refonte de ses processus de gestion de stocks.

Par ailleurs, la trajectoire relative aux consommables proposée par l'auditeur a été revue par rapport à la consultation publique : la demande de Storengy reposait en effet sur une hypothèse d'amplitude²⁰ totale au cours d'une année gazière des volumes stockés, ce qui est supérieur à l'amplitude constatée au cours des dernières années. La CRE a retenu des hypothèses d'utilisation des stockages en ligne avec cet historique.

Au final, s'agissant des « autres charges d'exploitation », les trajectoires retenues par la CRE conduisent à un ajustement de la demande de -4,3 M€/an moyenne sur la période 2020-2023, soit un ajustement de -0,8 % par rapport à la demande de Storengy.

- **Charges de personnel**

Storengy indique dans son dossier tarifaire que la hausse d'activité associée à l'entrée en régulation et au remplissage des stockages ainsi que l'augmentation des investissements conduisent à un besoin de renforcement des équipes opérationnelles chargées de la maintenance et de la sûreté industrielle. Entre 2018 et 2020, 38 recrutements sont prévus en particulier afin de renforcer les effectifs sur les sites.

L'auditeur a considéré que la majorité des recrutements mentionnés dans la demande étaient justifiés par des besoins opérationnels réels. Toutefois, il n'a pas retenu certains d'entre eux (30 retenus sur 38 demandés), notamment ceux visant à préparer la remise en exploitation du site de Trois-Fontaines, qui sort du périmètre régulé à la fin de l'année 2021 et dont Storengy demandait la prise en charge.

²⁰ Amplitude constatée au cours de l'année entre le niveau de remplissage le plus important du stockage (généralement en fin de campagne d'injection) et le point bas du remplissage (généralement en fin de période de soutirage).

La trajectoire retenue par l'auditeur conduit à un ajustement de -3,1 M€/an sur la période 2020-2023 (-1,0 % de la demande de Storengy). Cette trajectoire reste en hausse par rapport à 2018, du fait des effectifs supplémentaires.

Analyse de la CRE

La CRE retient une trajectoire de recrutement légèrement supérieure à celle recommandée par l'auditeur afin de tenir compte des enjeux de cyber-sécurité auxquels Storengy devra faire face durant la prochaine période tarifaire.

De plus, la CRE retient la demande de l'opérateur s'agissant de l'évolution du salaire national de base (SNB). Elle retient des hypothèses harmonisées pour l'ensemble des opérateurs gaziers, qui correspondent à la demande de Storengy.

Au final, la CRE retient une trajectoire de charges de personnel qui permet à Storengy de renforcer significativement ses équipes opérationnelles pour faire face à la hausse d'activité constatée depuis 2018.

- **Charges d'énergie**

Sur la période 2020-2023, Storengy propose une trajectoire de charges d'énergie en hausse par rapport au réalisé 2018 (+25,9% entre le prévisionnel 2020 et le réalisé 2018), puis sur la période 2020-2023 une augmentation de +5,2 % 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 amplitude des stockages²¹ de 100% du volume utile (VU).

Demande de Storengy	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020 2023
Gaz (M€)	7,1	8,1	8,3	8,6	9,1	8,5
Volumes (GWh)	451	391	392	393	392	392
Electricité (M€)	13,9	18,8	18,1	19,5	20,7	18,4
Volumes (GWh)	170	214	203	203	203	206
CO ₂	-	0,2	1,6	1,9	2,2	1,5
Autres (taxes, dépréciation...)	2,7*	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Total charges d'énergie	23,7*	29,8	30,7	32,7	34,7	31,0

*Après retraitement notamment de charges exceptionnelles associées à la dépréciation d'un stock de gaz à Soings-en-Sologne

La CRE retient 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 lors d'une année particulière (3% observé en 2018 année caractérisée par l'entrée dans la régulation dans un contexte de faible taux de remplissage des stockages en début d'hiver et de fin d'hiver froide). La CRE retient une amplitude de 85% (correspondant à un remplissage des stockages à 100% et un niveau bas moyen observé sur la période 2012-2019). Cette hypothèse conduit à ajuster les volumes d'énergie demandés de 15% ;
- l'ajustement des volumes conduit à corriger la trajectoire d'achat de quota de CO₂ en cohérence ;
- les prix observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023 ont reculé de plus de 15% par rapport au niveau de la demande tarifaire de Storengy. La CRE a mis à jour les prix du gaz en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés.

Ces ajustements conduisent à une trajectoire de charges d'énergie inférieure de 23 % par rapport à la demande de Storengy soit 7,1 M€/an en moyenne sur la période.

	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020 2023

²¹ Amplitude constatée au cours de l'année entre le niveau de remplissage le plus important du stockage (généralement en fin de campagne d'injection) et le point bas du remplissage (généralement en fin de période de soutirage).



Gaz (M€)	7,1	6,0	6,1	5,9	5,9	6,0
Volumes (GWh)	451	333	333	333	333	333
Electricité (M€)	13,9	15,3	14,9	15,6	16,6	15,6
Volumes (GWh)	170	184	172	172	172	175
CO ₂	-	0,0	1,0	1,4	1,7	1,0
Autres (taxes, dépréciation...)	2,7*	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Total charges d'énergie	23,7*	23,7	24,3	25,2	26,4	24,9

* Après retraitement notamment de charges exceptionnelles associées à la dépréciation d'un stock de gaz à Soings-en-Sologne.

• **R&D**

Les activités de R&D réalisées dans le cadre du contrat de prestation Storengy SAS – Storengy France couvrent les thématiques suivantes :

- la sécurité, la santé et l'environnement : maîtriser l'impact de l'activité industrielle sur l'environnement et renforcer la sécurité sur les sites ;
- la performance du sous-sol des stockages : prévoir les performances opérationnelles des stockages au cours du temps et en fonction de différents scénarios d'exploitation. Les projets portent par exemple sur le développement d'outils de modélisation des caractéristiques sous-sol (teneurs en eau, en H₂S, en THT...) et de nouvelles techniques de traitement et de contrôle ;
- la performance des installations de surface des stockages : conception, développement, exploitation et maintenance des installations de surface des stockages de gaz.

La demande de Storengy inclut également la participation à un projet d'injection/soutirage d'hydrogène sur un site.

S'agissant du contrat de prestation conclu avec Storengy SAS, la CRE envisageait dans la consultation publique de retenir pour les dépenses associées à ce contrat le réalisé 2018. Depuis la consultation publique, Storengy a fourni des éléments complémentaires permettant de justifier des travaux additionnels correspondant à des travaux nouveaux non démarrés en 2018. La CRE retient en conséquence la trajectoire demandée par l'opérateur uniquement corrigée de l'ajustement retenu sur le contrat cadre, soit 4,8 M€ en moyenne par an.

Par ailleurs, la CRE est favorable à ce que les opérateurs de stockage étudient au cours de la prochaine période tarifaire les conséquences de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz sur leurs stockages. Elle constate toutefois que l'ensemble des opérateurs d'infrastructures gazières anticipent individuellement des travaux sur ce sujet. La CRE veillera à la bonne coordination des travaux entre les opérateurs, pour garantir la réalisation des efforts de recherche au coût le plus efficace pour la collectivité.

• **Evolution de la productivité globale**

En sus de l'analyse poste par poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de la productivité globale de Storengy au regard de ses charges d'exploitation, sur la base de l'évolution du ratio des charges nettes d'exploitation par TWh de volume utile. Il a recommandé en conséquence un objectif d'amélioration de la productivité de 2,4 M€ par an en moyenne.

Analyse de la CRE

L'objectif de productivité recommandé par l'auditeur ne prend pas suffisamment en compte la nécessité pour Storengy de disposer des moyens lui permettant de gérer la reprise de son activité opérationnelle. L'écart entre la trajectoire de CNE de Storengy obtenue à l'issue de l'analyse poste à poste et le réalisé 2018 inflaté est principalement associé à cette nécessité.

La CRE ne retient pas, pour Storengy, d'objectif d'efficience additionnelle.

Synthèse de l'analyse

Les tableaux suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATS2 :



Storengy, en M€ courants	Réalisé 2018 <i>Pro forma</i>	2020	2021	2022	2023
Demande de Storengy		196,4	196,9	200,5	207,0
Ajustement retenu par la CRE		-18,3	-18,0	-20,1	-22,6
Trajectoire retenue par la CRE	163,4*	178,1	178,9	180,4	184,4

Storengy, en M€ courants – Hors énergie	Réalisé 2018 <i>Pro forma</i>	2020	2021	2022	2023
Demande de Storengy		166,5	166,2	167,8	172,4
Ajustements retenus par la CRE		-12,1	-11,7	-12,6	-14,4
Trajectoire retenue par la CRE	139,6 *	154,4	154,5	155,2	158,0

*A des fins de comparaison, le réalisé 2018 a été retraité par l'auditeur afin d'obtenir un pro forma 2018 représentant les charges de l'année 2018 si la scission était intervenue au 1^{er} janvier 2018 et retraité de charges exceptionnelles associées à la dépréciation d'un stock de gaz à Soings-en-Sologne et un rattrapage de taxe.

