

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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2023-07 DU 26 JUILLET 2023 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

Les dispositions des articles 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 réseaux de transport de gaz naturel. La CRE peut procéder aux modifications de cadre de régulation, 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.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7, est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020 pour une durée de quatre ans, en application de la délibération n° 2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

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

- le premier, en date du 22 février 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant l'introduction d'un terme tarifaire facturé en fonction du débit des compteurs des utilisateurs visant prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution. Cet atelier a regroupé 75 participants ;
- le deuxième, en date du 4 mai 2023, portait sur la structure tarifaire des tarifs de transport de gaz. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la structure du tarif du réseau de grand transport, en particulier les tarifs applicables aux interconnexions. Cet atelier a regroupé 70 participants ;
- le troisième, en date du 10 mai 2023, portait sur les gaz verts. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la tarification applicable à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux. Cet atelier a regroupé 85 participants ;
- le quatrième, en date du 20 juin 2023, portait sur l'avenir des infrastructures de gaz françaises et les adaptations possibles du cadre de régulation tarifaire pour prendre en compte la décroissance des consommations de gaz naturel. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant la chronique d'amortissement de la Base d'Actifs Régulés (BAR), la prise en compte de l'inflation dans la base d'actifs régulés et les incitations possibles à la maîtrise des investissements. Cet atelier a regroupé 86 participants.

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

La présente consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE sur les tarifs de transport de gaz, sur la base de ses analyses et des premiers retours reçus par la CRE des acteurs de marché, concernant les trois volets principaux de sa décision tarifaire prévue à la fin de l'année 2023 pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2024 :

- le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant ;
- la structure du tarif de transport, c'est-à-dire la façon dont le revenu autorisé des gestionnaires de réseau de transport de gaz (GRT) est répercuté auprès des utilisateurs au travers de différents termes tarifaires ;

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

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

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

Conformément aux dispositions du règlement (UE) 2017/460 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz (ci-après « code de réseau Tarif »), la présente consultation publique est ouverte pour deux mois et sera transmise à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) pour avis. Elle inclut l'ensemble des informations prévues par le code de réseau Tarif.

1. Principaux enjeux des prochains tarifs de transport de gaz (tarifs ATRT8)

Les orientations que retiendra la CRE pour le tarif ATRT8 devront répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais devront aussi préparer le cadre de régulation aux problématiques de plus long terme du système gazier.

La période tarifaire à venir sera marquée par la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années et souhaitée par la PPE, et qui s'est accélérée en 2022 sous l'effet des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Par ailleurs, de nombreuses souscriptions de long terme aux points d'entrée et de sortie du réseau de transport de gaz arrivent à échéance entre 2024 et 2027 et ne devraient pas être reconduites dans les mêmes proportions. Cette baisse prévue entraînera mécaniquement une réduction de l'assiette sur laquelle les GRT collectent leurs revenus. Elle implique en conséquence une hausse des termes tarifaires, toutes choses égales par ailleurs.

Au cours des périodes tarifaires suivantes, la baisse de la consommation de gaz devrait se poursuivre. L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 publiée par la CRE le 4 avril 2023 montre que le dimensionnement des infrastructures nécessaires, notamment en transport, ne devrait que faiblement décroître. Des coûts fixes importants seront donc supportés par une plus faible base d'utilisateurs, ce qui entraînera de nouvelles hausses des termes tarifaires.

Cette perspective conduit la CRE à s'interroger sur les évolutions du cadre de régulation tarifaire à mettre en œuvre pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier. En particulier, la CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les moyens permettant d'éviter de faire supporter les coûts fixes induits par l'utilisation actuelle des infrastructures sur les utilisateurs de demain. Cela pourrait notamment consister à accélérer le rythme d'amortissement de la BAR des opérateurs et à ne plus prendre en compte l'inflation dans la valorisation de celle-ci.

Par ailleurs, la PPE en vigueur prévoit à la fois une trajectoire de consommation globale de gaz en diminution, et une modification progressive du mix énergétique, incluant en particulier un développement du gaz d'origine renouvelable. La PPE a fixé un objectif de 14 à 22 TWh par an de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Le développement constaté ces dernières années, plus de 10 TWh d'injection de gaz renouvelable atteints début 2023, est amené à se poursuivre et les GRT devront adapter leurs réseaux en conséquence, ce qui suppose des investissements spécifiques.

Dans ce contexte de baisse de la demande de gaz, la maîtrise des charges et des investissements des gestionnaires de réseaux est un enjeu majeur au cœur de l'élaboration du tarif ATRT8. Des efforts d'efficacité et d'efficacité importants sont attendus de la part des gestionnaires de réseaux lors de la prochaine période tarifaire.

La tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz. La France important la majeure partie du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles. Les flux de gaz sur le réseau de transport français ont profondément évolué depuis le début de la guerre en Ukraine. Cette modification des flux devrait perdurer à long terme d'après les simulations effectuées dans le cadre de l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières. La présente consultation publique expose ainsi les évolutions de structure tarifaire que la CRE juge nécessaires dans ce contexte.

2. Demandes des opérateurs

Les gestionnaires de réseau de transport prévoient une forte baisse des souscriptions

Un certain nombre des souscriptions de long terme en entrée et en sortie aux points d'interface réseaux (PIR) vont arriver à leur terme au cours de la période ATRT8. Le niveau d'utilisation réelle des points concernés par ces baisses étant inférieur au niveau des capacités souscrites, les GRT prévoient qu'une partie des capacités de nouveau disponibles ne seront pas souscrites à l'échéance de ces engagements. Ils anticipent en conséquence des baisses significatives du niveau des capacités souscrites sur les points d'interconnexions des réseaux de GRTgaz et Teréga entre 2023 et 2027. Les augmentations de souscriptions prévues dans les terminaux méthaniers ne compenseront que partiellement cet effet.

Par ailleurs la baisse globale des consommations de gaz constatée en 2022 et qui pourrait se poursuivre sur la prochaine période tarifaire devrait, selon les GRT, conduire à une baisse significative des souscriptions de capacité sur le réseau de transport régional.

Les gestionnaires de réseau demandent des moyens supplémentaires significatifs

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

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par GRTgaz et Teréga conduirait à une hausse importante des charges à couvrir (charges nettes d'exploitations et charges de capital normatives) :

- environ 2 217 M€/an pour GRTgaz sur la période ATRT8 à comparer à 1 840 M€ constatés en 2022 (+20 %) et ;
- environ 302 M€/an pour Teréga sur la période ATRT8 à comparer à 249 M€ constatés en 2022 (+21 %).

Ces demandes, si elles étaient retenues par la CRE, mèneraient à une forte hausse tarifaire, d'environ 38 % par rapport aux termes tarifaires actuellement en vigueur, compte tenu de la baisse prévue de la consommation.

3. La CRE envisage des ajustements sur la demande des gestionnaires de réseau pour maîtriser la charge qui pèsera sur les consommateurs finals

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

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

- un audit de la demande de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour les années 2024-2027 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération de la base d'actifs régulés des GRT. GRTgaz et Teréga demandent respectivement un coût moyen pondéré du capital de 4,65 % et 4,70 % (réel avant impôts), contre 4,25 % dans le tarif ATRT7.

A ce stade, la CRE envisage une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par les GRT. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage à ce stade de fixer le revenu autorisé des GRT pour le tarif ATRT8 :

- pour les charges d'exploitation, les ajustements recommandés par le consultant externe, associés à ceux envisagés par la CRE, constituent la borne basse de la fourchette envisagée, la demande des GRT constitue la borne haute ;
- pour le coût moyen pondéré du capital (CMPC), la CRE envisage une fourchette de 2,9 % à 4,2 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit entre 4,4 % et 5,5 % en nominal avant impôts). La méthode retenue pour établir cette fourchette est en évolution notable par rapport au tarif ATRT7 (voir point suivant).

Concernant les investissements, la perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de leur sélectivité, avec pour objectifs prioritaires la sécurité et l'intégrité des réseaux et l'intégration du biométhane. A ce stade, la CRE n'a pas identifié d'anomalie dans les trajectoires proposées par les GRT et ne prévoit donc pas d'ajustement significatif sur les demandes d'investissements des GRT. La CRE veillera cependant au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT.

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

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

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

A ce stade, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt. Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRT8, la CRE envisage en conséquence de retenir :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour l'ATRT7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme qui pourrait s'établir entre 2,7 % à 3,9 % (réel, avant impôts, soit entre 3,9 % et 5,1 % en nominal avant impôts) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui pourrait s'établir entre 3,6 % à 5,2 % (réel, avant impôts, soit entre 6,1 % et 7,2 % en nominal avant impôts).

Ces taux peuvent être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse de pondération de 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs sur la période tarifaire, le CMPC moyen s'établirait dès lors entre 2,9 % et 4,2 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit entre 4,4 % et 5,5 % en nominal avant impôts).

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

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat que le réseau de transport existant restera nécessaire à l'horizon 2050 (moins de 10 % des infrastructures de transport de gaz pourraient être décommissionnées ou converties à l'hydrogène) même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation. En effet, les objectifs climatiques français imposent dans le même temps, une baisse de la consommation de gaz (division par deux ou davantage) et une hausse de la production de gaz verts. Si l'on ajoute les nécessaires investissements pour l'intégration des gaz verts, le niveau tarifaire pourrait devenir très difficilement supportable pour les consommateurs subsistant à cet horizon.

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

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

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

La CRE présente une structure tarifaire qui prend en compte les évolutions des flux de gaz et les obligations du code de réseau Tarif européen

La structure du tarif ATRT8 doit être fixée de manière transparente et non discriminatoire. Elle doit refléter les coûts engendrés par les utilisateurs des réseaux afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs. Le tarif ATRT7 satisfait déjà aux exigences du code de réseau Tarif.

Le tarif ATRT8 envisagé par la CRE a été élaboré de manière à couvrir le revenu autorisé des GRT tout en s'assurant que le niveau relatif des termes tarifaires est cohérent et n'induit pas de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport.

La méthode d'élaboration de la grille tarifaire proposée par la CRE est dans la continuité du tarif ATRT7. En particulier, les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux sont alignés, conformément au code de réseau Tarif. La CRE a ajusté les scénarios de flux gaziers pour prendre en compte les changements majeurs constatés avec l'arrêt des exportations de gaz russe vers l'Europe de l'Ouest et le remplacement de ces flux par du GNL via les terminaux méthaniers français ou venant éventuellement d'Espagne.

La CRE envisage une évolution de la tarification de l'injection de gaz renouvelables et bas carbone

Le développement de la production de biométhane et de la méthanation, couplé à l'émergence de nouvelles technologies comme la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale, vecteurs de la décarbonation du gaz, font porter des coûts d'adaptation des réseaux aux GRT, et placent les producteurs comme une catégorie croissante d'utilisateurs des réseaux. La CRE envisage en conséquence de faire évoluer le tarif d'injection à la hausse pour qu'il couvre mieux les coûts induits par l'injection sur le réseau.

La CRE fait part de ses analyses préliminaires sur le financement par le tarif de transport de gaz des actions de R&D concernant le transport de l'hydrogène et du CO₂

Les GRT demandent en outre des budgets de R&D en forte hausse, ce qu'ils justifient par la nécessité de préparer l'avenir de leurs entreprises et notamment la diversification possible vers le transport de l'hydrogène ou du CO₂. A ce stade de ses analyses, la CRE est favorable à la prise en compte des budgets de R&D des GRT, sous réserve que les programmes de recherche soient coordonnés entre opérateurs et que les recherches soient en lien avec l'activité de transport de gaz. En parallèle, la CRE accompagne l'essor de la filière hydrogène et de la filière de capture et de stockage de CO₂.

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

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRT8 et ceux des autres infrastructures de gaz les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire en vigueur : durée de quatre ans, régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), encadrement de l'apurement annuel du CRCP.

Les résultats de ce cadre de régulation en vigueur depuis quatre périodes tarifaires sont globalement satisfaisants en ce qui concerne les performances des GRT, selon le bilan qui figure en annexe de la présente consultation publique. Néanmoins, la CRE envisage des adaptations sur plusieurs thèmes comme les charges d'énergie des opérateurs, la prise en compte de l'inflation dans les mises à jour annuelles ou la régulation incitative applicable aux actifs hors réseaux.

4. Les termes tarifaires du tarif ATRT8 devraient être en forte hausse

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation présentées par la CRE dans la consultation publique, l'évolution des différents termes tarifaires pourrait s'établir en moyenne autour de 20 % entre 2023 et 2024, et serait suivie d'une évolution annuelle selon l'inflation. Cette hausse pourrait être lissée en partie sur les quatre années du tarif.

Chiffres clés illustratifs

Chiffres clés 2024-2027 (en € courants)			2022 réalisé
	Borne basse	Borne Haute	
Charges d'exploitation M€/an	954	1207	869
<i>GRTgaz</i>	882	1103	797
<i>Teréga Transport</i>	72	104	72
Charges de capital M€/an	1109	1341	1220
<i>GRTgaz</i>	948	1139	1043
<i>Teréga Transport</i>	161	202	177
CMPC (réel avant impôts)	2,9 %	4,2 %	4,25 %
<i>dont taux historique</i>	2,7 %	3,9 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	3,6 %	5,2 %	N/A
CMPC (nominal avant impôts)	4,4 %	5,5 %	5,60 %
<i>dont taux historique</i>	3,9 %	5,1 %	N/A
<i>dont taux court terme</i>	6,1 %	7,2 %	N/A
Investissements M€/an	577		512
<i>GRTgaz</i>	459		405
<i>Teréga Transport</i>	118		107

Tarif illustratif 2024			
Réseau Principal		(€/MWh/j /an)	Evolution vs. tarif 2023
Entrées	PIR	126,16	19,4 %
	PITTM	119,70	25,8 %
Sorties	Obergailbach	436,94	16,3 %
	Oltingue	437,99	13,2 %
	Pirineos	568,34	-3,2 %
	Alveringem	48,46	15,2 %
	Domestique	122,71	28,9 %
Réseau Régional		(€/MWh/j /an)	Evolution vs. tarif 2023
Transport réseau ré- gional	GRTgaz	98,35	16,7 %
	Teréga	103,19	21,7 %

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

Paris, le 26 juillet 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

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

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

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

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

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

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

SOMMAIRE

1. LISTE DES QUESTIONS	11
2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	14
2.1 COMPETENCES DE LA CRE	14
2.2 OBJET DE LA CONSULTATION	15
3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	15
3.1 LE CADRE TARIFAIRE ACTUEL A PERMIS LA MAITRISE DES COUTS DANS LA DUREE ET UNE AMELIORATION DU NIVEAU DE QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION.....	15
3.1.1 Maitriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final	15
3.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements	16
3.1.3 Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.....	16
3.2 RAPPEL DES GRANDS PRINCIPES DU CADRE TARIFAIRE	17
3.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans	17
3.2.2 Construction du revenu autorisé des GRT.....	17
3.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	26
3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	26
3.3.2 Régulation incitative des investissements.....	31
3.4 REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LA COMMERCIALISATION	34
3.5 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	35
3.5.1 Rappel du dispositif en vigueur	35
3.5.2 Bilan du dispositif sur la période ATRT7	35
3.5.3 Simplification et adaptation du dispositif.....	37
3.6 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION	40
3.7 ADAPTATION DU CADRE DE REGULATION TARIFAIRE POUR LIMITER LE RISQUE D'UNE HAUSSE TROP IMPORTANTE DU COUT UNITAIRE D'ACHEMINEMENT POUR LES UTILISATEURS FUTURS DU RESEAU.....	40
3.7.1 Les perspectives de baisse de la consommation font peser un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement.....	41
3.7.2 Des leviers tarifaires existent pour encadrer ce risque.....	41
3.7.3 Le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement et les leviers pour encadrer ce risque ont fait l'objet d'un atelier thématique de concertation.....	41
3.7.4 Evolution vers une rémunération nominale	42
3.7.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs.....	43
3.7.6 Amortissement dégressif.....	44
3.7.7 Réduction de la durée d'amortissement.....	44
3.7.8 Incitation financière au maintien en service des actifs.....	45
3.7.9 Mise en œuvre des évolutions	46
4. NIVEAU TARIFAIRE	47
4.1 BILAN DE LA PERIODE ATRT7 : CHARGES D'EXPLOITATION	47
4.1.1 GRTgaz	47
4.1.2 Teréga.....	48
4.2 DEMANDE TARIFAIRE DES OPERATEURS ET PRINCIPAUX ENJEUX QU'ILS Y ASSOCIENT.....	48
4.2.1 GRTgaz	48

4.2.2 Teréga.....	49
4.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	49
4.3.1 Demande des opérateurs.....	49
4.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue	50
4.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes	51
4.4 COUT MOYEN PONDERE DU CAPITAL.....	62
4.4.1 Demande des opérateurs.....	62
4.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE.....	62
4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE	62
4.5 INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	63
4.5.1 GRTgaz	63
4.5.2 Teréga.....	66
4.6 CRCP AU 31 DECEMBRE 2023	69
4.6.1 GRTgaz	69
4.6.2 Teréga.....	70
4.7 CHARGES A COUVRIR.....	71
4.7.1 Demande des opérateurs.....	71
4.7.2 Scénario illustratif pour la grille tarifaire	72
4.8 SOUSCRIPTIONS PREVISIONNELLES DE CAPACITES	73
4.8.1 Demande des opérateurs.....	73
4.8.2 Analyse préliminaire de la CRE	74
4.9 REVENU AUTORISE LISSE	75
4.9.1 GRTgaz	75
4.9.2 Teréga.....	75
5. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	76
5.1 REPRESENTATION DU RESEAU ET PERIMETRE COUVERT PAR LE TARIF ATRT8.....	76
5.2 STRUCTURE TARIFAIRE DU RESEAU PRINCIPAL.....	77
5.2.1 Atelier thématique de concertation	77
5.2.2 Méthodologie de calcul des prix de référence	78
5.2.3 Tarification des capacités interruptibles	91
5.2.4 Tarification des capacités rebours.....	92
5.3 STRUCTURE TARIFAIRE DU RESEAU REGIONAL	94
5.3.1 Modalités de souscription des capacités	94
5.3.2 Timbre d'injection biométhane	95
5.3.3 Grille tarifaire illustrative des réseaux régionaux pour 2024	101
6. COMPENSATION STOCKAGE	102
6.1 RAPPELS DU PRINCIPE DE COUVERTURE DES COUTS	102
6.2 PERIMETRE DE LA COMPENSATION STOCKAGE	102
6.3 CALCUL DU TERME TARIFAIRE STOCKAGE	103
ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION	105
ANNEXE 2 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET TAUX DE COUVERTURE ENVISAGES A CE STADE	113
ANNEXE 3 : EVOLUTION DES RECETTES DE SOUSCRIPTIONS PAR TYPE DE POINT (SCENARIO ILLUSTRATIF)	114
ANNEXE 4 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF	115

ANNEXE 5 : COMPARAISON AVEC LA METHODE CAPACITY WEIGHTED DISTANCE DU CODE DE RESEAU TARIF	118
ANNEXE 6 : LISTE DES SCENARIOS DE FLUX.....	119
ANNEXE 7 : FICHER TARIFAIRE SIMPLIFIE	119

1. LISTE DES QUESTIONS

Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.15) présente le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour les GRT, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire ATRT8.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires (cf. p.17) ;

Question 1 Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?

Question 2 Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous l'avis de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation ?

Question 3 Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?

Question 4 Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?

Question 5 Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?

Question 6 Etes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des gestionnaires de réseau de transport ?

Question 7 Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?

Question 8 Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?

Question 9 Etes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?

- les principes d'évolution annuelle du tarif (cf. p.23) ;

Question 10 Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1^{er} octobre de chaque année ?

Question 11 Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

Question 12 Avez-vous des remarques sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire, en particulier en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC, pour la prise en compte de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1 ? Êtes-vous favorable au maintien à +/-2 % du plafond du facteur k ?

Question 13 Êtes-vous favorable au principe de *netting* des CRCP des GRT proposé par Teréga ? Êtes-vous favorable au principe de mutualisation du seuil d'apurement des CRCP des GRT proposé par Teréga ?

- la régulation incitative à la maîtrise des coûts (cf. p.26) ;

Question 14 Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?

Question 15 Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?

Question 16 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRTgaz ?

Question 17 Etes-vous favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi

que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité telle que proposée par GRT-gaz ?

Question 18 Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?

Question 19 Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?

Question 20 Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€ ?

Question 21 Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets ?

Question 22 Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures » ?

Question 23 Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?

- la régulation incitative portant sur la commercialisation (cf. p.34) ;

Question 24 Partagez-vous la position de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.35) ;

Question 25 Partagez-vous le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années ? Avez-vous des remarques ou des suggestions particulières sur la régulation incitative de la qualité de service ?

Question 26 Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone ?

Question 27 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT ?

- la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.40) ;

Question 28 Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

- l'adaptation du cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau (cf. p.40) ;

Question 29 Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques sur sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?

Question 30 Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?

Question 31 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?

Question 32 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?

Question 33 Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Question 34 Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?

Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.47) présente la demande tarifaire des opérateurs, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges des GRT à couvrir pour la période tarifaire ATRT8.

Question 35 Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R&D à inclure dans les trajectoires de charges des GRT ?

Question 36 Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par GRTgaz et Teréga ?

Question 37 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT8 pour GRTgaz et Teréga ?

Question 38 Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE pour la période 2024-2027 ?

Structure tarifaire

La partie 5 de la présente consultation publique (cf. p.76) présente les orientations envisagées par la CRE concernant la structure pour la période tarifaire ATRT8.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- la structure tarifaire du réseau principal (cf. p.77). Ces questions se rapportent principalement à l'application du Règlement (UE) 2017/460 (code de réseau Tarif) ;

Question 39 Etes-vous favorable au maintien de la classification des services rendus par les GRT dans l'ATRT8 ?

Question 40 Etes-vous favorable à la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage envisagée par la CRE dans l'ATRT8 ?

Question 41 Etes-vous favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional dans l'ATRT8 ?

Question 42 Etes-vous favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATRT8 ?

Question 43 Etes-vous favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie pour l'ATRT8 ?

Question 44 Etes-vous favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal pour l'ATRT8 ?

Question 45 Etes-vous favorable à la suppression du rabais de 100 % sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1^{er} avril 2024 ?

Question 46 Etes-vous favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8 ?

Question 47 Avez-vous des remarques concernant les scénarios de flux envisagés à ce stade par la CRE ?

Question 48 Avez-vous des remarques concernant la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée à ce stade par la CRE ?

Question 49 Avez-vous des remarques concernant la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux ?

Question 50 Etes-vous favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8 ?

Question 51 Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs ?

Question 52 Etes-vous favorable à la suppression des tarifs congestionnés ?

Question 53 Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire illustrative présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?

Question 54 Etes-vous favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos ?

Question 55 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles pour GRTgaz et Teréga ?

Question 56 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités rebours pour GRTgaz ?

Question 57 Êtes-vous favorable aux tarifs d'utilisation de la capacité de rebours virtuel aux PITTM envisagés par la CRE ?

- la structure tarifaire du réseau régional et le tarif d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone (cf. p.94) ;

Question 58 Partagez-vous la position de la CRE concernant le maintien des principes de tarification du réseau régional ?

Question 59 Partagez-vous la position de la CRE concernant les coefficients pour les capacités infra-annuelles ?

Question 60 Partagez-vous la position de la CRE concernant la tarification des pénalités de dépassement ?

Question 61 Êtes-vous favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone ?

Question 62 Êtes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour l'ATRT8 ? Êtes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ? Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ?

Question 63 Êtes-vous favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection par les GRD et associées à l'exploitation des rebours et aux charges d'exploitation indirectes des GRT ?

Question 64 Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?

Compensation stockage

La partie 6 de la présente consultation publique (cf. p.102) présente les principes généraux et le bilan de la compensation stockage ainsi que l'orientation envisagée par la CRE pour la période tarifaire ATRT8.

Question 65 Êtes-vous favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage ?

Autres

Question 66 Avez-vous d'autres remarques ?

2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

2.1 Compétences de la CRE

Les dispositions de l'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donnent compétence à la CRE pour préciser « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les dispositions des articles L. 452-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

En particulier, les dispositions de l'article L. 452-1 prévoient notamment que ces tarifs « sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport [...], 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 ».

Les dispositions de l'article L. 452-2 prévoient que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « 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 ». La délibération de la CRE peut 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 liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ».

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

2.2 Objet de la consultation

Le tarif en vigueur pour les gestionnaires de réseaux de transport (ATRT7) couvre la période 2020-2023. La CRE consulte sur le prochain tarif, prévu pour la période 2024-2027.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRT8, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Certains éléments du cadre de régulation ont vocation à s'appliquer également aux tarifs de stockage et de distribution : ces derniers sont également présentés dans la consultation publique n° 2023-06 concernant le tarif ATS3 du 26 juillet 2023, et la consultation publique concernant le tarif ATRD7 qui sera publiée à l'automne 2023.

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATRT8 la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATRT7, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATRT8 ont pour objectifs :

- d'adapter la régulation tarifaire aux objectifs de politique énergétique français et à leurs conséquences sur l'utilisation des infrastructures gazières à moyen terme ;
- de fixer le cadre de régulation permettant d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges et à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs ;
- d'adapter la structure du tarif à la diminution des souscriptions de long terme aux points d'interconnexion et aux évolutions des schémas de flux observées depuis 2022, tout en maintenant la conformité du tarif avec les exigences des codes de réseaux européens, en particulier le code de réseau Tarif.

3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

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

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

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

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

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service. Ce cadre s'est par ailleurs montré très résilient face aux deux crises majeures traversées, crise sanitaire¹ et crise des prix de l'énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d'assurer une continuité de l'activité dans de bonnes conditions.

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

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

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

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charge sur les quatre années de la période tarifaire. Les écarts à la trajectoire sont à la charge (ou au bénéfice) des opérateurs sauf pour quelques postes choisis, plus difficilement prévisibles et maîtrisables, pour lesquels tout ou partie des écarts est couvert par

¹ Délibération du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux
15/119

les tarifs via le compte de régulation des charges et des produits (CRCP). Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. La CRE s'attache à ce que le niveau d'efficacité révélé en cours de période tarifaire soit pris en compte pour établir les tarifs suivants, de façon à ce que les utilisateurs des infrastructures bénéficient des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, sont fondées sur les niveaux de dépenses réalisés par les opérateurs sur la période précédente.

La CRE considère que ce cadre a permis de maîtriser les dépenses des opérateurs dans la durée : au cours des dix dernières années, le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs gaziers a été maîtrisé (évolution proche de l'inflation) alors que leurs infrastructures se sont largement développées. Par ailleurs, le périmètre du CRCP et son dimensionnement se sont avérés bien adaptés pour protéger les gestionnaires d'infrastructures régularisées des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie. La CRE a fait évoluer en cours de période tarifaire² le cadre relatif aux charges d'énergie afin de mieux prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie.

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

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

3.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

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

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

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

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

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

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

² Délibération du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2023

Dans l'ensemble, le niveau de qualité de service des GRT de gaz naturel s'est maintenu à un niveau globalement élevé sur les indicateurs incités et non incités financièrement, notamment dans le domaine de la qualité des données transmises aux acteurs de marché. Pour la prochaine période, la CRE envisage la mise en place de nouveaux indicateurs spécifiques à l'injection du biométhane dans les réseaux.

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

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

3.2 Rappel des grands principes du cadre tarifaire

L'élaboration du tarif ATRT8 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'une trajectoire de revenu autorisé pour chacun des GRT et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs réseaux respectifs.

Le tarif ATRT8 fixera également un cadre de régulation, afin de limiter le risque financier des GRT et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, pour encourager les GRT à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

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

3.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

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

La CRE envisage de maintenir la durée de période tarifaire à quatre ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Pour permettre la prise en compte des conséquences d'un changement législatif ou réglementaire qui interviendrait au cours de cette période, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous prévue par le tarif ATRT7 dans les tarifs ATRT8 : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT8 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

Q2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous l'avis de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation ?

3.2.2 Construction du revenu autorisé des GRT

Le revenu autorisé prévisionnel des GRT se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles, de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), du reversement inter-opérateurs (INT) prévisionnel entre GRTgaz et Teréga et d'un terme de lissage (LIS) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + INT + LIS$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.1) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.2) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 3.2.2.3) ;
- INT : flux financier de reversement inter-opérateurs prévisionnel (cf. 3.2.2.4) ;
- LIS : terme de lissage (cf. 3.2.2.4).

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

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

3.2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les 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 charges d'opération et de maintenance du réseau, 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 GRT 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.

3.2.2.2 Charges de capital normatives

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

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

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

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

Dans son dossier tarifaire pour l'ATRT8, GRTgaz demande que les IEC soient rémunérées au CMPC et non plus au coût de la dette. La CRE n'y est pas favorable, car cela enlèverait l'incitation forte des opérateurs à mettre en service les actifs, le coût de la dette étant inférieur au CMPC (voir analyse détaillée partie 3.2.2.2.2).

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

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

3.2.2.2.1 Evolution de la BAR

Modalités d'évolution de la base d'actifs régulés dans les tarifs en vigueur

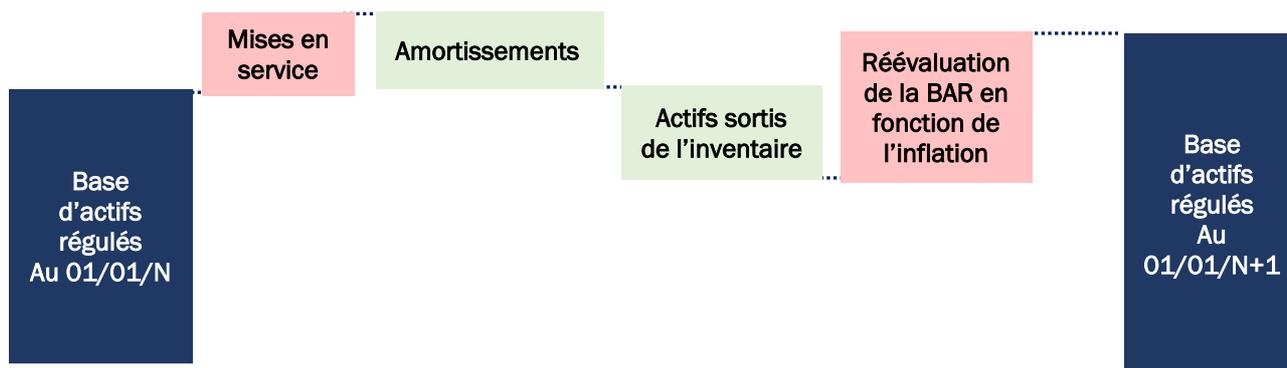
La Base d'actifs régulés (BAR) représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

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

Dans le cadre de régulation appliqué sur la période de l'ATRT7 aux GRT, les actifs intégrés à la BAR sont réévalués chaque année de l'inflation. Pour cette raison, la CRE a utilisé pour les périodes tarifaires précédentes un CMPC réel n'incluant pas l'inflation.

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

Facteurs d'évolution de la BAR dans le cadre de régulation actuel



Mises en service

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service.

Amortissement des actifs

Dans le cadre actuel, les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique (la méthode d'amortissement linéaire est détaillée dans la partie 3.7.5). Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

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

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	50 ans
Postes de livraison, détente et comptage	30 ans
Compression	30 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Actifs sortis de l'inventaire

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

Réévaluation de la BAR

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

3.2.2.2.2 Rémunération du capital

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

Dans les précédentes délibérations tarifaires ATRT, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR de chaque opérateur, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de la moyenne observée de différents paramètres sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois



périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis 10 ans. Elle est par ailleurs cohérente avec le fait que les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent également avec une certaine inertie (gestion du financement des actifs de manière globale avec une dette de long terme refinancée uniquement pour partie au cours d'une même période tarifaire).

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

La CRE a examiné la capacité du dispositif actuel à rémunérer les nouveaux actifs de manière cohérente avec ce nouvel environnement, et envisage, pour la période ATRT8, une évolution de la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions actuelles. A ce stade, la CRE envisage ainsi d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux court terme qui serait basé sur des données de plus court terme. Si un tel changement de méthode induit plus de volatilité dans les charges de capital, cela permettrait en revanche de fixer la rémunération des opérateurs à un niveau plus en phase avec les coûts du capital attendus ces prochaines années pour financer de nouveaux investissements.

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

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

- le taux de rémunération appliqué aux nouveaux actifs s'appliquerait par exemple pendant toute la période tarifaire ATRT8 ;
- pour la période du tarif ATRT8, dans les conditions actuelles de financement, ce taux pourrait être supérieur de 200 pdb à 250 pdb au taux de rémunération issues de données de long terme ;
- enfin, à la suite de cette période de par exemple 4 ans, les actifs concernés seraient intégrés dans la BAR des actifs historiques et rémunérés au taux de long terme.

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

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

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

3.2.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

Cas des actifs échoués

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

Dans le cadre tarifaire de l'ATR7, les coûts échoués sont traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- les frais d'études sans suite pour de grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE sont couverts par le tarif via le CRCP ;

- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT.

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.

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

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Celui-ci permet en effet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents des GRT via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par les opérateurs.

Par ailleurs, les GRT ne demandent pas d'évolution de ce cadre de régulation.

La CRE envisage donc, à ce stade, de ne pas apporter de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour l'ATRT8.

Q6 : Etes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des gestionnaires de réseau de transport ?

Cas des actifs cédés

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

Cas des actifs d'immobiliers ou de terrains

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATRT7, 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 l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

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

La CRE estime que ce cadre de régulation des actifs cédés est bien adapté. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés.

Lors de l'ATRT7, ce cadre de régulation a été appliqué à Teréga, à la suite de la vente de plusieurs bâtiments réalisée dans le cadre du projet de réorganisation des sites de l'opérateur.

La CRE envisage donc à ce stade de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans l'ATRT7.

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

Cas des actifs convertis à l'hydrogène

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

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

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

Le tarif ATRT7 ne prévoit pas de cadre de régulation spécifique pour les actifs qui seraient cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène. Si aucun cas de conversion durant la prochaine période tarifaire n'a été identifié à ce stade parmi les actifs des GRT, il n'est cependant pas possible d'exclure complètement que la situation se présente.

Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs convertis à l'hydrogène

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

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

3.2.2.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Calcul et apurement

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

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Le plafond de +/- 2 % est utilisé depuis plusieurs périodes dans la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz car il donne une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans. Il a fonctionné sans difficulté pendant plus de 10 ans.

Toutefois, la crise gazière en fin de période tarifaire a conduit à un CRCP très élevé pour certains opérateurs (comme GRDF), notamment lié à la hausse des prix de l'énergie, à l'inflation et à la baisse de la consommation de gaz. Ce constat a conduit les opérateurs, en particulier GRDF, à solliciter une révision des modalités d'apurement lors des évolutions annuelles : ces demandes et les orientations préliminaires de la CRE figurent dans la partie 3.2.2.4 de la présente consultation.

Neutralité financière du dispositif

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

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

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau. De plus, il est rendu à relativement court terme à l'opérateur. Le niveau de risque long terme inclus dans le niveau du CMPC ou du coût de la dette n'est pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime ainsi que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP. Néanmoins, la CRE envisage, dans le cadre de la rémunération des actifs (voir partie 3.2.2.2), une nouvelle méthode de détermination du CMPC prenant en compte un taux sans risque basé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui pourraient respectivement s'appliquer aux actifs déjà en service et aux nouveaux actifs. Si cette méthode de rémunération des actifs devait être retenue, la CRE envisagerait de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP.

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

Flux de compensation

Enfin, pour assurer l'équilibre entre le revenu autorisé et les recettes tarifaires de chaque GRT, le tarif ATRT7 prévoyait un flux de compensation entre GRTgaz et Teréga au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal.

En effet, dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif ATRT7, un coefficient $k_{national}$ est calculé pour fixer l'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal (voir partie 3.2.2.4) Il induit un écart opposé de recettes entre GRTgaz et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

La CRE envisage de maintenir le principe de ce flux de compensation entre les deux opérateurs.

3.2.2.4 Modalités d'évolution annuelle du tarif

Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Depuis le tarif ATRT4, entré en vigueur en 2009, les tarifs de transport de gaz évoluent au 1^{er} avril de chaque année. Ce calendrier, qui avait été fixé par la CRE après consultation, permet d'être cohérent avec l'année gazière de stockage, qui s'étend du 1^{er} avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1.

Le code de réseau CAM, entré en vigueur en 2013 et révisé en 2017³, prévoit quant à lui que les capacités annuelles de transport aux interconnexions sont allouées pour une période s'étendant du 1^{er} octobre de l'année N au 30 septembre de l'année N+1. Les enchères de commercialisation des capacités annuelles débutent le premier lundi du mois de juillet de l'année N.

Dans la continuité des tarifs précédents, la CRE envisage de maintenir le calendrier tarifaire actuel, allant d'avril à avril, de manière à conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux méthaniers et stockage, tout en faisant évoluer les tarifs des PIR d'octobre à octobre, pour répondre à la contrainte imposée par le code de réseau tarif de disposer, en amont des enchères annuelles de capacités aux interconnexions, du niveau des termes tarifaires qui s'appliquera d'octobre N à octobre N+1.

