



DELIBERATION N° 2020-012

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

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

Les articles L. 452-1 et L. 452-2 à L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées, au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017, en application de la délibération de la CRE du 15 décembre 2016¹.

Du fait de l'entrée en vigueur 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 »), le tarif ATRT6 doit être révisé en 2019. Ainsi, en application des dispositions du code de réseau Tarif, en particulier ses articles 26, 27 et 28, le tarif ATRT6 arrêtera de s'appliquer à compter du 31 mars 2020. Le tarif ATRT7 s'appliquera à compter du 1^{er} avril 2020.

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

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur les premières orientations de la CRE concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur le terme tarifaire stockage. 66 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. 43 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 23 juillet 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur l'ensemble des orientations concernant le tarif ATRT7. 91 réponses ont été reçues.

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

La présente décision se fonde notamment sur les demandes tarifaires des gestionnaires de réseaux ainsi que sur de nombreux échanges avec ces derniers, sur des analyses internes, sur des rapports d'auditeurs externes² et sur le retour des acteurs de marché aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné les gestionnaires de réseaux, leurs actionnaires et organisé, le 7 novembre 2019, une table ronde avec les principaux expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la dernière consultation publique.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

² Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ainsi qu'un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

En outre, la CRE a pris en compte dans sa décision, en application des dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente décision.

Conformément aux dispositions du code de réseau Tarif, la consultation du 23 juillet 2019 a été transmise à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) qui a rendu son avis le 4 décembre 2019. La CRE a pris en compte cet avis dans sa décision finale, conformément aux réflexions qu'elle avait elle-même engagées sur ce sujet à la suite des retours des acteurs de marché.

Principaux enjeux

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le tarif ATRT7 apporte des réponses aux quatre enjeux prioritaires ci-après :

1. Le bon fonctionnement du marché de gros du gaz

La tarification 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.

2. La maîtrise de l'évolution des tarifs dans un contexte marqué par l'arrivée à échéance de certains contrats de long terme et la fin des grands projets d'investissements

Un certain nombre des souscriptions de long terme en entrée et en sortie aux points d'interconnexion réseaux (PIR) vont arriver à leur terme au cours de la période ATRT7. Le niveau d'utilisation réelle des points concernés par ces baisses étant actuellement inférieur au niveau des capacités souscrites, les gestionnaires de réseau de transport (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 des niveaux des capacités souscrites sur l'ensemble des points d'interconnexions des réseaux de GRTgaz et Teréga entre 2019 et 2023.

Par ailleurs, le bilan établi par la CRE dans sa consultation publique du 14 février 2019 montre que les GRT de gaz ont vu leurs charges d'exploitation augmenter plus vite que l'inflation ces dix dernières années. Cela est dû principalement aux développements importants du réseau pour accompagner l'ouverture des marchés (développement des interconnexions, renforcement du réseau pour créer la zone de marché unique) et à leur séparation totale vis-à-vis des maisons mères (par exemple : systèmes d'exploitation, activités de R&D, fonctions supports qui ne sont plus mises en commun).

La création d'une zone de marché unique en 2018 a marqué la fin de ce long cycle d'investissements. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation de gaz depuis 10 ans et son évolution prévisible à l'horizon 2030, notamment dans le cadre des objectifs de transition énergétique, conduisent pour l'avenir la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui serait soumis par les GRT.

Dans ce contexte, la maîtrise des charges des GRT de gaz est un enjeu essentiel. Le tarif ATRT7, qui fixe notamment les trajectoires d'OPEX des GRT en fonction de leur performance atteinte en 2018, répond à cet enjeu.

3. Accompagner la transition énergétique : permettre l'injection du biométhane

La transition énergétique représente un défi pour les gestionnaires d'infrastructures de gaz, avec notamment le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux qui rendra nécessaires certaines adaptations des infrastructures gazières.

Le tarif ATRT7 donne les moyens aux opérateurs de mener cette transition, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux et à la recherche et au développement.

4. Maintien d'un niveau de sécurité maximum du réseau de transport de gaz

Garantir la sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur pour GRTgaz et Teréga.

Le tarif ATRT7 donne les moyens aux GRT de maintenir un niveau de sécurité élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques. Il leur permet également de mettre en œuvre leur politique d'investissements dans les réseaux, qui concourt à cet objectif.

Niveau tarifaire

Les GRT GRTgaz et Teréga ont formulé chacun une demande d'évolution tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2020-2023.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par GRTgaz et Teréga, après prise en compte de certains effets de structure, aurait conduit à une hausse importante du tarif unitaire moyen de +4,6 % en moyenne par an pour GRTgaz et +6,6 % en moyenne par an pour Teréga sur toute la durée du tarif.