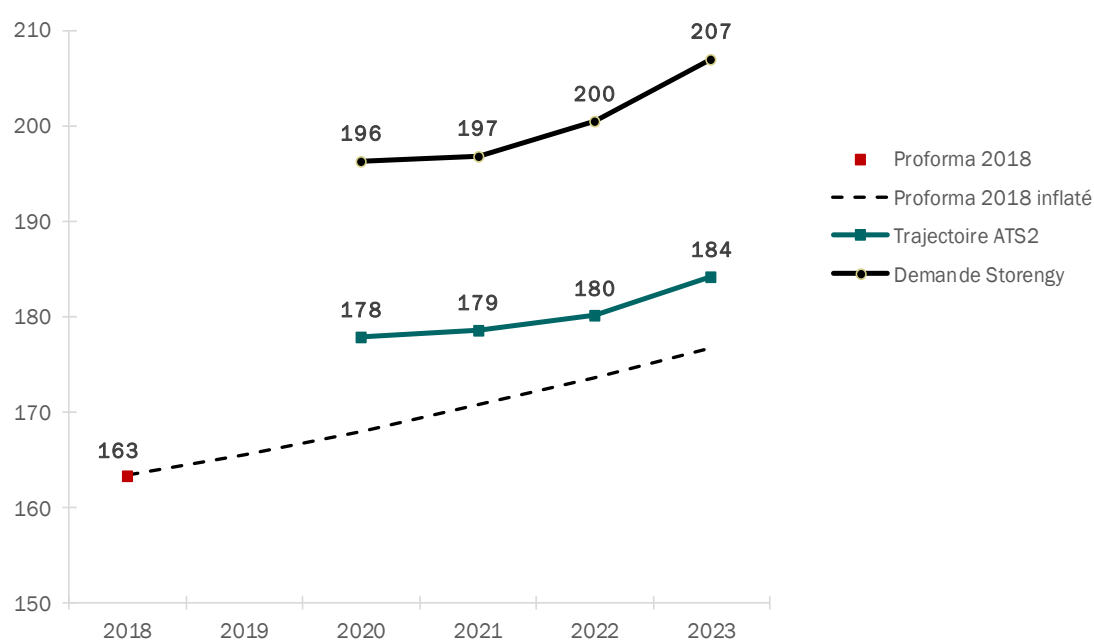
La trajectoire retenue par la CRE est en hausse significative par rapport au réalisé 2018. Elle permet à Storengy :

- de gérer la reprise de son activité opérationnelle, notamment grâce à des recrutements pour renforcer les équipes sur sites : la demande de l'opérateur a été intégralement retenue par la CRE sur ce point ;
- de faire face aux enjeux liés à la cyber-sécurité ;
- de mener ses programmes d'abandon de puits et d'installation et son programme d'optimisation des stocks ;
- de renforcer ses travaux en matière de R&D afin d'étudier les conséquences de l'arrivée des nouveaux gaz sur ses stockages et les caractéristiques du sous-sol pour opérer l'offre.

La CRE a veillé à ne pas faire porter aux consommateurs finals les coûts associés à des choix organisationnels et contractuels entre Storengy France et Storengy SAS (surcoûts associés au contrat entre ces 2 entités).

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 8,9 % des charges nettes d'exploitation de Storengy entre 2018 et 2020 (+ 10,6 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1,2 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+0,8 % /an hors énergie).

Trajectoires des charges nettes d'exploitation de Storengy
(en M€ courants)



A des fins de comparaison, le réalisé 2018 a été retraité par l'auditeur afin d'obtenir un pro forma 2018 représentant les charges de l'année 2018 si la scission était intervenue au 1^{er} janvier 2018 et retraité de charges exceptionnelles associées à la dépréciation d'un stock de gaz à Soings-en-Sologne et un rattrapage de taxe.

Inflation prévisionnelle considérée : +1,3% en 2019 ; +1,5% en 2020 ; +1,6% en 2021 ; +1,7% en 2022 ; +1,8% en 2023

3.2.2.3 Teréga

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Teréga sur la période ATS2 :

CNE hors énergie (M€ courants)	2020	2021	2022	2023
Demande de Teréga	42,5	45,1	45,7	47,7
Réalisé 2018 inflaté	33,6	34,1	34,7	35,3
Trajectoire auditeur (avant efficience)	38,8	40,0	41,3	41,8
Trajectoire auditeur (après efficience)	38,8	38,3	38,4	38,4
Impact sur la demande de Teréga (après efficience)	-3,7	-6,8	-7,3	-9,3

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « personnel et moyens communs », « coûts de production » et « révisions et réparations majeures ». La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 27 juillet 2019 a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de Teréga sont présentés ci-après.

Les personnels et moyens communs sont en grande partie déterminés au niveau global Teréga (transport + stockage), puis sont ventilés entre les activités Transport et Stockage au moyen d'une clé de répartition. Les ajustements considérés par la CRE reprennent cette méthodologie.

- **Coûts de personnel**

En matière de charges de personnel, dans son dossier tarifaire, Teréga demande une augmentation des effectifs nette de 40 effectifs pour la période ATS2 au périmètre de l'entreprise (sur un effectif total de 561 ETP à fin 2018), dont 19 pour l'accompagnement de la réorganisation de la direction des opérations (DOP). L'auditeur a considéré que ces 19 ne correspondent pas à un besoin pérenne et ne devraient donc pas constituer le motif de recrutement de personnel interne. En conséquence, il a considéré que Teréga devrait planifier les recrutements en visant une stabilité de ses effectifs au niveau de 2019, ce qui passe par une coordination des embauches et des départs en retraite. L'auditeur a donc retenu une augmentation nette des effectifs limitée aux effectifs déjà recrutés.

Par ailleurs, l'auditeur n'a pas retenu la politique volontariste de Teréga en ce qui concerne les avantages salariaux. Il considère que l'opérateur devrait s'efforcer d'éviter la hausse volontaire importante de ces charges, tout particulièrement dans un contexte de hausse importante des autres charges d'exploitation.

Analyse de la CRE

En matière de charges de personnel, la CRE partage l'analyse de l'auditeur concernant la trajectoire d'effectifs de Teréga et retient son ajustement. Elle considère en effet que les recrutements déjà réalisés sur 2019 (au périmètre de l'entreprise) permettent à Teréga de mener à terme la transformation d'entreprise engagée depuis 2018.

La CRE retient également l'ajustement de l'auditeur s'agissant de la politique salariale de Teréga pour l'aligner sur celle des autres infrastructures gazières.

S'agissant des coûts de personnel, les trajectoires retenues par la CRE conduisent à un ajustement par rapport à la demande de Teréga de -1,0 M€/an sur la période 2020-2023, soit -4,6 % de la demande de Teréga.

- **Moyens communs**

L'essentiel de l'écart entre la trajectoire de l'auditeur et celle demandée par Teréga est porté par la rubrique télécommunications/Informatique. En effet, Teréga propose une trajectoire de coûts SI fortement haussière qu'il justifie par le besoin d'adaptation de l'outil SI (digitalisation et renforcement de la cybersécurité).

L'auditeur a considéré que les projets SI exposés par Teréga pour justifier la hausse importante des charges relèvent d'un besoin récurrent d'adaptation des outils SI plutôt qu'un projet de transformation d'ampleur, et que dans un objectif d'efficience, de tels projets devraient être réalisés à enveloppe budgétaire constante.

L'auditeur a proposé en conséquence une trajectoire de coûts SI plus basse que celle de Teréga en se fondant sur une approche de coûts totaux et en visant un retour, en fin de période tarifaire, à l'enveloppe de dépenses de 2017.

L'auditeur a en conséquence proposé un ajustement de -5,6 M€ en moyenne par an au périmètre de l'entreprise (soit -22,3 M€ en cumulé sur la période ATS2 par rapport à la demande mise à jour de Teréga) des moyens communs.

En outre, la CRE retient, comme indiqué au 2.3.2.3 de la délibération, la proposition de Teréga d'expérimenter, à l'échelle de ses charges relatives au SI, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées.

Analyse de la CRE

La CRE retient partiellement l'ajustement proposé par l'auditeur.

La CRE partage l'approche de coûts totaux appliquée par l'auditeur pour déterminer l'enveloppe de dépenses en fin de période ATS2. Elle retient cependant un objectif d'efficience en 2023 fondé sur une période d'observation plus longue : la moyenne 2015-2018 au lieu de la seule année 2017, cette dernière représentant un « point bas » dans les dépenses SI de Teréga.