La CRE envisage en conséquence de faire évoluer les termes tarifaires selon le calendrier suivant :

- évolution des termes tarifaires aux PIR au 1^{er} octobre de chaque année, avec un premier mouvement de ces termes au 1^{er} octobre 2024 ;
- évolution des autres termes tarifaires de la grille au 1^{er} avril de chaque année.

Q10 : Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1^{er} octobre de chaque année ?

Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Les charges nettes d'exploitation, les charges nettes de capital et les souscriptions de capacités peuvent connaître des évolutions prévisionnelles parfois significatives d'une année sur l'autre. Pour éviter des évolutions trop imprévisibles des tarifs d'utilisation des réseaux, la CRE envisage de retenir, comme dans les tarifs de réseaux actuellement en vigueur, une évolution prédéfinie des grilles tarifaires permettant éventuellement de lisser ces effets dans le temps.

³ Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) n° 984/2013

Comme c'est le cas pour le tarif ATRT7, la CRE envisage une évolution mécanique annuelle du tarif ATRT8 selon des principes presque identiques à ceux de la précédente période tarifaire.

Le principe est d'appliquer une variation Z aux termes tarifaires chaque année, défini ainsi :

$$Z = IPC + X + k$$

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril (ou 1^{er} octobre pour certains termes) de l'année N ;
- IPC est la prévision du taux d'inflation prévisionnel hors tabac pour l'année N (pour l'ATRT7, il s'agit de celui précisé dans le Projet de Loi de Finances - PLF) ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire (il peut être différent entre GRTgaz et Teréga) ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) plafonné (à +/- 2 % en ATRT7). Dans le cadre tarifaire actuel, le facteur k est différencié pour les évolutions des termes sur le réseau principal et sur le réseau régional.

Cette évolution annuelle implique la prise en compte d'un terme de lissage (LIS) dans le revenu autorisé des GRT.

Toutefois au vu des niveaux de solde de CRCP significatifs atteints au cours de la période pour certains opérateurs, la CRE a étudié, à la demande des gestionnaires de réseau, plusieurs options alternatives de mise à jour tarifaire.

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

En second lieu, à la demande en particulier de GRDF, la CRE a étudié une augmentation du plafonnement du facteur k à +/- 3 % (actuellement limité à +/- 2 %). Cette option, si elle avait été appliquée à la période ATRT7, n'aurait pas eu d'impact sur le solde du CRCP de fin de période ATRT7 de Teréga, et aurait permis d'augmenter l'apurement du CRCP de fin de période ATRT7 de GRTgaz. Toutefois, les effets de cette mesure sont difficiles à anticiper notamment car les soldes des CRCP sont, par nature, liés à des écarts de charges ou de recettes imprévisibles par rapport à la trajectoire retenue dans la délibération tarifaire, qui n'ont a priori pas de raison de rester de même signe. La CRE estime en conséquence que l'augmentation de ce facteur contribuerait à augmenter la variabilité tarifaire en cours de période sans garantir un solde de CRCP plus faible en fin de période tarifaire.

En dernier lieu, Teréga a formulé deux propositions dans son dossier tarifaire pour l'ATRT8 visant à accélérer l'apurement de son CRCP.

La première est le *netting* des CRCP entre GRT avant apurement, dont le principe de fonctionnement est le suivant :

- lorsque les soldes de CRCP des deux opérateurs sont de signes opposés, ces derniers sont apurés au maximum entre eux avant d'être reportés dans les revenus autorisés (et couverts par les tarifs) ;
- le montant de cet apurement est transféré d'un GRT à l'autre.

La seconde est la mutualisation du seuil d'apurement des CRCP des deux GRT, dont le fonctionnement proposé est le suivant : le k_{national} ne serait plus la moyenne pondérée des facteurs k des deux GRT établis séparément, mais il serait calculé en comparant directement les cumuls des soldes des CRCP et des revenus autorisés des deux GRT.

Les propositions de Teréga de *netting* des CRCP des GRT et de mutualisation du revenu autorisé avec GRTgaz pour le calcul d'apurement du CRCP ne peuvent s'envisager que pour l'évolution du tarif national de transport de gaz, conformément à la logique d'évolution conjointe des tarifs du réseau principal appliquée depuis la création d'une zone de marché du gaz unique (*Trading Region France*, TRF) en 2018. Ces mécanismes impliqueraient donc de pouvoir distinguer un CRCP régional et national par opérateur (actuellement calculé sans distinction), pour les limiter aux CRCP et revenus autorisés liés au réseau national. A ce stade, la CRE considère qu'ils complexifieraient les évolutions annuelles pour un gain marginal.

La CRE rappelle qu'elle a fait le choix dans le tarif ATRT7 d'une seule évolution tarifaire annuelle de l'ensemble du réseau principal de GRTgaz et Teréga. A ce stade, la CRE envisage de reconduire cette approche qui permet d'améliorer la visibilité de l'évolution des termes tarifaires du réseau principal.

Les principes envisagés en conséquence sont les suivants :

- pour les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{national}} = \text{IPC} + X_{\text{national}} + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z_{national} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N [auquel pourrait être ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N-1].
- X_{national} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal ;
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 % en ATR7 [éventuellement à +/-3 %], correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars de l'année N ; du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = \text{IPC} + X_{\text{GRTgaz}} + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N [auquel pourrait être ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N-1].
- X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz, fixé par la CRE dans sa délibération tarifaire ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 % [éventuellement +/- 3%], provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + X_{\text{Teréga}} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$ est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N [auquel pourrait être ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N-1].
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga, fixé par la CRE dans sa délibération tarifaire ;
- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 % [éventuellement +/- 3%], provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

Le tarif ATRT7 prévoit un reversement interopérateurs de Teréga vers GRTgaz et dépendant des niveaux de souscriptions en sortie à Pirineos. Celui-ci a été mis en place après la fusion des zones de la TRF. Compte tenu de la baisse des souscriptions à ce point de sortie, la CRE envisage de le remplacer par un flux interopérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal et permettant d'assurer l'adéquation entre les charges et les recettes associées au réseau principal des deux opérateurs.

En outre, la CRE pourra mettre en œuvre, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT8, des évolutions de structure et des évolutions des dispositifs de régulation incitative à la commercialisation et à la qualité de service.

Q11 : Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

Q12 : Avez-vous des remarques sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire, en particulier en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC, pour la prise en compte de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1 ? Êtes-vous favorable au maintien à +/- 2 % du plafond du facteur k ?

Q13 : Êtes-vous favorable au principe de netting des CRCP des GRT proposé par Teréga ? Êtes-vous favorable au principe de mutualisation du seuil d'apurement des CRCP des GRT proposé par Teréga ?

3.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 3.2.2.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

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

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

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs (voir partie 3.3.1.2).

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

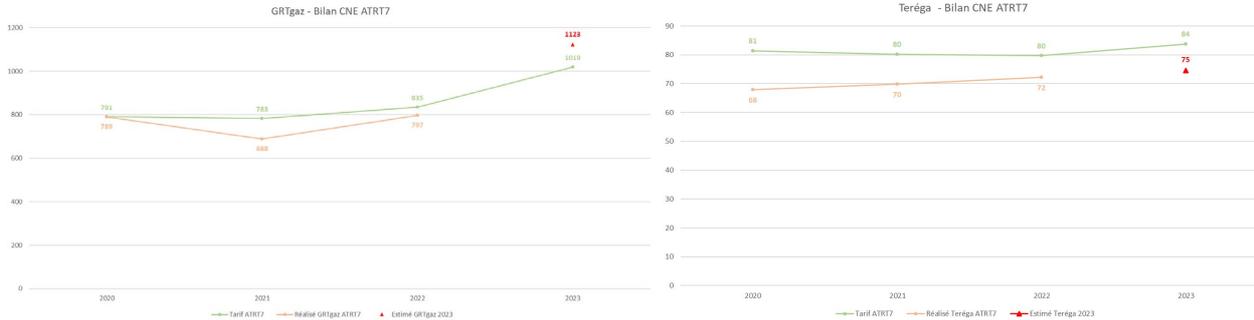
Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de charges nettes d'exploitation (CNE) qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

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

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

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

La CRE constate que les coûts réalisés par les opérateurs ont été globalement inférieurs à la trajectoire fixée dans les tarifs⁴ :



Certains écarts correspondent à des gains de productivité de l'opérateur, tandis que d'autres résultent d'une sur-estimation des charges prévisionnelles liée notamment à l'asymétrie d'information qui existe entre les opérateurs et le régulateur. Ce constat justifie le recours à des audits approfondis pour analyser les demandes des opérateurs lors des travaux tarifaires.

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

En conséquence, la CRE envisage de maintenir les mécanismes de couverture au CRCP différenciés selon les natures de charges (incités/partiellement incités/non incités pour la majorité des charges d'exploitation), et considère dans ses travaux relatifs au niveau des charges d'exploitation de la prochaine période tarifaire, que le dernier niveau réalisé atteint (corrigé de l'inflation) est le standard à retenir (ici 2022) : toute demande s'en écartant significativement doit être dûment justifiée par l'opérateur. En outre, dans la période actuelle marquée par la baisse durable des consommations et des souscriptions de capacité de transport de gaz, toute charge nouvelle demandée par les opérateurs devrait en priorité être compensée par des économies sur d'autres postes de dépenses.

Q14 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?

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

Rappel du cadre actuel

Comme indiqué dans la partie 3.2.2.3 de la présente consultation publique, un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les postes concernés dans la période tarifaire ATRT7 sont rappelés ci-dessous.

Postes couverts en totalité au CRCP :

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges en totalité couvertes au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors infrastructures » ;
- les charges pour GRTgaz liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Les recettes pour Teréga étant également couvertes en totalité au CRCP, l'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;

⁴ Dans ces graphes, les trajectoires ATRT7 intègrent la mise à jour annuelle des charges d'énergie, de CO₂ et de consommable, ainsi que la mise à jour de l'inflation pour les autres charges. Pour Teréga, cela intègre également la mise à jour à mi-période tarifaire de la trajectoire de R&D et la modification de la classification de certaines dépenses de Teréga d'OPEX en CAPEX à partir de 2022.



- les coûts liés, le cas échéant, à la rémunération par les GRT des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (voir partie 3.6) : en fin de période tarifaire, si le GRT a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs à 100 % via le CRCP. Si le GRT a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de ce dernier ;
- les charges induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la zone de marché unique ;
- l'ensemble des charges de GRTgaz relatives à la prestation de conversion de gaz H en gaz B ;
- les charges pour Teréga liées au reversement à GRTgaz d'une partie des recettes perçues au point d'interconnexion réseau (PIR) Pirineos, à la suite de la création de la zone de marché unique au 1^{er} novembre 2018 ;
- les charges associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les opérateurs de stockage.

Les produits en totalité couverts au CRCP sont les suivants :

- les recettes de prestations pour tiers, dont la réalisation est incertaine et sur lesquels les GRT n'ont aucune influence (par exemple liée à des travaux d'aménagement du territoire) ;
- les recettes pour Teréga liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Les charges pour GRTgaz étant également couvertes en totalité au CRCP, l'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;
- les recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la zone de marché unique ;
- les recettes pour GRTgaz liées au reversement par Teréga d'une partie des recettes perçues au point d'interconnexion réseau (PIR) Pirineos, à la suite de la création de la zone de marché unique au 1^{er} novembre 2018 ;
- les recettes de raccordement des unités de production de biométhane et des stations de GNV ;
- les recettes associées aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les opérateurs de stockage ;
- le reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (voir partie 5.3 de la présente consultation) ; les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC).

Le flux inter-opérateurs entre les deux GRT associé à la répartition de l'évolution du facteur d'évolution tarifaire k national (voir partie 3.2.2.4 de la présente délibération) est également couvert à 100% au CRCP.

Postes en partie couverts au CRCP :

Deux postes de charges sont en partie couverts au CRCP :

- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO₂. Celles-ci sont couvertes depuis le 1^{er} avril 2023 :
 - à 90 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies inférieure ou égale, en valeur absolue, à 50 % de la trajectoire prévisionnelle ;
 - à 100 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies, en valeur absolue, au-delà de 50 % de la trajectoire prévisionnelle.
- les charges de consommables (THT), pris en compte à 80 % au CRCP. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP.

Demandes d'évolution des opérateurs :

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

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

En raison des incertitudes portant sur les obligations qui pourraient être introduites pour les opérateurs, et les dépenses qui en découleront, GRTgaz demande la couverture de ces charges à 100 % par le CRCP pour la période tarifaire à venir.

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

Analyse préliminaire de la CRE

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

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

Q15 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?

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

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie GRTgaz, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de revient de ces deux entreprises.

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

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que le montant des versements de GRTgaz à EDF et Engie est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées : elle estime donc justifié le maintien d'un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent pour cette compensation.

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

Q16 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRTgaz ?

Impayés des producteurs de biométhane

Teréga demande la couverture à 100 % au CRCP des coûts de raccordement d'installations de production de biométhane résultant d'impayés par les clients.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que Teréga doit faire ses meilleurs efforts afin de recouvrer ses créances. La CRE envisage à ce stade d'examiner la couverture des montants impayés au cas par cas.

Evolution du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées à la gestion des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité

Les charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité, ainsi que les excédents de recettes d'enchères de capacité sont inclus dans le revenu autorisé des GRT et les écarts par rapport à la trajectoire sont couverts à 100 % au CRCP.

En 2022 et en 2023, ces charges et excédents ont fortement augmenté en raison de l'évolution des schémas de flux de gaz liée à la baisse de l'approvisionnement de l'Europe en gaz russe. Un mécanisme d'interruptibilité garantie a également été mis en place afin d'inciter les clients à limiter leur consommation en cas de tension sur la sécurité d'approvisionnement.

La prise en compte à 100 % au CRCP permet de couvrir en totalité les risques d'évolution des charges de résorption des congestions et d'interruptibilité par rapport à la trajectoire pour les GRT. GRTgaz estime cependant que le rythme de redistribution et de recouvrement du CRCP n'est pas assez rapide pour ces charges, qui peuvent varier de manière incertaine et significative. GRTgaz propose que les charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et à l'interruptibilité garantie soient refacturées directement aux expéditeurs tous les mois, via un mécanisme similaire à celui mis en place pour l'équilibrage.

Les modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité ont été modifiées lors de la mise à jour au 1^{er} avril 2022 du tarif ATRT7 : les montants étaient jusqu'alors calculés par chaque GRT et redistribués à chaque expéditeur au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals sur le réseau de transport. Depuis le 1^{er} avril 2022, les excédents sont directement reversés aux utilisateurs du réseau via le CRCP. GRTgaz souhaite revenir aux modalités de redistribution en vigueur au début de l'ATRT7, afin d'accélérer le rythme de redistribution de ces recettes, de manière symétrique par rapport aux charges de résorption des congestions et d'interruptibilité.

Analyse préliminaire de la CRE

Le recouvrement mensuel des charges de congestion créerait une incitation supplémentaire à court terme pour que les expéditeurs participent au bon fonctionnement du système en cas de congestion. A ce titre, cela pourrait contribuer à améliorer le fonctionnement de la TRF si la situation observée pendant l'hiver 2022/2023 se répétait.

Cependant, la CRE estime que le recouvrement des charges de congestion et d'interruptibilité et la redistribution des excédents de recettes d'enchères devraient se faire auprès de tous les utilisateurs du réseau, et non uniquement à ceux alimentant des consommateurs français. La couverture au CRCP est le moyen le plus efficace de réaliser cet objectif. Cela permet également de s'assurer que l'intégralité de ces charges et produits est bien répercutée ou récupérée par les consommateurs finals.

La CRE n'est donc, à ce stade, pas favorable à la modification du rythme et du mode de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité et des excédents de recettes d'enchères de capacité.

Q17 : Etes-vous favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité telle que proposée par GRTgaz ?

GRTgaz et Teréga demandent également une évolution du cadre de régulation des charges d'énergie. Ce point est traité dans la partie suivante (partie 3.3.1.3).

Autres postes de charges et de produits

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

Q18 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?

3.3.1.3 Régulation incitative des charges d'énergie

Les charges d'énergie des GRT sont composées des charges d'énergie motrice (gaz et électricité) ainsi que des achats et ventes de quotas de CO₂ par les GRT. Le périmètre des charges incitées exclut celles liées aux rebours.

Pour inciter les GRT à la maîtrise de ces charges, le dispositif incitatif en vigueur pendant la période de l'ATRT7 prévoyait une couverture à 80 % par le CRCP des écarts de ce poste. Cette couverture partielle vise à inciter les opérateurs à maîtriser leurs charges.

Toutefois, à la suite de l'augmentation importante des prix de gros survenue en 2022, les écarts du poste énergie et son incitation peuvent potentiellement atteindre des montants très importants. C'est pourquoi, dans sa délibération du 31 janvier 2023⁵ portant sur la mise à jour du tarif de transport de gaz, la CRE a exceptionnellement relevé la couverture des charges d'énergie :

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

⁵ Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2023

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

Demandses d'évolution des opérateurs

- GRTgaz et Teréga demandent pour l'ATRT8 que la mise à jour annuelle des hypothèses de charges d'énergie soit prise en compte directement dans son revenu autorisé de l'année N et non via le CRCP.
- GRTgaz demande à ce que le bonus ou le malus concernant les charges d'énergie soit limité à +/- 3 M€/an.
- Teréga demande une couverture à 100 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies, en valeur absolue, au-delà de 20 % de la trajectoire prévisionnelle.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que la prise en compte directement dans le revenu autorisé de l'année N de la mise à jour annuelle des charges d'énergie ne se justifie pas à la vue du bilan de l'ATRT7 qui a permis à Teréga d'apurer la totalité de son CRCP, et à GRTgaz d'accumuler un solde de CRCP à restituer aux consommateurs, principalement lié à des recettes liées aux excédents d'enchères de capacités plus élevées qu'anticipé dans l'ATRT7. Ces modalités de mise à jour annuelle augmenteraient significativement la variabilité annuelle du tarif et nécessiteraient des renégociations annuelles entre la CRE et les GRT sur ce poste.

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

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

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

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

Q19 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?

3.3.2 Régulation incitative des investissements

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

Le tarif ATRT7 prévoit une incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€ : ces derniers font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 5 % autour du budget-cible.

Pendant la période tarifaire ATRT7, la CRE a audité 6 projets d'un budget supérieur à 20 M€. Les audits ont conduit, en moyenne, à des ajustements des budgets présentés de -9 % pour les GRT. Ces audits permettent également d'analyser les méthodes de fixation des coûts des opérateurs.

La CRE envisage à ce stade de maintenir le dispositif existant pour le tarif ATRT8.

Q20 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€ ?

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

Le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€.

Un projet dont le budget cible est inférieur à 20 M€ a été audité par la CRE pendant la période tarifaire ATRT7. La CRE envisage de reconduire cette possibilité de mise en place de budgets cibles ciblés.

Q21 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets ?

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

Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Les opérateurs d'infrastructures de transport de gaz sont incités à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATRT6.

Ce mécanisme incite les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP⁶. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

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

En outre, la CRE a introduit dans le tarif ATRT7 un mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga. Ce mécanisme incite l'opérateur sur une trajectoire commune comprenant les charges d'exploitation et les mises en service et prévoit que les actifs entrent dans la BAR sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire, et non sur la base des dépenses réellement réalisées en fin de période tarifaire. La CRE a fixé un taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur en intégrant dans le CRCP de Teréga, les écarts par rapport à la trajectoire globale à hauteur de 50 %.

Bilan du dispositif sur la période ATRT7

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

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

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

Bilan de GRTgaz

⁶ Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

En M€ courants	2020	2021	2022	2023 (prév)	Total	Ecart (réal. - prév.)
Hors infrastructures						
CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	88,6	100,5	115,8	114,5	419,4	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	100,8	99,1	103,8	110,2	413,9	
TOTAL prévisionnel	189,4	199,6	219,5	224,7	833,3	
CCN réalisées	91,3	97,1	108,8	116,2	413,4	-6,0 (-1 %)
CNE réalisées	106,0	102,0	108,0	118,7	434,7	+20,8 (+5 %)
TOTAL réalisé	197,3	199,1	216,8	234,9	848,2	+14,9 (+2 %)

Bilan de Teréga

En M€ courants	2020	2021	2022	2023 (prév)	Total	Ecart (réal. - prév.)
Immobilier et véhicules						
CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	5,3	6,4	7,9	8,4	28,0	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	3,9	3,9	4,1	4,3	16,1	
TOTAL prévisionnel	9,2	10,3	12,0	12,6	44,1	
CCN réalisées	4,8	4,9	5,1	5,3	20,1	-7,9 (-28 %)
CNE réalisées	2,7	2,8	3,2	3,4	12,2	-3,9 (-24 %)
TOTAL réalisé	7,5	7,7	8,3	8,7	32,3	-11,8 (-27 %)

En M€ courants	2020	2021	2022	2023 (prév)	Total	Ecart (réal. - prév.)
Système d'Information						
Mises en services prévisionnelles	13,6	10,6	8,2	8,3	40,7	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	10,2	11,6	13,7	13,9	49,4	
TOTAL prévisionnel	23,8	22,1	21,9	22,2	90,1	
MES réalisées	12,2	12,6	8,7	9,7	43,2	+2,5 (+6 %)
CNE réalisées	9,7	11,4	13,7	13,9	48,7	-0,8 (-2 %)
TOTAL réalisé	21,9	24,0	22,4	23,6	91,9	+1,8 (+2 %)

Evolutions envisagées pour la période ATRT8

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

Demandes d'évolution des opérateurs

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

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

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage à ce stade de reconduire le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures », mais de retraiter dans la trajectoire fixée pour l'ATRT8 les gros projets qui auraient été inclus

dans la trajectoire ATRT7 mais non réalisés par les opérateurs, afin d'éviter la double couverture des coûts des opérateurs.

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

Enfin, comme pour toute régulation incitative, le niveau des charges d'exploitation et de capital retenu pour le tarif ATRT8 sera fondé sur le niveau de performance atteint pendant le tarif ATRT7.

Q22 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures » ?

Q23 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?

3.4 Régulation incitative portant sur la commercialisation

Le tarif ATRT7 prévoit que les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont (hors sorties du réseau principal, entrées et sorties des stockages) sont couvertes à 80 %, pour inciter les GRT à maximiser les souscriptions. Ces recettes amont incluent également :

- les recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
- les recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour TERÉGA ;
- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (Use it or loose it) et UBI (Use it and buy it) ;
- les recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.

Les autres recettes d'acheminement sont couvertes à 100 % au CRCP.

Demandes d'évolution des opérateurs :

GRTgaz et Teréga considèrent que la fin des contrats de long terme et les évolutions récentes des schémas de flux rendent trop difficile la prévision des souscriptions aux PIR et PITTM, même un an à l'avance, et que la régulation incitative leur fait porter un risque trop important. En conséquence :

- GRTgaz demande la mise en place d'un plafond de +/- 5 M€/an pour le bonus ou le malus lié aux recettes de souscriptions ;
- Teréga demande la suppression de la régulation incitative pour Pirinéos.

Teréga a demandé pour l'ATR8 une révision annuelle des hypothèses de souscription dans son revenu autorisé de l'année N+1. Pour rappel, les écarts de revenu de souscription d'une année réalisée et de l'hypothèse retenue dans la délibération tarifaire sont actuellement reportés au CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE :

Durant la période tarifaire actuelle, les trajectoires prévisionnelles de souscriptions ont globalement été battues. Les opérateurs ont développé de nouvelles capacités dans le contexte de reconfiguration depuis le déclenchement de la guerre par la Russie :

- création de capacités en sortie vers l'Allemagne à Obergailbach ;
- augmentation des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers de Dunkerque et de Fos ;
- création de capacités d'entrée à Pirinéos.

La régulation incitative sur les souscriptions a été efficace de ce point de vue, car elle a poussé les opérateurs à maximiser leurs revenus et à développer des capacités additionnelles. Les GRT ont saisi toutes les opportunités d'optimisation pour augmenter les capacités aux points d'interconnexions.

Cela a été particulièrement utile pendant la crise d'approvisionnement en gaz en maximisant les flux de gaz sur le réseau français. En outre, un excédent de recettes de l'ordre de 500 M€ (l'année 2023 n'est pas encore terminée) est revenu au CRCP.

La situation n'est toutefois pas la même pour le tarif ATR8. D'une part, le potentiel de développement de nouvelles capacités est désormais très limité, le réseau de transport français ayant été utilisé à son maximum pendant la crise. D'autre part, la baisse des souscriptions de long terme rend l'exercice de prévision, nécessaire à toute régulation incitative, particulièrement risqué et difficile.

En conséquence, la CRE envisage à ce stade de ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire.

Enfin, la CRE estime que la révision annuelle des hypothèses de souscription ou des charges d'énergie ne se justifie pas à la vue du bilan de l'ATRT7 qui a permis à Teréga d'apurer la totalité de son CRCP, et à GRTgaz d'accumuler un solde de CRCP à restituer aux consommateurs, principalement lié à des recettes liées aux excédents d'enchères de capacités plus élevées qu'anticipé dans l'ATRT7. La révision de ces hypothèses augmenterait significativement la variabilité annuelle du tarif et nécessiterait des renégociations CRE-opérateur annuelles sur ce poste. Il est toutefois exact que la baisse des souscriptions de long terme pendant le tarif ATRT8 génère une forte baisse de visibilité sur les recettes de capacité.

Q24 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire ?

3.5 Régulation incitative de la qualité de service

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

3.5.1 Rappel du dispositif en vigueur

Pour la période tarifaire en vigueur (ATRT7), la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 28 indicateurs, dont quatre sont incités financièrement.

Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période, notamment la mise à dispositions d'informations nécessaires aux utilisateurs pour équilibrer leurs portefeuilles.

Les 28 indicateurs existants portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT (20 indicateurs dont 4 incités) ;
- le respect des prévisions fournies aux expéditeurs concernant les programmes de travaux des GRT (3 indicateurs) ;
- le suivi du traitement des réclamations (2 indicateurs)
- l'impact environnemental des GRT (3 indicateurs).

Les quatre indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière portent sur la qualité des mesures des consommations mises à la disposition des expéditeurs, leur permettant de s'équilibrer au mieux :

- qualité des quantités mesurées aux points d'interface transport / distribution (PITD) et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs (PIC) raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs (PIC) raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;
- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée.

Les résultats de ces indicateurs sont publiés sur les sites internet des GRT chaque mois. Depuis 2016, ces derniers élaborent et publient sur leur site internet un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles.

3.5.2 Bilan du dispositif sur la période ATRT7

3.5.2.1 Indicateurs incités financièrement

Entre 2019 et 2022, les GRT se sont maintenus à un niveau globalement élevé sur les indicateurs incités financièrement, confirmant la hausse des résultats de la période précédente. Dans le domaine de la qualité des données transmises aux acteurs de marché, les opérateurs ont globalement maintenu un haut niveau de qualité de service. Les GRT se sont notamment améliorés dans le domaine de la qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires.

La qualité des prévisions a néanmoins été affectée par le Covid-19 en 2020 et 2021 et le contexte de sobriété de la consommation en 2022.

Ce fut notamment le cas des prévisions de consommation fournies la veille par les GRT, dont la qualité était légèrement en baisse en 2021 par rapport à 2020 chez Teréga. Selon l'opérateur, cette baisse était due à la difficulté d'adapter les modèles de prévision aux confinements et à de mauvaises prévisions météo au mois d'août 2021. Pour rappel, en 2020, cet indicateur avait déjà baissé de façon conséquente en raison du COVID-19 et des confinements successifs

3.5.2.2 Indicateurs non incités financièrement

Qualité et disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT :

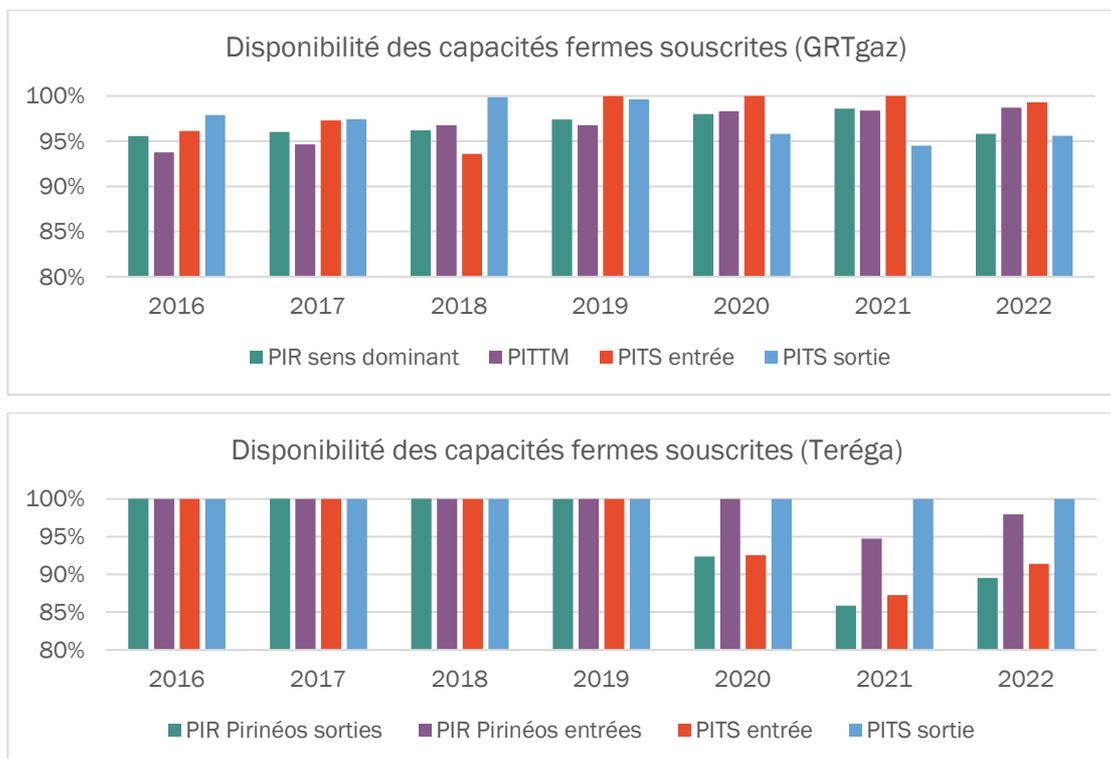
Les indicateurs non incités portant sur la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT ont atteint un très bon niveau sur la période allant de 2019 à 2022 (disponibilité et conformité supérieure à 98 %).

Indicateurs sur les programmes de travaux des GRT :

En ATRT7, la disponibilité des capacités fermes souscrites est restée à un niveau élevé chez GRTgaz, tandis qu'on note une baisse chez Teréga sur le PIR Pirinéo et en entrée au PITS.

Teréga indique que ces baisses sont dues aux travaux menés par les deux GRT, impactant les limites de la TRF et occasionnant des restrictions. GRTgaz indique qu'il s'agit d'une tendance durable amorcée en 2021, liée au durcissement de la réglementation liée à l'intégrité et à la réhabilitation des canalisations. De plus, l'inversion des schémas de flux a entraîné l'apparition de nouvelles limites Sud → Nord sur le réseau, créant des contraintes supplémentaires lors de la programmation des travaux.

Les opérateurs soulignent qu'un effort significatif et coordonné a été réalisé afin d'optimiser la programmation des travaux et réduire au minimum les indisponibilités des capacités.



Concernant les prévisions de restriction, celles-ci ont été globalement fiables et prudentes ce qui a permis une transparence satisfaisante auprès des acteurs de marché.

Indicateurs sur le traitement des réclamations :

Les indicateurs sur le nombre de réclamations ainsi que leur délai de traitement, mis en place au début de l'ATRT7, sont en amélioration chez les deux GRT :



GRTgaz	2020	2021	2022
Nombre de réclamations par an	26	24	23
Réclamations simples (délai de traitement moyen en jours)	11,8	1,5	0,8
Réclamations complexes (délai de traitement moyen en jours)	6,4	7,5	3,7
Réclamations nécessitant une étude (délai de traitement moyen en jours)	NC	NC	NC

Teréga	2020	2021	2022
Nombre de réclamations par an	36	26	34
Réclamations simples (délai de traitement moyen en jours)	2,1	0,4	0,3
Réclamations complexes (délai de traitement moyen en jours)	9,8	2,8	3
Réclamations nécessitant une étude (délai de traitement moyen en jours)	0,5	13	9,9

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service a permis d'améliorer les performances des GRT dans les domaines ciblés. Pour rester efficaces, certains indicateurs et les incitations associées doivent néanmoins évoluer.

Q25 : Partagez-vous le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années ? Avez-vous des remarques ou des suggestions particulières sur la régulation incitative de la qualité de service ?

3.5.3 Simplification et adaptation du dispositif

3.5.3.1 Simplification du dispositif actuel

La régulation incitative de la qualité de service a évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'améliorer leur performance.

Pour alléger le dispositif actuel, la CRE envisage de supprimer les indicateurs portant sur la mise à disposition des informations liées au fonctionnement de la TRF. Ces indicateurs, non incités financièrement, mesurant le taux de disponibilité de certaines informations, ont toujours atteint 100% depuis leur mise en place. La qualité et la disponibilité de ces informations étant très satisfaisantes, la CRE envisage de prioriser d'autres informations, détaillées dans la partie ci-après.

3.5.3.2 Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane

Le tarif ATRT7 ne prévoyait aucun indicateur de qualité de service propre aux producteurs de biométhane : pour cette activité récente, et dont la majorité des sites sont raccordés sur le réseau de distribution de gaz naturel, la CRE a introduit dans le tarif ATRD6 de GRDF et des ELD le suivi des indicateurs suivants (non incités financièrement) :

- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane.

Compte tenu de la montée en puissance du nombre de sites de production de biométhane raccordés sur les réseaux gaziers, y compris sur les réseaux de transport, la CRE considère que le maintien de conditions optimales pour ces sites est un enjeu majeur pour GRTgaz et Teréga.

La CRE a ainsi, à l'occasion d'un atelier organisé le 10 mai 2023 sur la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone, interrogé les acteurs concernés par ces problématiques, sur les indicateurs pertinents à prendre en compte pour contrôler la qualité de service des opérateurs.

Au cours de cet atelier, les participants ont confirmé l'importance des problématiques identifiées par la CRE concernant les baisses tendanciennes de la consommation de gaz qui entretiennent des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas carbone. Les participants ont également partagé une volonté d'accélération du raccordement des installations et de développement de solutions de flexibilités.

Au vu des enjeux identifiés et des retours de l'atelier susmentionné, la CRE envisage d'introduire plusieurs indicateurs de qualité de service dédiés aux sites de production de gaz renouvelables et bas carbone.

Elle envisage tout d'abord d'introduire dans le tarif ATRT8 les deux indicateurs existants dans le tarif ATRD6 (délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet et nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations), en les étendant à l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone, et en les adaptant aux spécificités des gestionnaires de réseaux de transport. En effet, ces derniers réalisent non pas des études détaillées mais des études de faisabilité, via lesquelles ils s'engagent auprès des porteurs de projet sur les conditions de raccordement et d'injection.

Concernant ces deux indicateurs, la CRE n'envisage pas à ce stade d'incitation financière dans la mesure où il serait complexe d'établir dès à présent un objectif à atteindre sans avoir de recul sur le niveau de ces indicateurs.

Par ailleurs, la CRE envisage l'introduction d'un indicateur relatif au **délai d'installation et de mise en service d'un rebours**. En effet, le nombre de sites de production de gaz renouvelables et bas carbone est amené à augmenter sur la période ATRT8, ce qui va nécessiter un nombre croissant d'installations de rebours. Il paraît important que ces installations soient mises en service dans des délais compatibles avec la mise en service des sites de productions auxquels elles vont servir d'exutoire.

La CRE envisage également la création d'un indicateur relatif au **respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone**, au vu de la montée en puissance attendue des raccordements de ces sites sur la période ATRT8.

Enfin, la CRE envisage la création d'un indicateur relatif aux **volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés**. En effet, la CRE a pu remarquer des incertitudes sur l'exutoire de la production de gaz renouvelables et bas carbone, du fait d'une consommation de gaz tendanciellement en baisse. La CRE envisage ainsi d'introduire un indicateur suivi (sans incitation financière) afin de suivre l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écrêtement de leur production. Bien que cette problématique se rencontre davantage sur les réseaux de distribution, l'objectif serait d'analyser les circonstances d'écrêtements locaux (modulation saisonnière ou intra-mensuelle, évolution temporelle et géographique du phénomène...), dans l'attente de la réalisation d'investissements de renforcement du réseau validés par la CRE.

Du fait de la nouveauté de ces indicateurs, et malgré des projections de nombre de sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone en hausse, la CRE n'envisage pas d'inciter financièrement ces indicateurs s'ils devaient être introduits en ATRT8.