Ces demandes présentaient notamment une hausse importante des charges nettes d'exploitation que la CRE considère trop forte, alors que la consommation de gaz est orientée à la baisse et que le réseau est globalement suffisamment dimensionné.

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

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des GRT. GRTgaz et Teréga demandent respectivement un coût moyen pondéré du capital de 5,25 % et 5,5 % (réel avant impôts), contre 5,25 % dans le tarif ATRT6, alors qu'une baisse de l'impôt sur les sociétés est programmée par le gouvernement³.

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec les opérateurs depuis la publication de la consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE retient une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par les GRT.

Elle prévoit de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation des GRT tout en laissant aux opérateurs les marges de manœuvre financières pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être acteur de la transition énergétique.

La CRE a notamment retenu pour GRTgaz une trajectoire de charges d'exploitation prenant en compte :

- une stabilité des effectifs (hors internalisation de ressources concernant les systèmes d'information), permettant à l'opérateur de répondre aux nouveaux enjeux (biométhane notamment) en redéployant ses ressources actuelles du fait de l'arrivée à terme des grands projets de développement du réseau, ainsi que sa demande concernant la politique salariale ;
- une hausse des dépenses dans le système industriel afin de répondre au vieillissement du réseau ;
- une augmentation des moyens liés aux SI pour faire face aux enjeux de cybersécurité ;
- un renforcement de la R&D, en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux ;
- une réponse concrète permettant le développement de la filière biométhane (environ 6 M€/an en moyenne sur la période ATRT7).

La CRE a notamment retenu pour Teréga :

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

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

Il est par ailleurs rappelé que les investissements « réseaux » des GRT sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées à 100% au moyen de régularisation des produits et des charges (CRCP) et que les GRT sont protégés de l'évolution de l'inflation par le tarif.

La CRE retient une évolution du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui s'établit à 4,25 % (réel, avant impôts). La méthode retenue pour établir ce taux est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRT6. Elle est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, au regard des autres pays européens.

³ Projet de loi de finances 2020

Ce niveau, en baisse de 1 point par rapport à l'ATRT6, prend en compte, à méthode inchangée par rapport aux précédents tarifs :

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

Le niveau moyen des charges à couvrir pour la période ATRT7 s'élèvera à :

- 1 812 M€ /an en moyenne pour GRTgaz. Il évolue ainsi, sur la période 2018-2023, de +0,6 % en moyenne par an, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +1,6 % et une baisse des charges de capital de -0,1% en moyenne par an ;
- 258 M€ /an en moyenne pour Teréga. Il évolue ainsi, sur la période 2018-2023, de +1,8 % en moyenne par an, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +3,4% et d'une hausse des charges de capital de +1,6% en moyenne par an.

S'agissant des hypothèses de souscriptions de capacités de transport, la CRE retient globalement les demandes de GRTgaz et Teréga, qui conduisent à des évolutions de -1,5%/an aux points du réseau principal et -0,9% aux points du réseau régional de GRTgaz, et -2,1%/an aux points du réseau principal et -0,4%/an aux points du réseau régional de Teréga, par rapport à 2019.

Ainsi, l'évolution du tarif unitaire ATRT7 s'établit à +1,4 % en moyenne par an pour GRTgaz et à + 0,7% pour Teréga. L'essentiel de l'écart avec les évolutions tarifaires associées à la demande des GRT est dû au niveau de CMPC envisagé, inférieur à celui demandé par les GRT.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE reconduit pour le tarif ATRT7 les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur en les ajustant quand cela est nécessaire : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des produits et des charges (CRCP). La CRE supprime l'incitation au développement des interconnexions.

La CRE met par ailleurs en œuvre pour Teréga une expérimentation de régulation incitative de type « TOTEX » (trajectoire commune OPEX et CAPEX) au périmètre de ses dépenses de systèmes d'information, comme proposé par ce dernier.

Structure tarifaire du grand transport

La structure du tarif ATRT7 est fixée de manière à refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs. La CRE apporte en outre un soin particulier à satisfaire aux exigences du code de réseau Tarif et à prendre en compte l'avis de l'ACER.

La CRE retient une grille tarifaire globalement dans la continuité du tarif ATRT6, en application de laquelle les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux sont alignés.