La CRE a par ailleurs retenu une stabilité des frais de communications de Teréga par rapport à l'historique et a intégré à cette trajectoire certaines dépenses, de relations institutionnelles et d'astreinte de crise dont la nécessité a été démontrée par Teréga.

S'agissant des moyens communs, les trajectoires retenues par la CRE conduisent à un ajustement par rapport à la demande de Teréga de -1,0 M€/an sur la période 2020-2023, soit -7,9 % de la demande de Teréga.

- **Coûts de production**

Ce poste regroupe les frais techniques courants (consommation et matières premières, production, maintenance et entretien, informatique industrielle et études techniques) et les dépenses de sécurité/environnement (management de l'intégrité inspection, surveillance des gisements, HSEQ).

La trajectoire demandée par Teréga est en hausse significative par rapport à 2018 (+10%). L'auditeur a demandé à Teréga de justifier cette évolution. Au terme de son analyse :

- l'auditeur considère que la justification des dépenses de frais techniques courants est insuffisante. Il retient en conséquence une trajectoire fondée sur la moyenne 2016-18 des dépenses réellement constatée, indexée sur l'inflation ;
- dans la rubrique sécurité-environnement, l'auditeur écarte les surcoûts liés à l'achat par Teréga de compensation carbone volontaire qui n'ont pas à être couverts dans le tarif.

Analyse de la CRE

La CRE retient la demande de Teréga concernant le poste « coûts de production », pour lequel l'opérateur a fourni des éléments complémentaires permettant de justifier les trajectoires de sous postes. Teréga a notamment justifié :

- la hausse des indemnités faites aux usagers de la nappe phréatique en interface avec l'aquifère du stockage de Lussagnet consécutive aux faibles niveaux de gaz en stock qui ont été atteints en 2018 ;
- l'historique du sous-poste gestion des déchets, conduisant à ne pas tenir compte de l'année 2018, pour laquelle la gestion des déchets n'était pas affectée au stockage mais au transport.

La CRE partage l'analyse de l'auditeur s'agissant des coûts associés à la compensation carbone volontaire (- 0,4 M€/an).

S'agissant des coûts de production, les trajectoires retenues par la CRE conduisent à un ajustement par rapport à la demande de Teréga de -1,0 M€/an sur la période 2020-2023, soit -13,0 % de la demande de Teréga.

- **Révisions et réparations majeures**

La trajectoire demandée par Teréga est en hausse significative par rapport à 2018. L'auditeur a considéré que Teréga n'a pas fourni de justification des hausses bisannuelles des dépenses d'entretien majeurs prévus dans sa demande, plus élevées que le niveau constaté sur la période 2016-2018. L'auditeur n'a donc pas retenu les hausses en question, et a proposé une trajectoire fondée sur la moyenne historique 2016-2018 des dépenses.

Analyse de la CRE

Dans le cadre des travaux complémentaires menés par la CRE avec Teréga depuis la consultation publique de juillet 2019, Teréga a fourni un planning détaillé des travaux d'entretien permettant de justifier de l'évolution de la trajectoire du sous poste entretien majeur. La CRE a retenu la demande de Teréga pour ce sous-poste.

S'agissant des coûts de production, les trajectoires retenues par la CRE conduisent à un ajustement limité par rapport à la demande de Teréga de -0,1 M€/an sur la période 2020-2023, soit -2,4 % de la demande de Teréga.

- **Charges d'énergie**

Dans son dossier tarifaire, Teréga demande la trajectoire de charges d'énergie suivante :

Demande initiale de Teréga	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020-23
Total charges d'énergie	4,5	7,2	7,2	7,2	7,0	7,2

Teréga justifie la hausse des charges d'énergie par :

- l'arrivée à échéance d'un contrat électricité dont les conditions étaient plus favorables que les conditions de marché actuelles ;
- une hausse de la consommation d'électricité associée à la fois à la suppression des règles d'allocation comptable (entre transport et stockage) de la consommation des compresseurs électriques existants²² sur le site de Lussagnet et la mise en service d'un électrocompresseur en remplacement de compresseur fonctionnant au gaz utilisé par le transport

Teréga a souhaité mettre à jour sa demande en septembre 2019. En effet, Teréga considère que le transfert important des consommations gaz vers l'électricité anticipé pourrait ne pas se matérialiser. Cette situation s'explique, selon Teréga, par des quantités acheminées sur le réseau de Teréga en hausse importante depuis la fusion des zones. En effet, Teréga s'attendait à une réduction plus marquée des quantités acheminées en été après la fusion des zones, ce qui lui aurait permis de recourir comme prévu aux électro compresseurs à Barbaira et à Lussagnet.

En conséquence la nouvelle trajectoire stockage n'intègre plus de hausse de la consommation d'électricité associée à l'impact de la mise en service d'un électrocompresseur, les charges d'énergies gaz consommées pour la réalisation du besoin de compression restant affectées au périmètre transport.

Demande de Teréga révisée	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020-2023
Gaz (M€)	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5
Volumes (GWh)	25	26	26	26	26	26
Electricité (M€)	4,1	5,3	5,2	5,2	4,2	4,9
Volumes (GWh)	65	65	65	65	53	62
CO ₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total charges d'énergie	4,5	5,7	5,8	5,7	4,8	5,5

Analyse de la CRE

Les niveaux de consommation de gaz et d'électricité (hors modification des règles de répartition) sont cohérents avec une trajectoire obtenue sur la base de l'historique du ratio de consommation / amplitude et une hypothèse d'amplitude de 85 %.

La CRE retient en conséquence les trajectoires de consommation de Teréga, corrigées de l'impact du projet Solus (projet d'autoconsommation d'électricité), dont la faisabilité économique et juridique n'est à ce stade pas confirmée. Elle ajuste par ailleurs les prix du gaz en se fondant sur les niveaux observés sur les marchés.

²² Dès 2020, Teréga fait évoluer ses règles d'allocation des charges d'énergie entre ses activités Transport et Stockage : avant 2020, Teréga affectait les consommations gaz aux quantités réellement consommées par chaque activité (transport et stockage) et ventilait ses consommations d'électricité les deux activités au moyen d'une règle comptable d'allocation. A partir de 2020, Teréga conserve un même principe pour le gaz, mais affecte normativement l'ensemble des consommations électrique à l'activité Stockage.



Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure de 19 % par rapport à la demande initiale de Teréga soit un ajustement de 1,3 M€/an sur la période. Cette trajectoire est détaillée dans le tableau ci-dessous.

	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020 2023
Gaz (M€)	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Volumes (GWh)	25	26	26	26	26	26
Electricité (M€)	4,1	5,3	5,2	5,2	5,2	5,2
Volumes (GWh)	65	65	65	65	65	65
CO ₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total charges d'énergie	4,5	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8

Les charges d'énergie sont couvertes à 80% au CRCP. Par ailleurs, 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.

- **R&D**

Teréga prévoit dans son dossier tarifaire des dépenses de R&I de 700 k€ par an d'OPEX (vs 865 k€ en 2018). Ces dépenses sont associées à :

- la finalisation de projets en cours, approuvés lors de la période ATS1 conduisant à une baisse des travaux relatif à l'intégrité et performance des stockages souterrains ;
- la montée en puissance des projets liés à l'intégration des nouveaux gaz.

La CRE retient la trajectoire de R&D demandée par Teréga.

- **Analyse de la productivité de l'opérateur**

En sus de l'analyse poste par poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de la productivité globale de Teréga au regard de ses charges d'exploitation, sur la base de l'évolution du ratio des charges nettes d'exploitation par TWh de volume utile.

Il recommande en conséquence de définir un objectif d'amélioration de la productivité de 2,0 M€ par an en moyenne.

Analyse de la CRE

Au terme des ajustements poste à porte de la CRE, la trajectoire de charges nettes d'exploitation de Teréga reste en hausse très significative bien au-delà de l'inflation. Cette hausse est justifiée, selon Teréga, par la volonté de transformation de l'entreprise, dont une grande partie a déjà été engagée en 2018 et 2019.

Néanmoins, Teréga n'a pas quantifié les gains apportés par cette transformation.

La CRE retient en conséquence un objectif d'efficience pour Teréga, équivalent à une baisse de 2,1 % des CNE sur la période, permettant de s'assurer que le consommateur final pourra bénéficier, au terme de la transformation de l'entreprise, des gains apportés par cette dernière.