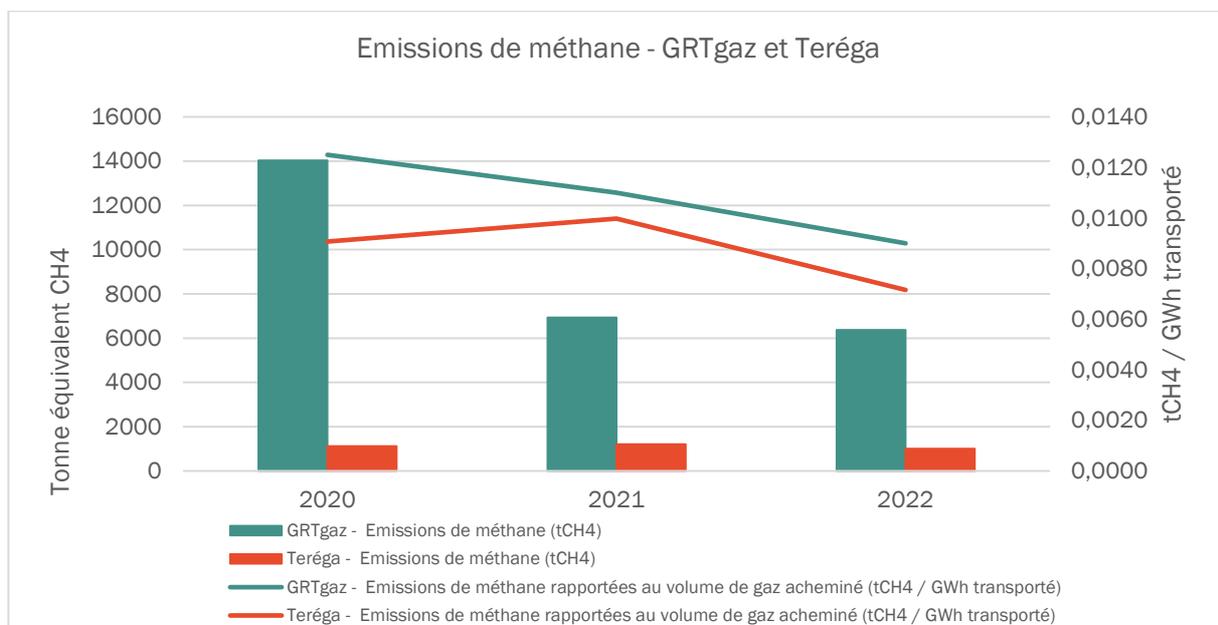
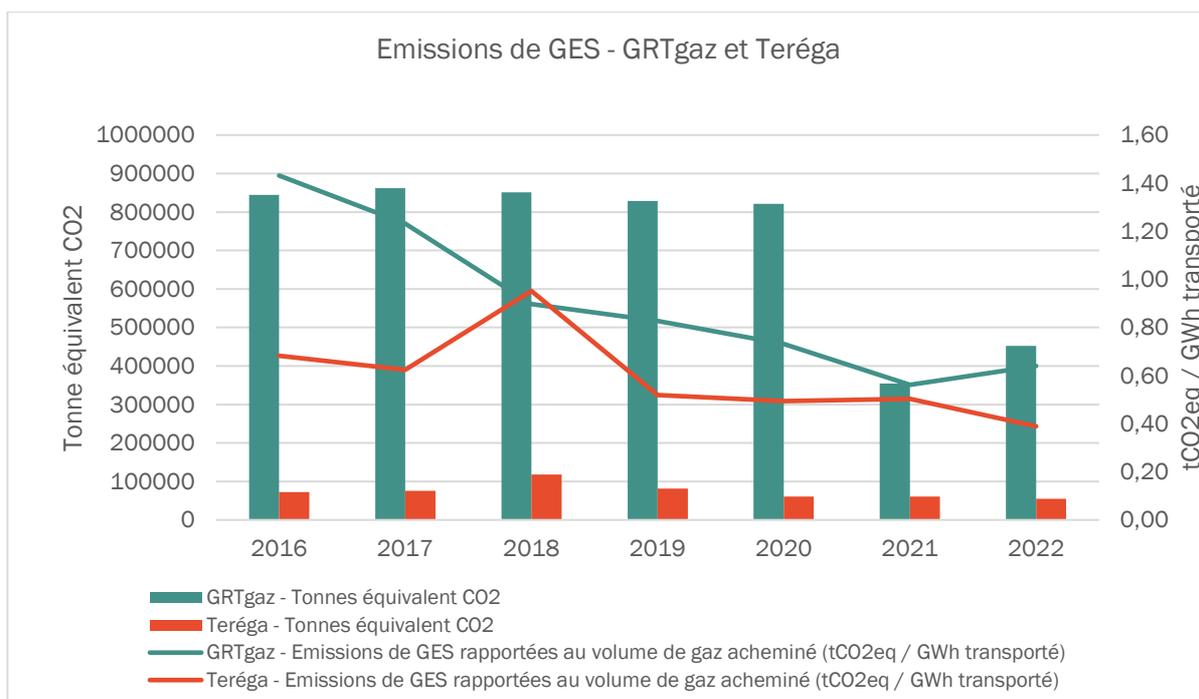
Q26 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone ?

3.5.3.3 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATRT7 comporte trois indicateurs relatifs à l'environnement, non incités financièrement :

- les émissions annuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) ;
- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé.
- les émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé.

Le bilan des émissions de gaz à effet de serre et de méthane de GRTgaz et Teréga est présenté ci-dessous :



Ces indicateurs de suivi des émissions de gaz à effet de serre englobent à la fois des émissions proportionnelles aux volumes de gaz transporté pour lesquelles la maîtrise du GRT est partielle et repose principalement sur l'optimisation des flux de gaz, et des émissions de méthane sur les réseaux, qui découlent plus directement du mode de gestion du réseau, comme par exemple des opérations de recompressions et de réinjection de gaz lors d'opérations de maintenance, plutôt qu'un rejet dans l'atmosphère.

Les émissions de GES rapportées aux volumes de gaz acheminés ont suivi une trajectoire baissière sur la période ATRT7, témoignant des efforts des GRT sur ce sujet.

Demande d'évolution des opérateurs :

Teréga propose d'étendre l'incitation financière du dispositif de suivi de la qualité de service à l'indicateur sur les émissions de méthane.

Analyse préliminaire de la CRE :

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



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

Q27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT ?

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

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, les gestionnaires de réseaux 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 gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

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

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique, qui peut être révisée à mi-parcours : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés et la , publication d'un rapport public bisannuel.

Au cours de la période tarifaire ATRT7, la trajectoire de coûts de GRTgaz s'élevait ainsi à 114 M€ et le montant dépensé au cours de la période de 124 M€, soit 10 M€ restés à la charge de l'opérateur. La trajectoire de coût de Teréga s'élevait à 10,3 M€ sur la période, rehaussée à 10,7 M€ dans le cadre du guichet à mi-période. Le montant dépensé par Teréga au cours de la période est de 6,5 M€. Les 4,2 M€ non dépensés sont donc rendus au consommateur.

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

Enfin, le dispositif de guichet *smart grids* pour les opérateurs de gaz, mis en place pour la période tarifaire ATRT7, n'a pas été utilisé. La CRE envisage de ne pas le reconduire pour la période tarifaire ATRT8.

Q28 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

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

Cette partie de la consultation publique traite des modalités tarifaires susceptibles de répondre aux besoins d'adaptation des infrastructures dans un contexte de transition énergétique et de baisse structurelle de la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050. Ces problématiques étaient l'objet du rapport « Avenir des infrastructures gazières⁷ » publié par la CRE en avril 2023, qui concluait à un besoin de maintien en activité de l'essentiel des infrastructures gazières existantes d'ici à 2050.

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

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

⁷ Pour aller plus loin : voir l'étude « Avenir des infrastructures gazières », CRE (2023)

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

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

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

L'étude montre que malgré la baisse de la consommation, le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050 :

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

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

3.7.2 Des leviers tarifaires existent pour encadrer ce risque

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

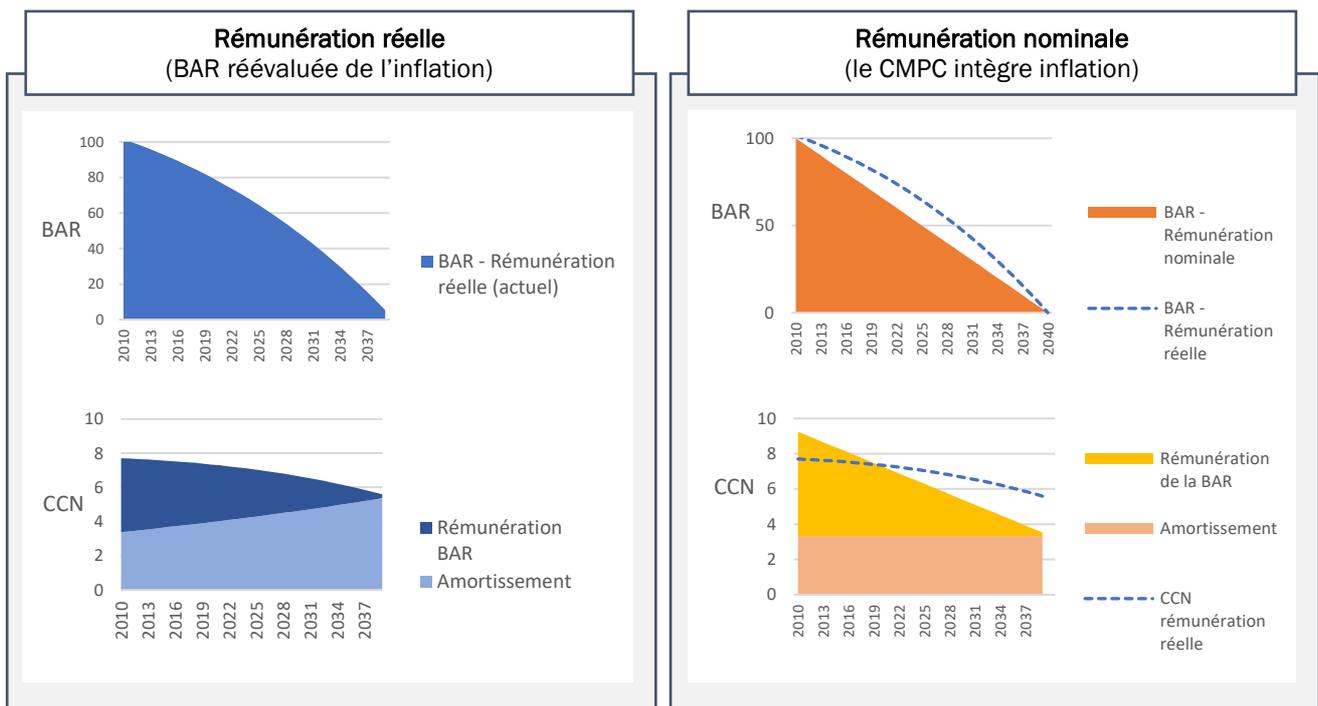
Concernant la gestion optimisée des actifs des opérateurs, deux fournisseurs se sont interrogés sur la concomitance de la hausse des coûts liés au développement du biométhane et de la baisse de la consommation de gaz, avec le risque d'une aggravation du ciseau tarifaire et d'une moindre acceptabilité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

3.7.4 Evolution vers une rémunération nominale

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

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

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



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

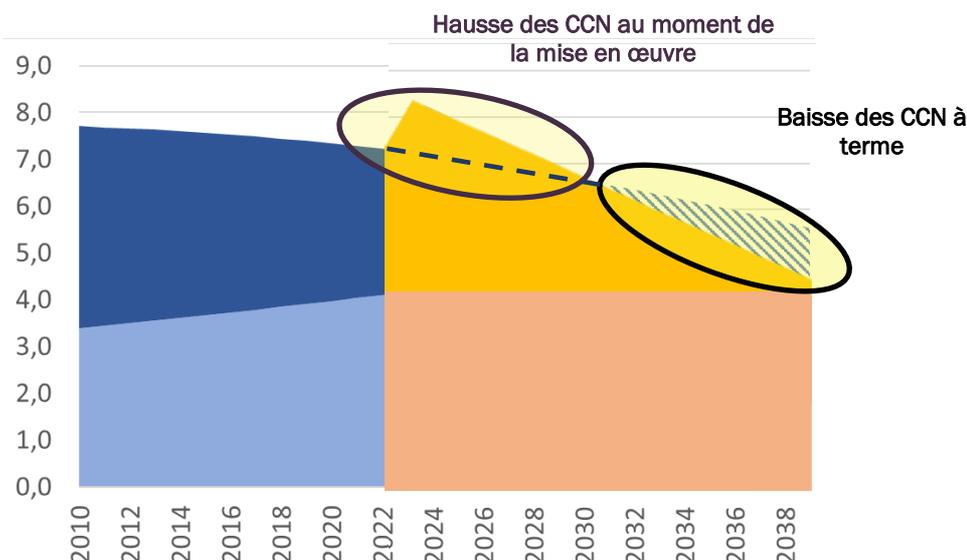
Dans le cas d'une rémunération nominale, l'effet de l'inflation est intégré dans le CMPC. Son impact est immédiat sur le consommateur. Cette méthode conduit à un amortissement pour un actif donné constant dans le temps. Le CMPC est plus élevé et la part des CCN liée à la rémunération est ainsi plus importante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

Les deux méthodes de rémunération sont équivalentes à long terme.

Effet d'un changement de méthode

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

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



Analyse préliminaire de la CRE

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

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

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

Q29 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques sur sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?

3.7.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs

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

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

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

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

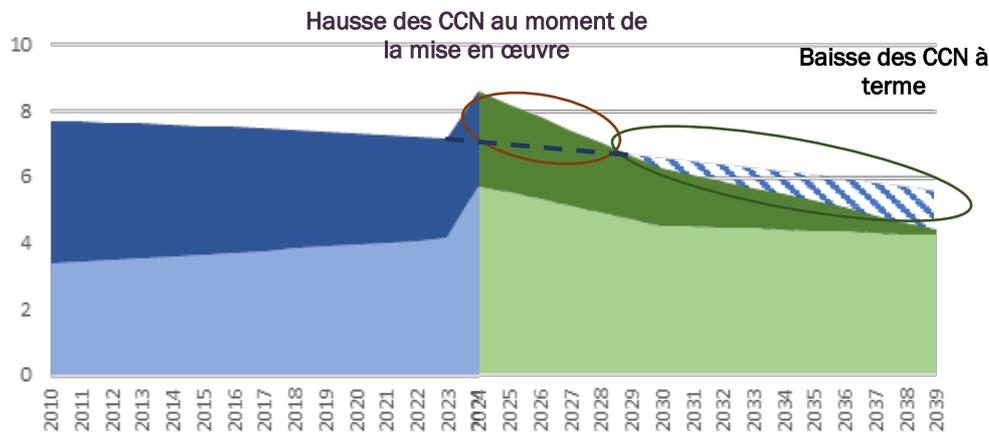


3.7.6 Amortissement dégressif

Effet d'un changement de méthode

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

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



* Selon le scénario S1 de l'étude « avenir des infrastructures gazières »

Analyse préliminaire de la CRE

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

Enfin, un amortissement dégressif génère des CCN plus élevées au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent plus vite. Comme la désindexation de la BAR, cela implique une hausse temporaire des CCN, lors du changement de méthode. Une estimation de cette hausse est présentée dans la partie 3.7.9.

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

Q30 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?

3.7.7 Réduction de la durée d'amortissement

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

Demandes d'évolution des opérateurs

Dans leurs demandes tarifaires, les GRT proposent la mise en œuvre d'une réduction de la durée d'amortissement pour certains actifs :

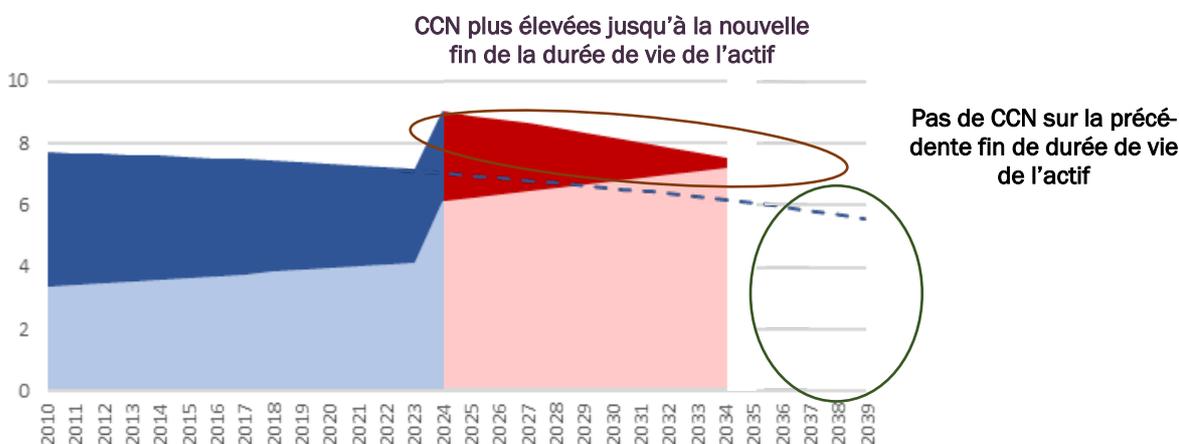
- GRTgaz propose de réduire la durée d'amortissement des nouvelles canalisations (de 50 à 30 ans) ;
- Teréga propose de réduire la durée d'amortissement des nouvelles canalisations (de 50 à 30 ans), ainsi que de nouvelles stations de compression et de nouveaux postes de livraison (de 30 à 25 ans).

Effet d'un changement de méthode

Cette méthode permet de limiter fortement le risque de coûts échoués d'un actif donné, car cela permet de s'assurer que la BAR de l'actif sera nulle à la fin de sa durée d'utilisation, en supposant que la nouvelle durée de vie réglementaire corresponde bien à la durée effective d'utilisation de l'actif.

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

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



Analyse préliminaire de la CRE

Cette méthode est pertinente dans le cas d'actifs qui risquent effectivement de n'être plus utilisés avant leur fin de durée de vie réglementaire. La CRE a ainsi déjà réduit la durée d'amortissement d'actifs gaziers présentant un risque important de non-utilisation à cette échéance : dans le tarif ATRD6, elle a décidé la réduction de de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble, en réponse à ce même contexte de décroissance de la consommation de gaz. Elle a également retenu des réductions de durée d'amortissement pour les terminaux de Fos Tonkin⁸ et de Montoir⁹, pour lesquels il existait un risque de non-souscription à l'échéance de contrats de long terme.

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

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

Q31 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?

3.7.8 Incitation financière au maintien en service des actifs

Demande des opérateurs

Teréga propose d'introduire un mécanisme réglementaire d'incitation à l'allongement de la durée de vie des actifs. Celui-ci prendrait la forme d'une majoration des charges d'exploitation imputables aux actifs amortis, dont le niveau dépendrait du dépassement de l'âge des actifs au-delà de leur durée de vie réglementaire. Cette majoration serait de

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

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



30 % des charges d'exploitation pour un actif ayant entre 0 et 5 ans de plus que sa durée de vie réglementaire, et serait plafonnée à 100 % des charges pour les actifs les plus anciens.

Analyse préliminaire de la CRE

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

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

Q32 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?

3.7.9 Mise en œuvre des évolutions

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

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

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

En moyenne sur la période tarifaire	GRTgaz	Teréga	Ensemble des opérateurs
Rémunération nominale			
Evolution des CCN	+6,6 %	+8,8 %	+7,1 %
Evolution du RA	+3,5 %	+6,0 %	+3,8 %
Amortissement dégressif			
Evolution des CCN	+11,0 %	+9,2 %	+10,9 %
Evolution du RA	+5,7 %	+6,3 %	+5,9 %

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

	GRTgaz	Teréga	Ensemble des opérateurs
Rémunération nominale			
Impact sur le niveau de la BAR en 2027	-6,6 %	-6,4 %	-6,6 %
Amortissement dégressif			
Impact sur le niveau de la BAR en 2027	-5,2 %	-3,5 %	-4,9 %

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

- la désindexation de la BAR et l'amortissement accéléré pourraient être mis en œuvre progressivement, par exemple tout d'abord sur les nouveaux actifs ou catégories d'actifs par catégories d'actifs ;

- le coefficient de dégressivité des amortissements pourrait être fixé de manière à limiter la hausse des CCN à court terme.

Q33 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Q34 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?

4. NIVEAU TARIFAIRE

4.1 Bilan de la période ATRT7 : charges d'exploitation

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

4.1.1 GRTgaz

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

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATRT7 ¹⁰	790,6	782,8	835,0
Charges nettes d'exploitation réalisées	789,0	680,0	797,1
Ecart	-1,5	- 102,8	- 37,9

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRT7 et la trajectoire réalisée s'élève à - 142,2 M€, soit - 6 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle, malgré les événements exceptionnels qui se sont déroulés pendant cette période (Covid et guerre en Ukraine).

Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'impôts et taxes inférieures à la trajectoire prévisionnelle, en raison de la baisse des impôts de production mise en œuvre à partir de 2021 afin d'améliorer la compétitivité des entreprises ;
- des charges d'énergie inférieures aux prévisions en raison d'une baisse importante des volumes de gaz et d'électricité consommés, en particulier en 2021 ;
- des recettes d'exploitation supérieures aux prévisions, avec la contractualisation de prestations supplémentaires (notamment avec Storengy), et une hausse des volumes de production immobilisée ;
- des charges d'exploitation et de maintenance inférieures aux prévisions.

Les charges nettes d'exploitation hors énergie de GRTgaz ont été inférieures de 4 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle sur la période 2020-2022.

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation hors énergie prévues dans le tarif ATRT7	694,8	695,2	744,3
Charges nettes d'exploitation hors énergie réalisées	701,0	649,5	697,5
Ecart	6,1	-45,7	-46,7

¹⁰ Les trajectoires des charges d'énergie, de CO₂ et de consommable ont été mises à jour chaque année. Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

4.1.2 Teréga

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

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATRT7 ¹¹	81,3	80,2	79,7
Charges nettes d'exploitation réalisées	71,1	69,3	72,3
Ecart	-10,3	-10,4	-7,4

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRT7 et la trajectoire réalisée s'élève à - 28,1 M€, soit - 12 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle, malgré les événements exceptionnels qui se sont déroulés pendant cette période (Covid et guerre en Ukraine).

Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges d'impôts et taxes inférieures à la trajectoire prévisionnelle, en raison de la baisse des impôts de production mise en œuvre à partir de 2021 afin d'améliorer la compétitivité des entreprises ;
- des charges d'exploitation et de maintenance inférieures aux prévisions, en raison de moindres dépenses liées aux frais de stockage et au poste de coûts « Hygiène, Santé, Sécurité, Sûreté, Environnement, Qualité et Développement Durable » ;
- des frais de structure inférieurs aux prévisions, en raison de moindres dépenses de déplacement et de prestations intra-groupe inférieures à la trajectoire tarifaire.

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

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation hors énergie prévues dans le tarif ATRT7	73,5	74,4	72,3
Charges nettes d'exploitation hors énergie réalisées	65,4	64,2	64,9
Ecart	-8,1	-10,2	-7,4

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

4.2.1 GRTgaz

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz anticipe la prolongation de la crise énergétique sur la période ATRT8, et ses conséquences sur son activité, avec des coûts de gestion des congestions importants et une forte volatilité des prix de l'énergie.

Par ailleurs, GRTgaz estime que la baisse de la consommation de gaz observée depuis la guerre en Ukraine pourrait se prolonger sous l'effet des efforts de sobriété et des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. GRTgaz prévoit également une baisse importante des souscriptions de capacités aux PIR français en raison de l'arrivée à échéance de nombreuses souscriptions de capacité de long terme et qui ne seront que partiellement remplacées par des contrats de moyen et court terme.

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

- accompagner le développement des gaz renouvelables : GRTgaz envisage une hausse du rythme des raccordements d'unités de production de biométhane, et des besoins supplémentaires concernant le suivi de la qualité du gaz ;

¹¹ Les trajectoires des charges d'énergie, de CO₂ et de consommable ont été mises à jour chaque année. La trajectoire de R&D a été mise à jour à mi-période tarifaire. Les trajectoires des autres charges ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée. Enfin, cette trajectoire prend en compte la modification de la classification de certaines dépenses de Teréga d'OPEX en CAPEX à partir de 2022.

- garantir la sécurité industrielle et la sûreté des installations, avec la prise en compte des nouvelles obligations liées à l'arrêté multifluides, et des exigences de cybersécurité ;
- renforcer sa contribution à la sécurité d'approvisionnement ;
- réduire son empreinte carbone et environnementale, notamment en réduisant les émissions de méthane et en maîtrisant sa consommation d'énergie motrice.

GRTgaz a également inclus dans sa demande tarifaire des actions de performance.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRTgaz à demander un total de charges nettes d'exploitation et de charges de capital d'environ 2 220 M€/an en moyenne pour la période ATRT8, soit une hausse de 27 % par rapport au réalisé de la période ATRT7.

Le revenu autorisé¹² correspondant à la demande de GRTgaz augmente de 32 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

4.2.2 Teréga

Dans sa demande tarifaire, Teréga identifie la période ATRT8 comme une période de transition et de sécurisation. Teréga prévoit ainsi de renforcer la résilience de ses installations industrielles et de son système informatique pour garantir la sécurité d'approvisionnement, tout en se préparant à l'accueil des gaz renouvelables en vue de la transition énergétique.

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

- L'inversion structurelle des flux à Pirineos à la suite du déclenchement de la guerre Russo-Ukrainienne. La fin des contrats de long terme à Pirineos a par ailleurs limité la visibilité sur la collecte de son revenu autorisé et augmentant son exposition sur ses hypothèses de souscriptions de capacités ;
- La hausse globale et la volatilité des prix de l'énergie, générant une augmentation des charges de fonctionnement du réseau et une exposition accrue aux prix de marché ;
- Le maintien de la conformité réglementaire de l'entreprise et de sa sécurité pour assurer la performance et la résilience des installations dans la durée ;
- La préparation de la transition énergétique afin de préparer le réseau à l'injection des gaz décarbonés comme le biométhane, l'H₂ et le CO₂.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit Teréga à demander un total de charges nettes d'exploitation et de charges de capital d'environ 302 M€/an en moyenne pour la période ATRT8, soit une hausse de 26 % par rapport au réalisé de la période ATRT7.

Le revenu autorisé¹³ correspondant à la demande de Teréga augmente de 10 % en 2024 par rapport au niveau du revenu autorisé 2023 mis à jour.

4.3 Charges nettes d'exploitation

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

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

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

4.3.1 Demande des opérateurs

4.3.1.1 GRTgaz

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par GRTgaz dans sa demande pour la période tarifaire ATRT8 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022	2024	2025	2026	2027
----------------	------	------	------	------	------

¹² Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l'apurement du CRCP et, pour 2023, certains termes de lissage et de reversement interopérateurs

¹³ Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l'apurement du CRCP et, pour 2023, certains termes de lissage et de reversement interopérateurs

	Réalisé				
Charges nettes d'exploitation	797,1	1176,3	1079,7	1080,9	1074,8

La demande de GRTgaz suppose une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 379 M€ (soit + 48 %). Les charges nettes d'exploitation diminueraient ensuite d'environ 3 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 36 %.

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

- « Énergie » (hausse de 127 M€ soit +128 %) : GRTgaz anticipe une hausse des charges liées à la consommation de gaz carburant, principalement liée à la hausse des prix ;
- « Conversion H/B » (hausse de 90 M€, soit +160 %) : GRTgaz prévoit une hausse des charges liées à l'offre de conversion de gaz H en gaz B proposée aux fournisseurs de la zone B en France, en raison de la hausse de l'écart entre les prix de marché néerlandais et français ;
- « Salaires » (hausse de 50 M€, soit 15 %) : cette hausse est principalement liée à la revalorisation des salaires à la suite de l'augmentation de l'inflation ;
- « Exploitation et maintenance » (hausse de 30 M€, soit +25 %) : cette hausse s'explique principalement par l'inflation et les dépenses supplémentaires anticipées par GRTgaz en vue de la mise en œuvre du futur règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie.

4.3.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par Teréga dans sa demande pour la période tarifaire ATRT8 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	72,3	101,6	103,4	103,6	105,5

La demande de Teréga suppose une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 29 M€ (soit + 41 %). Les charges nettes d'exploitation augmenteraient ensuite d'environ 1 % par an en moyenne sur la période 2024-2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de + 39 %.

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

- « Exploitation et maintenance » (hausse de 13 M€, soit +52 %) : cette hausse s'explique principalement par les dépenses supplémentaires anticipées par Teréga en vue de la mise en œuvre du futur règlement visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie et par la création d'une nouvelle enveloppe d'OPEX de maintenance pour les actifs amortis.
- « Frais de personnel » (hausse de 5 M€, soit +12 %) : cette hausse est liée à la revalorisation des salaires à la suite de l'augmentation de l'inflation et à l'ajout de nouveaux ETP ;
- « Énergie » (hausse de 4 M€, soit +58 %) : Teréga anticipe une hausse des charges liées à la consommation de gaz carburant, principalement liée à la hausse des prix ;
- « Charges liées à la levée des congestions » (hausse de 3 M€, soit +84 %) : Teréga prévoit une hausse des charges liées à la levée des congestions sur la base des coûts constatés lors de l'hiver 2022-2023.

4.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2022 et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet H3P-ORCOM pour effectuer un audit des charges d'exploitation des opérateurs d'infrastructures de stockage de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2023. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour des opérateurs, est publié pour chacun des opérateurs en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATRT7 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2024-2027). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2020-2022) et prévisionnelles (2024-2027) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRT8.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie, les charges liées au mécanisme de conversion du gaz H en gaz B et les charges liées à la gestion des congestions de la zone de marché française.

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

4.3.3.1 GRTgaz

- **Résultats de l'audit externe**

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D, charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité, flexibilité, BFR gaz stocké et charges liées à l'offre de conversion de gaz H en gaz B.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour GRTgaz sur la période ATRT8 :

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRTgaz	563,4	712,2	745,4	796,3	825,1
Réalisé 2022 inflaté		603,4	614,1	623,9	633,6
Trajectoire de l'auditeur		599,5	621,0	621,3	618,9
Impact sur la demande de GRTgaz		-112,7	-124,4	-175,0	-206,2

Les ajustements préconisés par l'auditeur portent principalement sur les frais liés au personnel, le système industriel, l'appui opérationnel et les produits d'exploitation. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Frais de personnel

GRTgaz prévoit une augmentation de ses effectifs sur la période ATRT8 (plus de 80 ETP supplémentaires en 2027 par rapport à l'année 2022), principalement en lien avec le développement des gaz verts (une trentaine d'ETP supplémentaires) et l'évolution de la réglementation sur les émissions de méthane (une centaine d'ETP supplémentaires), en partie compensée par un gain de productivité de -0,5 % / an (une soixantaine d'ETP en moins, permis par exemple par des départs à la retraite et des mobilités internes).

Parmi ses principaux ajustements en volume, l'auditeur ne retient pas la hausse d'effectifs relative à la réglementation sur les émissions de méthane à ce stade. En effet, comme indiqué dans la partie 3.3.1.2, la CRE envisage de fixer la trajectoire des charges d'exploitation liées à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie sera adopté. Concernant les besoins supplémentaires liés au développement des gaz verts, l'auditeur considère que seule une partie de la demande initiale de l'opérateur est justifiée, compte tenu des prévisions d'installation des postes d'injections de biométhane et de rebours (une quinzaine d'ETP retenus).

Concernant l'effet prix, l'auditeur retient des hypothèses de variation de la masse salariale différentes de celles de GRTgaz, en particulier un GVT (glissement vieillesse technicité) et le Salaire National de Base.

Ces ajustements en volume et en prix de l'auditeur représentent en cumulé une réduction de charges d'environ 139 M€ sur la période ATRT8.

L'auditeur ajuste également à la baisse d'environ 21 M€ les charges liées à l'ANE (Avantage en Nature Energie) au vu des évolutions des prix de l'énergie sur les marchés, et en prenant en compte des consommations prévisionnelles d'énergie revues à la baisse en raison des efforts de sobriété demandés à l'ensemble des Français.

Au total, l'auditeur propose en conséquence des ajustements à la baisse par rapport à la demande de GRTgaz des frais liés au personnel de -44,7 M€ en moyenne par an (soit en cumulé sur la période ATRT8 de -178,9 M€), majoritairement en lien avec la prise en compte d'un nombre moindre de créations de postes sur la période.

Système industriel

L'auditeur ajuste à la baisse la trajectoire demandée car GRTgaz considère le réalisé 2022 comme un socle de dépenses auquel s'ajoute des charges non récurrentes anticipées entre 2024 et 2027 mais sans retrancher les dépenses non récurrentes survenues en 2022. En conséquence l'auditeur a construit une trajectoire de charges pour le Système industriel en indexant les dépenses réalisées entre 2020 et 2022 sur l'inflation et en ajoutant uniquement des hypothèses de charges pour les programmes s'il disposait de suffisamment d'éléments pour considérer qu'elles étaient absentes du réalisé entre 2020 et 2022 (programmes majeurs d'entretien et de maintenance de stations de compression et des nouveaux postes de biométhane considérés pertinents).

Comme indiqué précédemment, l'auditeur ne retient pas les charges liées au projet de règlement concernant les émissions de méthane qui seront traitées ultérieurement.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -40,3 M€ par an en moyenne (soit -161,3 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les charges du système industriel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse (217 M€/an en moyenne sur l'ATR8) par rapport au réalisé 2022 (156 M€/an).

Appui opérationnel

Concernant le poste Système d'information, l'auditeur considère que GRTgaz a fourni de nombreux éléments qualitatifs, qui restent toutefois insuffisants pour reconstituer quantitativement la trajectoire de charges demandée par GRTgaz et pour l'analyser par rapport au réalisé 2022. L'auditeur comprend en particulier que chaque ligne de dépenses SI a été construite de manière autonome par l'équipe responsable, à partir de leurs connaissances et prévisions propres. La trajectoire de charges SI n'a donc pas été construite en s'appuyant sur un jeu d'hypothèses communes. De plus, GRTgaz a construit cette trajectoire de charges SI de 2024 à 2027 en prenant pour référence ses dépenses prévisionnelles 2023 et non le réalisé 2022.

En conséquence, pour s'assurer d'évolutions cohérentes par rapport au réalisé 2022, l'auditeur a construit une trajectoire corrigée à la baisse d'environ -100 M€ sur la période ATRT8 du poste Système d'information en indexant les charges récurrentes réalisées de la période 2020-2022 sur l'inflation, et en écartant certaines provisions liées à la renégociation des contrats (considérées comme couvertes par l'inflation). Pour les charges non récurrentes correspondant à des projets bien identifiés, l'auditeur a en revanche retenu les demandes de GRTgaz.

Concernant le sous poste Immobilier, GRTgaz a construit sa trajectoire avec l'application générale de la chronique d'inflation pour les loyers et prévoit un réajustement du niveau des prestations de services généraux. L'auditeur a construit sa trajectoire en indexant les loyers sur l'évolution moyenne des 10 dernières années de l'Indice des Loyers de l'Activité Tertiaire (ILAT), justifiant qu'il est l'indice de référence des baux commerciaux et industriels et que le fait de retenir l'évolution moyenne des 10 dernières années permet de neutraliser les fluctuations exceptionnelles et non normatives.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -35,5 M€ par an en moyenne (soit -141,6 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les charges d'appui opérationnel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse (182 M€/an en moyenne sur l'ATR8) par rapport au réalisé 2022 (146 M€/an).

Produits d'exploitation

L'auditeur a construit la trajectoire de produits d'exploitation sur la base d'hypothèses différentes de celles de GRTgaz.

En particulier, l'auditeur considère que le taux de croissance des redevances et études biométhane constaté entre 2020 et 2022 restera stable jusqu'en 2024. A partir de 2025, l'auditeur fonde sa trajectoire sur les prévisions de variation du nombre de mises en service du parc biométhane transmis par l'opérateur. Cet ajustement représente une hausse d'environ 40 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz (qui prévoit au contraire des produits relativement stables par rapport au réalisé 2022).

L'auditeur a également intégré certains produits d'exploitation que GRTgaz n'avait pas pris en compte (notamment les produits de travaux et prestations remboursables liés aux projets MAGEO et Canal Seine Nord, dont le développement en cours d'ATR8 est jugé probable et qui a été pris en compte par GRTgaz dans sa trajectoire de charges de capital normatives). Cet ajustement représente environ 35 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz.

L'auditeur ajuste également l'hypothèse de PMH retenu par GRTgaz pour calculer sa production immobilisée, en cohérence avec l'hypothèse d'effet prix retenue pour l'évolution des frais de personnel (soit une hausse de 12 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz).

Il en résulte un ajustement global des produits d'exploitation à la hausse de 29,5 M€ par an en moyenne (soit 117,8 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les produits d'exploitation, la demande de GRTgaz étant en baisse (188 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) par rapport au réalisé 2022 (195 M€/an).

- **Ajustements de la CRE**

Charges d'énergie

La demande de GRTgaz concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂, hors biométhane) repose sur l'hypothèse d'une inversion du schéma de flux de gaz, désormais du sud vers le nord, d'entrées importantes de GNL, et d'un niveau soutenu sur les sorties PIR.

Demande de GRTgaz	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Gaz (M€)	52,5	165,9	117,7	91,1	69,9
Volumes (GWh)	2 334	2 445	2 378	2 270	2 010
Electricité (M€)	34,5	37,5	34,6	32,9	32,6
Volumes (GWh)	306	236	236	236	241
CO ₂ (M€)	5,4	16,0	16,6	16,0	13,9
TIC ¹⁴ (M€)	7,0	6,5	6,3	5,7	4,7
Total charges d'énergie (M€)	99,2	225,9	175,2	145,7	121,0

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir, sur la base d'hypothèses de flux cohérentes avec celles envisagées pour les charges d'énergie de Teréga, plusieurs ajustements par rapport à cette demande, notamment :

- un ajustement à la baisse de la trajectoire de l'EBT (Ecart Bilan Technique). Les volumes de consommation de ce poste étant particulièrement volatils et difficilement prévisibles, la CRE retient le volume moyen constaté sur la période ATRT7 (y compris la valeur estimée par GRTgaz pour 2023), soit 782 GWh/an. Cet ajustement conduit à une baisse de 339 GWh/an, soit 64,3 M€ par rapport à la demande de GRTgaz sur la période ATRT8 ;
- un ajustement à la baisse sur les prix des quotas de CO₂ sur la base d'hypothèses communes de prix et de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits, en cohérence avec les règles d'allocations européennes. Cet ajustement conduit à une baisse de 13,1 M€ par rapport à la demande de GRTgaz sur la période ATRT8.

Ces hypothèses conduisent à un ajustement à la baisse de la demande de GRTgaz d'environ - 77,4 M€ en cumulé sur la période ATRT8, soit une baisse d'environ 12 %. Ces ajustements pourront encore évoluer pour prendre en compte l'évolution des prix de l'énergie d'ici à la décision finale.

Trajectoire préliminaire de la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATR8
Gaz (M€)	52,5	142,3	102,1	78,0	57,8	380,2
Volumes (GWh)	2 334	2 098	2 062	1 946	1 744	7850
Electricité (M€)	34,5	37,5	34,6	32,9	32,6	137,6
Volumes (GWh)	306	236	236	236	241	949

¹⁴ Taxe intérieure de consommation



CO ₂ (M€)	5,4	13,0	13,4	12,7	10,5	49,5
TIC (M€)	7,0	6,5	6,3	5,7	4,7	23,3
Total charges d'énergie (M€)	99,2	199,3	156,4	129,3	105,5	590,4

R&D

Concernant la R&D, les dépenses de GRTgaz sur la période 2020-2022 (92 M€, dont 45,7 M€ de charges externes) ont été supérieures à la trajectoire fixée par la CRE (83 M€, dont 46,1 M€ de charges externes). GRTgaz explique cela par des dépenses de main-d'œuvre supérieures à celles prévues dans la trajectoire, insuffisamment compensées par des recettes plus élevées que la trajectoire tarifaire. Les dépenses externes ont été au niveau de la trajectoire fixée par la CRE.

GRTgaz demande, pour la période ATRT8, un budget de R&D de 139 M€, en hausse d'environ 50 % par rapport au réalisé 2020-2022. Cela inclut 67,3 M€ de charges externes, 106,9 M€ de charges de main-d'œuvre, et 35 M€ de recettes. Le budget de GRTgaz est réparti en cinq finalités, auxquelles s'ajoutent des actions spécifiques liées à l'innovation, et un ensemble d'expertises opérationnelles :

- optimisation du fonctionnement, de l'exploitation et de la sécurité ;
- réduction de l'impact environnemental ;
- préparation des réseaux à l'arrivée des nouveaux gaz ;
- préparation des réseaux à l'hydrogène ;
- projets relatifs à la prospective énergétique, au pilotage et à l'optimisation.

Les charges de main-d'œuvre et les recettes ont été analysées et ajustées par l'auditeur. La CRE présente ci-après son analyse préliminaire concernant les charges externes. Dans sa décision tarifaire, la CRE envisage néanmoins d'appliquer les mêmes principes pour ajuster ces différents montants.

Analyse préliminaire de la CRE

Pour certains programmes, les trajectoires de dépenses anticipées par GRTgaz sont en hausse sur la période ATRT8, sans que le GRT ait justifié ces tendances.

La CRE envisage de retenir les ajustements suivants en borne basse :

- à ce stade, l'augmentation du poste « innovation » sur la période ATRT8 n'est pas suffisamment justifiée par GRTgaz, et la CRE envisage de retenir en conséquence le montant dépensé par GRTgaz sur la période ATRT7 pour ce poste, augmenté de l'inflation ;
- la CRE analyse que le poste « analyse gaz » est présenté à deux reprises dans la demande de budget R&D sans justification précise de ce double comptage. Par ailleurs, le poste « qualification de matériel de réseau et de mesurage » représente une recherche effectuée pour le compte d'un opérateur tiers mais ne présente aucune recette associée. La CRE envisage en conséquence de ne pas retenir de budget sur ces deux postes ;
- les dépenses liées à l'émergence des filières de pyrogazéification, de gazéification hydrothermale et au soutien du développement technologique de la pyrolyse de méthane ne sont pas suffisamment justifiées par GRTgaz. Par ailleurs, la CRE associe certaines dépenses à un soutien du développement de filières de production qui ne font pas directement partie des missions d'un GRT. Par conséquent, la CRE envisage à ce stade de ne pas retenir les montants de ces projets sur la période ;
- la CRE envisage par ailleurs de ne pas retenir les dépenses liées au programme concernant l'étude des polluants atmosphériques des véhicules fonctionnant au GNV, considérant qu'il ne fait pas directement partie des missions d'un GRT et n'a pas vocation à être couvert par le tarif.

La CRE envisage en conséquence de retenir une trajectoire de charges externes de R&D représentant 54,0 M€ sur la période ATRT8, soit 13,5 M€/an en moyenne, à comparer à des dépenses réalisées de 15,2 M€/an en moyenne sur la période ATRT7.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
----------------	-----------------	------	------	------	------

Trajectoire demandée par GRTgaz	14,9	17,1	17,7	16,5	16
Trajectoire préliminaire de la CRE		13,9	13,7	13,4	12,9
Impact sur la demande de GRTgaz		-3,2	-4,0	-3,1	-3,1

Charges liées aux mécanismes de résorption des congestions

Les congestions observées sur la TRF (*Trading Region France*) pendant l'hiver 2022/2023 ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT. Celles-ci sont liées à l'activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l'hiver 2022/2023 (pour un volume total de 5,1 TWh).

La trajectoire de charges proposée par GRTgaz dans sa demande tarifaire est élevée, et suppose des charges du même ordre de grandeur de celles de l'hiver 2022/2023 jusqu'en 2027.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que les charges prévisionnelles de GRTgaz pour la période 2024-2027 ne sont pas cohérentes avec les hypothèses de volumes de congestions de l'opérateur présentées notamment dans le cadre de la consultation publique de la CRE sur les modalités de gestion des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz¹⁵ en juin 2023 (soit environ 3,5 TWh/an en moyenne sur la période). La CRE retient par ailleurs un prix d'achat cohérent avec les écarts de prix entre le marché français et le marché néerlandais qui est une source de gaz possible en cas d'apparition de congestions.

La trajectoire préliminaire de la CRE aboutit à un ajustement à la baisse de la demande de GRTgaz de -168,6 M€ sur la période ATRT8, soit -42,1 M€/an.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRTgaz	30,7	48,4	48,4	48,4	48,4
Trajectoire préliminaire de la CRE		7,9	6,8	5,7	4,6
Impact sur la demande de GRTgaz		-40,5	-41,6	-42,7	-43,8

BFR du gaz stocké

Dans sa demande tarifaire, GRTgaz propose une rémunération du BFR gaz stocké au niveau du CMPC (4,65 % dans la demande de l'opérateur).

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que la rémunération d'un stock tel que le gaz correspond à une immobilisation, qui doit donc être rémunérée au taux des immobilisations en cours.

Cela conduit à un ajustement à la baisse de - 9,3 M€ sur la période ATRT8 par rapport à la demande de GRTgaz.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRTgaz	4,3	6,7	5,5	4,3	3,6
Trajectoire préliminaire de la CRE		4,0	3,3	2,5	2,2
Impact sur la demande de GRTgaz		-2,7	-2,2	-1,7	-1,5

- **Synthèse de l'analyse préliminaire**

La demande de GRTgaz conduirait à une hausse de 36 % en 2024 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRT8 par rapport au niveau des charges constatées en 2022.

¹⁵ voir annexe 3 de la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 sur les modalités de gestions des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande du GRT n'est pas suffisamment justifiée et la considère donc trop élevée.

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

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

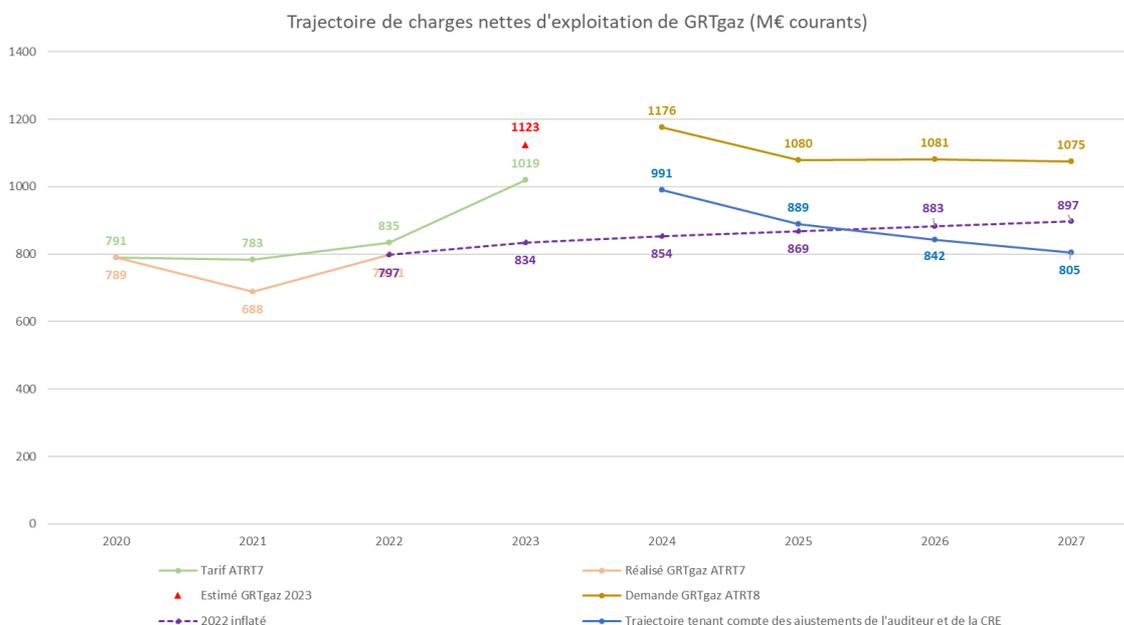
La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de GRTgaz, et une « borne basse » établie sur la base de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation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

De fait, pour GRTgaz, la borne basse varie entre 990,5 M€ en 2024 et 804,7 M€ en 2027, soit 881,5 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 1 176,3 M€ en 2024 et 1 074,8 M€ en 2027, soit 1 102,9 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2022 qui s'élevait à 797,1 M€ :

- borne haute : évolution 2022-2024 de +48 % (+36 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de -3 %.
- borne basse : évolution 2022-2024 de +24 % (+13 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de -7 %.

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



4.3.3.2 Teréga

- Résultats de l'audit externe

Le périmètre de coûts audité par l'auditeur inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes suivants, audités par la CRE : énergie, R&D, et charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité.

Sur ce périmètre de coûts, à l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour Teréga sur la période ATRT8 :

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Teréga	58,1	72,7	72,7	73,9	76,1
Réalisé 2022 inflaté		62,2	63,3	64,3	65,3



Trajectoire de l'auditeur		58,1	58,5	59,0	60,6
Impact sur la demande de Teréga		-14,6	-14,2	-14,9	-15,5

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais de structure, les coûts d'exploitation et de maintenance, les frais de personnel et les produits d'exploitation. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Produits d'exploitation

Les principaux ajustements proposés par l'auditeur concernent le sous-poste « autres produits », composé des prestations intragroupe et prestations à tiers.

En effet, il s'agit de prestations peu prévisibles plusieurs années à l'avance, et Teréga retient un montant fixe de 0,1 M€/an. De son côté, l'auditeur a construit la trajectoire du sous poste en indexant le réalisé 2020-2022 sur l'inflation, en justifiant que même si ces prestations sont peu prévisibles, cette construction est plus robuste que celle proposée par Teréga.

Il en résulte un ajustement à la hausse sur les produits d'exploitation de +1,8 M€ par an en moyenne (soit un impact de -7 M€ en cumulé sur les charges nettes sur la période ATRT8).

Coûts d'exploitation et de maintenance

Teréga a demandé une couverture des coûts d'exploitation liés à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane. Comme indiqué dans la partie 3.3.1.2, la CRE envisage de fixer la trajectoire de charges ainsi que le cadre de régulation pour les opérateurs gaziers concernés une fois que le projet de règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane du secteur de l'énergie sera adopté. L'auditeur écarte donc ces charges à ce stade.

L'auditeur a également écarté la compensation carbone volontaire, demandée par Teréga, qui est un choix de Teréga qui n'entre pas directement dans les dépenses essentielles pour mener à bien ses missions de GRT.

Enfin, l'auditeur a écarté la demande d'OPEX additionnelles pour les actifs totalement amortis correspondant à une demande d'évolution du cadre de régulation de Teréga que la CRE n'envisage pas de retenir à ce stade (cf. partie 3.7.8).

La trajectoire proposée par l'auditeur est en conséquence en ligne avec le réalisé 2022 en euros courants en moyenne sur la période ATRT8.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -6,5 M€ par an en moyenne (soit -26 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les coûts d'exploitation, de maintenance du réseau, d'études et autres dépenses liées à l'exploitation, la demande de Teréga étant en forte hausse (37 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) par rapport au réalisé 2022 (26 M€).

Frais de personnel

La demande de Teréga intègre de nouveaux ETP (transport et stockage confondus) à partir de 2024 au titre des nouveaux besoins sur la prochaine période tarifaire (CO₂, H₂, émissions de méthane, cybersécurité, asset management, relations institutionnelles régionales). L'auditeur considère que seuls certains ETP supplémentaires sont justifiés, les autres n'étant pas essentiels pour mener à bien ses missions de GRT car liés à des activités non régulées et Teréga disposant de marges de manœuvre pour redéployer ses ressources actuelles (départs à la retraite, mobilités internes...). Comme pour les charges d'exploitation, l'auditeur ne retient pas les charges liées au règlement concernant les émissions de méthane qui seront traitées ultérieurement par la CRE.

Concernant l'effet prix, l'auditeur retient des hypothèses différentes de Teréga.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -1,7 M€ par an en moyenne pour le transport (soit -7 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les frais de personnel.

Frais de structure

Dans son dossier tarifaire, Teréga a intégré un décalage d'inflation d'un an, justifiant que l'inflation de l'année N impacte principalement les charges de l'année N+1. L'auditeur n'a pas jugé cette demande pertinente, notamment compte tenu du cadre tarifaire qui protège les GRT de l'évolution en année N, et n'a donc pas retenu cette proposition dans sa trajectoire.

Concernant le fonds de dotation demandé par Teréga, l'auditeur considère qu'il s'agit d'un choix d'entreprise qui est propre à l'entité Teréga, et que cette décision n'est pas essentielle à la conduite de ses missions de GRT. L'auditeur ne le retient pas.

Il en résulte un ajustement à la baisse de -3,2 M€ par an en moyenne (soit -13 M€ en cumulé sur la période ATRT8) sur les produits d'exploitation, la demande de Teréga (15,7 M€/an en moyenne sur la période ATRT8) étant en hausse par rapport au réalisé 2022 (11,6 M€).

- **Ajustements de la CRE**

Charges d'énergie

La demande de Teréga concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂) repose sur l'hypothèse d'une inversion du schéma de flux de gaz, désormais du Sud vers le Nord et de la substitution de la consommation de gaz de Teréga pour ses besoins de compression par de la consommation d'électricité. Teréga introduit par ailleurs dans sa demande la taxe TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation de Produits Energétiques) ainsi que des achats de quotas de CO₂.

Demande de Teréga	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRT8
Gaz (M€)	1,1	4,9	5,3	5,3	5,2	20,6
Volumes (GWh)	83,7	162	162	162	162	648
Electricité (M€)	5,4	5,4	4,6	5,4	5,2	20,6
Volumes (GWh)	33,2	31,7	31,7	32,9	34	130,4
CO ₂ (M€)	0,2	0,9	1,0	1,2	1,3	4,4
TIC (M€)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,7
Total charges d'énergie (M€)	7,2	11,6	11,3	12,3	12,1	47,3

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir, sur la base d'hypothèses de flux cohérentes avec celles envisagées pour les charges d'énergie de GRTgaz, plusieurs ajustements par rapport à cette demande, notamment :

- un ajustement à la baisse de la trajectoire de l'EBT (Ecart Bilan Technique). Les volumes de consommation de ce poste étant particulièrement volatils et difficilement prévisibles, la CRE retient le volume moyen constaté sur la période ATRT7 (y compris la valeur estimée pour 2023), soit 20,2 GWh/an. Cet ajustement conduit à une baisse de 3,2 M€ par rapport à la demande de Teréga sur la période ATRT8 ;
- un ajustement à la baisse sur les prix des quotas de CO₂ sur la base d'hypothèses communes de prix, et de l'évolution de l'allocation de quotas gratuits. Cet ajustement conduit à une baisse de 0,7 M€ par rapport à la demande de Teréga sur la période ATRT8.

Ces hypothèses conduisent à un ajustement à la baisse de la demande de Teréga d'environ - 4 M€ en cumulé sur la période ATRT8, soit une baisse d'environ 8 %. Ces ajustements pourront encore évoluer pour prendre en compte l'évolution des prix de l'énergie.

Trajectoire préliminaire de la CRE	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRT8
Gaz (M€)	1,1	4,1	4,4	4,5	4,4	17,4
Volumes (GWh)	83,7	137	137	137	137	548
Electricité (M€)	5,4	5,4	4,6	5,4	5,2	20,6
Volumes (GWh)	33,2	31,7	31,7	32,9	34	130,4
CO ₂ (M€)	0,2	0,8	0,9	1,0	1,0	3,7
TIC (M€)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,7

Total charges d'énergie (M€)	7,2	10,7	10,3	11,3	11,0	43,4
------------------------------	-----	------	------	------	------	-------------

R&D

Concernant la R&D, les dépenses de Teréga entre 2020 et 2022 (4,5 M€) ont été inférieures à la trajectoire fixée par la CRE (4,9 M€). Teréga explique cette sous-réalisation par le transfert de charges d'exploitation en dépenses d'investissement et par l'incertitude inhérente aux projets de R&I.

Teréga demande, pour la période ATRT8, un budget de R&D (hors charges de personnel¹⁶) de 28,3 M€ (soit 7,1 M€/an en moyenne sur la période, en hausse de 316 % par rapport à l'ATR7), réparti en six finalités et deux projets :

- Intégrité, performance et sécurité opérationnelle ;
- Réduction de l'empreinte environnementale ;
- Méthanes renouvelables ;
- Hydrogène ;
- Systèmes multi-énergies ;
- CCUS, Captage, stockage, transport et valorisation du CO₂ ;
- Les études de faisabilité du projet Hysow, consistant à développer des infrastructures de transport d'H₂ et de stockage d'H₂ en cavités salines ;
- Les études du projet Pycasso sur le développement d'infrastructures de transport de CO₂.

Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE envisage de retenir les ajustements suivants :

- pour les postes suivants, la CRE considère à ce stade que le lien est insuffisamment établi avec les missions régulées de transport de gaz naturel, la CRE les écarte donc de sa borne basse :
 - o les budgets R&D portant sur les études de faisabilité des projets Pycasso (CCUS) et HYSOW (Hydrogène) ;
 - o le projet de mise en œuvre d'un pilote de reconversion en H₂ d'une canalisation sur 100m ;
 - o le poste « nouveaux matériaux ou des alternatives aux canalisations pour un transport d'H₂ plus compétitif techniquement et économiquement que le transport sous forme de gaz par canalisations en acier » ;
 - o les budgets R&D portant « mettre à disposition d'industriels gros émetteurs de CO₂ des solutions de captage, transport et stockage de CO₂ » ;
- le sous-poste « Développer des outils digitaux pour améliorer la cybersécurité ». Bien que la cybersécurité soit un domaine de première importance, la CRE considère à ce stade que les projets présentés ne relèvent pas de la R&D ou ne semblent pas avoir vocation à être portés par Teréga en propre sans concertation avec l'ensemble des gestionnaires de réseau ;
- la moitié du poste « Système énergétique intelligent » qui intègre des programmes en dehors des missions régulées des GRT (optimisation de la production de gaz renouvelable, power-to-gaz) ;
- la reprise des dépenses réalisées en ATR7 sur le poste « santé et sécurité au travail ». Les justifications apportées ne permettent pas d'expliquer la forte augmentation de ce poste, dont le budget a été multiplié par cinq dans la demande tarifaire ;
- des dépenses non affectées à un poste ou projet particulier à ce stade.

La CRE envisage en conséquence de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 5,9 M€ sur la période ATRT8, soit 1,6 M€/an en moyenne, à comparer à des dépenses réalisées de 6,8 M€ en ATR7.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
----------------	-----------------	------	------	------	------

¹⁶ les charges de personnel sont incluses dans le périmètre de charges nettes analysé par l'auditeur. La CRE s'assurera d'ici la délibération tarifaire de la cohérence des ajustements réalisés sur ce périmètre avec les principes présentés ici.



Trajectoire demandée par Teréga	1,2	6,6	8,6	6,6	6,5
Trajectoire préliminaire de la CRE		1,6	1,7	1,2	1,3
Impact sur la demande de Teréga		-5,0	-6,9	-5,3	-5,2

Charges liées aux mécanismes de résorption des congestions

Les congestions observées sur la TRF (*Trading Region France*) pendant l'hiver 2022/2023 ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT. Celles-ci sont liées à l'activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l'hiver 2022/2023.

La trajectoire de charges proposée par Teréga dans sa demande tarifaire est élevée, et suppose des charges supérieures à celles de l'hiver 2022/2023 jusqu'en 2027.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que les charges prévisionnelles de Teréga pour la période 2024-2027 ne sont pas cohérentes avec les hypothèses de volumes de congestions de GRTgaz présentées notamment dans le cadre de la consultation publique de la CRE sur les modalités de gestions des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz¹⁷ en juin 2023 (soit environ 3,5 TWh/an en moyenne sur la période). La CRE retient par ailleurs un prix d'achat cohérent avec les écarts de prix entre le marché français et le marché néerlandais, alternative possible pour résorber les congestions.

La trajectoire préliminaire de la CRE aboutit à un ajustement de la demande de Teréga à la baisse de - 27,2 M€ sur la période ATRT8.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Teréga	4,1	7,6	7,6	7,6	7,6
Trajectoire préliminaire de la CRE		1,1	0,9	0,8	0,6
Impact sur la demande de Teréga		-6,6	-6,7	-6,9	-7,0

Charges liées au mécanisme d'interruptibilité

Le dispositif d'interruptibilité garantie a été révisé en 2022 afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz nationale pour l'hiver 2022/2023. Celui-ci n'a finalement pas généré de charges pour les opérateurs.

Dans sa demande tarifaire, Teréga introduit des charges liées à la mise en œuvre de mécanisme (12,6 M€ sur la période ATRT8), anticipant une révision du mécanisme.

Analyse préliminaire de la CRE

En l'absence d'information sur une éventuelle évolution du mécanisme et de la forme que celle-ci pourrait prendre, la CRE envisage à ce stade de fixer la trajectoire correspondante à 0 pour la période ATRT8, comme cela est le cas pour GRTgaz. Cette trajectoire pourra évoluer d'ici la fin de l'année si les hypothèses concernant l'architecture du mécanisme et les charges anticipées pour les GRT évoluent. La CRE rappelle par ailleurs qu'elle envisage de couvrir ce poste au CRCP.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par Teréga	0	3,1	3,1	3,2	3,2
Trajectoire préliminaire de la CRE		0	0	0	0
Impact sur la demande de Teréga		-3,1	-3,1	-3,2	-3,2

¹⁷ voir annexe 3 de la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 sur les modalités de gestions des congestions Sud-Nord sur les réseaux de transport de gaz

• **Synthèse de l'analyse préliminaire**

La demande de Teréga conduirait à une hausse de 39 % en 2024 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRT8 par rapport au niveau des charges constatées en 2022.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande du GRT n'est pas justifiée et la considère donc trop élevée.

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

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

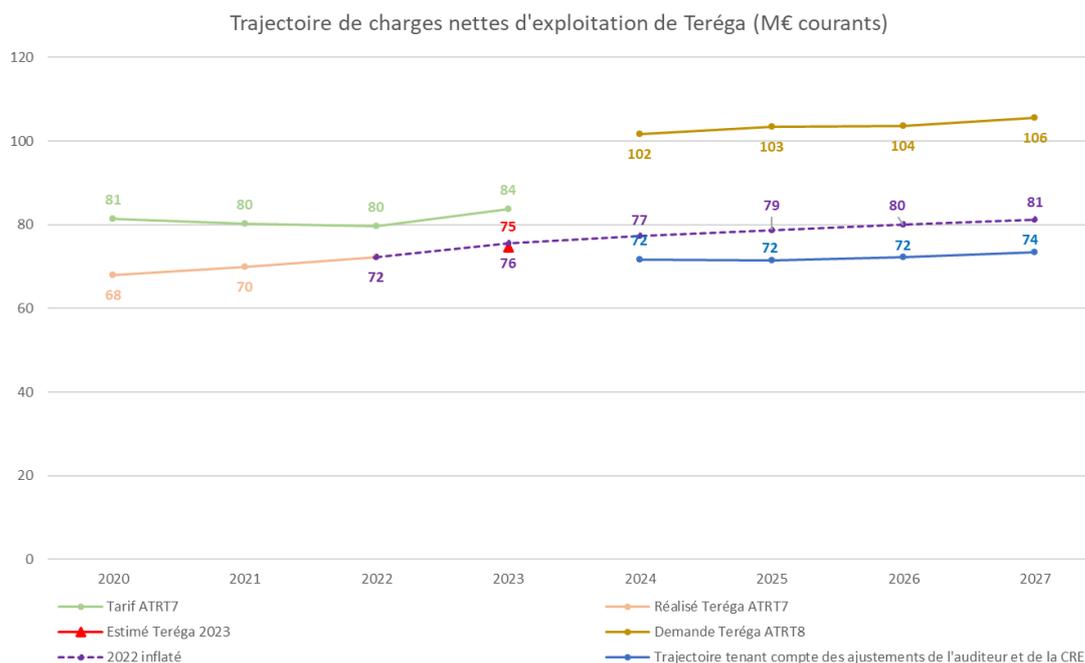
La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de Teréga, et une « borne basse » établie sur la base de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation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

De fait, pour Teréga, la borne basse varie entre 71,6 M€ en 2024 et 73,5 M€ en 2027, soit 72,2 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 101,6 M€ en 2024 et 105,5 M€ en 2027, soit 103,5 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2022 qui s'élevait à 72,3 M€ :

- borne haute : évolution 2022-2024 de +41 % (+39 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +1 %.
- borne basse : évolution 2022-2024 de -1 % (-6 % hors énergie) et un TCAM 2024-2027 de +1 %.

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



Q35 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R&D à inclure dans les trajectoires de charges des GRT ?

4.4 Coût moyen pondéré du capital

4.4.1 Demande des opérateurs

4.4.1.1 GRTgaz

La demande de GRTgaz a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) en hausse par rapport à celui du tarif ATRT7 actuel, soit 4,65 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs d'infrastructures régulées de gaz naturel du groupe Engie auprès d'un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz utilise par ailleurs le taux de 2,8 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

4.4.1.2 Teréga

La demande de Teréga a été établie en utilisant un CMPC de 4,70 % (réel, avant impôts), supérieur à celui du tarif ATRT7 actuel. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par Teréga à un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, Teréga utilise par ailleurs un taux de 2,9 % pour la rémunération des IEC.

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

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRT8, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à la société Compass Lexecon externe de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT ainsi que des opérateurs de stockage et de GRDF et des conclusions de leurs conseils. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique sur le site de la CRE.

Les travaux menés par l'auditeur se sont déroulés entre mai et juillet 2023. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique. Après audit de la demande des opérateurs, l'auditeur propose plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquelles elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur propose une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 3,72 % et 4,14 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,51 % et 2,93 %. Pour les nouveaux actifs, l'auditeur propose une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,69 % et 6,21 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,74 % et 4,23 %.

4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATRT8 les demandes de CMPC des opérateurs (4,65 % et 4,70 %, réel avant impôts, demandés respectivement par GRTgaz et Teréga). A ce stade, la CRE considère notamment que ces demandes pondèrent dans une trop grande mesure l'évolution récente constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATRT7 et qu'elles intègrent un certain nombre de nouveaux éléments dont les justifications restent non recevables à ce stade.

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

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

Au global, la CRE considère que :

- le taux de long terme selon la méthode utilisée pour l'ATR7 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme et visant à refléter les conditions de financement des actifs historiques, pourrait s'établir entre 2,7 % à 3,9 % (réel, avant impôts) ;
- le taux de court terme, fondé sur l'analyse de paramètres de plus court terme et visant à refléter les conditions de financement de nouveaux actifs, pourrait s'établir entre 3,6 % à 5,2 % (réel, avant impôts).

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

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

4.5 Investissements et charges de capital normatives

4.5.1 GRTgaz

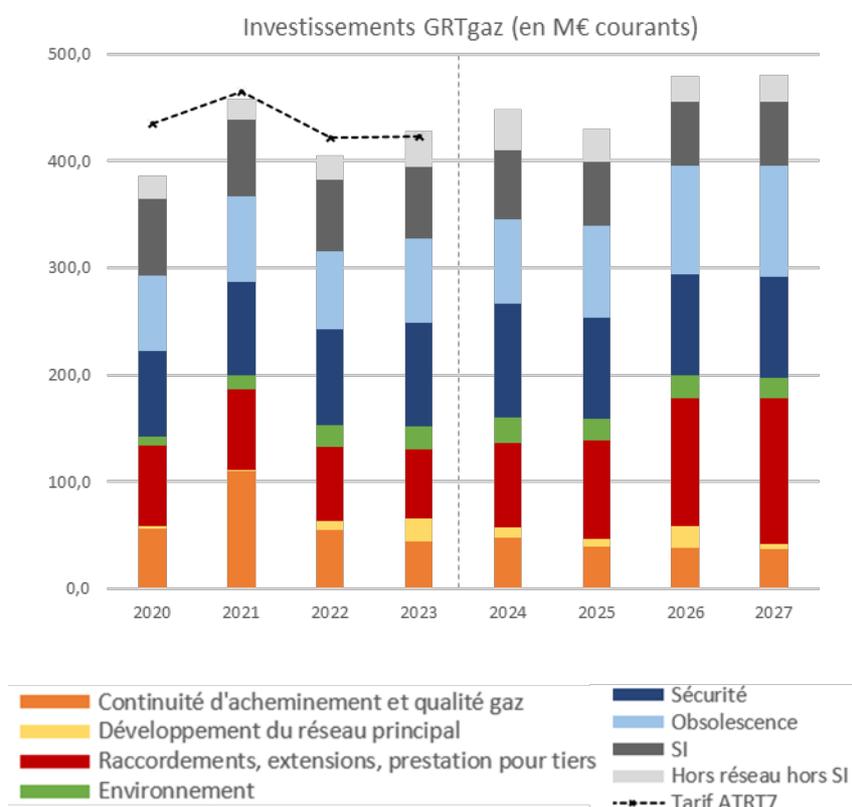
4.5.1.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements prévue par GRTgaz sur la période ATRT8 est en légère hausse, avec des dépenses moyennes d'environ 460 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient de 419 M€ par an au cours de la période ATRT7. Cette hausse est notamment due à l'augmentation des investissements de raccordement, extensions et prestations pour tiers.

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

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8	Moyenne annuelle ATRT7*
Continuité d'acheminement et qualité gaz	47,9	39,5	38,2	37,4	40,7	66,2
Développement du réseau principal	8,9	7,1	20,8	4,0	10,2	8,3
Raccordements, extensions, prestation pour tiers	79,3	91,6	119,2	136,9	106,8	71,3
Environnement	23,5	20,7	21,2	19,1	21,1	15,9
Sécurité	107,2	93,9	94,1	94,0	97,3	88,4
Obsolescence	78,2	86,0	101,4	104,2	92,5	75,6
SI	65,0	60,0	60,0	60,0	61,3	69,0
Hors réseau hors SI	37,8	31,2	24,6	24,8	29,6	24,2
TOTAL	447,9	430,1	479,5	480,4	459,5	418,9

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023



En particulier, GRTgaz prévoit :

- une hausse des dépenses liées aux raccordements et prestations pour tiers (+142 M€ sur la période, soit + 50 %), majoritairement liée à l'accélération du nombre de rebours réalisés (+112 M€ sur la période) ;
- une hausse des dépenses liées à l'obsolescence (+67 M€ sur la période, soit +22 %). Cela comprend le projet de rénovation de la station de compression de la Bégude à partir de 2025 pour 78 M€, ainsi que 43 M€ de provisions sur la période, correspondant à des projets non identifiés à ce stade ;
- une hausse des dépenses de sécurité (+36 M€ sur la période soit +10 %), de celles liées à l'environnement (+21 M€ sur la période soit +33 %, en raison des programmes de réduction des émissions de méthane et de traitement de la présence d'amiante sur ses installations), et de celles liées aux véhicules et à l'immobilier (+22 M€ sur la période, soit +22 %, notamment afin de prendre en compte les obligations liées au décret tertiaire) ;
- une baisse des dépenses de continuité d'acheminement et qualité gaz (-102 M€, soit -38 %), en raison de la fin de grands projets, comme le renforcement du réseau en Bretagne ;
- une baisse des dépenses liées au système d'information (-31 M€, soit -11 %), avec la fin de certains grands projets de refonte du SI métier, mais une hausse des dépenses liées à la cybersécurité (+40 M€ sur la période).

4.5.1.2 Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,65 % demandé par GRTgaz aboutissent à la demande de charges de capital normatives suivante dans la demande tarifaire de GRTgaz :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
Trajectoire de BAR de GRTgaz	9 411	9 456	9 376	9 320	9 391
Demande de CCN de GRTgaz (CMPC de 4,65 %)	1 125	1 125	1 107	1 101	1 115

4.5.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

Concernant les dépenses d'investissements

La CRE observe que la trajectoire proposée par GRTgaz est en hausse par rapport à la période précédente, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées au biométhane, en augmentation de 50 % par rapport à l'ATR7. En dehors de ce poste, le reste des dépenses suit une trajectoire stable et correspond à un cycle d'investissement sans renforcement majeur ou développement important du réseau.

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 3.3.2), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment d'au moins trois projets (phase 2 du programme Telester, renouvellement de la station de compression la Bégude, liaison Gournay-Cuvilly), dont les budgets estimés sont supérieurs à 20 M€ par GRTgaz et qui sont éligibles au dispositif de régulation incitative des grands projets.

Les dépenses hors réseaux sont stables par rapport à la période précédente et représentent 91 M€ par an en moyenne, soit 20 % des dépenses sur la période. Elles sont éligibles à la régulation incitative des investissements hors-infrastructures (cf. paragraphe 3.3.2.3).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements prévue par GRTgaz. Elle considère cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie.

Concernant les charges de capital normatives

Trajectoire de coûts échoués

La trajectoire de coûts échoués demandée par GRTgaz est composée d'un socle correspondant à la moyenne réalisée sur la période 2020-2022 (soit 4,6 M€/an), auquel GRTgaz ajoute un montant de 1 M€/an correspondant à des sorties d'actifs considérées comme « fortement probables » par l'opérateur.

La CRE note que le réalisé 2020-2022 intègre déjà des sorties d'actifs du type de ceux inclus dans la trajectoire complémentaire par GRTgaz pour un niveau annuel comparable. Elle envisage donc à ce stade de fixer la trajectoire

ATRT8 au niveau du réalisé 2020-2022 de l'ATRT7, ce qui correspond à un ajustement à la baisse de - 3,9 M€ sur la période.

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

Trajectoire de charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 2,9 % (réel, avant impôts) et 4,2 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs, soit 4,4 % (nominal, avant impôts) et 5,5 % (nominal, avant impôts).