Synthèse de l'analyse de la CRE

Les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATS2 :

Teréga, en M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Teréga		49,7	52,4	52,9	54,6
Ajustement retenu par la CRE		-5,3	-6,6	-6,8	-7,3
Trajectoire retenue par la CRE	37,2*	44,4	45,9	46,2	47,4

Teréga, en M€ courants – Hors énergie	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Teréga		42,5	45,1	45,7	47,7
Ajustements retenus par la CRE		-4,0	-5,0	-5,3	-6,2
Trajectoire retenue par la CRE	32,7*	38,5	40,1	40,4	41,7

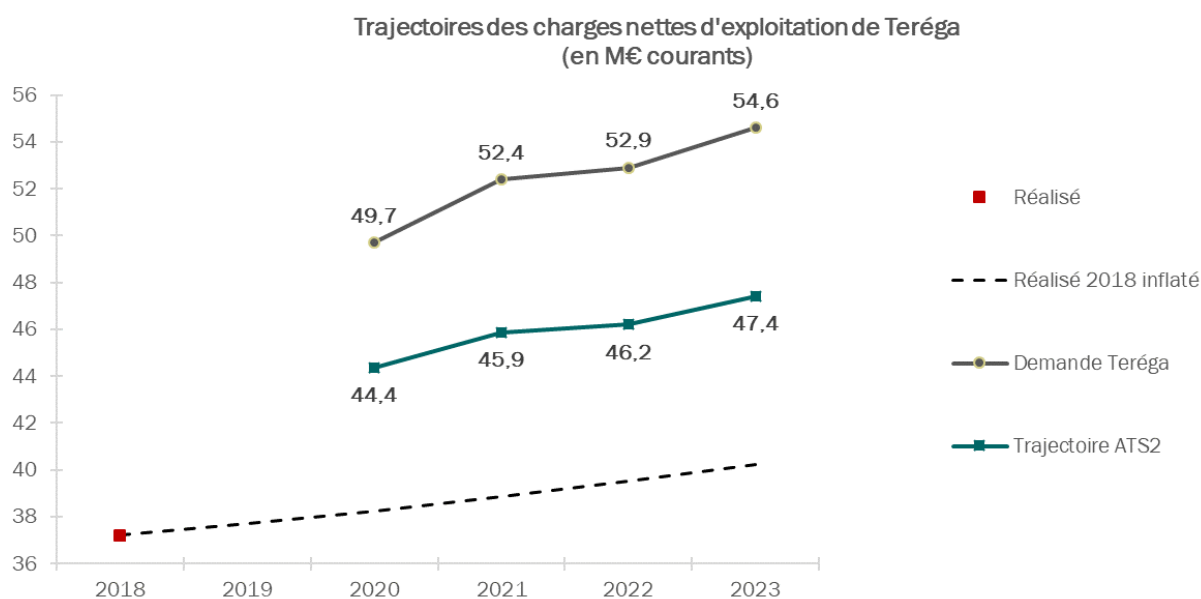
*La hausse entre 2018 et 2020 provient à hauteur de 3M€ de la réévaluation à la baisse des montants des prestations réalisées par l'activité stockage pour l'activité transport.

La trajectoire retenue par la CRE permet à Teréga :

- de mener à bien la transformation de l'entreprise engagée depuis 2018, à travers l'adaptation de son système d'information, le recrutement des profils nécessaires à la transformation et la capacité de participer aux groupes européens et aux groupes d'influence ;
- de mettre en œuvre le programme de maintenance et ainsi d'opérer ses infrastructures dans des conditions de sécurité optimales ;
- de mener des travaux de R&D, en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les infrastructures gazières et sur le développement des systèmes multi-énergie ;
- de mettre en œuvre une expérimentation sur les TOTEX SI proposée par l'opérateur.

En outre, la CRE retient un objectif d'efficience additionnelle, permettant de s'assurer que le consommateur final pourra bénéficier, au terme de la transformation de l'entreprise, des gains apportés par cette dernière.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 19,2 % des charges nettes d'exploitation de Teréga Stockage entre 2018 et 2020 (+ 17,7 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +2,2 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+2,6 % /an hors énergie).



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

3.2.2.4 Géométhane

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Géométhane sur la période ATS2 :

CNE hors énergie (M€ courants)	2020	2021	2022	2023
Demande de Géométhane	16,3	16,8	18,5	19,1
Réalisé 2018 inflaté	16,0	16,2	16,5	16,8
Trajectoire auditeur (avant efficacité)	16,3	16,8	18,4	19,1
Trajectoire auditeur (après efficacité)	16,3	16,8	18,4	19,1
Impact sur la demande de Géométhane (après efficacité)	-0,0	-0,1	-0,1	-0,0

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les dépenses de foncier et de recherche et développement. La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 27 juillet 2019 a procédé à des retraitements à la marge cette trajectoire. Les principaux ajustements par rapport à la demande de Géométhane sont présentés ci-après.

- **Charges d'énergie**

Sur la période 2020-2023, Géométhane propose une trajectoire de charge d'énergie présentant une baisse de 14,6% entre le prévisionnel 2020 et le réalisé 2018 puis une hausse +6,0 % par an en moyenne sur la période 2020-2023. La trajectoire présente une marche de +14,8% entre le prévisionnel 2023 et le prévisionnel 2022 liée à la mise en service d'un nouvel électrocompresseur conduisant à une hausse des charges d'électricité supérieures à la baisse des charges de gaz naturel.

Géométhane justifie la hausse des charges d'énergie par un retour à un niveau élevé d'activité des installations de stockage. Géométhane retient ainsi une amplitude des stockages à hauteur de 100% du volume utile (VU).

Demande de Géométhane	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020-2023
Gaz (M€)	0,64*	0,59	0,60	0,62	0,32	0,53
Volumes (GWh)	27,3	24,6	24,6	24,6	11,9	21,4
Electricité (M€)	0,14	0,15	0,16	0,16	0,64	0,28
Volumes (GWh)	1,5	1,5	1,5	1,5	5,9	2,6
CO ₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,09	0,11	0,11	0,11	0,04	0,09
Total charges d'énergie	0,99	0,84	0,87	0,90	1,01	0,90

Géométhane a transmis à la CRE une étude permettant de juger de la pertinence de la mise en service d'un électrocompresseur pour maintenir les performances définies dans la PPE au moindre coût. Dans l'attente de l'analyse par la CRE de ces éléments et de sa décision relative à l'approbation de cet investissement, les évolutions des charges d'énergie associés à cette mise en service sont conservées. Toutefois, dans le cas où la CRE devrait ne pas approuver cet investissement, la trajectoire d'énergie étant révisée annuellement, la hausse retenue entre 2022 et 2023 sera corrigée en cours de période ATS2.

La CRE retient 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 lors d'une année particulière (3% observé en 2018 année caractérisée par l'entrée dans la régulation dans un contexte de faible taux de



remplissage des stockages en début d'hiver et de fin d'hiver froide). La CRE retient une amplitude de 85% (correspondant à un remplissage des stockages à 100% et un niveau bas moyen observé sur la période 2012-2019). Cette hypothèse conduit à ajuster les volumes d'énergie nécessaires de 15 % ;

- les prix observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023 ont reculé de plus de 15% par rapport au niveau de la demande tarifaire de Géométhane. La CRE a mis à jour les prix du gaz en se basant sur les niveaux observés sur les marchés.

Ces ajustements conduisent à une trajectoire inférieure 19 % par rapport à la demande de Géométhane soit 0,2 M€/an sur la période. Cette trajectoire est détaillée dans le tableau ci-dessous.

	2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020 2023
Gaz (M€)	0,64	0,44	0,45	0,43	0,21	0,38
Volumes (GWh)	27,3	20,9	20,9	20,9	10,1	18,2
Electricité (M€)	0,14	0,15	0,15	0,16	0,58	0,26
Volumes (GWh)	1,5	1,5	1,5	1,5	5,2	2,5
CO ₂	-	-	-	-	-	-
Autres (taxes, dépréciation...)	0,09	0,11	0,11	0,11	0,05	0,09
Total charges d'énergie	0,99	0,69	0,71	0,70	0,84	0,73

- **R&D**

Géométhane prévoit dans son dossier tarifaire des dépenses (partie charges d'exploitation) de R&D de 800 k€/an (220 k€ en 2018). Ces dépenses sont associées au maintien des programmes relatifs au sous-sol et aux installations de surface. La participation de Géométhane au projet HyGreen conduit à une hausse du programme relatif au gaz renouvelable.

Le projet HyGreen porte sur la production et le stockage d'hydrogène à partir d'électricité photovoltaïque. La participation de Géométhane à ce projet vise à évaluer l'impact de l'hydrogène sur les puits et sur les installations de surface et d'évaluer les conditions techniques, économiques et réglementaires nécessaires au stockage d'hydrogène.

Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ce que les opérateurs de stockage étudient les conséquences de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz sur leurs stockages.

La CRE retient la trajectoire de R&D demandée par l'opérateur.

- **Evolution de la productivité globale**

En sus de l'analyse poste par poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de la productivité globale de Géométhane au regard de ses charges d'exploitation.