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

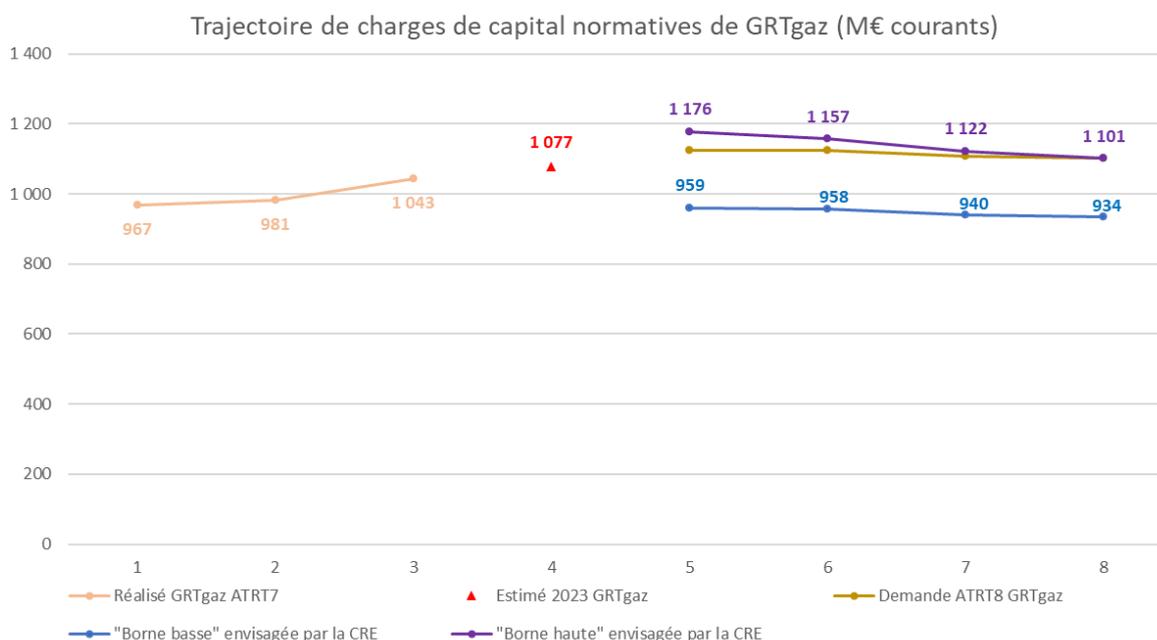
Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 2,9 % réel, avant impôts) ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 5,5 % nominal, avant impôts).

Pour GRTgaz, ces trajectoires impliquent les évolutions suivantes :

- borne basse : évolution 2022-2024 de -8 % et un TCAM 2024-2027 de -1 %.
- borne haute : évolution 2022-2024 de +13 % et un TCAM 2024-2027 de -2 %.

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



Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
----------------	------	------	------	------



BAR GRTgaz - borne basse	9 411	9 456	9 377	9 324
BAR GRTgaz - borne haute	9 190	9 080	8 877	8 707

4.5.2 Teréga

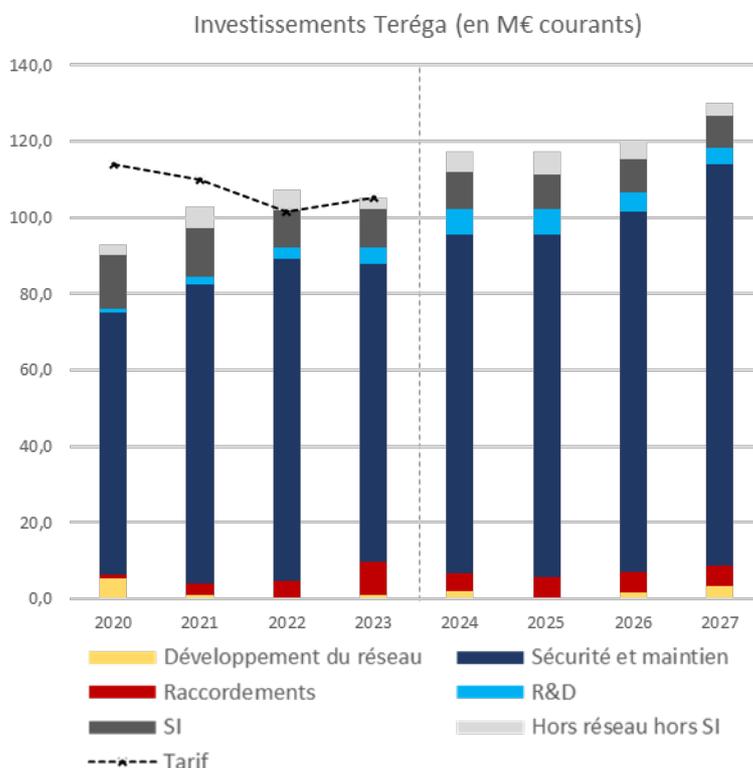
4.5.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATRT8 est en hausse avec des dépenses moyennes de 121 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 102 M€ par an au cours de la période ATRT7. Cette hausse des dépenses est liée notamment au poste « sécurité et maintien », en hausse de 17,3 M€ sur la période.

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

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8	Moyenne annuelle ATRT7*
Développements	2,1	0,1	1,7	3,2	1,7	1,8
Raccordements	4,7	5,5	5,3	5,5	5,2	4,4
Sécurité et maintien	88,9	90,1	94,8	105,3	94,8	77,5
R&D	6,6	6,5	4,9	4,3	5,5	2,6
SI	9,7	9,2	8,8	8,5	9,1	11,6
Hors réseau hors SI	5,5	5,8	4,3	3,2	4,7	4,2
TOTAL	117,5	117,2	119,7	130,0	121,1	102,1

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023



En particulier, Teréga prévoit :

- la hausse des dépenses de sécurité et de maintien (+69 M€ sur la période, soit + 22 %). Celles-ci concernent principalement les canalisations (+95 M€ sur la période, soit +42 %), et résultent du programme de

renouvellement des canalisations du réseau régional prévu par Teréga, avec une dizaine de projets de plus de 20 M€ déjà à l'étude ou qui devraient être lancés pendant la prochaine période tarifaire ;

- la hausse des dépenses de R&D (+12 M€ sur la période, soit +113 %) ;
- une baisse des dépenses liées au SI (-10 M€, soit -22 %), liée à la volonté de Teréga visant à privilégier des dépenses en OPEX pour les SI.

4.5.2.2 Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,70 % demandé par Teréga aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante dans la demande tarifaire de Teréga :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8
Trajectoire de BAR de Teréga	1 869	1 908	1 947	2 013	1 934
Demande de CCN de Teréga (CMPC de 4,70 %)	196	197	198	204	198

4.5.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

Concernant les dépenses d'investissements

La CRE observe que la trajectoire proposée par Teréga est en hausse de 19 % par rapport à la période précédente, principalement en raison de l'augmentation des dépenses liées au renouvellement des canalisations sur le réseau régional. La CRE s'interroge sur la compatibilité de ces investissements avec une future baisse de la consommation de gaz, cela pouvant alimenter le risque de hausse des coûts unitaires d'acheminement déjà identifié.

Conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 3.3.2), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment d'au moins six projets de renouvellement des canalisations sur le réseau régional.

La CRE envisage par ailleurs de ne pas retenir certains investissements de R&D, dont l'analyse à ce stade fait apparaître qu'ils ne sont pas essentiels à l'exécution des missions du GRT, en cohérence avec les ajustements envisagés sur les charges d'exploitation et présentés en partie 4.3.3.2. Cela conduit à un ajustement à la baisse des investissements de - 12,9 M€ sur la période.

En dehors des dépenses de R&D, la CRE n'envisage pas à ce stade d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par Teréga. La CRE rappelle cependant que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées au mieux. La CRE veillera au respect de la maîtrise de ces dépenses lors de l'approbation annuelle des investissements des GRT, prévue par les dispositions des articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie.

La trajectoire d'investissement résultat des ajustements envisagés par la CRE est la suivante :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRT8	Moyenne annuelle ATRT7*
Développements	2,1	0,1	1,7	3,2	1,7	1,8
Raccordements	4,7	5,5	5,3	5,5	5,2	4,4
Sécurité et maintien	88,9	90,1	94,8	105,3	94,8	77,5
R&D	3,2	1,4	2,7	2,0	2,3	2,6
SI	9,7	9,2	8,8	8,5	9,1	11,6
Hors réseau hors SI	5,5	5,8	4,3	3,2	4,7	4,2
TOTAL	114,2	112,1	117,5	127,7	117,9	102,1

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

Concernant les charges de capital normatives

Trajectoire de coûts échoués

Les montants de coûts échoués de Teréga réalisés sur la période 2020-2022 sont en ligne avec la trajectoire tarifaire ATRT7. Teréga propose de reconduire le même niveau pour la trajectoire l'ATR8 (soit environ 0,3 M€/an). La CRE n'envisage à ce stade pas d'apporter d'ajustement à cette trajectoire.

Trajectoire de charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 2,9 % (réel, avant impôts) et 4,2 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs, soit 4,4 % (nominal, avant impôts) et 5,5 % (nominal, avant impôts).

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

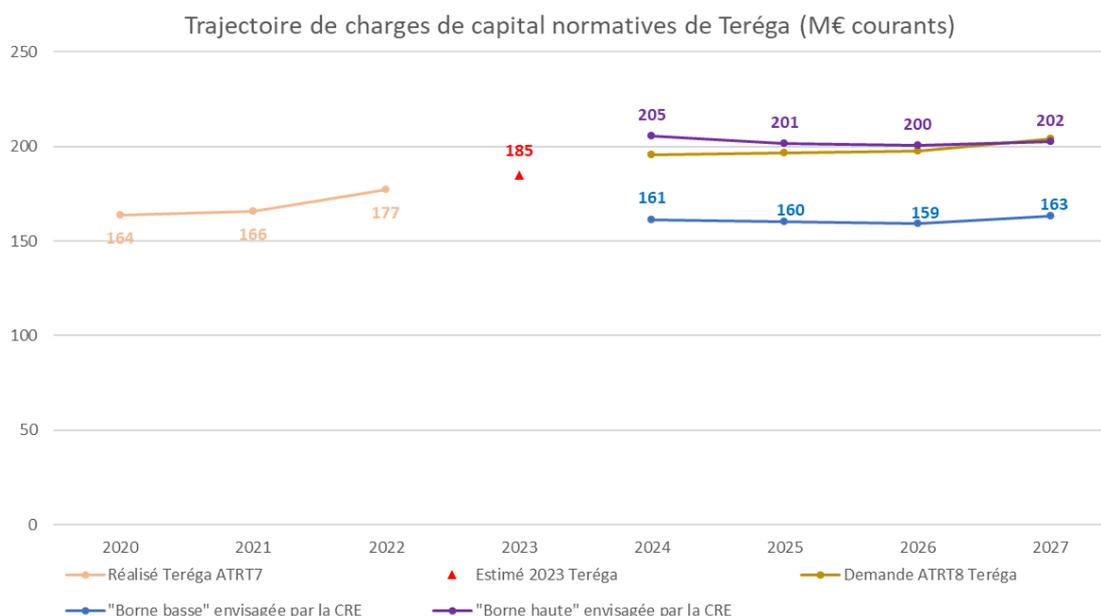
Par conséquent, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 2,9 % réel, avant impôts) ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 5,5 % nominal, avant impôts).

Pour Teréga, ces trajectoires impliquent les évolutions suivantes :

- borne basse : évolution 2022-2024 de -9 % et un TCAM 2024-2027 de +0,4 %.
- borne haute : évolution 2022-2024 de +16 % et un TCAM 2024-2027 de -0,5 %.

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



Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
BAR Teréga - borne basse	1 869	1 909	1 949	2 018
BAR Teréga - borne haute	1 826	1 833	1 846	1 888



4.6 CRCP au 31 décembre 2023

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

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé ou de son estimation, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis à l'annexe 8 de la délibération ATRT7. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATRT7.

4.6.1 GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à -94,1 M€ à restituer aux utilisateurs du réseau de transport¹⁸. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit -126,7 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +64,8 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -32,2 M€).

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -133,7 M€, à restituer aux utilisateurs du réseau. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit -126,7 M€) ;
- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +67,0 M€), qui s'explique principalement par des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) moins importantes qu'estimé (+49,9 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -74,0 M€), qui s'explique principalement par :
 - o des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) plus importantes qu'estimé (-367,6 M€) ;
 - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne l'énergie (+172,1 M€), les charges de capital (+67,6 M€), la conversion du gaz H en gaz B (+32,8 M€) et la gestion des congestions (+20 M€).

L'écart entre la demande de GRTgaz et le niveau retenu à ce stade par la CRE (-39,6 M€) s'explique principalement par une correction concernant le calcul des recettes de ventes de capacité à Obergailbach en 2023 (-17 M€) et la prise en compte d'hypothèses différentes de celles de GRTgaz en ce qui concerne les charges liées à la gestion des congestions pour l'année 2023 (-24,1 M€).

¹⁸ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2023		
GRTgaz	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023
Recettes d'acheminement couvertes à 100 %	+ 54,3	- 281,0
Recettes d'acheminement couvertes à 80 %	- 4,3	- 86,6
Charges de capital normatives	+ 3,3	+ 67,6
Charges d'énergie	+ 4,3	+ 172,1
Contrat de transit interopérateurs	0	- 1,5
Ecart d'OPEX dû à l'inflation	- 0,1	+ 3,3
Qualité de service	+ 0,1	+ 1,5
Charges de prestation de conversion H-B	- 0,1	+ 32,8
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement	+ 5,5	+ 8,3
Coûts de traitement des congestions	+ 0,3	+ 20,0
Raccordement des unités de biométhane	+ 1,0	- 3,8
Reversement interopérateurs (ITC)	0	+ 1,4
Charges de consommables	- 1,3	+ 2,9
Reversement GRD-> GRTgaz (Opex associés aux rebours)	+ 0,2	- 0,3
Contrats avec les opérateurs adjacents	+ 3,8	- 10,9
Total	+ 67,0	- 74,0
Reliquat de CRCP antérieur actualisé		- 126,7
Solde du CRCP au 31 décembre 2023		- 133,7

Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

4.6.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à +0,8 M€ à restituer à l'opérateur. Ce solde est la somme des éléments suivants :

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

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à -1,6 M€, à restituer aux utilisateurs du réseau. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2022 et le CRCP définitif 2022 (soit +0,9 M€), qui s'explique principalement par des recettes de ventes de capacités (y compris des excédents liés aux recettes d'enchères) moins importantes qu'estimé (+0,5 M€) ;
- le CRCP estimé pour 2023 (soit -2,5 M€), qui s'explique principalement par :
 - o le retraitement de la trajectoire de charges d'exploitation de Teréga afin d'en extraire les dépenses d'inspection et de réhabilitation, qui sont désormais intégrées dans les charges de capital du GRT (-7,8 M€) ;
 - o des charges liées au reversement interopérateurs à GRTgaz moins importantes que prévu (-6,7 M€) ;
 - o des charges nettes liées aux contrats avec les opérateurs adjacents inférieures aux prévisions (-2,3 M€).
 - o des charges plus importantes que prévues en ce qui concerne l'énergie (+ 1,1 M€), les charges de capital (+9,4 M€) et la gestion des congestions (+2,7 M€).

L'écart entre la demande de Teréga et le niveau retenu à ce stade par la CRE (-2,4 M€) s'explique principalement par la prise en compte d'hypothèses différentes de celles de Teréga en ce qui concerne les charges liées à la gestion

des congestions pour l'année 2023 (-1,0 M€) et la non prise en compte d'une demande de couverture par Teréga de 1,3 M€ de coûts échoués, ces éléments n'étant à ce stade pas assez justifiés par l'opérateur.

Teréga- CRCP au 31 décembre 2023		
Teréga	Montants actualisés au titre de l'année 2022	Montants actualisés au titre de l'année 2023
Recettes d'acheminement couvertes à 100 %	+ 1,0	- 9,2
Recettes d'acheminement couvertes à 80 %	- 0,5	+ 11,5
Charges de capital normatives	+ 0,1	+ 9,4
Charges d'énergie	+ 0,1	+ 1,1
Contrat de transit interopérateurs	0	+ 1,4
Ecart d'OPEX dû à l'inflation	0	- 7,5
dont retraitement lié à la classification des dépenses d'inspection et de réhabilitation		- 7,8
Qualité de service	+ 0,1	+ 0,7
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement	+ 0,2	- 1,4
Coûts de traitement des congestions	+ 0,0	+ 2,7
Raccordement des unités de biométhane	+ 0,1	- 2,4
Raccordement des unités de production de biométhane	0	+ 0,1
Reversement interopérateurs (ITC)	- 0,2	- 6,7
Contrats avec les opérateurs adjacents	0	- 2,3
Total	+ 0,9	- 2,5
Reliquat de CRCP antérieur actualisé	0	
Solde du CRCP au 31 décembre 2023	- 1,6	

Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

4.7 Charges à couvrir

4.7.1 Demande des opérateurs

4.7.1.1 GRTgaz

La demande de GRTgaz aboutit à une évolution des charges à couvrir de +32,1 % en 2024 par rapport à 2023, et à une évolution annuelle moyenne de -1,9 % sur la période ATRT8.

en M€ courants	2023 Revenu autorisé mis à jour	2024	2025	2026	2027
CNE		1 176,2	1 079,6	1 080,9	1 074,8
CCN		1 124,8	1 125,3	1 106,9	1 101,2
Apurement du CRCP ATRT7		-22,0	-22,0	-22,0	-22,0
Charges à couvrir demandées	1 724,6	2 279,1	2 183,0	2 165,8	2 153,9
Evolution annuelle	-	+ 32,1 %	-4,2 %	-0,8 %	-0,5 %

4.7.1.2 Teréga

La demande de Teréga aboutit à une évolution des charges à couvrir de +10,5 % en 2024 par rapport à 2023, et à une évolution annuelle moyenne de +1,3 % sur la période ATRT8.

en M€ courants	2023 Revenu autorisé mis à jour	2024	2025	2026	2027
CNE		101,6	103,4	103,6	105,5
CCN		195,6	196,7	197,8	203,8
Apurement du CRCP ATRT7		0,2	0,2	0,2	0,2
Charges à couvrir deman- dées	269,2	297,4	300,3	301,7	309,5
Evolution annuelle	-	10,5 %	1,0 %	0,5 %	2,6 %

Q36 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par GRTgaz et Teréga ?

4.7.2 Scénario illustratif pour la grille tarifaire

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

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif pour chacun des GRT, en retenant les valeurs centrales des bornes hautes et basses qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives, ainsi qu'un apurement du CRCP estimé en fin d'ATRT7 lissé sur la période ATRT8. La différence d'évolution annuelle des charges à couvrir des deux opérateurs présentée en 2024 est principalement induite par un montant conjoncturellement plus important de charges « système » couvertes au CRCP chez GRTgaz.

4.7.2.1 GRTgaz

en M€ courants	2023 Revenu autorisé mis à jour	2024	2025	2026	2027
CNE (valeur centrale)		1 083,4	984,2	961,5	939,7
CCN (valeur centrale)		1 067,9	1 057,1	1 031,0	1 017,3
Apurement du CRCP ATRT7		-34,9	-34,9	-34,9	-34,9
Charges à couvrir illustra- tives	1 724,6	2 116,4	2 006,4	1 957,6	1 922,1
Evolution annuelle	-	22,7 %	-5,2 %	-2,4 %	-1,8 %

4.7.2.2 Teréga

en M€ courants	2023 Revenu autorisé mis à jour	2024	2025	2026	2027
CNE (valeur centrale)		86,6	87,5	87,9	89,5
CCN (valeur centrale)		183,3	180,8	179,8	182,8
Apurement du CRCP ATRT7		-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Charges à couvrir illustratives	269,2	269,5	267,9	267,3	271,9
Evolution annuelle	-	0,1 %	-0,6 %	-0,2 %	1,7 %

Q37 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT8 pour GRTgaz et Teréga ?

4.8 Souscriptions prévisionnelles de capacités

4.8.1 Demande des opérateurs

4.8.1.1 GRTgaz

GRTgaz soumet une trajectoire de souscription reposant sur les prévisions suivantes :

- la baisse progressive et importante des souscriptions long terme sur les PIR, en entrée (Dunkerque, Obergaillbach et Virtualys) et en sortie (Oltingue) ;
- des souscriptions importantes et stables en entrée depuis les terminaux méthaniers en cohérence avec la forte hausse des flux de GNL ;
- la baisse progressive des souscriptions en sortie de réseau principal et sur le réseau régional induite par une réduction de la pointe de consommation (sous le double effet des efforts de sobriété énergétique et de la mise à jour du référentiel climatique utilisé pour calculer la pointe de consommation) ;
- des capacités des stockages intégralement souscrites.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2024	2025	2026	2027	Evolution moyenne annuelle
Réseau principal	-2,2 %	-5,1 %	-7,2 %	-13,7 %	-7,1 %
Réseau régional	-1,3 %	-4,0 %	-5,0 %	-4,1 %	-3,6 %

4.8.1.2 Teréga

Teréga soumet une trajectoire de souscription reposant sur les prévisions suivantes :

- des hypothèses de flux structurellement orientés du Sud vers le Nord ;
- une forte hausse des entrées à Pirineos sur toute la période ;
- la baisse progressive des souscriptions en sortie de réseau principal et sur le réseau régional induite par une réduction de la pointe de consommation (sous le double effet des efforts de sobriété énergétique et de la mise à jour du référentiel climatique utilisé pour calculer la pointe de consommation) ;

- des capacités des stockages intégralement souscrites

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2024	2025	2026	2027	Evolution moyenne annuelle
Réseau principal	-8,3 %	-5,0 %	-9,5 %	-33,7 %	-15,0 %
Réseau régional	-2,3 %	-3,2 %	-3,3 %	-2,9 %	-2,9 %

4.8.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est en ligne avec la majorité des prévisions retenues par les GRT mais considère que certaines hypothèses sont conservatrices. La CRE envisage en conséquence un certain nombre d'ajustements :

En premier lieu, la CRE considère que les hypothèses de souscriptions en entrée de GRTgaz sur le réseau de transport ne sont pas suffisantes pour équilibrer le bilan physique de la TRF en tenant compte de taux d'utilisation des capacités réalistes.

La CRE envisage donc de rehausser les hypothèses de capacités d'entrée des GRT d'environ 125 GWh/j/an (+5 % par rapport aux hypothèses des GRT).

La CRE considère en second lieu que la baisse de souscriptions aval (en sortie du réseau principal, sur le réseau régional et sur les points de livraison vers les consommateurs) prévue par les GRT est trop importante. Pour rappel, les souscriptions aval sont calculées de manière normative par les opérateurs et correspondent en première approche à la pointe de consommation au risque 2%.

La CRE envisage de rehausser les hypothèses de souscriptions en sortie du réseau principal de 3 748 GWh/j/an proposées par les GRT en moyenne sur la période ATRT8 à 3 900 GWh/j/an. Cette hypothèse permet de rétablir la cohérence avec le scénario ADEME S3, utilisé dans l'étude sur le futur des infrastructures gazières, et par les GRT pour construire leurs hypothèses de consommation.

Le tableau ci-dessous présente les souscriptions de capacité prévisionnelles envisagées par la CRE, en moyenne sur la période ATRT8.

MWh/j/an	Capacités souscrites en entrée	Capacités souscrites en sortie
PIR Virtualys	188 500	19 000
PIR Taisnières B	[Confidentiel]	0
PIR Dunkerque	550 000	0
PIR Obergailbach	218 200	50 000
PIR Oltingue	0	190 000
PIR Pirineos	252 800	54 000
PITM Dunkerque	370 000	
PITM Fos	407 300	
PITM Montoir	382 000	
PITM Le Havre	110 000	
PITS Nord-Ouest	394 500	213 000
PITS Atlantique	634 500	320 000
PITS Sud-Est	644 500	110 000
PITS Nord B	66 500	42 000
PITS Nord Est	176 000	125 000
PITS Sud-Ouest	556 000	300 000
Sortie vers le réseau régional		3 900 000

Q38 : Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE pour la période 2024-2027 ?

4.9 Revenu autorisé lissé

Pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2023 et à chaque évolution annuelle, la CRE envisage de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs comme elle l'a fait dans les tarifs précédents. Ce lissage n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par les GRT au global sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Les souscriptions prévisionnelles sont aussi prises en compte de manière à avoir une évolution tarifaire constante sur les quatre années du tarif.

Dans la mise en œuvre de ce lissage, la CRE veillera, autant que possible, à ce que le niveau des termes tarifaires de la période ATRT8 reflète les charges et les recettes des GRT.

Les tableaux présentés ci-après sont construits sur la base des grilles tarifaires illustratives déterminées par la structure tarifaire et présentées dans la partie 5.

Comme indiqué dans les parties 5.2.2.2.5 et 5.3.3, elles tiennent compte, à ce stade, d'un lissage simple des termes tarifaires du type $Z = IPC + X + k$, avec un X fixé à 0. C'est-à-dire d'une évolution de type « marche initiale » puis évolution annuelle à l'inflation.

Enfin, la grille tarifaire issue de la structure du réseau principal implique un déséquilibre de la répartition des revenus de souscriptions entre les deux GRT par rapport à leurs charges respectives associées au réseau principal, d'environ 12 M€/an sur la période tarifaire en défaveur de Teréga : comme indiqué dans la partie 3.2.2.4, la CRE envisage en conséquence de remplacer le reversement de Teréga à GRTgaz mis en œuvre au moment de la fusion des zones (et calculé en fonction des souscriptions en sortie au PIR Pirineos) par un reversement de GRTgaz à Teréga permettant à chacun des deux opérateurs de couvrir leurs charges respectives associées au réseau principal. Ce reversement est également intégré dans le revenu autorisé lissé illustratif présenté dans le tableau ci-dessous.

4.9.1 GRTgaz

en M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges à couvrir illustratives	1 724,6	2 116,4	2 006,4	1 957,6	1 922,1
Reversement interopérateurs ATRT8		12,4	12,4	12,4	12,4
Terme de lissage ATRT8		-131,2	75,1	77,8	-16,5
Revenu autorisé lissé	1 724,6	1 997,5	2 093,9	2 047,8	1 918,0

4.9.2 Teréga

en M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges à couvrir illustratives	269,2	269,5	267,9	267,3	271,9
Reversement interopérateurs ATRT8		-12,4	-12,4	-12,4	-12,4
Terme de lissage ATRT8		8,6	17,5	7,5	-35,6
Revenu autorisé lissé	269,2	265,7	273,0	262,5	223,9

5. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

5.1 Représentation du réseau et périmètre couvert par le tarif ATRT8

Le réseau de transport est rattaché à une zone de marché unique, la *Trading Region France* (TRF).

Le réseau de transport est constitué, d'une part, du réseau principal, et, d'autre part, du réseau régional. Les utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de Teréga ont recours au réseau de transport de gaz pour plusieurs usages : le transit, qui consiste à faire entrer du gaz sur ces réseaux pour l'acheminer dans un autre pays, et le transport domestique, qui consiste à acheminer du gaz destiné à être consommé sur le territoire national. Les utilisateurs peuvent également avoir recours aux stockages souterrains de gaz naturel.

Par ailleurs, il existe, dans le nord de la France, une « zone B », approvisionnée en gaz à bas pouvoir calorifique (dit « gaz B »), dont le réseau est physiquement séparé du reste du réseau de transport français.



Le réseau de transport de gaz naturel français en 2023

La CRE fixe les tarifs de transport de gaz de manière à éviter toute subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport, notamment entre les utilisateurs effectuant du transit et ceux alimentant la consommation nationale. Elle veille également à l'absence de subvention croisée entre les deux catégories de réseau, principal et régional, en s'assurant que les recettes perçues sur chacun correspondent aux charges qui sont générées par leur utilisation.

La structure du tarif ATRT8 couvre trois catégories de charges : le réseau principal, le réseau régional, et la compensation stockage.

- Réseau principal

Le réseau principal est composé des éléments du réseau qui relient les points d'interconnexion avec (i) les réseaux de transport adjacents, (ii) les sorties vers le réseau régional, (iii) les terminaux méthaniers et (iv) les stockages. Il s'étend sur plus de 9 000 km. Les flux y sont généralement bidirectionnels.

La structure tarifaire du réseau principal repose sur un principe de tarification entrée-sortie par place de marché. Le gaz peut être acheté et/ou vendu directement sur la place de marché ou Point d'Echange de Gaz (PEG). Dans ce cas, l'utilisateur s'acquitte des termes tarifaires spécifiques au PEG.

Les utilisateurs peuvent faire entrer le gaz en France au moyen d'interconnexions par canalisations (Point d'Interconnexion Réseau, ou PIR et Point d'Interconnexion Virtuel ou PIV) ou par des terminaux méthaniers (Points d'Interface Transport Terminaux Méthaniers, ou PITTM) et s'acquittent pour cela des termes d'entrée à ces points. Ces termes sont identiques quelle que soit la destination du gaz (transit, stockage ou consommation domestique).

Le gaz sort du réseau principal à différents points, selon sa destination :

- pour amener le gaz dans un pays adjacent, notamment pour les usages de transit, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie au PIR ou au PIV ;
- pour alimenter la consommation nationale, les utilisateurs s'acquittent d'un terme de sortie vers le réseau régional.

Les stockages souterrains de gaz naturel sont situés sur le réseau principal. Les utilisateurs des réseaux y recourent en s'acquittant de termes d'entrée et de sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS).

Les principes de tarification du réseau principal envisagés par la CRE sont décrits au 5.2 de la consultation.

- **Réseau régional**

Le réseau régional est composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal jusqu'aux clients finals ou jusqu'aux réseaux de distribution. Il s'étend sur près de 28 000 km. Les flux y sont généralement unidirectionnels.

L'alimentation de chaque point de livraison nécessite la souscription, d'une part, de capacités d'acheminement, et, d'autre part, de capacités de livraison. Les points de livraison sont de 3 types :

- les points d'interface transport-distribution (PITD) qui représentent l'interface entre le réseau de transport et une ou plusieurs sorties vers le réseau de distribution ;
- les sites des consommateurs industriels directement raccordés au réseau de transport ;
- les points d'interconnexion sur le réseau régional (PIRR) qui permettent la livraison vers des réseaux régionaux étrangers.

Les principes de tarification du réseau régional envisagés par la CRE sont décrits au 5.3 de la consultation publique.

- **Compensation stockage**

Introduite dans le tarif ATRT en 2018, dans le contexte de la régulation du régime d'accès aux infrastructures de stockage de gaz naturel, la compensation stockage correspond à la différence entre le revenu autorisé prévisionnel des opérateurs de stockage de gaz naturel et les revenus qu'ils perçoivent directement, principalement dans le cadre de la commercialisation aux enchères des capacités de stockage. Elle est collectée par les GRT, qui la reversent aux opérateurs de stockage. Les principes de collecte de la compensation envisagés par la CRE sont présentés dans la partie 6 de la consultation publique.

5.2 Structure tarifaire du réseau principal

5.2.1 Atelier thématique de concertation

Un atelier de concertation consacré à l'évolution de la structure des termes tarifaires du réseau principal de transport de gaz a été organisé par la CRE le 4 mai 2023. Cet atelier a regroupé 70 participants.

Durant l'atelier, les services de la CRE ont présenté les enjeux de la prochaine génération tarifaire en lien avec la fin des contrats de long terme, la réorganisation des schémas de flux en Europe et la décroissance de la consommation de gaz. Les services de la CRE ont ensuite détaillé trois scénarios indicatifs pour la structure du réseau principal de transport de gaz (présentés ci-après), et présenté les conséquences associées en termes d'évolutions tarifaires.

- Un scénario « A », reprenant la structure de l'ATRT7, à titre de comparaison ;
- Un scénario « B », prenant en compte les évolutions des schémas de flux observés depuis la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe ;
- Un scénario « C », prenant en compte les évolutions des schémas de flux observés depuis la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe, ainsi que les congestions internes du réseau français en hiver.

Dans l'ensemble, les analyses de la CRE n'ont pas rencontré d'oppositions de principe pendant l'atelier même si certains participants se sont interrogés sur leurs conséquences en termes d'évolution du niveau tarifaire et d'attractivité du marché français par rapport aux autres marchés européens. A la suite de l'atelier, la CRE a reçu des contributions additionnelles, certaines critiquant certains scénarios de flux présentés par la CRE, d'autres attirant l'attention de la CRE sur les maintenances des GRT affectant la disponibilité des capacités.

La plupart des acteurs se sont exprimés en faveur du scénario B, qui permet de retenir des hypothèses de schémas de flux facilement justifiables et opposables, et permet une meilleure répartition de l'augmentation tarifaire sur les différents points d'entrée et de sortie du réseau de transport principal de gaz naturel.

La CRE envisage de retenir ce scénario pour la structure du réseau principal pour l'ATRT8.

5.2.2 Méthodologie de calcul des prix de référence

5.2.2.1 Répartition des coûts du réseau principal, du réseau régional et de la compensation stockage

5.2.2.1.1 Classification des services rendus par les GRT

L'article 4 du code de réseau Tarif distingue parmi les services rendus par les GRT, les services de transport¹⁹ (*Transmission services*), et ceux qui sont des services annexes²⁰ (*Non-Transmission services*). Cet article prévoit que « le revenu associé aux services de transport est recouvert par les tarifs de transport fondés sur la capacité » et que « les revenus des services annexes sont recouverts par les tarifs des services annexes applicables à un service annexe. ». Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des services annexes respectent les principes suivants : « a) ils reflètent les coûts, ils sont non discriminatoires, objectifs et transparents ; b) ils sont supportés par les bénéficiaires d'un service annexe dans le but de limiter au maximum les subventions croisées entre les utilisateurs du réseau. »

Les services rendus par les GRT ont été classés comme suit dans le tarif ATRT7 :

- services de transport : les services rendus par les GRT sur le réseau principal. La tarification sur ce réseau est effectuée selon un modèle entrée-sortie et est fondée sur la capacité et la distance ;
- services annexes :
 - les services rendus par les GRT sur le réseau régional. Ce réseau n'est pas en modèle entrée-sortie dans la mesure où il n'existe pas de terme d'entrée. Pour autant, la tarification sur ce réseau prend notamment en compte la distance par rapport au réseau principal. De plus, ces réseaux étant utilisés uniquement par les clients nationaux, 100% des coûts leur sont affectés. Toute subvention croisée entre les flux de transit et les flux destinés à la consommation nationale est en conséquence évitée ;
 - la compensation stockage : collectée par les GRT auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage, cette compensation n'a pas vocation à refléter les coûts d'un service rendu par le GRT, mais à compenser le revenu autorisé des opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie.

Analyse préliminaire de la CRE

Aucune évolution notable de structure ou de périmètre de ces services n'étant intervenue depuis 2020, la CRE envisage de retenir la même classification dans l'ATRTR8.

Q39 : Etes-vous favorable au maintien de la classification des services rendus par les GRT dans l'ATRTR8 ?

5.2.2.1.2 Principes généraux de la méthode de référence

Au cours des périodes tarifaires passées, le tarif ATRT a été fixé pour répondre à plusieurs objectifs, dont notamment :

- la non-discrimination : les utilisateurs du réseau supportent les mêmes charges pour une même utilisation du réseau (le niveau des termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent à un point donné en entrée et en sortie du réseau français reste identique quel que soit l'usage du point en question) ;
- le reflet des coûts : le tarif vise à refléter les coûts et à envoyer un signal économique pertinent aux utilisateurs de réseau à travers, d'une part, l'utilisation d'inducteurs de coûts pertinents (dont la capacité et la distance) pour fixer les termes tarifaires, et d'autre part, le lancement d'*Open seasons* pour les réservations de capacités long terme afin d'assurer le financement des développements du réseau ;
- l'acceptabilité des évolutions : les évolutions tarifaires doivent être progressives et les changements structurels du tarif doivent être dûment motivés et faire l'objet de consultations publiques afin que toutes les parties intéressées aient la visibilité suffisante et nécessaire au bon fonctionnement du marché.

La méthodologie de calcul des prix de référence de la CRE repose sur le constat qu'une large majorité des coûts des GRT sont des coûts fixes qui restent constants à court terme même si l'utilisation du réseau varie (ils représentent environ 90 % des coûts totaux en France). Ces coûts sont, pour la plupart, des coûts directement liés au niveau des investissements et sont en conséquence étroitement liés à la stratégie d'investissement. Cette stratégie

¹⁹ « Services de transport », les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins de transport.

²⁰ « Services annexes », les services régulés autres que les services de transport et autres que les services régis par le règlement (UE) n° 312/2014, qui sont fournis par le gestionnaire de réseau de transport

d'investissement est élaborée en tenant compte des limites des réseaux qu'il est nécessaire de lever afin de garantir les principaux scénarios et configurations de flux.

En principe, pour que le tarif payé par chaque utilisateur de réseau reflète parfaitement les coûts, ceux-ci doivent être répartis entre les utilisateurs de réseaux générant les besoins d'investissements. Cependant, le réseau de transport français étant complexe et largement maillé, une parfaite réflectivité des coûts est difficilement atteignable. Un compromis doit être trouvé afin de maintenir un tarif de transport suffisamment simple et stable. Pour cela, la CRE définit notamment des scénarios de flux pertinents dont la définition est décrite dans les paragraphes ci-après.