A l'issue de cette analyse, l'auditeur ne recommande aucun objectif d'amélioration supplémentaire de l'efficacité.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur et ne retient pas, compte tenu de l'évolution globale des charges de Géométhane, d'objectif d'efficacité additionnelle.

Synthèse de l'analyse

Les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATS2 :

Géométhane, en M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Géométhane		17,1	17,7	19,4	20,1
Ajustement retenu par la CRE		-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Trajectoire retenue par la CRE	16,5	16,9	17,5	19,2	19,9

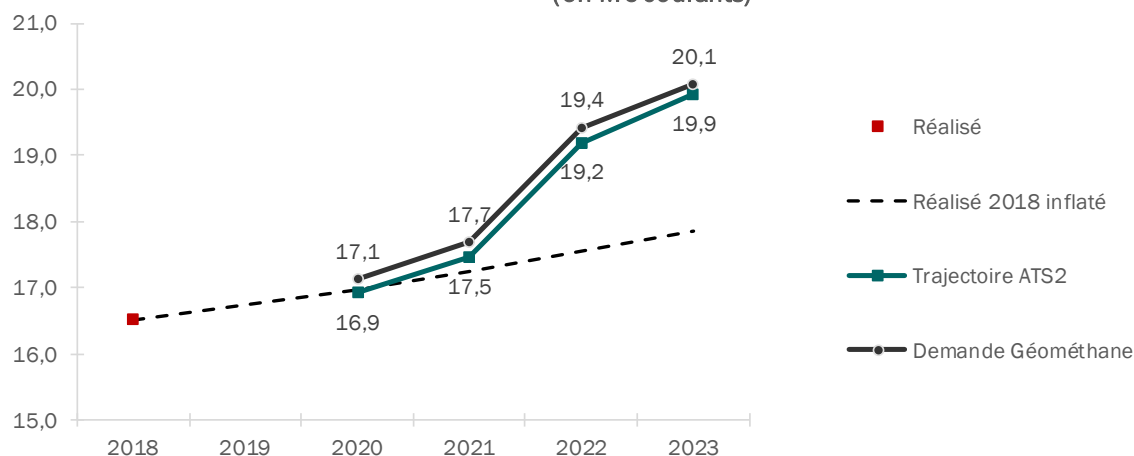
Géométhane, en M€ courants – Hors énergie	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Géométhane		16,3	16,8	18,5	19,1
Ajustements retenus par la CRE		-0,1	-0,1	-0,0	-0,0
Trajectoire retenue par la CRE	15,5	16,2	16,8	18,5	19,1

La trajectoire retenue par la CRE permet à Géométhane :

- de prendre en compte, dans le cas où la CRE approuverait l'investissement, les charges d'exploitation associées à la mise en service d'un troisième compresseur sur le site de Manosque. Toutefois, la CRE demande de Géométhane de lui présenter, en fin de période tarifaire, un bilan des investissements réellement réalisés en ce qui concerne ce compresseur ainsi que les dépenses associées, en les comparant avec le programme tel que présenté par Géométhane dans son dossier tarifaire. Le cas échéant, les dépenses d'exploitation associées à la mise en œuvre d'un troisième compresseur qui n'auront pas été mises en œuvre, viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif ;
- de mener à bien sa politique de recherche et développement, en particulier s'agissant du projet HyGreen.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 2,4 % des charges nettes d'exploitation de Géométhane entre 2018 et 2020 (+ 4,5 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +5,6 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+5,6 % /an hors énergie).

Trajectoires des charges nettes d'exploitation de Géométhane
(en M€ courants)



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

3.3 Calcul des charges de capital normatives

3.3.1 Coût moyen pondéré du capital

Les principes de calcul des charges de capital (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres fondant le calcul du CMPC dans une méthodologie MEDAF (voir partie 3.1.3.1) ont été reconduits sans modification lors des exercices tarifaires précédents. La CRE a toutefois modifié, dans les différents tarifs, son appréciation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'activité de transport de gaz naturel.

Afin d'élaborer la présente décision, la CRE a notamment fondé ses travaux sur la demande des opérateurs, ainsi que sur ses propres analyses et les résultats de l'audit externe de la demande de rémunération de Storengy, Teréga et Géométhane qu'elle a fait conduire. Dans le cadre de sa consultation publique de juillet 2019, la CRE a présenté son analyse préliminaire.

- **Demande des opérateurs**

La demande de Storengy et Géométhane a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour le transport de gaz de 5,5 % (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 6,5 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un auditeur externe. Dans son dossier tarifaire, Storengy et Géométhane utilise par ailleurs le taux de 4,95 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC. Dans le cas où la CRE ne retiendrait pas de mécanisme de couverture des coûts associés à une évolution du périmètre de la régulation, Storengy et Géométhane demandent une prime additionnelle de CMPC entre 220 et 390 points de base.

La demande de Teréga a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour le transport de 5,5 % (réel, avant impôts), majoré d'une prime spécifique de 200 points de base au titre des risques spécifiques de l'activité de stockage de gaz, soit un taux global de 7,5 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un auditeur externe et d'une étude commanditée par Teréga seulement. Dans son dossier tarifaire, Teréga demande par ailleurs que le taux pour la rémunération des IEC soit fixé au même niveau.

- **Analyse de la CRE**

La CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Par ailleurs, elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe dont le but a été d'auditer la demande de rémunération du capital de GRTgaz et de Teréga. Cette étude a été publiée dans le cadre de la consultation publique de juillet 2019 et de la présente délibération.

A l'occasion de la consultation publique de juillet 2019, la CRE a publié une fourchette de CMPC envisagée de 4,1 % - 4,9 % (réel, avant impôt), soit une prime spécifique stockage de +50 points de base par rapport au CMPC en vigueur dans le tarif ATRT7 de GRTgaz et Teréga, identique à celle fixée par la CRE pour la période ATS1.

Parmi les contributeurs à cette consultation publique, certaines parties prenantes ont indiqué qu'un niveau de rémunération compris dans cette fourchette est surévalué, notamment au vu des conditions de marché actuelles et de leur appréciation du niveau de risque de l'activité de stockage de gaz. Les opérateurs et leurs actionnaires considèrent de leur côté que le niveau actuel et envisagé par la CRE de la prime spécifique stockage de + 50 points de base est sous-évalué au regard du risque de l'activité de stockage de gaz depuis la période tarifaire précédente.

Pour la période du tarif ATS2, la CRE retient la valeur de 4,75 % comme coût moyen pondéré du capital (réel, avant impôt) pour rémunérer la BAR des opérateurs de stockage. Le niveau de ce taux reflète une majoration du CMPC du tarif ATRT, fixé à 4,25 % (réel, avant impôt) pour le tarif ATRT7, de +50 points de base. Le niveau de cette majoration, inchangé par rapport à celle retenue dans le tarif ATS1, est justifié par l'absence d'évolution des risques, notamment économiques, techniques et géologiques de l'activité d'opérateur de sites de stockages de gaz naturel par rapport à l'activité de transport de gaz.

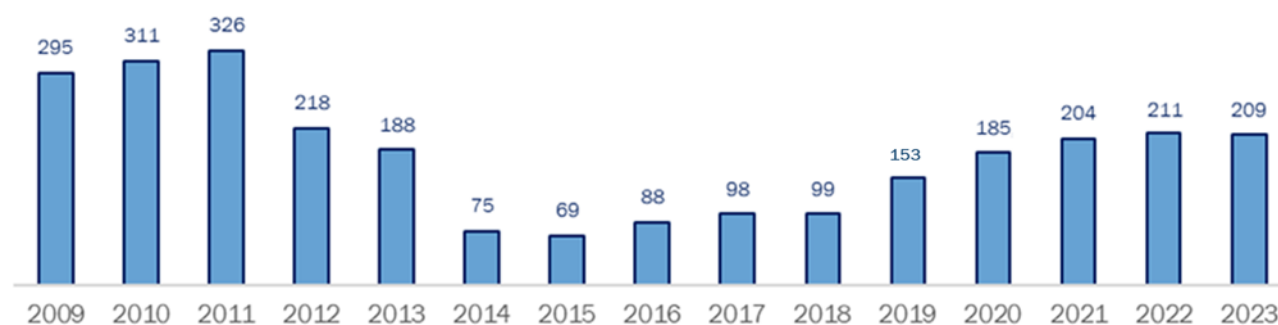
Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 2.1.3.3, les immobilisations en cours (IEC) restent rémunérées au coût de la dette (nominal avant impôt) de l'ATRT (2,6 % pour le tarif ATRT7) majoré de la prime spécifique stockage, soit 3,1 %.

3.3.2 Investissements

3.3.2.1 Storengy

La trajectoire des dépenses d'investissements de Storengy sur la période ATS2 est marquée par une augmentation des dépenses prévisionnelles d'investissements, avec des dépenses moyennes de 202 M€ par an sur cette période, alors qu'elles s'élevaient à 98,3 M€ en 2018 et 152,5 M€ prévu en 2019.

La CRE constate que la trajectoire proposée par Storengy correspond à un accroissement fort des investissements par rapport à la période précédant l'entrée en régulation des stockages au 1^{er} janvier 2018. Après une phase de sous-investissements entre 2014 et 2018, Storengy reprend un niveau de dépenses proche de celui constaté sur la période 2009-2013.



Dans sa consultation publique du 27 juillet 2019, la CRE s’est interrogée sur certains besoins identifiés par Storengy, notamment en ce qui concerne des projets de rénovation des sites de Chémery, Gournay et la compression des sites salins de Tersanne, Hauterives et Etrez, qui contribuent à augmenter le niveau des dépenses moyennes de plus de 47 M€ par an sur la période ATS2 par rapport à la période ATS1. Ces interrogations sont partagées par la majorité des contributeurs, qui demandent à la CRE d’être particulièrement vigilante sur les dépenses d’investissement des opérateurs de stockage.

Par ailleurs, l’article L. 421-7-1 du code de l’énergie prévoit une approbation des budgets annuels d’investissements des opérateurs de stockage de gaz naturel. Les projets feront l’objet d’une approbation par la CRE dans le cadre de l’approbation annuelle des investissements des opérateurs de stockage et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP. Dans ce cadre, la CRE examinera en particulier les principaux projets de rénovation envisagés par Storengy, sur la base des analyses coûts-bénéfices et des scénarios contrefactuels présentés par l’opérateur.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d’investissements demandée par Storengy pour la prochaine période tarifaire ATS2 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATS2	Moyenne annuelle ATS1 (*)
Rénovation	33,9	67,7	92,9	91,7	71,5	23,6
Sûreté – sécurité	18,0	16,8	11,0	11,1	14,1	19,2
Intégrité/obsolescence	72,0	79,0	74,7	80,1	75,9	41,6
Gaz coussin	20,0				20,0	8,8
SI	10,8	11,0	10,6	10,2	10,6	10,1
Investissements généraux	30,7	30,2	23,9	19,0	25,8	25,8
Investissements exceptionnels	-	-	-	-	-	2,1
Aléas	-	-	-	-	-	-5,4
TOTAL	185,5	204,7	213,1	212,0	218,0	125,8

(*) moyenne des programmes d’investissements réalisés 2018 et approuvés 2019.

3.3.2.2 Teréga

La trajectoire des dépenses d’investissements de Teréga sur la période ATS2 est marquée par une légère augmentation des dépenses d’investissements, avec des dépenses moyennes de 55 M€ par an sur cette période, alors qu’elles étaient d’environ 52 M€ par an sur la période ATS1.

Dans sa consultation publique du 27 juillet 2019, la CRE s’est interrogée sur cette trajectoire, notamment sur des hausses significatives de certaines catégories de dépenses liées aux investissements de sécurité et maintien et aux dépenses d’immobilier. Ces interrogations sont partagées par la majorité des contributeurs, qui demandent à la CRE d’être particulièrement vigilante sur les dépenses d’investissement des opérateurs de stockage.

Concernant les dépenses liées à l’injection de gaz coussin, la CRE s’interroge sur le volume et le rythme demandé par Teréga et a commandité un audit externe sur l’étude géoscience et la pertinence de la stratégie d’injection de

Teréga. Les conclusions de cet audit ont conduit la CRE à demander à Teréga de mener des travaux complémentaires sur les caractéristiques de son offre, et de les présenter à la CRE avant toute nouvelle demande d'injection de gaz coussin²³.

Par ailleurs, l'article L. 421-7-1 du code de l'énergie prévoit une approbation des budgets annuels d'investissements des opérateurs de stockage de gaz naturel. Les projets feront l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des investissements des opérateurs de stockage et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par Teréga pour la prochaine période tarifaire ATS2 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATS2	Moyenne annuelle ATS1 (*)
Développements	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	11,0
Sécurité et maintien	26,5	25,9	33,5	49,5	33,8	23,6
Gaz coussin	12,4	12,6	12,8	6,5	11,1	9,6
SI métiers	5,4	4,1	3,3	3,2	4,0	6,5
Investissements généraux	6,7	12,0	2,4	0,9	5,5	2,0
TOTAL	51,4	55,1	52,5	60,7	54,9	52,5

(*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2018 et approuvés 2019.

3.3.2.3 Géométhane

La trajectoire des dépenses d'investissements de Géométhane sur la période ATS2 est marquée par une augmentation des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 31 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 16 M€ par an sur la période ATS1.

La hausse des dépenses demandée par Géométhane concerne essentiellement les programmes de rénovation du site de Manosque (Géométhane prévoit 65 M€ sur la période pour la réalisation du programme nouvelles installations de surface).

L'article L. 421-7-1 du code de l'énergie prévoit une approbation des budgets annuels d'investissements des opérateurs de stockage de gaz naturel. Ce projet fera l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des investissements des opérateurs de stockage et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par Géométhane pour la prochaine période tarifaire ATS2 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATS2	Moyenne annuelle ATS1 (*)
Contrôle des deux cavités	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	1,4
Programmes de rénovation	45,7	38,7	22,8	10,9	29,5	7,9
Aménagement des installations existantes	-	-	-	-	-	4,9
Budget d'études	-	-	-	-	-	1,2
Investissements courants (véhicules, achats matériels)	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,6
TOTAL	47,3	40,3	24,5	12,7	31,2	16,1

(*) moyenne des programmes d'investissements réalisés 2018 et approuvés 2019.

²³ Délibération de la CRE du 19 juillet 2018 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2018 de Teréga

3.3.3 Charges de capital normatives

3.3.3.1 Storengy

- **Trajectoire des charges de capital normatives**

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Storengy de 2020 à 2023 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)						
Storengy, en M€ _{courants}	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	3 537,1	3 701,3	3 793,1	3 909,8	3 958,1	3 840,6
Mises en service*		177,1	199,9	135,8	185,5	174,6
Amortissement		-134,9	-138,1	-146,9	-152,6	-143,1
Réévaluation		49,5	54,9	59,4	60,9	56,2
BAR au 31/12/N		3 793,1	3 909,8	3 958,1	4 051,9	3 928,2
Immobilisations en cours (IEC)	397,5	328,9	352,3	368,6	454,2	376,0

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Storengy de 2020 à 2023 :

Storengy, en M€ _{courants}	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Amortissement des actifs en service	125,0	134,9	138,1	146,9	152,6	143,1
Rémunération des actifs en service	203,4	175,8	180,2	185,7	188,0	182,4
Rémunération des IEC	16,7	10,2	10,9	11,4	14,1	11,7
Total des charges de capital normatives	345,1	320,9	329,2	344,0	354,7	337,2
<i>dont CCN « hors infrastructure »</i>		<i>11,8</i>	<i>12,2</i>	<i>14,7</i>	<i>16,4</i>	<i>13,8</i>

- **Trajectoire des charges de capital « hors infrastructure »**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructure » de Storengy de 2020 à 2023, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.2.3.4 de la délibération.

Storengy, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	36,4	38,3	40,3	39,8	38,7
Amortissement des actifs en service	9,8	10,2	12,5	14,3	11,7
Rémunération des actifs en service	1,7	1,8	1,9	1,9	1,8
Immobilisations en cours (IEC)	7,7	7,9	7,9	7,8	7,8
Rémunération des IEC	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total des CCN « hors infrastructures »	11,8	12,2	14,7	16,4	13,8

3.3.3.2 Teréga

- **Trajectoire des charges de capital normatives**

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Teréga de 2020 à 2023 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)

Teréga, en M€ _{courants}	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	1189,9	1 244,6	1 270,1	1 298,7	1 320,3	1 283,4
Mises en service*		47,9	49,5	41,8	27,7	41,7
Amortissement		-43,5	-44,6	-46,0	-47,1	-45,3
Réévaluation		21,2	23,7	25,8	-4,8	16,5
BAR au 31/12/N		1 270,1	1 298,7	1 320,3	1 296,1	1 296,3
Immobilisations en cours (IEC)	44,7	28,6	32,8	35,1	47,5	36,0

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Teréga de 2020 à 2023 :

Teréga, en M€courants	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Amortissement des actifs en service	42,6	43,5	44,6	46,0	47,1	45,3
Rémunération des actifs en service	68,4	59,1	60,3	61,7	62,7	61,0
Rémunération des IEC	1,9	0,9	1,0	1,1	1,5	1,1
Total des charges de capital normatives		103,5	105,9	108,8	111,3	107,4
<i>dont CCN « hors infrastructures immobilier et véhicules »</i>	112,9	2,0	2,8	4,3	4,4	3,4
<i>dont CCN « hors infrastructures- SI » (TOTEX expérimental)</i>		6,6	6,8	6,9	6,9	6,8

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

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures – immobilier et véhicules » de Teréga de 2020 à 2023, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.2.3.4 de la délibération.