5.2.2.1.3 Répartition des coûts du réseau principal, régional, de la compensation stockage et lien avec les scénarios de flux pertinents

Les coûts liés au réseau de transport sont répartis de manière à éviter toute subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs de réseaux :

- les coûts du réseau principal (~ 1 000 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services de transport²¹ et donc affectés aux deux catégories d'utilisateurs de réseaux (les utilisateurs faisant transiter le gaz et ceux alimentant la consommation nationale) ;
- les coûts du réseau régional (~ 1 200 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services annexes²², affectés uniquement aux utilisateurs alimentant la consommation nationale, qui en sont les seuls utilisateurs ;
- les coûts de compensation de stockage (~ 400 M€/an sur la période 2020-2023) sont considérés comme des coûts de services annexes, affectés à la consommation nationale.

Dans le tarif ATRT7, la répartition des coûts susmentionnée était étroitement liée et cohérente avec la définition des scénarios de flux pertinents retenus pour répartir les coûts du réseau principal entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux. En effet, ce sont les scénarios de flux retenus par la CRE dans sa méthodologie qui permettaient d'allouer les coûts du réseau régional et de la compensation stockage aux seuls consommateurs nationaux :

- s'agissant du réseau régional : les scénarios de flux retenus par la CRE ne prennent en compte que la distance pour atteindre la sortie du réseau principal et non celle qui permet d'atteindre le consommateur final en traversant tout le réseau régional. Par conséquent, la CRE a choisi d'attribuer les coûts du réseau régional uniquement à la consommation nationale, et la distance calculée pour alimenter la consommation nationale est réduite en cohérence ;
- s'agissant de la compensation stockage : des stockages de gaz remplis bénéficient à tous les utilisateurs des réseaux, y compris les utilisateurs qui effectuent du transit par la France, à travers un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la CRE a fait le choix d'exclure le stockage des scénarios de flux pertinents pour le transit et n'a en conséquence pas réparti les coûts de la compensation stockage sur les différents points de sortie transit.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de retenir les mêmes principes pour l'ATR8.

Q40 : Etes-vous favorable à la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage envisagée par la CRE dans l'ATR8 ?

5.2.2.1.4 Equilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional

Dès la mise en œuvre des premiers tarifs de transport de gaz, la CRE a visé à assurer l'équilibre, pour chaque GRT, d'une part entre les charges qui sont imputées au réseau principal et les recettes que génère son exploitation, et d'autre part entre les charges qui sont imputées au réseau régional et les recettes que génère son exploitation.

La CRE envisage de maintenir, pour le tarif ATR8, le principe d'équilibre en moyenne sur la période tarifaire des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

²¹ Tels que définis par le code de réseau Tarif

²² Tels que définis par le code de réseau Tarif

En conséquence, la CRE a demandé aux GRT de procéder à une répartition de leurs charges entre celles relatives au réseau principal et celles relatives au réseau régional. Cette répartition est fondée sur les deux principes suivants :

- les dépenses d'investissement et la majorité des charges d'exploitation sont directement rattachables à l'un ou l'autre des réseaux par les GRT et leur sont donc affectées ;
- pour une partie mineure des charges d'exploitation dont la nature est trop générale pour permettre une affectation directe (par exemple, les frais de siège), les GRT appliquent une clé de répartition, correspondant généralement à une répartition au prorata des kilomètres de réseau.

En application de ces principes, sur la période ATRT8, les GRT font les prévisions de répartition des charges suivantes, à la maille France :

	Maille France	
	% des charges du réseau principal	% des charges du réseau régional
Moyenne ATRT8	45 %	55 %

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage que le niveau des termes tarifaires soit en conséquence fixé dans le tarif ATRT8 de telle sorte que les recettes collectées sur le réseau principal représentent environ 45 % des recettes totales et celles collectées sur le réseau régional représentent environ 55 % des recettes totales.

Q41 : Etes-vous favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional dans l'ATR8 ?

5.2.2.2 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport

5.2.2.2.1 Grands principes de tarification du réseau principal

- **Tarification à la capacité**

Dans le tarif ATRT7, le tarif de transport de gaz est fondé sur une tarification à 100 % fonction de la capacité souscrite. En d'autres termes, les expéditeurs réservent des capacités qu'ils paient indépendamment de l'usage qu'ils en font.

Ce mode de tarification est compatible avec le code de réseau Tarif, qui prévoit, dans son article 4, que le revenu associé aux services de transport est recouvré par les tarifs transport fondés sur la capacité. Ce mode de tarification permet notamment de prendre en compte l'effet positif que présentent les sites prévisibles et stables pour le système gazier, en particulier en termes de limitation des investissements. Ainsi, à consommation égale, le fournisseur d'un client thermosensible souscrit davantage de capacité, afin de couvrir la pointe de consommation, qui peut être éloignée de la consommation moyenne.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de maintenir ce principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATR8.

Q42 : Etes-vous favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATR8 ?

- **Système entrée-sortie**

Dans le tarif ATRT7, la structure tarifaire du réseau principal repose sur un principe de tarification entrée-sortie. Ce principe permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau, et ainsi de pouvoir faire transporter le gaz entre les points de leur choix. Les termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent en entrée et en sortie du réseau français sont identiques, quelles que soient la provenance et la destination du gaz.

Ce principe de tarification entrée-sortie est conforme aux dispositions du règlement n° (CE) 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, qui prévoit que les tarifs

applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de reconduire ce système de tarification entrée-sortie dans le tarif ATRT8.

Q43 : Etes-vous favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie pour l'ATRT8 ?

- **Harmonisation des termes tarifaires de GRTgaz et Teréga**

Le tarif ATRT7 prévoit l'harmonisation d'un certain nombre de termes tarifaires à l'échelle nationale. Ainsi, les termes tarifaires en entrée aux PIR de Dunkerque, Virtualys, Obergailbach, Oltingue et Pirineos sont identiques. C'est également le cas des termes tarifaires en entrée aux PITTM de Dunkerque, Montoir, Fos et Le Havre. L'alignement de ces termes offre aux expéditeurs la possibilité de choisir la source d'approvisionnement la plus compétitive.

En outre, les termes de sortie du réseau principal vers les réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga sont alignés entre eux.

Il en est de même des tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) sur les réseaux de Teréga et de GRTgaz, à l'exception des tarifs des PITS Nord Est et Atlantique, sur lesquels un rabais de 100 % a été mis en œuvre au 1^{er} avril 2023 afin de faciliter la souscription des stockages et de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de maintenir ce principe d'harmonisation des termes tarifaires pour l'ATRT8. La CRE envisage également de rétablir l'harmonisation des termes tarifaires aux PITS, compte tenu du fait que les conditions de marché se sont améliorées et permettent maintenant d'assurer un remplissage adéquat des stockages.

Q44 : Etes-vous favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal pour l'ATRT8 ?

Q45 : Etes-vous favorable à la suppression du rabais de 100% sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1^{er} avril 2024 ?

- **Répartition des coûts et recettes entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau principal**

Outre la recherche d'une répartition équilibrée des recettes et des charges entre les réseaux principal et régional, la répartition des recettes doit également s'aborder sous l'angle du partage entre les points d'entrée et les points de sortie sur le réseau principal.

En France, le ratio de recettes entrées/sorties a été fixé à 34/66 pour l'ATRT7.

Le taux de répartition actuel est le résultat de la présence en France d'importantes capacités de stockage permettant d'assurer le passage de la pointe hivernale. Ainsi, les capacités souscrites par les expéditeurs en entrée sur les réseaux de transport français sont significativement inférieures aux capacités souscrites en sortie.

La répartition des recettes à 50-50 ne figure dans le code de réseau Tarif qu'à titre indicatif. Cette répartition n'est pas pertinente dans un pays comme la France, disposant d'importantes capacités de stockage.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de reconduire ce ratio pour la période ATRT8.

Q46 : Etes-vous favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8 ?

5.2.2.2 Méthode de calcul des termes tarifaires du réseau principal

La CRE envisage de retenir la méthode de calcul décrite ci-dessous pour le calcul des termes tarifaires du réseau principal. Celle-ci est globalement similaire à celle de l'ATRT7.

a) Etapes de calcul des prix de référence

- 1) La CRE envisage de maintenir les capacités et les distances comme principaux inducteurs de coûts. Les capacités souscrites sont considérées pour déterminer les scénarios de flux pertinents utilisés et pour calculer les différentes distances (cf. paragraphe c).
- 2) Les recettes perçues aux points d'entrée et celles perçues aux points de sortie sont réparties selon le ratio envisagé par la CRE : 34 % aux points d'entrée et 66 % aux points de sortie. Ce ratio historique s'explique par la présence de grandes capacités de stockage en France qui conduisent à des capacités réservées aux points d'entrée nettement inférieures aux capacités réservées aux points de sortie (cf. 5.2.2.2.1).
- 3) Les points d'entrée sont considérés par la CRE comme trois groupes homogènes de points (PIR, PITM, PITS), dont les termes tarifaires sont harmonisés. Par conséquent, les tarifs d'entrée sont déterminés en tenant compte :
 - i. des capacités souscrites prévisionnelles aux différents points d'entrée ;
 - ii. d'un rabais de 60 % appliqué aux termes tarifaires des PITS, afin de prendre en compte le rôle des installations de stockage en termes de sécurité d'approvisionnement (cf. paragraphe d).
- 4) Les tarifs de sortie sont déterminés selon une méthodologie fondée sur la capacité et la distance :
 - i. définition de scénarios de flux économiquement pertinents pour alimenter chaque point de sortie (voir point b et Annexe) ;
 - ii. la CRE a ensuite déterminé la distance de gazoduc la plus courte entre les points d'entrée et de sortie pour chaque scénario de flux pertinent ;
 - iii. cette distance pondérée par la capacité est utilisée pour définir les termes tarifaires de sortie afin d'éviter les subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs de réseaux. Les coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) pour les consommateurs transfrontaliers et les clients nationaux sont en conséquence identiques ;
 - iv. les points de sortie des réseaux principaux vers les réseaux régionaux sont considérés comme un groupe homogène de points et les termes tarifaires qui y sont appliqués sont égalisés. Cette égalisation n'a aucune incidence sur la répartition des coûts entre le transit et les consommateurs nationaux.

b) Détermination des scénarios de flux pertinents pour le calcul des distances

- Description et justification des différents scénarios de flux considérés

Comme indiqué précédemment, la méthodologie de calcul des prix de référence de la CRE repose sur le constat qu'une large majorité des coûts des GRT sont des coûts fixes étroitement liés à la stratégie d'investissement des GRT. Cette stratégie d'investissement est élaborée en tenant compte des limites des réseaux qu'il est nécessaire de lever afin de garantir les principaux scénarios et configurations de flux.

En conséquence, la CRE définit les scénarios de flux pertinents afin que ces derniers soient fondés sur des schémas de fourniture et de consommation prévisibles et qu'ils soient par ailleurs cohérents avec la stratégie d'investissements des GRT, ce qui a pour conséquence :

- que les scénarios de flux sont fondés en grande partie sur les capacités souscrites, ces souscriptions ayant elles-mêmes été à l'origine des principales décisions d'investissement des GRT ;
- certaines souscriptions historiques aux points d'entrée et de sortie du réseau français arrivant à leur terme au cours de la période ATRT8, la CRE vérifie en outre que les scénarios de flux considérés correspondent au fonctionnement attendu du réseau sur la période tarifaire à venir.
 - o **Scénarios de flux pertinents pour les consommateurs nationaux**

S'agissant des flux domestiques, la CRE considère que, d'un point de vue économique, il n'y a pas de raison de privilégier un point d'entrée par rapport à un autre pour alimenter les consommateurs nationaux. En effet, ces points d'entrée ont tous été décidés, au moins en partie voire totalement, pour assurer l'alimentation de la consommation domestique.

Rappel des scénarios retenus pour l'ATRT7

Compte tenu, d'une part, de la configuration du réseau français où les points d'entrée du réseau principal sont bien répartis sur le territoire français et, d'autre part, du fait que les consommations nationales sont principalement situées à proximité des frontières, la CRE a considéré pour le tarif ATRT7 que chaque consommateur national était alimenté par le point d'entrée le plus proche tant qu'il y restait de la capacité souscrite disponible, à l'exception des points d'entrée Pirineos et Oltingue. En effet, le point d'entrée au PIR Pirineos était très peu utilisé pour alimenter la France malgré un niveau élevé de capacités souscrites, tandis que le PIR Oltingue n'était pas souscrit en entrée.

Scénarios envisagés pour l'ATRT8

La CRE envisage de conserver le principe d'alimentation de chaque consommateur national par le point d'entrée le plus proche tant qu'il reste de la capacité souscrite disponible. Depuis l'évolution des schémas de flux consécutive à la diminution des approvisionnements de l'Europe en gaz russe, le niveau d'utilisation du point d'entrée Pirineos a augmenté, et des flux physiques de gaz en provenance d'Espagne sont régulièrement observés en France : la CRE envisage donc de le retenir en tant que point d'alimentation pour les consommateurs français. En revanche, le point d'entrée Oltingue n'étant toujours pas souscrit, la CRE envisage de ne pas le considérer comme un point d'entrée.

La CRE envisage donc en conséquence de retenir des scénarios de flux dans lesquels chaque consommateur national est alimenté par le point d'entrée le plus proche tant qu'il y reste de la capacité souscrite disponible, à l'exception du point d'entrée à Oltingue.

- **Scénarios de flux pertinents pour les utilisateurs de transit**

Rappel des scénarios retenus pour l'ATRT7

Dans le tarif ATRT7, la CRE a considéré le PIR Dunkerque comme le point d'entrée du gaz transitant par les réseaux français jusqu'au PIR Pirineos et au PIR Oltingue pour déterminer les scénarios de flux pertinents pour le transit.

Ces scénarios de flux reflètent les configurations de réseau qui ont justifié le niveau d'investissements dans les réseaux et, par conséquent, les coûts fixes des GRT. En effet, ces investissements ont été décidés sur la base de scénarios de flux, en considérant que pour assurer des capacités fermes aux points de sortie transfrontaliers, le réseau doit être en mesure d'assurer des capacités internes suffisantes sur le réseau français pour acheminer le gaz depuis Dunkerque.

De plus, la CRE avait considéré que les autres scénarios de flux n'étaient pas économiquement pertinents pour effectuer du transit. Ces flux ne sont pas ceux pris en compte pour décider des investissements. Ils avaient également été exclus pour les raisons ci-dessous :

- Exclusion des terminaux méthaniers (PITTM) comme points d'entrée pertinents pour effectuer du transit : dans la mesure où l'Espagne et l'Italie possèdent leurs propres terminaux GNL, il est plus pertinent de considérer que le GNL serait acheminé directement vers ces deux pays plutôt que de passer par la France, dans des situations où le GNL est économiquement intéressant par rapport au gaz transporté par gazoduc.
- Exclusion du PIR Obergailbach comme point d'entrée pertinent pour le transit vers l'Italie *via* le point de sortie Oltingue :

Historiquement, le PIR Oltingue a été développé en réponse à un besoin de transit permettant d'acheminer du gaz depuis la Norvège en Italie *via* le PIR Dunkerque, en alternative à un éventuel renforcement du réseau allemand (qui permettrait d'amener du gaz depuis la Russie). Non seulement la route passant par la France s'avérait être plus compétitive que la route passant par l'Allemagne, mais le développement de ce point d'entrée permettait de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Italie en offrant l'accès à une autre source d'approvisionnement.

En outre, le passage par ce PIR pour acheminer le gaz vers l'Italie impliquerait de s'acquitter d'un terme d'entrée au PIR Obergailbach puis d'un terme de sortie au PIR Oltingue, alors qu'il est possible de retenir un trajet plus court et moins coûteux en passant par d'autres routes comme Allemagne-Suisse-Italie. Ces dernières routes restent moins coûteuses même avec un coût à Oltingue nul.

- Exclusion du PIR Virtualys comme point d'entrée pertinent pour le transit vers l'Italie *via* le point de sortie Oltingue :

Afin d'alimenter l'Italie avec du gaz provenant de Norvège, une route *via* la Belgique puis le point d'entrée Taisnières H est également techniquement possible. Néanmoins, il est plus intéressant économiquement d'acheminer le gaz par le point d'entrée à Dunkerque et de sortir à Oltingue.

- Exclusion des autres PIR du Nord de la France pour alimenter Pirineos

Dans le cas de Pirineos, la compétitivité économique et les flux constatés depuis le point d'entrée à Dunkerque font que le maintien de capacités fermes de Dunkerque à Pirineos a largement servi de référence pour le dimensionnement des investissements nécessaires à la fusion des zones. Pour autant, le choix d'un des deux autres points d'entrée du Nord de la France ne changerait qu'à la marge les distances parcourues par le gaz pour alimenter Pirineos.

Scénarios envisagés pour l'ATRT8

Les derniers mois ont été marqués par une évolution significative des schémas de flux de gaz en Europe, et a fortiori en France, en raison de la baisse des approvisionnements en gaz russe. Les flux étaient auparavant principalement orientés du Nord et de l'Est de la France vers le Sud et l'Ouest. Ceux-ci sont maintenant majoritairement en provenance du Sud et de l'Ouest de la France, avec une hausse des approvisionnements de gaz en provenance d'Espagne (*via* Pirineos) et des terminaux méthaniers.

Ces modifications significatives supposent de faire évoluer les schémas de flux par rapport à ceux retenus pour l'ATRT7. La CRE envisage ainsi de faire évoluer les éléments suivants :

- Prise en compte des terminaux méthaniers (PITTM) comme points d'entrée pertinents pour effectuer du transit : compte tenu de la baisse des approvisionnements en gaz russe, le GNL arrivant en France ne sert plus uniquement à alimenter les consommateurs français, mais aussi le transit, y compris vers des pays disposant de leurs propres capacités d'approvisionnement en GNL tels que l'Espagne et l'Italie ;
- Prise en compte du PIR Virtualys comme point d'entrée pertinent pour le transit vers l'Italie *via* le point de sortie Oltingue, afin de refléter l'alimentation en GNL de l'Italie depuis la Belgique (ou depuis les Pays-Bas *via* la Belgique) ;
- Prise en compte des PIR du Nord de la France pour alimenter Pirineos : l'arrivée à leur terme des contrats de longue durée souscrits à Dunkerque ainsi que les besoins de diversification des sources d'approvisionnement rendent pertinente la prise en compte de tous les PIR français pour alimenter l'Espagne.

En revanche, la CRE considère pertinent de maintenir l'exclusion du PIR Obergailbach comme point d'entrée pertinent pour le transit vers l'Italie *via* le point de sortie Oltingue, des trajets plus courts et moins coûteux en passant par d'autres routes comme Allemagne-Suisse-Italie étant plus pertinents.

En ce qui concerne le point de sortie Obergailbach créé pendant l'ATRT7, la CRE envisage d'exclure le PIR Virtualys comme point d'entrée pertinent, la Belgique et l'Allemagne étant directement interconnectées.

En conséquence, la CRE envisage à ce stade de retenir des scénarios de flux dans lequel chaque point de sortie vers les pays transfrontaliers est alimenté par le PIR ou le PITTM le plus proche tant qu'il y reste de la capacité souscrite disponible, à l'exception du point d'entrée à Obergailbach pour Oltingue, et du point d'entrée Virtualys pour Obergailbach.

- o Scénarios de flux « été » et « hiver »

La CRE envisage de conserver deux schémas de flux, un schéma « été » (7 mois) et un schéma « hiver » (5 mois) afin de modéliser les différents scénarios de flux :

- dans le schéma « été », les points d'entrée PIR et PITTM servent à remplir les capacités de stockage souterrain de gaz, et à alimenter les points de sortie transit et les consommateurs nationaux au prorata de leur consommation annuelle de référence ;
- dans le schéma « hiver », les points d'entrée PIR et PITTM servent à alimenter les points de sortie transit et les consommateurs nationaux sont alimentés au prorata de leur pointe de consommation avec du gaz provenant des entrées PIR et PITTM ainsi que des stockages.

Q47 : Avez-vous des remarques concernant les scénarios de flux envisagés à ce stade par la CRE ?

- **Distances résultant des scénarios de flux**

Pour le transit

Les scénarios de flux présentés précédemment aboutissent aux distances moyennes pondérées ci-dessous pour les points de sortie PIR. Elles résultent de la distance la plus courte entre le point d'entrée et le point de sortie pertinent, pondérée par les capacités si un point de sortie est alimenté par plusieurs points d'entrée.

- une distance de 672 km pour le point de sortie Obergailbach ;
- une distance de 674 km pour le point de sortie Oltingue ;
- une distance de 830 km pour le point de sortie Pirineos.

Pour les consommateurs domestiques

Il résulte de ces schémas plus de 600 scénarios de flux pertinents définis (un pour chaque point de sortie vers le réseau régional). Pour chaque scénario, la distance est calculée comme la distance la plus courte entre le point d'entrée et le point de sortie pertinents. La liste des scénarios de flux est donnée en annexe de la consultation publique. Les distances obtenues varient de 1 km à 883 km.

Les termes tarifaires de sortie vers le réseau régional étant égalisés, la CRE envisage de retenir la distance moyenne pondérée par les capacités pour alimenter les consommateurs nationaux, soit 249 km. Il convient de souligner que cette égalisation conduit à ce qu'une distance unique (égale à 249 km) soit retenue pour l'alimentation de l'ensemble des points sur le territoire, y compris pour ceux situés proches des points de sortie aux interconnexions pour lesquels une distance différente est retenue dans le cadre des scénarios de flux (cf paragraphe suivant). Pour autant, le fait d'utiliser une distance moyenne unique et donc d'égaliser les termes de sortie vers le réseau régional

n'a aucune conséquence sur la répartition globale entre les coûts affectés aux flux de transit et ceux affectés aux flux domestiques.

- **Conformité avec le code de réseau Tarif**

L'utilisation de scénarios de flux pertinents est compatible avec le code de réseau Tarif. Ce dernier prévoit :

- Dans son article 8 (1) que : " *les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont les suivants : [...] c) lorsque les points d'entrée et de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent, la distance la plus courte en parcourant les gazoducs entre un point d'entrée ou un groupe de points d'entrée et un point de sortie ou un groupe de points de sortie d) les combinaisons de points d'entrée et de points de sortie, lorsque certains points d'entrée et certains points de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent* ».
- Dans son article 3 (20) : " *un scénario de flux est une combinaison d'un point d'entrée et d'un point de sortie représentative de l'utilisation du réseau de transport si l'on se base sur les schémas de fourniture et de consommation prévisibles et pour laquelle il existe au moins un gazoduc permettant d'injecter du gaz dans le réseau de transport à ce point d'entrée et d'en soutirer à ce point de sortie, indépendamment de la question de savoir si la capacité est achetée à ce point d'entrée et à ce point de sortie* ».

La CRE envisage de déterminer les scénarios de flux pertinents pour le transit et les consommateurs nationaux conformément aux dispositions susmentionnées.

- **Conformité avec un système Entrée-Sortie**

Dans un système entrée-sortie, les utilisateurs du réseau doivent pouvoir acheter des capacités d'entrée et de sortie séparément. Ils peuvent ainsi faire transporter du gaz de n'importe quel point d'entrée à n'importe quel point de sortie, le GRT étant responsable de la gestion des flux sur son réseau. Le terme tarifaire à un point d'entrée et de sortie donné du réseau doit être identique quelles que soient la provenance et la destination du gaz.

A cet égard, le fait de recourir à des scénarios de flux pertinents ne remet nullement en cause le principe de tarification selon un système entrée-sortie. En effet, non seulement les utilisateurs du réseau auront toujours la possibilité de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau, et ainsi, de faire transporter le gaz de n'importe quel point d'entrée vers n'importe quel point de sortie, mais le niveau des termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent à un point donné en entrée et en sortie du réseau français reste identique quelles que soient la provenance et la destination du gaz.

Les scénarios de flux pertinents ne sont pris en compte par la CRE que pour fixer le niveau de ces termes tarifaires. Ce niveau est fixé pour refléter les coûts supportés par les GRT pour l'utilisation du réseau et les investissements associés, qui dépendent principalement de deux facteurs : la capacité et la distance.

- **Conclusion**

Compte tenu des éléments susmentionnés, la CRE considère que la méthodologie envisagée de calcul des prix de référence est conforme aux dispositions du code de réseau Tarif. Ces scénarios reflètent l'utilisation du réseau via des schémas de fourniture et de consommation prévisibles dont la CRE vérifie la cohérence et la réalité. L'ensemble des scénarios de flux pris en compte par la CRE permet d'attribuer à chaque catégorie d'utilisateurs de réseaux les coûts liés aux contraintes qu'ils génèrent.

Q48 : Avez-vous des remarques concernant la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée à ce stade par la CRE ?

c) **Capacités souscrites considérées**

Les capacités souscrites considérées par la CRE pour fixer les termes tarifaires de l'ATRT8 sont présentées dans le tableau ci-dessous (cf. partie 4.8) :

MWh/j/an (en moyenne sur la période ATRT8)	Capacités souscrites en entrée	Capacités souscrites en sortie
PIR Virtualys	188 500	19 000
PIR Taisnières B	[Confidentiel]	0
PIR Dunkerque	550 000	0
PIR Obergailbach	218 200	50 000
PIR Oltingue	0	190 000

PIR Pirineos	252 800	54 000
PITTM Dunkerque	370 000	
PITTM Fos	407 300	
PITTM Montoir	382 000	
PITTM Le Havre	110 000	
PITS Nord-Ouest	394 500	213 000
PITS Atlantique	634 500	320 000
PITS Sud-Est	644 500	110 000
PITS Nord B	66 500	42 000
PITS Nord Est	176 000	125 000
PITS Sud-Ouest	556 000	300 000
Sortie vers le réseau régional		3 900 000

d) Ajustement des termes tarifaires aux points d'entrée et de sortie des stockages

L'article 9 du code de réseau Tarif prévoit qu'un rabais d'au moins 50 % est appliqué aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée en provenance et de sortie à destination des stockages. La CRE a fixé un rabais de 80 % aux termes tarifaires des PITS pour l'ATRT7.

Pour l'ATRT8, la CRE envisage de maintenir constante par rapport à l'ATRT7 la part du revenu autorisé du réseau principal collectée aux PITS (soit environ 6 %), ce qui correspond à un rabais de 60 % appliqué aux termes tarifaires des PITS. Ce niveau permet de ne pas dégrader l'attractivité des stockages, de maintenir une incitation à leur remplissage et de tenir compte de leur rôle pour le bon fonctionnement du système et en termes de sécurité d'approvisionnement. Les manques à gagner induits par ce rabais, respectivement en entrée et en sortie, sont compensés par un recalage des autres termes tarifaires d'entrée d'une part et de sortie d'autre part.

e) Cohérence des coûts unitaires

L'article 5 du code de réseau Tarif prévoit qu'une évaluation de la répartition des revenus associés aux services de transport est effectuée afin de mesurer le degré des subventions croisées entre l'utilisation du réseau interne au système (consommation nationale) et l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, sur la base de la méthode de calcul des prix de référence envisagée. Cet article prévoit également que tout écart de la répartition de ces coûts, dépassant 10 %, devra faire l'objet de justifications.

Le résultat des indices de comparaison de la répartition des coûts définis dans cet article et en application de la méthode de calcul des prix de référence envisagée par la CRE, est de **0 %**. En effet, la méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire envisagée par la CRE permet d'aboutir à un coût unitaire identique pour les différentes routes de transit et l'alimentation des clients nationaux.

Le calcul des indices de comparaison est synthétisé ci-dessous. Il prend en compte les moyennes des hypothèses de souscriptions durant la période ATRT8 :

- Cas de la consommation nationale

L'alimentation d'1 MWh/j/an d'un client national nécessite en moyenne, compte tenu des souscriptions des capacités de stockage, la souscription de 0,57 MWh/j/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM), 0,63 MWh/j/an de capacités d'entrée (soutirage) aux PITS. Ces ratios sont calculés sur la base des capacités souscrites (en moyenne sur la période ATRT8). Par ailleurs, la souscription de 0,63 MWh/j/an de capacité d'entrée aux PITS (soutirage) nécessite la souscription de 0,28 MWh/j/an de capacité de sortie (injection) aux PITS (en moyenne sur la période ATRT8).

$$\begin{aligned}
 \text{Ratio}_{cap}^{intra} &= \frac{\text{Revenu}_{cap}^{intra}}{\text{Driver}_{cap}^{intra}} = \frac{(\text{tarifs d'entrée} + TCS) * \text{capacité de sortie vers le réseau régional}}{\text{Distance d'alimentation de la consommation nationale} * \text{Capacités}} \\
 &= \frac{(0,57 \times TCE_{PIR/PITTM} + 0,63 \times TCES_{PITS} + 0,28 \times TCSS_{PITS} + TCS_{vers RR}) * 3\,900\,000}{249 * 3\,900\,000} = 0,83
 \end{aligned}$$

Avec :

- $Revenue_{cap}^{intra}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau interne à un système
- $Driver_{cap}^{intra}$; est la valeur du ou des facteurs de coût en rapport avec la capacité pour l'utilisation du réseau interne au système, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie internes à un système ; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance :
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM;
- TCES : terme tarifaire d'entrée depuis les PITS (soutirage) ;
- TCSS : terme tarifaire de sortie vers les PITS (injection) ;
- TCS : terme tarifaire de sortie vers le réseau régional.

- Cas du transit :

L'alimentation d'1 MWh/jour/an d'un utilisateur de transit nécessite la souscription d'1 MWh/jour/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM) :

$$Ratio_{cap}^{cross} = \frac{Revenue_{cap}^{cross}}{Driver_{cap}^{cross}} = \frac{(\text{termes d'entrée} + \text{termes de sorties}) * \text{capacités de sortie transit}}{\text{distances d'alimentation du transit} * \text{Capacités}}$$

Dans le cas du transit vers Obergailbach :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Obergailbach}) * 50\,000}{50\,000 * 672} = 0,83$$

Dans le cas du transit vers Oltingue :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Oltingue}) * 190\,000}{190\,000 * 674} = 0,83$$

Dans le cas du transit vers Pirineos :

$$= \frac{(TCE_{PIR/PITTM} + TCST_{Pirineos}) * 54\,000}{54\,000 * 830} = 0,83$$

Avec:

- $Revenue_{cap}^{cross}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité facturés pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents ;
- $Driver_{cap}^{cross}$ est la valeur du ou des facteurs de coût de la capacité pour l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, tels que la somme des capacités souscrites journalières prévisionnelles moyennes à chaque point ou groupe de points d'entrée et de sortie entre systèmes; elle est définie dans une unité de mesure telle que le MWh/jour. Les inducteurs de coût considérés par la CRE sont la capacité et la distance.
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ou PITTM ;
- TCST : terme tarifaire de sortie PIR.

$$Comp_{cap} = \frac{2 * (Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross})}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} = \frac{2 * (0,83 - 0,83)}{0,83 + 0,83} = 0$$

La méthodologie de calcul des prix de référence retenue par la CRE aboutit à un coût unitaire identique pour les différentes catégories d'utilisateur de réseau.

Q49 : Avez-vous des remarques concernant la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux ?

5.2.2.2.3 Cas particulier de la sortie au PIV Virtualys

L'interconnexion à Alveringem a été créée dans le cadre de la mise en service du terminal de Dunkerque en 2016, et permet d'acheminer physiquement du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Deux types de capacités sont commercialisés :

- une capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG commercialisée par Fluxys, qui souscrit pour cela auprès de GRTgaz une prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et Alveringem ;
- une capacité d'interconnexion entre la TRF et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys au sein du Point d'interconnexion virtuel (PIV) Virtualys.

Compte tenu de la faible distance parcourue en France par le gaz non odorisé à destination de la Belgique, un principe de tarification à la distance ne peut être retenu car il ne permettrait pas de couvrir les coûts de développement de l'interconnexion créée.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011²³, la CRE a retenu une tarification de la capacité en sortie à Alveringem fondée sur le coût réel de l'investissement constaté à la fin des travaux et sur le niveau total de capacité. Autrement dit, le terme tarifaire de sortie au PIV Virtualys a été calculé sur la base d'un test économique de sorte que les souscriptions sur ce point du réseau couvrent une partie suffisante des coûts afférents. Ce type de raisonnement est conforme à l'esprit des dispositions adoptées *a posteriori*, le 16 mars 2017, dans les codes de réseau Tarif (chapitre IX) et CAM (chapitre V) concernant le développement de capacités supplémentaires. La délibération du 12 juillet 2011 prévoit que le tarif en sortie du PIV Virtualys évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz.

La CRE envisage de reconduire ces principes pour le tarif ATRT8.

Q50 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8 ?

5.2.2.2.4 Niveau des multiplicateurs

Des multiplicateurs s'appliquent aux termes du réseau principal : ils visent principalement à conserver un niveau de souscription long terme élevé, en incitant les acteurs à souscrire des capacités annuelles, plutôt que des capacités de court terme.

L'article 13 du code de réseau Tarif prévoit que pour les produits de capacité trimestriels et mensuels, le niveau des multiplicateurs « *n'est pas inférieur à 1 et n'est pas supérieur à 1,5* ». Pour les produits de capacité journaliers et infrajournaliers, le niveau des multiplicateurs n'est pas inférieur à 1 et pas supérieur à 3 sauf dans des cas dûment justifiés.

Le code de réseau Tarif précise par ailleurs qu'il convient de tenir compte de plusieurs aspects pour la fixation de ces multiplicateurs, dont notamment :

- l'équilibre entre la facilitation des échanges de gaz à court terme et la fourniture de signaux à long terme pour permettre des investissements efficaces dans le réseau de transport ;
- l'impact sur le revenu associé aux services de transport et leur recouvrement ;
- les situations de congestion contractuelle ou physique.

Les coefficients applicables aux points d'interconnexion dans le tarif ATRT7 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

²³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

Capacité	Conditions particulières	Coefficient	Facteur multiplicatif
Trimestrielle	En cas de congestion*	1/4 du terme annuel	1
	Sans congestion	1/3 du terme annuel	1,33
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel	1
	Sans congestion	1/8 du terme annuel	1,5
Quotidienne	En cas de congestion	1/30 du terme mensuel	1
	Sans congestion	1/30 du terme mensuel	1,5

* un point est considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve et qu'au moins 98 % des capacités commercialisées ont été souscrites.

Les multiplicateurs en vigueur dans l'ATRT7, qui varient entre 1 et 1,5, sont compris dans la fourchette prévue par le code de réseau Tarif.

Demandes d'évolution des opérateurs

GRTgaz et Teréga demandent la suppression du tarif congestionné, afin, d'une part, de maximiser les revenus collectés aux points d'interconnexion, et d'autre part, de conserver une incitation pour les utilisateurs à réserver des capacités de long terme.

Analyse préliminaire de la CRE

Concernant le niveau des multiplicateurs, la CRE considère que les niveaux fixés ont permis de remplir les objectifs de conserver un niveau de souscription long terme élevé, et d'autre part, de faciliter les échanges de court terme et favoriser l'intégration et la liquidité du marché. La CRE envisage à ce stade de maintenir le niveau des multiplicateurs pour l'ATRT8.

Dans l'éventualité où des produits non standards seraient commercialisés par les GRT au cours de la période tarifaire ATRT8, la CRE envisage que le multiplicateur du produit standard de durée inférieure s'applique : par exemple, dans le cas d'un produit saisonnier, le multiplicateur applicable aux produits trimestriels serait appliqué.

Q51 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs ?

Compte tenu de l'arrivée à leur terme de nombreux contrats de réservation de capacités de longue durée aux points d'interconnexion du réseau observée au cours de l'ATRT7 et attendue pendant l'ATRT8, la CRE considère que la suppression du tarif congestionné pourrait constituer une incitation pertinente à la souscription de capacités de long terme par les acteurs. Elle estime cependant important de ne pas limiter l'accès aux capacités pour les acteurs afin de ne pas dégrader l'intégration et la liquidité du marché.

Q52 : Etes-vous favorable à la suppression des tarifs congestionnés ?

5.2.2.5 Grille tarifaire illustrative pour 2024

A titre illustratif, et en application de la méthodologie décrite ci-dessus, la CRE présente un exemple d'évolution des principaux termes tarifaires des réseaux de GRTgaz et de Teréga en 2024.