Teréga, en M€courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	11,7	16,0	26,7	26,4	20,2
Amortissement des actifs en service	1,4	1,9	3,0	3,1	2,3
Rémunération des actifs en service	0,6	0,8	1,3	1,3	1,0
Immobilisations en cours (IEC)	2,9	6,2	1,1	0,3	2,6
Rémunération des IEC	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1
Total des CCN « hors infrastructures – immobilier et véhicules »	2,0	2,8	4,3	4,4	3,4

• **Trajectoire des TOTEX SI**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique des mises en service, CCN et TOTEX au titre des actifs « hors infrastructures – systèmes d'information » de Teréga de 2020 à 2023, qui font l'objet d'une régulation spécifique expérimentale de type « TOTEX » définie au 2.2.3.4 de la délibération.

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	19,0	19,4	18,2	16,0	18,1
Amortissement des actifs en service	5,6	5,8	6,0	6,1	5,9
Rémunération des actifs en service	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9
Immobilisations en cours (IEC)	2,7	2,0	1,6	1,6	2,0
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Total des CCN « hors infrastructures – SI »	6,6	6,8	6,9	6,9	6,8

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Mises en services SI	5,7	4,3	3,5	3,4	4,2
OPEX SI	5,4	5,7	6,4	6,3	5,9
« TOTEX SI »	11,1	10,0	9,9	9,7	10,1

3.3.3.3 Géométhane

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Géométhane de 2020 à 2023 :

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)

Géométhane, en M€ _{courants}	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	197,2	205,6	235,2	240,2	331,5	253,1
Mises en service*		35,9	11,8	96,6	11,7	39,0
Amortissement		-9,8	-10,7	-11,4	-15,3	-11,8
Réévaluation		3,5	3,9	6,1	5,9	4,8
BAR au 31/12/N		235,2	240,2	331,5	333,7	285,2
Immobilisations en cours (IEC)	76,4	103,2	65,2	84,8	5,8	64,7

*Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Géométhane de 2020 à 2023 :

Géométhane, en M€ _{courants}	Moyenne 18-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Amortissement des actifs en service	8,9	9,8	10,7	11,4	15,3	11,8
Rémunération des actifs en service	11,3	9,8	11,2	11,4	15,7	12,0
Rémunération des IEC	3,2	3,2	2,0	2,6	0,2	2,0
Projet HyGreen Provence		0,0	1,4	1,5	1,5	1,1
Total des charges de capital normatives	23,4	22,7	25,4	26,9	32,7	26,9
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>		<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>	<i>1,6</i>

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

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructures » de Géométhane de 2020 à 2023, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au 2.2.3.4 de la délibération.

Géométhane, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	18,6	18,3	17,9	17,6	18,1
Amortissement des actifs en service	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Rémunération des actifs en service	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9
Immobilisations en cours (IEC)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rémunération des IEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des CCN « hors infrastructures »	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

3.4 CRCP au 31 décembre 2019

3.4.1 Storengy

Storengy a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à +11,6 M€ à rendre à l'opérateur. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- des CNE et des CCN inférieures à la trajectoire de l'ATS1;
- des recettes d'achats/ventes de gaz de performance ;
- un bonus attribué au titre de la commercialisation 2019 ;
- la couverture par le tarif (au travers de leur déduction des recettes de commercialisation) des pénalités versées à ses clients au titre des défaillances survenues au cours de l'hiver 2018-2019 ;
- de l'écart entre le CRCP 2018 réalisé par rapport au CRCP estimé.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 retenu par la CRE s'élève à -12,8 M€ à rendre aux utilisateurs. La CRE a retenu plusieurs ajustements par rapport à la demande de Storengy :

- l'écart entre le CRCP estimé et réalisé a été ajusté en ne retenant pas, par rapport à la demande de Storengy, la couverture des charges suivantes :
 - o la dépréciation du gaz de Soings-en-Sologne (8,7 M€) qui est issue d'une situation antérieure à l'entrée en régulation ;
 - o les pénalités versées en 2018 (1,1 M€) aux clients de Storengy à la suite des défaillances opérationnelles de ses stockages ne sont pas incluses dans les charges à couvrir par le tarif : la CRE ne considère pas acceptable que les utilisateurs qui ont bénéficié de ces pénalités en supportent par la suite la charge dans le tarif ;
 - o une part du montant facturé par Storengy SAS à Storengy France, en cohérence avec l'ajustement retenu pour la période ATS2, décrit au 3.1.2.2.2 (2,2 M€) ;
- la déduction des pénalités des recettes de commercialisation 2019 n'est pas retenue (8,9 M€), pour les mêmes motifs que les pénalités versées en 2018 ;
- le bonus de régulation 2019 est révisé à la baisse (-3,2 M€) : la CRE considère que ce dernier doit être calculé pour les revenus d'enchères des capacités 2019-2020 (alors qu'il est calculé par Storengy sur la base de l'ensemble des revenus d'enchères y compris celles tirées des ventes pluriannuelles).

Storengy - CRCP au 31 décembre 2019 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Reliquats des CRCP antérieurs	0	0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2018 fin 2018 et le CRCP définitif pour 2018	2,6	-9,6
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2019	9,0	-3,2
Dont recettes de commercialisation	7,5	-1,4
Dont reversement des opérateurs de transport	1,2	1,2
Dont charges nettes d'exploitation	-4,6	-4,6
Dont charges de capital normatives	-4,1	-4,2
Dont gains ou pertes relatifs aux achats-ventes de gaz de performance	-3,5	-3,5
Dont rémunération du gaz de performance	1,1	1,1
Dont bonus régulation incitative commercialisation	11,4	8,2
Solde du CRCP au 31 décembre 2019 actualisé	+11,6	-12,8*

* Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 correspond donc à la restitution aux utilisateurs des stockages de -12,8 M€.

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2019 sera lissé et intégré au revenu autorisé sur la période ATS2. Le montant au titre des écarts de l'année 2019 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2020.

3.4.2 Teréga

Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à -4,8 M€ à rendre aux utilisateurs. Ce solde est lié aux principaux points suivants :

- des CNE et des CCN inférieures à la trajectoire du tarif ATS1 ;
- un bonus attribué au titre de la commercialisation 2019.

Le solde du CRCP au 31 décembre retenu par la CRE s'élève à -4,7 M€.

Teréga - CRCP au 31 décembre 2019 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Reliquats des CRCP antérieurs	0	0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2018 fin 2018 et le CRCP définitif pour 2018	-0,5	-0,5
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2019	-4,3	-4,2
Dont recettes de commercialisation	0,0	0,0
Dont reversement des opérateurs de transport	0,1	0,1
Dont charges nettes d'exploitation	-1,6	-1,6
Dont charges de capital normatives	-5,9	-5,8
Dont gains ou pertes relatifs aux achats-ventes de gaz de performance	0,0	0,0
Dont bonus régulation incitative commercialisation	3,1	3,1
Solde du CRCP au 31 décembre 2019 actualisé	-4,8	-4,7*

* Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 correspond donc à la restitution aux utilisateurs des stockages de -4,7 M€.

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2019 sera lissé et intégré au revenu autorisé sur la période ATS2. Le montant au titre des écarts de l'année 2019 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2020.

3.4.3 Géométhane

Géométhane a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2018 à 1,2 M€ à reverser à l'opérateur. Ce solde est lié aux principaux points suivants :

- des CCN inférieures à la trajectoire de l'ATS1 et dans une moindre mesure, des CNE supérieures à la trajectoire de l'ATS1 ;
- le bonus attribué au titre de la commercialisation 2018.

Le solde du CRCP au 31 décembre retenu par la CRE s'élève à 1,2 M€. L'écart par rapport à la demande de Géométhane provient d'un bonus de commercialisation calculé par Géométhane sur la base de l'ensemble des revenus d'enchères (y compris celles issues des ventes pluriannuelles) alors que le bonus 2019 doit être calculé pour les revenus d'enchères des capacités 2019-2020.

Géométhane - CRCP au 31 décembre 2019 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Reliquats des CRCP antérieurs	0	0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2018 fin 2018 et le CRCP définitif pour 2018	0,8	0,8
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2019	0,5	0,4
Dont recettes de commercialisation	0,0	0,0
Dont reversement des opérateurs de transport	0,2	0,2
Dont charges nettes d'exploitation	1,0	1,0
Dont charges de capital normatives	-1,2	-1,2
Dont gains ou pertes relatifs aux achats-ventes de gaz de performance	0,0	0,0
Dont bonus régulation incitative commercialisation	0,5	0,4
Solde du CRCP au 31 décembre 2019 actualisé	1,2	1,2*

* Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 correspond donc à la restitution à l'opérateur de 1,2 M€.

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2019 sera lissé et intégré au revenu autorisé sur la période ATS2. Le montant au titre des écarts de l'année 2019 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2020.

3.5 Revenu autorisé sur la période 2020-2023

3.5.1 Storengy

Le revenu autorisé de Storengy pour la période 2020-2023 est le suivant:

Storengy, en M€_{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Charges nettes d'exploitation	178,1	178,9	180,4	184,4	180
Charges de capital normatives	320,9	329,2	344,0	354,7	337
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2018 + estimé 2019)	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3
Revenu autorisé	495,4	504,5	520,7	535,5	514,3

Le revenu autorisé de Storengy pour la période ATS2 s'élèvera à 514 M€/an en moyenne, soit une évolution de - 1,3 % entre 2018 et 2020 (principalement lié à la baisse du taux de rémunération), puis une évolution de +2,6 % par an en moyenne entre 2020 et 2023.

3.5.2 Teréga

Le revenu autorisé de Teréga pour la période 2020-2023 est le suivant :

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Charges nettes d'exploitation	44,4	45,9	46,2	47,4	46,0
Charges de capital normatives	103,5	105,9	108,8	111,3	107,4
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2018 + estimé 2019)	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2
Revenu autorisé	146,6	150,6	153,8	157,5	152,1

Le revenu autorisé de Teréga pour la période ATS2 s'élèvera à 152 M€/an en moyenne, soit une évolution de - 1,6 % entre 2018 et 2020 (principalement lié à la baisse du taux de rémunération), puis une évolution de +2,4 % par an en moyenne entre 2020 et 2023.

3.5.3 Géométhane

Le revenu autorisé de Géométhane pour la période 2020-2023 est le suivant :

Géométhane, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Charges nettes d'exploitation	16,9	17,5	19,2	19,9	18,4
Charges de capital normatives	22,7	25,4	26,9	32,7	26,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2018 + estimé 2019)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Revenu autorisé	40,0	43,2	46,4	53,0	45,6

Le revenu autorisé de Géométhane pour la période ATS2 s'élèvera à 46 M€/an en moyenne, soit une évolution de -4,5 % entre 2018 et 2020 (principalement lié à la baisse du taux de rémunération), puis une évolution de +9,8 % par an en moyenne entre 2020 et 2023.

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

4.1 Perception des revenus autorisés

4.1.1 Commercialisation des capacités de stockage

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

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

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

Dans l'hypothèse où les recettes perçues directement par les opérateurs sont inférieures à leur revenu autorisé, les gestionnaires de réseau de transport collectent une compensation auprès de leurs clients et la reversent aux opérateurs de stockage. Les modalités de collecte et de reversement de cette compensation sont fixées dans la délibération du 12 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane.

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

4.2 Pénalités

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

Ainsi, dans le tarif ATS2, en cas de restriction des capacités d'injection ou de soutirage souscrites par un client donnant lieu au versement d'une pénalité par l'opérateur, cette pénalité sera calculée sur la base du montant dû par le client sur la durée de la restriction et du taux de restriction :

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

Les pénalités sont couvertes à 100% au CRCP au-delà d'un plafond annuel de 10 M€ pour Storengy et de 3 M€ pour Teréga. Ainsi, les opérateurs sont incités sur ce poste jusqu'à ce plafond de coût, au-delà duquel l'impact financier est neutralisé, afin de ne pas leur faire supporter un risque trop significatif en cas de situation exceptionnelle (voir 4.3 de la présente délibération).

DECISION

La CRE fixe le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane à partir de 2020, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à Storengy, Teréga et Géométhane pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire de charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- le tarif applicable à partir de 2020 (partie 4).

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise :

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la Ministre de la transition écologique et solidaire, ainsi qu'au Ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 12 décembre 2019.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

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

Les indicateurs suivants sont suivis sans faire l'objet d'une incitation financière en 2020 :

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

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATS2. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE considèrera utile.

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

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

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

(1) : 6 groupements de stockage :

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

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

Information	Fréquence de publication	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication
Informations⁽¹⁾ en cas d'évènements pouvant conduire à une restriction des droits des utilisateurs	Dès l'apparition d'un évènement conduisant à la restriction de capacités	Nombre de jours avec restriction de capacités ayant fait l'objet d'une mise à disposition d'informations par rapport au nombre de jours total avec restriction de capacités	Annuelle
Suivi du délai moyen de préavis	Dès l'apparition d'un évènement conduisant à la restriction de capacités	Nombre de jours moyen entre l'annonce du préavis et le début de la période de restriction de capacités	Annuelle
Date de mise en œuvre :	1 ^{er} janvier 2020		

(1) : les informations à publier sont :

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

3. Indicateurs relatifs à l'environnement

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

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

4.2.1.1 Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2020 à 2023, les charges de capital prises en compte pour la mise à jour annuelle du revenu autorisé sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€_{courants}	2020	2021	2022	2023
Storengy	320,9	329,2	344,0	354,7
Teréga	103,5	105,9	108,8	111,3
Géométhane	22,7	25,4	26,9	32,7

4.2.1.2 Mise à jour des charges nettes d'exploitation

Pour les années 2020 à 2023, les charges nettes d'exploitation prises en compte pour la mise à jour annuelle du revenu autorisé sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€_{courants}	2020	2021	2022	2023
Storengy	178,1	178,9	180,4	184,4
Teréga	44,4	45,9	46,2	47,4
Géométhane	16,9	17,5	19,2	19,9

4.2.1.3 Calcul et apurement du solde du CRCP

Storengy, en M€ _{courants}	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	309,1	317,0	329,3	338,4
Charges d'énergie et achats et ventes de quotas de CO ₂	100%	-	24,3	25,2	26,4
	80%	23,7	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables	100%	-	2,7	2,8	2,8
	80%	2,7	Mis à jour chaque année		
Charges de traitement des effluents	100%	-	3,6	3,6	3,7
	80%	3,5	Mis à jour chaque année		
Ecarts de charges d'exploitation ou de charges de capital « hors infrastructure » dus aux écarts entre l'IPC prévisionnel et l'IPC constaté	100%	0	0	0	0
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100%	46,7	41,8	42,3	42,8
Pénalités versées aux clients	100% au-delà du seuil de 10 M€	0	0	0	0
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100%	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100%	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actif immobiliers ou de terrains	80%	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100%	0	0	0	0
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100%	0	0	0	0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	4,2	4,8	5,0	5,1

Teréga, en M€ _{courants}	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	94,9	96,3	97,6	100,0
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO ₂	100%		5,8	5,8	5,8
	80%	5,8	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables	100%		0,1	0,1	0,1
	80%	0,1	Mis à jour chaque année		
Charges de traitement des effluents	100%		0,4	0,4	0,4
	80%	0,4	Mis à jour chaque année		
Ecarts de charges d'exploitation ou de charges de capital « hors infrastructure » dus aux écarts entre l'IPC prévisionnel et l'IPC constaté	100%	0	0	0	0
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (produits)	100%	6,7	6,8	6,9	7,1
Pénalités versées aux clients	100% au-delà du seuil de 3 M€	0	0	0	0
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100%	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100%	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80%	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100%	0	0	0	0
Trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga	50%	11,1	10,0	9,9	9,7
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100%	0	0	0	0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,47	0,47	0,47	0,49

Géométhane, en M€ _{courants}	Taux	2020	2021	2022	2023
Recettes issues du terme tarifaire de compensation	100%	Le montant de la compensation est calculé annuellement au terme de la campagne d'enchères (mois de mars de l'année N).			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	21,1	23,8	25,3	31,1
Charges d'énergies et les achats et ventes de quotas de CO ₂	100%	-	0,71	0,70	0,84
	80%	0,70	Mis à jour chaque année		
Charges de consommables	100%	-	0,11	0,12	0,12
	80%	0,11	Mis à jour chaque année		
Charges de traitement des effluents	100%	-	0,07	0,07	0,07
	80%	0,07	Mis à jour chaque année		
Ecarts de charges d'exploitation ou de charges de capital « hors infrastructure » dus aux écarts entre l'IPC prévisionnel et l'IPC constaté	100%	0	0	0	0
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (charges)	100%	6,8	6,9	7,6	7,7
Quote-part des provisions pour démantèlement constituées par l'opérateur	100%	0	0	0	0
Bonus et pénalités résultant des différents mécanismes de régulation incitative	100%	0	0	0	0
Plus-values de cession d'actifs immobiliers ou de terrains	80%	0	0	0	0
Frais d'études sans suite et coûts échoués dont la CRE approuverait la couverture	100%	0	0	0	0
Constitution de stocks de gaz complémentaires consécutifs à la mise en œuvre d'obligations réglementaires telles que prévues à l'article L. 421-6 du code de l'énergie	100%	0	0	0	0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,70	0,75	0,80	0,85