La grille tarifaire applicable en 2024 est présentée ci-après de manière synthétique. Elle est calculée sur la base du revenu autorisé illustratif des opérateurs présenté dans la partie 4.9 :

€/MWh/j/an	Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Termes au 1 ^{er} octobre 2024	Evolution
Entrées PIR	105,70	105,70	126,16	+19,4 %
Entrée PIR Taisnières B	81,99	81,99	98,13	+19,7 %
Entrées PITTM	95,13	119,70	119,70	+25,8 %
Entrées PITS	9,22	11,36	11,36	+23,3 %
Sortie PIR Obergailbach	375,60	375,60	436,94	+16,3 %
Sortie PIR Oltingue	386,85	386,85	437,99	+13,2 %
Sortie PIR Pirineos	587,20	587,20	568,34	-3,2 %
Sortie PIR Virtualys	42,05	42,05	48,46	+15,2 %
Sorties PITS	21,53	28,17	28,17	+30,8 %
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	95,20	122,71	122,71	+28,9 %

Cette grille tarifaire présente une hausse importante des termes tarifaires par rapport à l'ATRT7. Pour un point donné, l'évolution tarifaire entre 2023 et 2024 est la résultante de plusieurs effets :

- les évolutions de structure présentées dans la partie 5.2.2.2 (à noter que les évolutions de structure envisagées par la CRE n'ont pas d'impact sur le revenu collecté au global sur le réseau principal, toutes choses égales par ailleurs) ;
- la baisse des souscriptions attendue pendant la période ATRT8 présentée dans la partie 4.8 ;
- la hausse des charges des opérateurs par rapport à l'ATRT7 présentée dans la partie 4.

Comme indiqué dans la partie 3.2.2.4, la CRE envisage d'appliquer une variation Z_{national} aux termes tarifaires du réseau principal chaque année avec $Z_{\text{national}} = \text{IPC} + X_{\text{national}} + K_{\text{national}}$.

La grille tarifaire présentée ci-dessus correspond à un X_{national} fixé à 0, et des hypothèses d'inflation suivantes²⁴ :

	2025	2026	2027
Inflation (IPC)	1,80 %	1,60 %	1,60 %

La fixation d'un terme X_{national} plus élevé impliquerait une évolution annuelle des termes tarifaires plus importante, mais permettrait de limiter la hausse tarifaire entre 2023 et 2024. A titre d'exemple, un X_{national} fixé à 4 % correspondrait aux évolutions tarifaires ci-dessous entre 2023 et 2024 pour les principaux points du réseau principal :

²⁴ Ces hypothèses seront mises à jour pour la délibération tarifaire.

	Evolution 2023/2024
Entrées PIR	+14 %
Entrées PITTM	+20 %
Sortie PIR Obergailbach	+11 %
Sortie PIR Oltingue	+8 %
Sortie PIR Pirineos	-8 %
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	+23 %

Q53 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?

5.2.3 Tarification des capacités interruptibles

Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des capacités interruptibles²⁵ sont calculés en multipliant les tarifs des capacités fermes par la différence entre 100 % et un niveau de rabais calculé *ex ante*. Le niveau du rabais est fonction de la probabilité d'interruption des capacités interruptibles et d'un coefficient d'adaptation A défini par le régulateur.

L'article 16 du code de réseau Tarif prévoit que la probabilité d'interruption peut être calculée soit par point ou par ensemble de points.

Les rabais tarifaires actuellement en vigueur dans le tarif ATRT7 sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
Entrées aux PIR	50 %
Sorties aux PIR Oltingue et Pirineos	15 %
Sorties aux PITS	50%

Concernant les capacités interruptibles en entrée aux PIR

Sur la plupart des points d'interconnexion en entrée du réseau de GRTgaz, très peu de capacités interruptibles ont été souscrites sur la période tarifaire en vigueur. Le taux d'interruption effectif de ces capacités interruptibles a été très bas (<5 %). La CRE considère qu'au vu du faible niveau de souscription, les taux d'interruptions observés ne sont pas représentatifs et qu'ils ne peuvent être retenus pour fixer un rabais. La CRE envisage donc de maintenir un rabais de 50 % sur les PIR en entrée sur le réseau de GRTgaz, comme pour la période précédente.

Par ailleurs, le 1^{er} novembre 2022, Teréga a créé une capacité additionnelle d'entrée interruptible à Pirinéos. Durant sa période de commercialisation, le taux d'interruption réel de cette capacité a été de 23%. Teréga demande que le rabais associé soit par conséquent abaissé à 25 % (contre 50 % aujourd'hui) pour refléter la probabilité effective que la capacité soit interrompue.

La CRE n'a pas d'opposition particulière à la demande de Teréga.

Concernant les capacités interruptibles en sortie aux PIR

Aucune capacité interruptible n'ayant été souscrite durant l'ATRT7, et compte-tenu de l'évolution importante des flux par rapport à la période précédente, la CRE considère que les taux d'interruptions effectifs observés sur les périodes précédentes ne sont pas représentatifs. En conséquence, la CRE envisage de maintenir le rabais actuel de 15 %.

²⁵ Capacités de transport de gaz qui peuvent être interrompues par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'acheminement. A titre indicatif, les principaux paramètres influant sur la disponibilité des capacités sont le niveau de consommation et la configuration du réseau.

Concernant les sorties aux PITS :

La CRE a introduit dans sa délibération du 29 mai 2019²⁶ l'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux, correspondant aux débits d'injection nécessaires au remplissage des stockages dans des délais raisonnables.

La CRE envisage de maintenir pour les capacités interruptibles aux PITS un rabais tarifaire de 50%.

En conséquence, la CRE envisage d'appliquer aux capacités interruptibles les rabais suivants pour la période ATRT8 :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
Entrées aux PIR Dunkerque, Virtualys, Taisnière B et Obergailbach	50 %
Entrées au PIR Pirinées	25 %
Sorties aux PIR Oltingue et Pirinées	15 %
Sorties aux PITS	50%

Un retour sur expérience sera réalisé par les GRT pour déterminer l'impact des changements de flux sur les probabilités d'interruption.

Q54 : Etes-vous favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos ?

Q55 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles pour GRTgaz et Teréga ?

5.2.4 Tarification des capacités rebours

5.2.4.1 Capacités rebours aux PIR

Les capacités « Rebours virtuel » sont des capacités dont la disponibilité dépend du niveau de flux commercial dans le sens principal du point d'interconnexion concerné. Les flux commerciaux de gaz de certains points d'interconnexion en entrée France, notamment avec l'Allemagne (Obergailbach) et la Belgique (Virtualys) ont fortement diminué ou ont été interrompus, à mesure que les prix du gaz des marchés allemands et belges dépassaient le prix du marché français.

La valeur des capacités rebours subit deux effets contradictoires. D'une part, les baisses ou interruptions du flux physique réduisent d'autant la disponibilité (et donc la valeur) des capacités rebours virtuel. D'autre part, l'évolution de l'écart de prix du gaz entre le marché allemand ou belge et le marché français a plutôt contribué à renforcer la valeur de ces capacités.

Pour les capacités rebours, la CRE envisage de maintenir le rabais de 80 % par rapport au tarif du point d'entrée aux PIR.

Q56 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités rebours pour GRTgaz ?

5.2.4.2 Capacités rebours aux PITTM

5.2.4.2.1 Principe de l'offre de liquéfaction virtuelle des terminaux méthaniers

Elengy propose de créer un service de liquéfaction virtuelle. Le principe de cette offre est de permettre à tous les expéditeurs actifs sur le réseau de transport d'acquérir du GNL en cuve en effectuant une nomination « rebours » depuis le réseau de transport vers le terminal, ce qui réduit d'autant l'émission du terminal vers le réseau. Cette

²⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

nomination « rebours » serait effectuée à l'occasion du guichet d'allocation intra-journalier (et uniquement lorsque le terminal dispose de la flexibilité nécessaire). Dunkerque LNG envisage de proposer un service comparable.

Dans sa consultation publique du 10 novembre 2022²⁷, la CRE a présenté les principes de cette offre et interrogé le marché sur son intérêt. La quasi-totalité des acteurs qui se sont prononcés en réponse à la consultation publique était favorable à une étude approfondie de ce service par la CRE pour sa mise en œuvre pour l'ATR7. Des acteurs avaient néanmoins appelé à veiller à ce que la mise en place de ce service ne dégrade pas les conditions de regazéification des souscripteurs à long terme.

La mise en place de cette offre nécessite une adaptation de l'offre de GRTgaz au niveau des PITTM pour permettre l'existence de flux commerciaux en sortie du réseau de transport.

5.2.4.2.2 Description de l'offre envisagée par GRTgaz

Afin de prendre en compte l'offre de liquéfaction virtuelle des opérateurs de terminaux, GRTgaz propose une évolution de l'offre de rebours aux PITTM, qui viendrait remplacer l'offre existante aux PITTM de Montoir et de Fos. Cette nouvelle offre de rebours serait également étendue au PITTM de Dunkerque LNG en plus de ceux de Montoir et Fos, pour une mise en place à compter du 1^{er} avril 2024.

GRTgaz propose que, en cohérence avec l'offre envisagée par les terminaux méthaniers, l'utilisation du rebours aux PITTM soit facturée à l'usage, sans souscription préalable. La capacité de rebours disponible au PITTM concerné sera affichée le matin pour le jour même et correspondra à l'offre des terminaux méthaniers. La souscription de capacités à l'avance ne sera pas proposée en raison des incertitudes sur la disponibilité de la liquéfaction virtuelle, côté terminaux.

Pour limiter l'impact de l'offre sur les congestions sur le réseau de transport, les terminaux méthaniers ne proposeraient l'offre qu'à partir de 9h15 uniquement lorsque la vigilance est verte²⁸ sur les limites concernées par chaque terminal. La capacité intra journalière proposée par GRTgaz serait ferme pour éviter des complications opérationnelles aux terminaux et pour offrir une visibilité suffisante aux acteurs en aval du terminal (organisation de la chaîne logistique avec les camions-citernes et les micro-méthaniers). Les volumes considérés étant par ailleurs très faibles au regard des émissions du terminal vers le réseau de transport, GRTgaz considère qu'interrompre le rebours virtuel en cours de journée n'aurait que très peu d'impact sur une congestion en cours.

5.2.4.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE rappelle que les terminaux méthaniers jouent un rôle primordial en matière de sécurité d'approvisionnement et de prévention des congestions des réseaux de transport de gaz. La CRE veillera ainsi à ce que le développement de nouveaux services dans les terminaux ne se fasse pas au détriment des acteurs permanents qui acheminent du gaz jusqu'en France. La CRE rappelle également que cette offre ne doit pas dégrader la qualité de service des terminaux vis-à-vis des expéditeurs.

La création de cette offre sera proposée en détail au public et au marché dans le cadre des travaux sur le prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel (ATTM7), dont l'entrée en vigueur est prévue en 2025.

Concernant la mise en place d'une offre de rebours virtuel sur le réseau de transport, aux Points d'Interface Transport-Terminaux Méthaniers (PITTM), la CRE considère que les modalités de l'offre sont en adéquation avec le mode de commercialisation envisagé par les opérateurs de terminaux méthaniers. Également, s'agissant de points homogènes, la CRE considère qu'une péréquation des tarifs de l'offre de rebours virtuel sur le réseau de transport est souhaitable.

La CRE envisage deux méthodes pour fixer le tarif du rebours virtuel au PITTM sur le réseau de transport :

- Fixer le tarif au même niveau que l'entrée aux PITTM, soit 122,76 €/MWh/j/an (prévision du tarif 2024 de la grille tarifaire illustrative du 5.2.2.2.5). Le tarif serait ainsi équivalent à celui d'un expéditeur amenant physiquement du gaz par bateau, qui paye indifféremment que le gaz soit regazéifié ou chargé sous forme liquide.
- Appliquer un rabais sur le terme d'entrée du même point. A l'instar des rebours virtuels sur les points d'interconnexions (PIR), le rabais serait fixé à 80 % du tarif en entrée, ce qui établirait le tarif annuel à 24,55 €/MWh/j/an (prévision du tarif 2024 de la grille tarifaire illustrative du 5.2.2.2.5).

²⁷ Consultation publique n°2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATR7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

²⁸ Indicateur de flexibilité intra-journalière du réseau de transport. La vigilance verte n'impose pas de délai de prévenance aux expéditeurs pour l'évolution à la hausse ou à la baisse de leurs programmes.

Q57 : Êtes-vous favorable aux tarifs d'utilisation de la capacité de rebours virtuel aux PITTM envisagés par la CRE ?

5.3 Structure tarifaire du réseau régional

Dans le tarif ATRT7, la tarification de l'acheminement sur le réseau régional dépend :

- de la capacité d'acheminement souscrite ;
- du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional multiplié par un niveau de tarif régional (NTR), propre à chaque point de livraison, qui permet de prendre en compte la disparité des coûts d'acheminement sur le réseau régional pour chaque point de livraison notamment fonction de la distance au réseau principal.

La tarification de la livraison dépend :

- de la capacité de livraison souscrite ;
- du tarif unitaire de livraison (TCL) qui diffère en fonction du type de point de livraison ;
- du nombre de postes de livraison pour les consommateurs industriels ou les consommateurs industriels fortement modulés.

La CRE envisage de maintenir les mêmes principes pour le tarif ATRT8.

Q58 : Partagez-vous la position de la CRE concernant le maintien des principes de tarification du réseau régional ?

5.3.1 Modalités de souscription des capacités

5.3.1.1 Tarification des capacités infra-annuelles

Rappel des principes de l'ATRT7

En sortie du réseau principal et pour l'acheminement sur le réseau régional et la livraison, les consommateurs raccordés au réseau de transport peuvent souscrire de la capacité pour une durée annuelle, mensuelle ou quotidienne. Ces souscriptions donnent droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison souscrite. Ils peuvent également demander une capacité horaire supplémentaire, en acquittant un complément de prix.

Le réseau de transport de gaz est dimensionné afin de pouvoir acheminer la quantité de gaz nécessaire au passage de la pointe de consommation au risque 2 % (dit risque « P2 »), soit la pointe de consommation à une température extrêmement basse atteinte trois jours de suite, telle qu'il s'en produit statistiquement une fois tous les 50 ans.

Ce dimensionnement implique que les coûts de réseau pour un consommateur présent uniquement les mois les plus froids est proche des coûts générés par un consommateur présent toute l'année. La CRE a en conséquence retenu des principes de tarification encourageant les expéditeurs à souscrire principalement sur une base annuelle. Il est possible de réserver des capacités intra-annuelles en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée du produit et du moment de l'année (avec un coefficient plus élevé l'hiver que l'été).

Par ailleurs, l'article D452-1-2 du code de l'énergie prévoit que « [I]es tarifs d'utilisation des réseaux de transport applicables durant les mois de novembre à avril peuvent être fixés à un niveau supérieur à celui permettant la stricte couverture des coûts de réseau, sous réserve qu'ils fassent l'objet, durant les mois de mai à octobre, d'une modulation à la baisse permettant de maintenir sur l'année la couverture des coûts [...] ».

Les souscriptions de capacités intra-annuelles sont limitées car la grande majorité des consommateurs ont leur pointe de consommation en hiver : elles représentent moins de 4 % des capacités souscrites par les consommateurs raccordés au réseau de transport.

Les coefficients en vigueur dans le tarif ATRT7 sont les suivants :

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les coefficients en vigueur sont toujours pertinents : elle envisage donc de les reconduire pour l'ATRT8.

Q59 : Partagez-vous la position de la CRE concernant les coefficients pour les capacités infra-annuelles ?

5.3.1.2 Calcul des pénalités de dépassement

Dans le tarif ATRT7, les dépassements de capacité journalière et horaire sont pénalisés de la manière suivante :

- pour les dépassements de capacité journalière, le calcul des pénalités est fondé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière :
 - o pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée ;
 - o pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière ;
- pour les dépassements de capacité horaire, le dépassement est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives. Le calcul des pénalités est fondé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire :
 - o pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée ;
 - o pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité horaire.

Les règles de pénalisation applicables dans le tarif ATRT7 peuvent être synthétisées ainsi :

	Capacité journalière (J)	Capacité horaire (h)
Plancher de pénalisation	3 %	10 %
Pénalisation	> 3 % Pénalité = prix quotidien de la capacité journalière x 20	> 10 % Pénalité = prix quotidien de la capacité horaire x 45

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE envisage de reconduire ces principes de tarification dans l'ATRT8.

Q60 : Partagez-vous la position de la CRE concernant la tarification des pénalités de dépassement ?

5.3.2 Timbre d'injection biométhane

5.3.2.1 Rappel du dispositif en vigueur

La loi n°2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite « loi EGalim », a instauré le principe du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. En effet, son article 94 a introduit l'article L. 453-9 au sein du code de l'énergie qui dispose, notamment, que « [l]orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour

permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...] ».

Les modalités de mise en œuvre de cet article ont été précisées par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, et par l'arrêté du 28 juin 2019²⁹ pris en application de ce décret.

Le décret du 28 juin 2019 susvisé, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, a introduit trois dispositifs dont l'objectif est notamment le développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel. Il s'agit, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, de définir le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une nouvelle installation de production de biogaz qui s'y implanterait. Ces zonages doivent être validés par la CRE ;
- pour les ouvrages de renforcement, un dispositif d'évaluation et de financement par les gestionnaires de réseau des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- pour les ouvrages mutualisés qui ne sont pas des renforcements, un dispositif de partage des coûts entre les producteurs d'une même zone.

La CRE a précisé, dans sa délibération n° 2019-242 du 14 novembre 2019³⁰ (ci-après, la « Délibération Biométhane »), les modalités opérationnelles de mise en œuvre du droit à l'injection et notamment celles concernant la validation des investissements de renforcement des GRD, dont le processus a été précisé dans la délibération n° 2020-261 du 22 octobre 2020³¹.

Par ailleurs, les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie précisent que les coûts supportés par les GRT et les GRD³² comprennent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone et que le niveau de prise en charge ne peut excéder 60 % du coût du raccordement.

5.3.2.2 La CRE a introduit dans les tarifs ATRD6 et ATRT7 un tarif d'injection de biométhane

L'ensemble des dispositions susmentionnées induit ainsi la mutualisation dans les tarifs ATRD et ATRT des coûts de renforcement dans les zones pertinentes sur le plan technico-économique, ainsi que de la majorité des coûts de raccordement : cette mutualisation n'incite pas forcément les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité.

Dans l'objectif de préserver un signal à la localisation optimale et de couvrir les coûts de fonctionnement des ouvrages de renforcement, la CRE a introduit dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 un timbre d'injection : reposant sur le principe général d'un timbre à trois niveaux, il est attribué à chaque site de production lors de la remise par les gestionnaires de réseaux de l'étude de raccordement (correspondant au jalon D2³³ dans la procédure de la file d'attente), en fonction du zonage de raccordement³⁴ en vigueur sur la zone, et inchangé sur le moyen terme. La CRE peut néanmoins décider, pour les sites de production qui se seraient vu attribuer un niveau 3, de réexaminer leur situation au bout de cinq ans, si le rebours³⁵ (ou la compression mutualisée) n'est pas effectivement réalisé à cette échéance.

Le classement des zones par niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :

²⁹ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

³⁰ Délibération de la CRE n° 2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

³¹ Délibération de la CRE n° 2020-261 du 22 octobre 2020 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et validation des investissements de distribution de GRDF associés au développement du biométhane

³² Pour les réseaux qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

³³ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

³⁴ Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

³⁵ Installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel de pression supérieure ;

- si le zonage comprend un maillage³⁶ et/ou une extension mutualisée³⁷, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
- pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

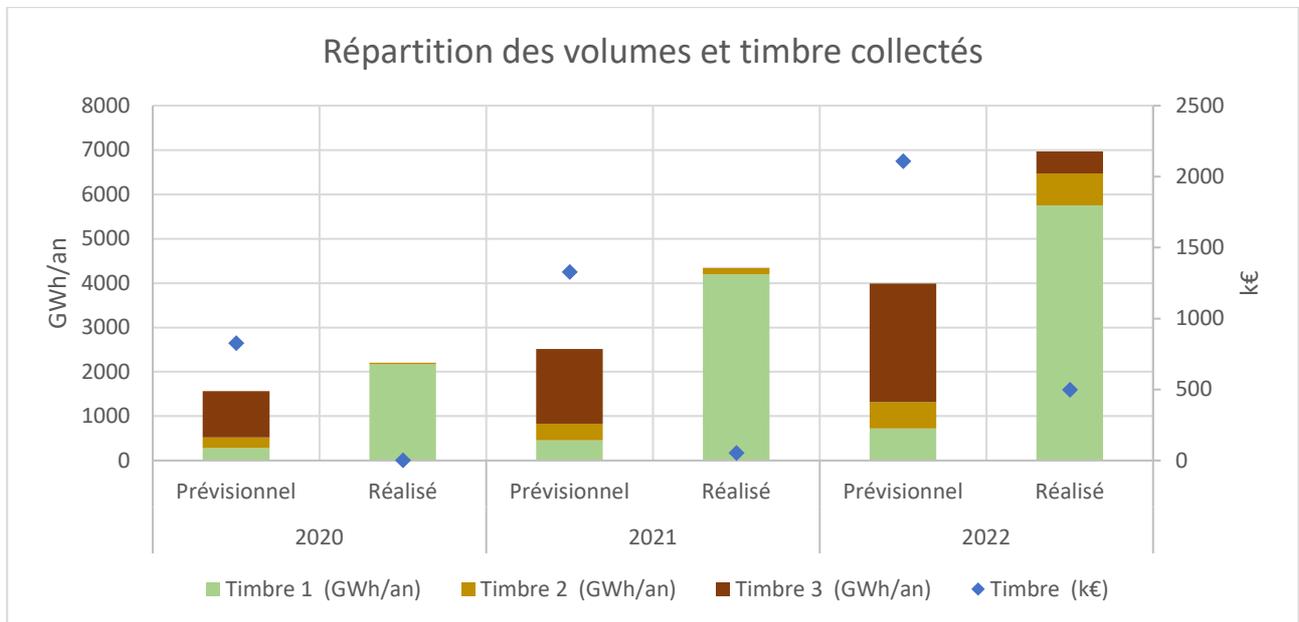
Pour fixer le niveau des timbres, la CRE a étudié les charges d'exploitation associées au développement du biométhane, à l'exception des coûts d'OPEX généraux, notamment liés au pilotage des activités biométhane et au fonctionnement du SI : deux catégories de charges ont été évaluées sur la période, (1) les « OPEX rebours » relatives aux rebours et aux compressions mutualisées, et (2) les « OPEX canalisations » relatives aux maillages et autres canalisations.

La méthodologie suivante a été appliquée :

- les charges d'exploitation prévisionnelles annuelles de la période 2020-2023 ont été estimées, en appliquant aux trajectoires d'investissement de raccordement et renforcement liés au développement du biométhane présentées par les opérateurs les taux suivants, correspondant aux estimations technico-économiques des gestionnaires de réseaux :
 - 4 % des coûts d'investissement (hors études) pour les rebours et les compressions mutualisées ;
 - 0,2 % pour les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) ;
- ces coûts ont été affectés aux différentes zones, selon qu'elles comportent un rebours ou non, et en cohérence avec les investissements de canalisation qu'elles nécessitent, dans le zonage de raccordement de la zone ;
- les volumes de biométhane injectés prévisionnels pour la période 2020-2023 ont été calculés sur chaque type de zone, en excluant de l'analyse les capacités déjà installées (qui se sont vues attribuer le niveau 1) ;
- le niveau du timbre a été calculé comme le ratio entre les OPEX totaux anticipés sur la période pour chacun des trois types de zones et les volumes totaux associés à horizon 2023 pour chaque type de zone.

Retour d'expérience de la période ATRT7/ATRD6

Les coûts recouverts via ce timbre durant la période tarifaire précédente ont été significativement inférieurs aux recettes prévisionnelles initiales, alors même que les volumes réalisés sont supérieurs aux volumes prévisionnels. Ainsi, près de 7 TWh ont été injectés en 2022, alors que les volumes prévisionnels étaient de 4 TWh.



Cet écart de recettes est essentiellement lié à un nombre de projets soumis au timbre de niveau 3 moins important que prévu. Ainsi, alors qu'il était prévu que le timbre de niveau 3 s'applique à près de 2,7 TWh en 2022, il ne s'est en réalité appliqué qu'à 0,5 TWh. Ceci est en partie lié aux modalités d'application du timbre d'injection, qui prévoyaient que les sites qui n'injectaient pas encore au moment de l'entrée en vigueur des tarifs ATRT7/ATRD6 devaient se voir affecter un timbre au moment de la signature de leur contrat de raccordement. Selon GRDF, un

³⁶ Canalisation permettant de relier deux sections préexistantes d'un ou de plusieurs réseaux de distribution de gaz naturel, incluant le cas échéant un poste de comptage à l'interface des réseaux.

³⁷ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisé entre plusieurs sites.



grand nombre de sites avaient déjà signé leur contrat de raccordement, voire injectaient déjà et se sont vu affecter normativement le timbre 1, à 0€/MWh injectés. La CRE poursuit ses analyses sur ce point.

5.3.2.3 Evolutions envisagées pour la période ATRT8

La filière biométhane est encore en cours de développement, et engendre des coûts croissants pour les gestionnaires de réseaux qui doivent notamment adapter leurs réseaux pour accueillir les nouveaux sites d'injection (ouvrages de renforcement à développer, et bascule de certains ouvrages d'une fonction d'antenne de distribution à une fonction de collecte).

La CRE envisage plusieurs évolutions des modalités du timbre d'injection visant à tenir compte de cette dynamique.

Afin de recueillir l'avis des acteurs, la CRE a organisé le 10 mai 2023 un atelier relatif à la prise en compte tarifaire de la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone. Cet atelier, qui a réuni 85 participants, a permis d'interroger les participants sur le retour d'expérience susmentionné et sur les évolutions envisagées pour la prochaine période tarifaire.

Les retours des participants à l'atelier sont venus alimenter la réflexion de la CRE sur les évolutions considérées comme pertinentes à mettre en œuvre sur la prochaine période tarifaire, décrites ci-dessous.

5.3.2.3.1 Reconstitution du principe de timbre d'injection

Le développement dans les années à venir de la production de gaz renouvelables et bas-carbone et leur injection vont générer des coûts croissants pour les réseaux. La CRE a estimé les coûts d'investissement nécessaires à l'accueil de cette production entre 200 et 300 M€/an jusqu'en 2050, dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, dont un quart environ représentant des investissements de renforcement. Ces investissements généreront par ailleurs des coûts d'exploitation additionnels, croissants en fonction des km de canalisations supplémentaires et du volume de rebours.

Dans ce contexte, la CRE considère que le signal à la localisation adressé par le timbre d'injection reste primordial, afin que les producteurs soient incités à optimiser leurs capacités et leur localisation sur les réseaux. Parmi les opérateurs, seul Teréga s'est montré défavorable au maintien de ce timbre d'injection, considérant qu'il n'était pas pertinent et prématuré.

La CRE envisage ainsi de maintenir le principe d'un timbre d'injection pour la période ATRT8.

5.3.2.3.2 Extension du timbre d'injection à l'ensemble des gaz renouvelables et bas-carbone

Depuis l'entrée en vigueur du tarif ATRT7, le dispositif de droit à l'injection a connu des adaptations. En effet, depuis le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021³⁸, le biométhane est défini comme « *le biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* » et le biogaz comme « *les combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse* ».

Le droit à l'injection a donc été étendu depuis 2021 à l'ensemble des gaz renouvelables et non plus seulement aux gaz issus des méthaniseurs.

Par ailleurs, l'article L. 453-9 du code de l'énergie a été modifié et prévoit désormais que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable³⁹, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone⁴⁰ produits.

La CRE envisage d'étendre le timbre d'injection, actuellement dédié au biogaz, à l'ensemble des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone puisque les producteurs de ces gaz bénéficient également du droit à l'injection. Cette évolution envisagée par la CRE n'a pas fait l'objet d'objection lors de l'atelier organisé par la CRE en mai 2023.

Q61 : Etes-vous favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone ?

5.3.2.3.3 Adaptations du timbre d'injection

³⁸ Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz

³⁹ Code de l'énergie, art. L. 445-1 : « *Sont considérés comme renouvelables les gaz produits à partir de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2.* »

⁴⁰ Code de l'énergie, art. L. 447-1 : « *Est désigné, dans le présent livre, comme un "gaz bas-carbone" un gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.* »

La CRE envisage deux options pour adapter le timbre d'injection sur la période ATRT8/ATRD7.

La première option consiste à reconduire les principes appliqués au cours de la période ATRT7/ATRD6, en mettant à jour les paramètres de coûts pour tenir compte des tendances observées durant la période ATRT7/ATRD6.

Le taux normatif de calcul des charges d'exploitation serait ainsi maintenu à 4% pour les rebours et compressions mutualisées, mais rehaussé de 0,2% à 0,6% en ce qui concerne les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) afin de mieux tenir compte de la réalité des coûts de maintenance et d'énergie.

Dans cette option, le périmètre des coûts couverts correspondrait seulement aux coûts directs d'exploitation des ouvrages (maintenance et charges d'énergie).

GRDF a exprimé une volonté de rapprocher le timbre d'injection des modalités de facturation des plus gros consommateurs, sans variation de niveau entre les zones. La CRE n'est pas favorable à une telle évolution, les coûts d'exploitation étant plus élevés dans les zones nécessitant des ouvrages de renforcement.

S'agissant de l'évolution des paramètres, GRTgaz, ainsi que certains participants, s'inquiète de l'augmentation des termes qu'elle génère, considérant que cette augmentation n'était peut-être pas un bon signal dans un contexte de ralentissement prévisionnel de la filière gaz renouvelables. La CRE rappelle que les tarifs doivent être construits de manière à refléter les coûts des utilisateurs qui les génèrent. Or actuellement, la tarification appliquée aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone, dont la part est amenée à augmenter dans l'assiette d'utilisateurs des réseaux de gaz, ne reflète pas totalement les coûts qu'ils génèrent, ce qui amène des surcoûts pour les utilisateurs consommateurs de gaz. La CRE restera néanmoins attentive à l'acceptabilité des évolutions de facture pour la filière.

La seconde option consiste à faire évoluer le périmètre des charges d'exploitation prévisionnelles prises en compte pour le calcul du timbre d'injection. En effet, la montée en puissance de la filière a engendré des coûts de structuration et d'exploitation opérationnelle pour les gestionnaires de réseaux, qui vont au-delà des seuls coûts de maintenance et d'énergie directement liés à l'ouvrage de renforcement. Les opérateurs supportent notamment les coûts des équipes commerciales et opérationnelles dédiées, les coûts d'études ou encore les coûts liés aux systèmes d'information.

La CRE envisage ainsi d'intégrer ces charges d'exploitation indirectes associées aux gaz renouvelables et bas-carbone dans l'assiette de coûts à couvrir par les producteurs desdits gaz. Déterminées à partir de la méthode d'allocation des coûts de GRDF et d'une ventilation des charges présentées par les opérateurs dans le cadre des travaux tarifaires, ces charges d'exploitation indirectes représentent entre 7 et 12 M€ par an à l'échelle des opérateurs gaziers (transport et distribution). La CRE poursuivra par ailleurs, d'ici la publication de la consultation publique relative à l'ATRD de GRDF, ses analyses concernant le montant de ces charges d'exploitation indirectes.

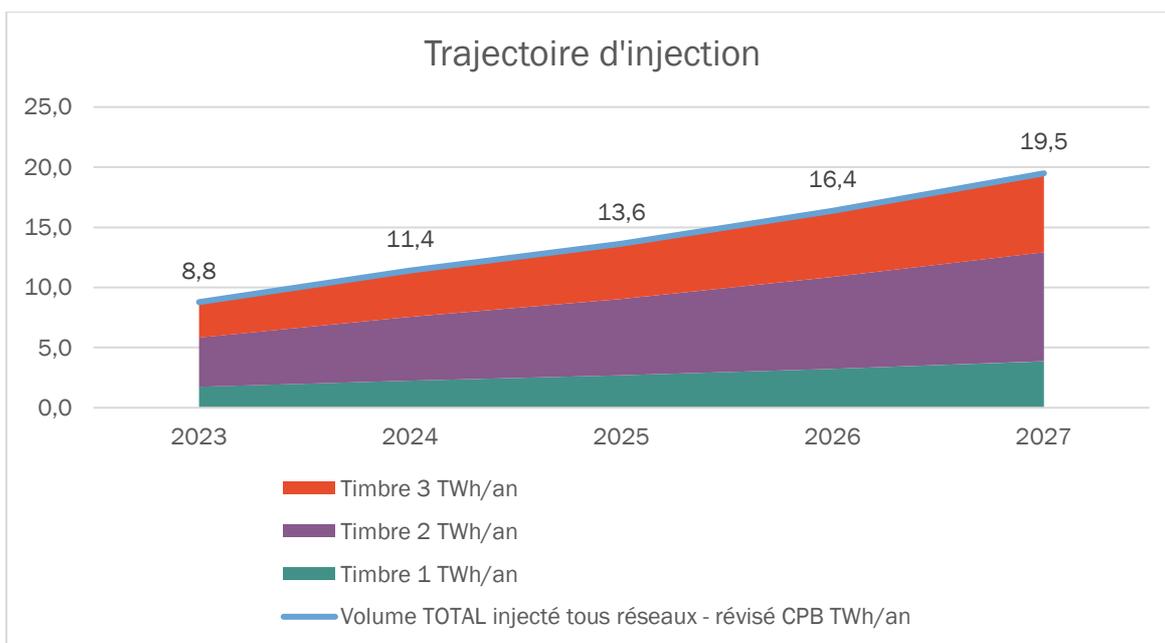
Dans cette deuxième option :

- les coûts directs resteraient perçus selon les mêmes modalités que dans l'option 1 ;
- les coûts indirects seraient perçus via l'ajout d'un terme capacitaire : à ce stade, la CRE envisage que ce terme s'applique à la capacité maximale de production du site, en MWh/j/an. Une solution alternative possible serait un terme fixe annuel par site, ce qui avantagerait toutefois les sites de taille plus importante par rapport aux plus petits sites, alternative qui n'a pas eu la préférence des acteurs lors de l'atelier. Ce terme serait identique pour tous les projets, indépendamment de la zone de raccordement.

Certains participants à l'atelier du 10 mai ont interrogé la CRE sur la complexité et la pertinence d'une facturation en partie basée sur la capacité installée et non sur les volumes injectés. Sur ces points, la CRE estime que les coûts indirects, non supportés par les producteurs, sont des coûts qui ne sont pas directement variables, contrairement à l'énergie ou la maintenance mais bien capacitaires et qu'il convient donc de les refléter via un terme basé sur la capacité. Par ailleurs, la CRE estime la complexité de ce nouveau terme comme étant limitée, d'autant que ce type de facturation est déjà appliqué à certains consommateurs, dans les tarifs de distribution comme de transport.

5.3.2.3.4 Trajectoire d'injection et grille envisagées

La CRE envisage ainsi de retenir une trajectoire de 19,5 TWh injectés tous réseaux confondus en 2027 :



Source : GRDF, GRTgaz, Teréga et CRE

Cette trajectoire est légèrement ajustée par rapport à la trajectoire prévisionnelle communiquée par les opérateurs, la CRE s'interrogeant sur le rebond attendu en 2027 du fait de l'entrée en vigueur éventuelle des certificats de production de biogaz en 2025, considérant que le délai entre l'instauration du mécanisme et la manifestation des effets sur la filière est trop court.

Compte tenu de ces hypothèses, **les niveaux des termes tarifaires de timbre d'injection permettant de recouvrir les charges directes** seraient les suivants :

Timbre	Grille actuelle (€/MWh injecté)	Grille envisagée à ce stade pour la période ATRT8/ATRD7 (€/MWh injecté)	Dont OPEX rebours (€/MWh injecté)	Dont OPEX maillages et raccordements (€/MWh injecté)
3	0,7	1,8	1,40	0,37
2	0,4	0,4	0,00	0,44
1	0	0	0,00	0,10

En cas d'extension du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes, les estimations aboutissent à ce stade à **un terme capacitaire additionnel** dont le niveau serait compris entre 120 et 200 €/MWh/j/an. La CRE envisage à ce stade de retenir, dans cette fourchette, un niveau cohérent avec celui d'un terme d'entrée sur le réseau de GRTgaz ou de Teréga, **estimé à 130 €/MWh/j/an** en moyenne sur la période ATRT8 (voir partie 5.2.2.2.5 de la présente consultation publique). En effet, l'injection dans les réseaux s'apparente à un point d'entrée sur la place de marché unique, sur laquelle le gaz est acheminé et peut être échangé, et représente donc le même service pour son utilisateur. Ce point a par ailleurs été partagé par plusieurs participants à l'atelier du 10 mai 2023. Ce niveau permet ainsi de ne pas désavantager une production locale et décarbonée, de limiter le niveau du terme capacitaire à celui envisagé pour les PIR.

Q62 : Etes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour l'ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ? Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ?

5.3.2.3.5 Reversement du timbre



Pour éviter de multiplier le nombre d’interlocuteurs pour les producteurs, la CRE avait retenu pour la période ATRT7/ATRD6 le principe d’une facturation du timbre d’injection par le gestionnaire du réseau sur lequel chaque producteur est raccordé. En conséquence, la CRE a introduit un reversement aux GRT des recettes perçues par les GRD au titre des OPEX rebours. Le reversement se fait de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d’injection effectivement perçu au cours de l’année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le terme tarifaire d’injection de niveau 3. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

La CRE envisage de reconduire ces modalités de facturation et de reversement.

La part des recettes perçues au titre de la part variable du terme tarifaire d’injection de niveau 3 qui serait reversée par les GRD aux GRT concernés est estimée à ce stade à 1,4 €/MWh correspondant à la part des OPEX rebours.

Par ailleurs, en cas d’ajout d’un terme capacitaire, la CRE envisage également un reversement aux GRT des recettes perçues par le GRD au titre des OPEX affectables aux GRT et inversement. Les modalités de cette évolution seront adressées lors de la consultation publique relative au tarif de distribution de GRDF.

Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs seraient pris en compte au CRCP à 100 %.

Q63 : Etes-vous favorable au principe d’un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d’injection par les GRD et associées à l’exploitation des rebours et aux charges d’exploitation indirectes des GRT ?

5.3.3 Grille tarifaire illustrative des réseaux régionaux pour 2024

La grille tarifaire applicable des réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga en 2024 est présentée ci-après de manière synthétique. Elle est calculée sur la base du revenu autorisé illustratif des opérateurs présenté dans la partie 4.9 :

€/MWh/j/an		Termes actuels	Termes au 1 ^{er} avril 2024	Evolution
GRTgaz	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,29	98,35	+16,7 %
	Termes de capacité de livraison (TCL)			
	Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,54	39,14	+16,7 %
	PIRR	43,06	50,25	+16,7 %
	PITD	49,52	57,78	+16,7 %
	Terme fixe par poste de livraison	6 472,55	7 552,42	+16,7 %
Teréga	Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	84,79	103,19	+21,7 %
	Termes de capacité de livraison (TCL)			
	Consommateur final raccordé au réseau de transport	30,73	37,39	+21,7 %
	PITD	55,52	67,57	+21,7 %
	Terme fixe par poste de livraison	3 398,63	4 135,81	+21,7 %

Cette grille tarifaire présente une hausse importante des termes tarifaires par rapport à l’ATRT7. Elle est la résultante de plusieurs effets :



- la baisse des souscriptions attendue pendant la période ATRT8 présentée dans la partie 4.8 ;
- la hausse des charges des opérateurs par rapport à l'ATR7 présentées dans la partie 4.

Comme indiqué dans la partie 3.2.2.4, la CRE envisage d'appliquer une variation $Z_{\text{régional}}$ aux termes tarifaires des réseaux régionaux chaque année avec $Z_{\text{régional}} = \text{IPC} + X_{\text{régional}} + K_{\text{régional}}$.

La grille tarifaire présentée ci-dessus correspond à un $X_{\text{régional}}$ fixé à 0, et des hypothèses d'inflation suivantes⁴¹ :

	2025	2026	2027
Inflation (IPC)	1,80 %	1,60 %	1,60 %

La fixation d'un terme $X_{\text{régional}}$ plus élevé impliquerait une évolution annuelle des termes tarifaires plus importante, mais permettrait de limiter la hausse tarifaire entre 2023 et 2024. A titre d'exemple, un $X_{\text{régional}}$ fixé à 3 %, niveau cohérent avec la baisse annuelle des souscriptions, serait associé à une hausse tarifaire entre 2023 et 2024 de 12 % sur le réseau régional de GRTgaz, et de 19 % sur le réseau régional de Teréga.

Q64 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?

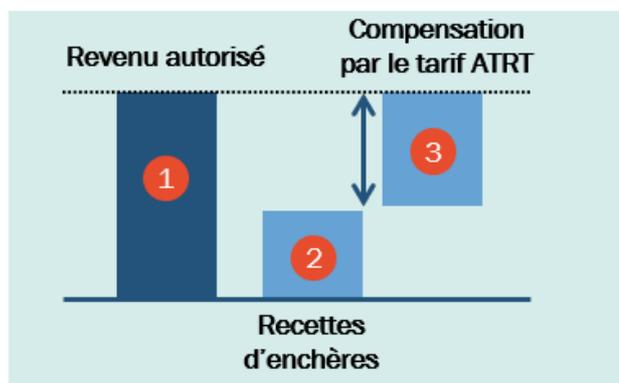
6. COMPENSATION STOCKAGE

6.1 Rappels du principe de couverture des coûts

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « [l]es infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie [...]. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs [...] ». En contrepartie et dans les limites de l'obligation de maintien en exploitation des sites de stockage considérés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

Dans ce cadre, la CRE fixe, avant le 1^{er} avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publique de gaz.



6.2 Périmètre de la compensation stockage

La CRE a défini le périmètre initial de l'assiette de collecte de la compensation stockage dans sa délibération du 22 mars 2018⁴². Au 1^{er} avril 2018, le périmètre retenu correspondait à l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau de distribution n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou ne s'étant pas déclarés délestables.

Ce périmètre a été retenu par la CRE compte tenu :

- d'une part, des délais contraints de mise en œuvre de la réforme du régime d'accès des tiers aux installations de stockage souterrain de gaz naturel et dans un objectif de nécessaire continuité avec le système antérieur ;

⁴¹ Ces hypothèses seront mises à jour pour la délibération tarifaire.

⁴² Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

- d'autre part, de l'absence de dispositif d'interruptibilité contractuelle permettant aux consommateurs directement raccordés au réseau de transport qui peuvent interrompre leur consommation dans certaines situations exceptionnelles, d'être exemptés du paiement du terme tarifaire stockage.

Une fois la mise en œuvre effective du dispositif d'interruptibilité contractuelle, la CRE a étendu l'assiette de compensation aux clients directement raccordés au réseau de transport. Cette extension a eu lieu à l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT7 du 1^{er} avril 2021⁴³.

6.3 Calcul du terme tarifaire stockage

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un PITD ou qui alimente un client directement raccordé au réseau de transport se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients dans son portefeuille le 1^{er} jour de chaque mois. Ce terme vise à recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel.

L'assiette de perception de la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur est définie comme la somme des assiettes de chacun de ses clients éligibles au paiement de la compensation stockage.

Les modalités de calcul de la modulation sont précisées dans la délibération de mise à jour tarifaire⁴⁴.

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation.

$$TTS = \frac{\text{revenu autorisé des opérateurs} - \text{recettes de commercialisation}}{\text{assiette de compensation}}$$

Analyse préliminaire de la CRE :

Depuis 2018, les opérateurs des infrastructures de stockage font l'objet d'une régulation économique. Elle prévoit que :

- les capacités de stockage qui garantissent la sécurité d'approvisionnement sont prévues par la PPE. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs de stockage ;
- le revenu des opérateurs de stockage est déterminé par la CRE ;
- les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères selon des modalités définies par la CRE ;
- la différence, positive ou négative, entre les recettes majoritairement issues des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée par un terme tarifaire déterminé par la CRE au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel.

La mise en œuvre de la régulation avait ainsi pour objectif de garantir la souscription puis le remplissage des capacités de stockage nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts. La régulation des revenus des opérateurs visait également à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

Ces objectifs ont largement été atteints. Depuis l'entrée en vigueur de la régulation, la quasi-totalité des capacités proposées a été allouée grâce au mécanisme d'enchère permettant de commercialiser les stockages à leur valeur de marché. En parallèle, le mécanisme de compensation entre stockage et transport a permis de couvrir efficacement les coûts des opérateurs qui n'étaient pas reflétés par la valeur de marché. Alors que les crises graves (Covid, guerre en Ukraine) se sont succédé et que les conditions de marché ont été volatiles depuis l'entrée en vigueur de la régulation des installations de stockage, ce bon fonctionnement a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour un coût maîtrisé.

Les enchères ont permis de générer en moyenne ~300 M€/an de recettes ce qui représente 45 % du revenu autorisé des opérateurs.

La CRE considère que les modalités de la compensation stockage sont adaptées et qu'elles ont prouvé leur résilience face aux différents chocs subis par le système gazier européen depuis 2018. Elle envisage de reconduire les dispositions en vigueur pour la prochaine période tarifaire.

⁴³ Délibération n° 2021-15 de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2021

⁴⁴ Délibération du 12 janvier 2023 portant projet de décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2023

Q65 : Etes-vous favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage ?

Q66 : Avez-vous d'autres remarques ?

ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION

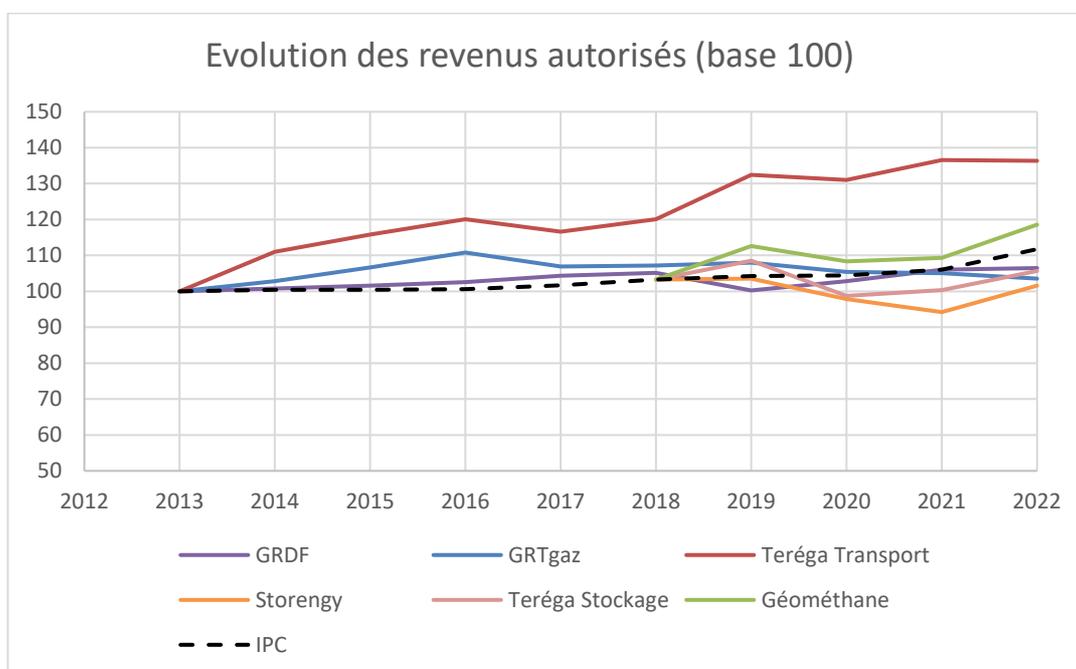
Pour apprécier le bilan du cadre de régulation, les pages suivantes présentent un certain nombre d'indicateurs financiers, non financiers, et de qualité d'alimentation et de service pour les opérateurs suivants :

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

Eléments financiers

1 Revenus autorisés

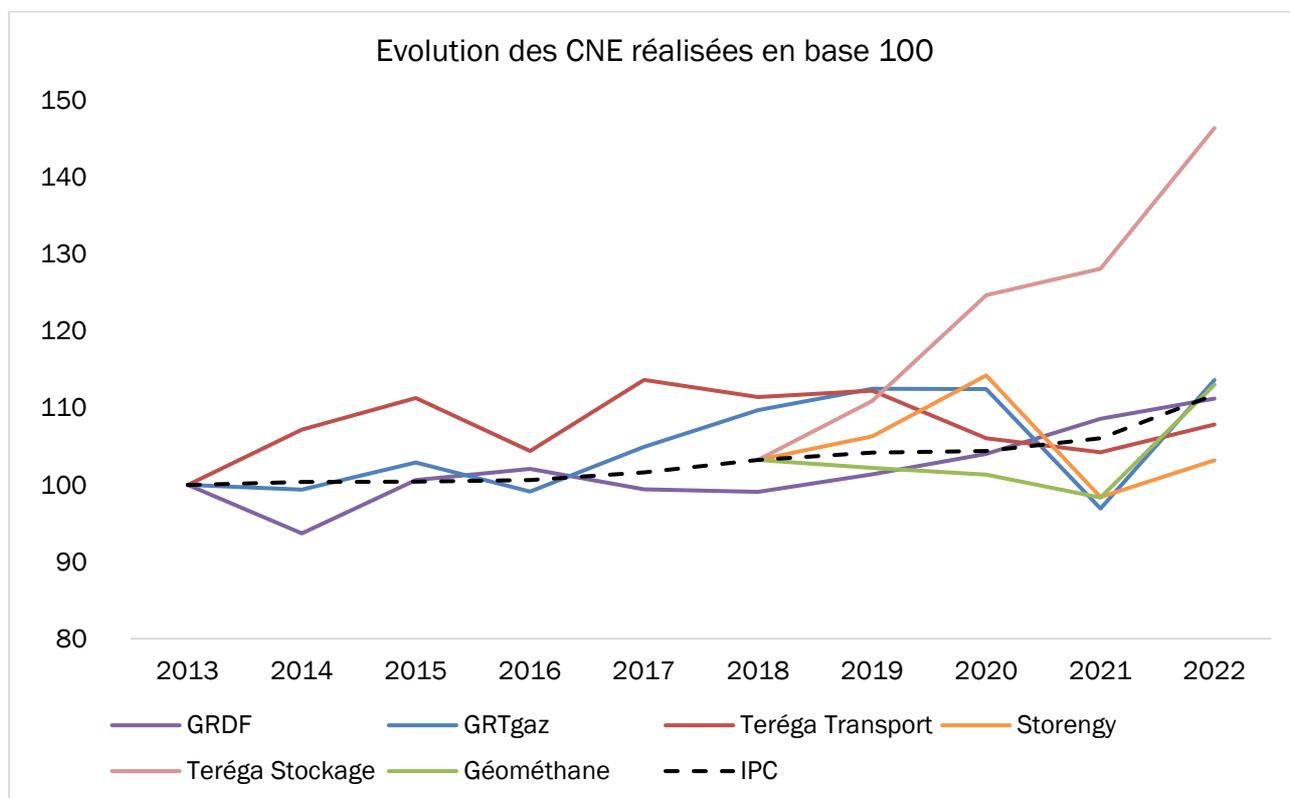
Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire d'infrastructure efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes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



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

2 Charges nettes d'exploitation

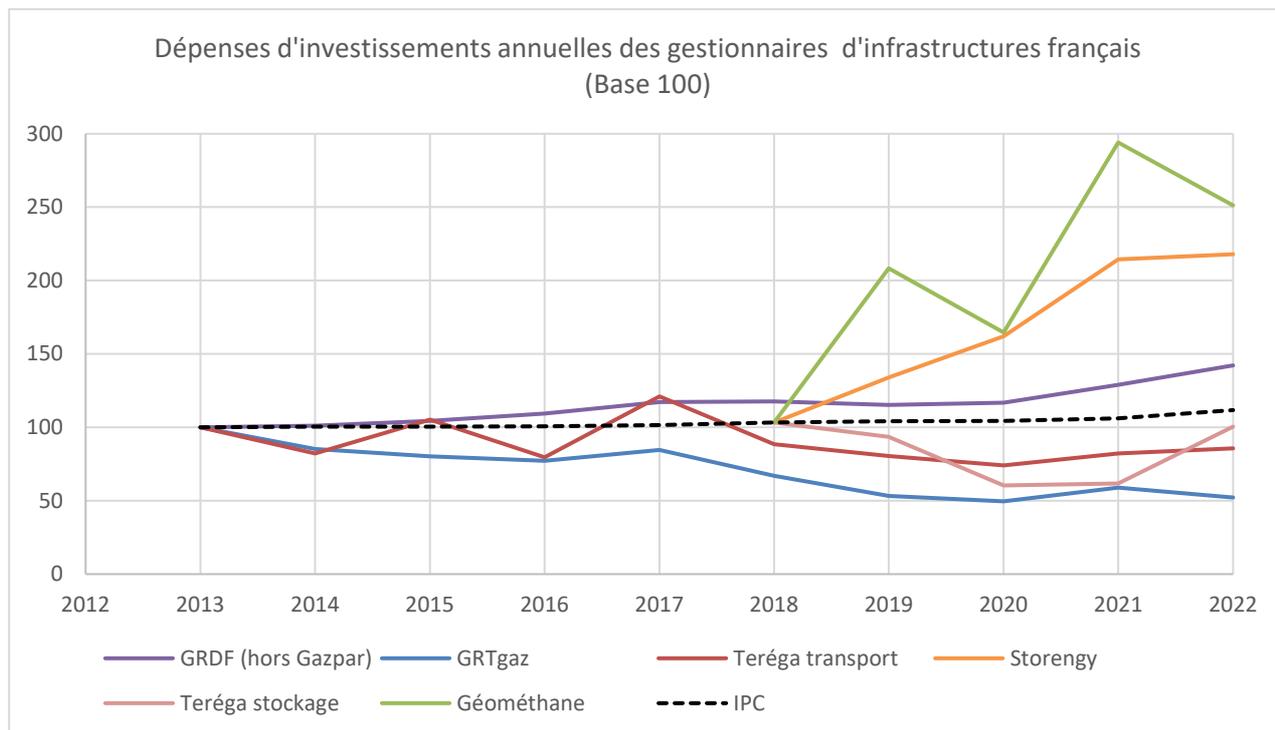
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation des différents opérateurs (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extraratifaires, etc.). L'évolution des charges nettes d'exploitation des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



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

3 Investissements

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



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

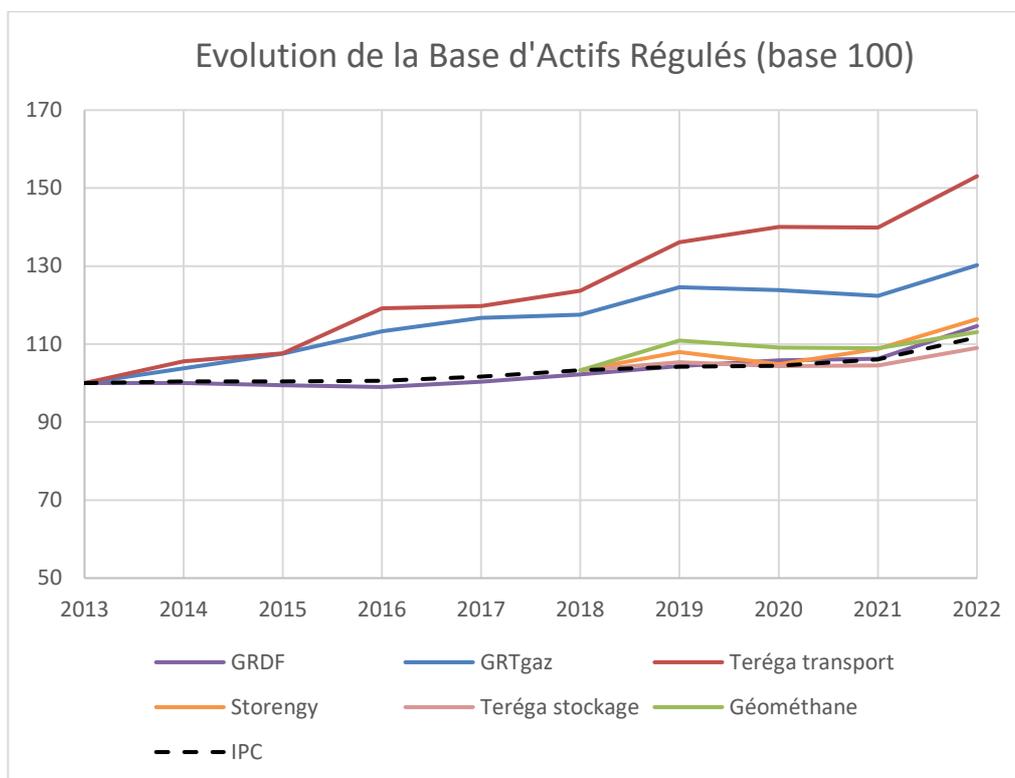
Les investissements des gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont significativement baissé après l'achèvement, en 2018, de la fusion des zones en France qui avait rendu nécessaires des renforcements importants du réseau de transport de gaz. Depuis 2019 le niveau des investissements est globalement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

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

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

4 Bases d'actifs régulées

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



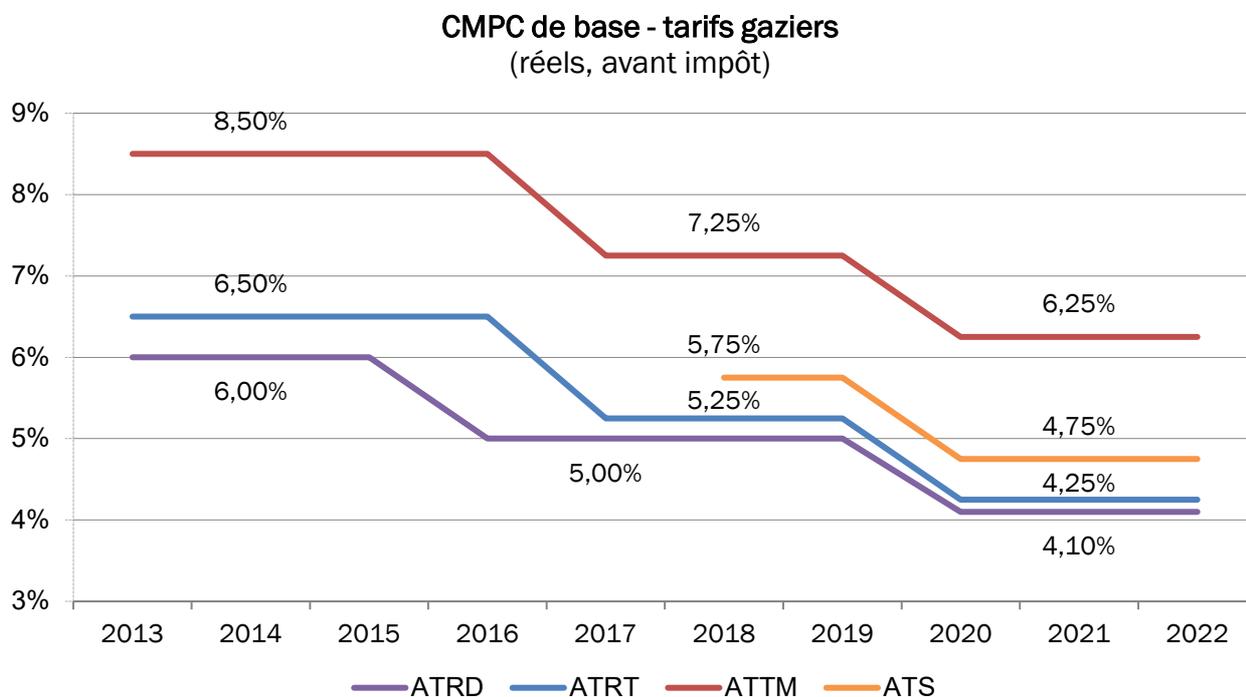
en M€	GRDF	GRTgaz	Teréga	Storengy	Teréga stockage	Géométhane
2012	14 217	6 882	1 010			
2013	14 306	7 045	1 109			
2014	14 314	7 309	1 171			
2015	14 226	7 579	1 194			
2016	14 162	7 978	1 322			
2017	14 361	8 223	1 328			
2018	14 629	8 278	1 372	3 526	1 182	189
2019	14 925	8 774	1 510	3 686	1 205	203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

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

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

5 Taux de rémunération

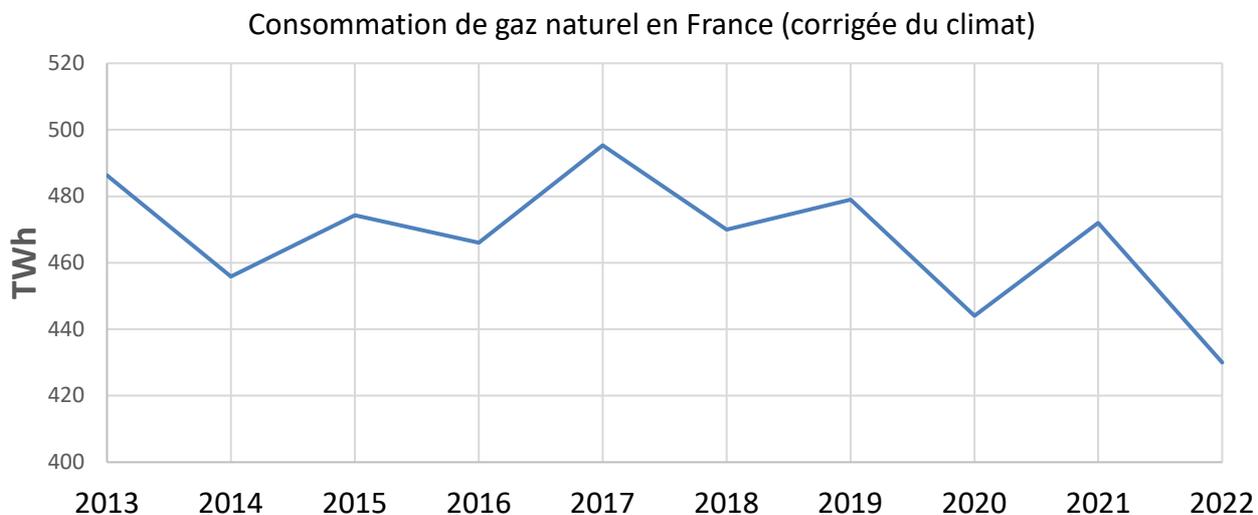
Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMPC), s'appliquait à la BAR agréant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres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



Éléments non financiers

1 Consommation française

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

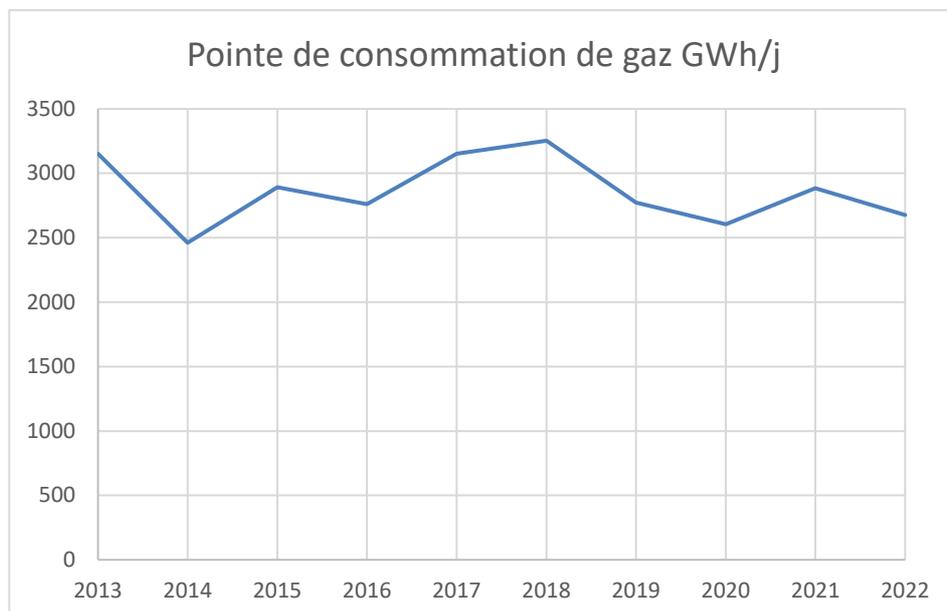


Année	Consommation corrigée du climat (TWh)	Zone GRTgaz	Zone Teréga
2013	486	469	31
2014	456	392	27
2015	474	423	28
2016	466	465	28
2017	495	467	28
2018	470	442	28
2019	479	451	28
2020	444	419	25
2021	472	444	28
2022	430	406	24

2 Pointe gaz France

Pointe de consommation de gaz naturel constatée en GWh/j

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



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

3 Nombre de clients

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

4 Nombre de km de réseaux

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

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

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

ANNEXE 2 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET TAUX DE COUVERTURE ENVISAGES A CE STADE

		Taux de couverture au CRCP
Recettes d'acheminement		100 %
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité		100%
Charges de capital normatives « infrastructures »		100 %
Ecart de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation		100 %
Ecart de charges nettes d'exploitation dus à l'écart entre l'inflation prévisionnelle et réalisée		100 %
Charges d'énergie motrice (hors biométhane) et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	Ecart entre la trajectoire tarifaire et prévisionnelle	100 %
	Ecart entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée	80 %
Charges de consommables	Ecart entre la trajectoire tarifaire et prévisionnelle	100 %
	Ecart entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée	80 %
Produits de raccordement des CCCG et TAC		100 %
Produits de raccordement des unités de biométhane		100%
Produits de raccordement des unités des stations de GNV		100%
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)		100 %
Charges au titre de la prestation de conversion H-B		100 %
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions		100%
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie		100 %
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga		100 %
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)		100 %
Reversement effectué par les GRD aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (recette)		100%
Flux inter-opérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national		100 %
Charges liées aux 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		100%
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)		80 %
Bonus et pénalités résultants des mécanismes de régulation incitative		100 %
Charges de R&D		100 % des charges non utilisées en fin de période

**ANNEXE 3 : EVOLUTION DES RECETTES DE SOUSCRIPTIONS PAR TYPE DE POINT
(SCENARIO ILLUSTRATIF)**

Recettes de souscriptions de capacités en M€ courants	2024	2025	2026	2027
PIR	358	376	337	215
PITTM	144	154	158	158
PITS	52	60	62	63
Sortie vers le réseau régional	466	493	488	475
Souscriptions réseau régional	1 210	1 252	1 233	1 199
Autres recettes	34	33	32	32
Total	2 263	2 367	2 310	2 142

ANNEXE 4 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF

Article	Informations à publier	Publication
29(a) 29(b)	<p>a) pour les produits standard de capacité ferme :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. les prix de réserve applicables au moins jusqu'à la fin de l'année gazière commençant après l'enchère annuelle de capacité annuelle ; ii. les multiplicateurs et les facteurs saisonniers appliqués aux prix de réserve pour les produits standard de capacité non annuels ; iii. la justification de l'autorité de régulation nationale en ce qui concerne le niveau des multiplicateurs ; iv. si des facteurs saisonniers sont appliqués, la justification de leur application ; <p>b) pour les produits standard de capacité interruptible :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. les prix de réserve applicables au moins jusqu'à la fin de l'année gazière commençant après l'enchère annuelle de capacité annuelle ; ii. une évaluation de la probabilité d'interruption, incluant : <ol style="list-style-type: none"> 1. la liste de tous les types de produits standard de capacité interruptible proposés, y compris la probabilité respective d'interruption et le niveau du rabais appliqué ; 2. une explication de la manière dont la probabilité d'interruption est calculée pour chaque type de produit visé au point 1) ; 3. les données historiques ou prévisionnelles, ou les deux, utilisées pour estimer la probabilité d'interruption mentionnée au point 2). 	<p>a) pour les produits standards de capacité ferme :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. les termes tarifaires sont indiqués dans la partie 5.2.2.2.5 ii. les multiplicateurs applicables sont indiqués dans la partie 5.2.2.2.4 iii. la justification est indiquée partie 5.2.2.2.4 iv. N/A <p>b) pour les produits standard de capacité interruptible :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Les produits standard de capacités interruptibles et le niveau des rabais applicables sont indiqués dans la partie 5.2.3 ii. le détail des probabilités d'interruptions est expliqué au 5.2.3.
30(1)(a)	<p>Les informations sur les paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence appliquée qui sont en lien avec les caractéristiques techniques du réseau de transport, telles que :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. la capacité technique aux points d'entrée et de sortie et les hypothèses correspondantes ; ii. la capacité souscrite prévisionnelle aux points d'entrée et de sortie et les hypothèses correspondantes ; iii. la représentation structurelle du réseau de transport avec un niveau de détail approprié ; v. des informations techniques supplémentaires sur le réseau de transport, telles que la longueur et le diamètre des gazoducs et la puissance des stations de compression. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les distances prises en compte sont indiquées en annexe 6. • Les capacités souscrites prévisionnelles aux points d'entrée et de sorties sont indiquées en partie 4.8.2. • Les données de capacités techniques ainsi que toutes les informations techniques sont publiées sur les sites des GRT selon le modèle ENTSG <ul style="list-style-type: none"> ○ GRTgaz ○ Teréga • La représentation structurelle du réseau de transport est publiée sur les sites des GRT : <ul style="list-style-type: none"> ○ GRTgaz

		<ul style="list-style-type: none"> o <u>Teréga</u>
30(1)(b)	<ul style="list-style-type: none"> i. le revenu autorisé ou prévisionnel, ou les deux, du gestionnaire de réseau de transport ; ii. les informations liées aux variations d'une année sur l'autre du revenu visées au point i) ; iii. les paramètres suivants : <ul style="list-style-type: none"> a. les types d'actifs inclus dans la base des actifs régulés et leur valeur agrégée ; b. le coût du capital et sa méthode de calcul ; c. les dépenses en capital, y compris : <ul style="list-style-type: none"> i. les méthodologies utilisées pour déterminer la valeur initiale des actifs ; ii. les méthodologies utilisées pour réévaluer les actifs ; iii. des explications sur l'évolution de la valeur des actifs ; iv. les périodes d'amortissement et les montants amortis par type d'actif ; d. les dépenses opérationnelles ; e. les mécanismes d'incitation et les objectifs d'efficience ; f. les indices d'inflation ; iv. le revenu associé aux services de transport ; <ul style="list-style-type: none"> a. la répartition entrée-sortie ; b. la répartition interne au système-entre systèmes. v. les informations sur l'apurement du compte de régularisation (le revenu réellement obtenu, le déficit ou le surplus de recouvrement du revenu, la part de celui-ci inscrite dans le CRCP, et la période d'apurement) vi. l'utilisation prévue de la prime d'enchères. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les informations relatives aux dépenses de capital, dépenses d'exploitation et aux revenus autorisés sont indiquées dans la partie 4.7 • Les informations relatives aux dispositifs d'incitation, et au fonctionnement du CRCP, sont indiquées dans la partie 3 • la répartition entrée-sortie des revenus des services de transport est de 34% (entrées)/66%(sorties), et est détaillée dans la partie 5.2.2.2.1 • la répartition des revenus des services de transport entre le transit et la consommation domestique est d'environ 17% pour le transit et 83% pour la consommation nationale. • Les informations relatives à l'utilisation prévue de la prime d'enchères sont indiquées en partie 3.3.1.2
30(1)(c)	<ul style="list-style-type: none"> i. lorsqu'ils ont été appliqués, les tarifs des services annexes pour les services annexes ii. les prix de référence et les autres prix applicables aux points autres que ceux visés à l'article 29 	Les tarifs des services annexes et tous les prix applicables aux différents points sont indiqués dans la partie 5
30(2)	<ul style="list-style-type: none"> • les explications des écarts des niveaux de tarifs entre 2 périodes tarifaires • un modèle tarifaire simplifié 	<ul style="list-style-type: none"> • Les écarts entre les niveaux des tarifs entre 2023 et les tarifs sur la période ATRT8 sont indiqués dans la partie 5.2.2.2.5. Les éléments explicatifs de ces écarts sont développés dans la partie 3, 4 et 5

		<ul style="list-style-type: none">• Le modèle simplifié est publié sur le site de la CRE (Annexe 7)
--	--	---

ANNEXE 5 : COMPARAISON AVEC LA METHODE CAPACITY WEIGHTED DISTANCE DU CODE DE RESEAU TARIF

Le code de réseau Tarif décrit, à l'article 8, de manière détaillée une méthode de calcul des prix de référence aux points d'entrée et de sortie fondée sur les capacités souscrites, les distances parcourues par le gaz comme facteurs de pondération, et des combinaisons de points d'entrée et de sortie dans des scénarios de flux pertinents (*capacity weighted distance reference price methodology (CWD)*).

Le code prévoit que la méthode de calcul des prix de références retenue par chaque régulateur soit comparée à cette méthode CWD. La CRE présente ici la grille qui résulterait de l'application stricte de cette méthode :

€/MWh/j/an	CWD Entrées	CWD Sorties
PIR Virtualys	189,20	
PIR Taisnières B	147,58	
PIR Dunkerque	189,20	
PIR Obergailbach	189,20	331,34
PIR Oltingue	189,20	331,96
PIR Pirineos	189,20	409,17
PITTM Dunkerque	179,52	
PITTM Montoir	179,52	
PITTM Fos	179,52	
Sortie réseau régional		97,63
PITS	17,04	22,15

Les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont proches de ceux de la méthode de la CRE, la principale différence avec la méthode de la CRE est l'utilisation d'un ratio 50/50 pour la répartition des recettes entre entrées et sorties. En effet, la CRE considère que l'application d'une répartition à 50/50 n'est pas adaptée au regard de la configuration particulière du réseau français.

Par ailleurs, la méthode CWD vise, dans l'esprit, à aboutir à des coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) homogènes pour les différents utilisateurs de réseau de transport de gaz. Or, son application concrète, dès lors qu'un même point d'entrée peut alimenter plusieurs points de sortie, n'aboutit pas forcément à ce résultat. Ici, le coût unitaire France-Suisse et France-Allemagne s'élève à 0,77 €/MWh/j/an/km contre 0,71 €/MWh/j/an/km pour France-Espagne, et 0,88 €/MWh/j/an/km pour l'alimentation des clients nationaux.

ANNEXE 6 : LISTE DES SCENARIOS DE FLUX

Annexe publiée sur le site internet de la CRE.

ANNEXE 7 : FICHER TARIFAIRE SIMPLIFIE

Annexe publiée sur le site internet de la CRE.