Néanmoins, après étude des réponses à la consultation publique et prise en compte de l'avis de l'ACER, la CRE a approfondi ses travaux sur les scénarios de flux afin de s'assurer que les flux retenus correspondent à une réalité physique. Il en résulte que, bien que souscrit, le point d'entrée Pirineos est très peu utilisé pour alimenter la France. La CRE retient en conséquence dans sa décision, un rééquilibrage entre les coûts portés par les usages de transit et les usages domestiques se traduisant par une baisse des termes tarifaires en sortie au PIR Oltingue (-6%) et PIR Pirineos (-7%).

Structure tarifaire du réseau domestique

La CRE apporte des modifications sur la tarification des réseaux domestiques :

- suppression de l'offre Interruptible d'Acheminement à Préavis Court (IAPC) ;
- suppression du terme de livraison pour les sites fortement modulés ;

- suppression du terme de proximité ;
- amélioration de la progressivité des tarifs infra-annuels.

Terme d'injection biométhane

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté dans les réseaux (le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028) nécessitera des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. La CRE considère que le bon développement de la méthanisation est un enjeu majeur pour la transition énergétique. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cependant, la décision d'investissement des porteurs de projets de méthanisation doit également se faire dans un contexte de visibilité et de stabilité sur les conditions économiques d'injection dans les réseaux.

Ainsi, dans le cadre de la délibération du 14 novembre 2019, la CRE a défini les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection, tel que prévu par la loi Egalim⁴ et le décret du 28 juin 2019⁵. Ces dispositions apportent de la visibilité aux porteurs de projets sur leurs conditions de raccordement, et permettent la couverture par le tarif des coûts de renforcements des réseaux dans le cadre de schémas de raccordement optimisés à l'échelle de la collectivité.

Afin de compléter ces dispositions, s'agissant notamment de la couverture des charges d'exploitation associées à ces investissements, la CRE considère qu'il est nécessaire d'introduire un signal complémentaire à destination des porteurs de projets afin que ces derniers prennent en compte les coûts induits par leur choix de localisation. A cet effet, elle introduit un terme tarifaire d'injection dans le tarif ATRT7 (et le tarif ATRD6), fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, en fonction des adaptations nécessaires prévues dans le zonage de raccordement. Le niveau de ce terme est compris entre 0 et 0,7 €/MWh injecté.

Terme tarifaire stockage

Depuis la réforme du régime d'accès des tiers aux infrastructures de stockages souterrains de gaz naturel, entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018, la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes qu'ils perçoivent directement, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage. Ce terme tarifaire stockage s'applique aujourd'hui aux clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz, en fonction de leur modulation hivernale.

La CRE modifie la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients dits « à souscription » pour une formule fondée sur la différence entre la consommation moyenne hivernale et la consommation moyenne annuelle de ces clients. En effet, bien que consommant en moyenne davantage l'hiver que l'été, ces clients présentent une contribution à la pointe différente de celle des clients profilés : leur pointe de consommation est principalement liée à des processus métier et n'intervient pas nécessairement en même temps que la pointe hivernale, davantage liée à la thermosensibilité de certains usages gaz.

Comme indiqué dans sa consultation publique du 27 juillet 2019, la CRE considère qu'une extension du périmètre de collecte du terme tarifaire stockage aux clients raccordés au réseau de transport est souhaitable sous condition de la mise en œuvre des dispositifs d'interruptibilité prévus par les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie. La CRE souligne qu'une fois les textes réglementaires d'application liés à l'interruptibilité publiés, un délai minimal de 12 mois sera nécessaire pour assurer la contractualisation des capacités interruptibles par les utilisateurs des réseaux.

Transparence

La CRE publie sur son site internet :

- les éléments à publier dans le cadre de la décision tarifaire finale prévus par les articles 29 et 30 du Code de réseau Tarif : prix de réserve des capacités, paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence (notamment la justification des scénarios de flux), informations financières sur les charges à couvrir et leur répartition, évolution des tarifs... ;

⁴ 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

⁵ 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

23 janvier 2020

- l'audit externe de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ;
- l'audit externe de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga ;
- les réponses non confidentielles aux quatre consultations publiques (du 14 février, 27 mars et 23 juillet 2019) ;
- une synthèse des réponses à la consultation du 23 juillet 2019 visant à recueillir l'avis des parties intéressées sur l'ensemble des orientations concernant le tarif ATRT7 ;
- un modèle tarifaire simplifié ;
- une traduction en anglais de la délibération tarifaire.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 14 janvier 2020.

SOMMAIRE

1. COMPETENCES ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	11
1.1 COMPETENCES DE LA CRE	11
1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	11
1.2.1 Consultation des parties prenantes	11
1.2.2 Orientations de politique énergétique	12
1.2.3 Transparence	12
1.2.4 Avis de l'ACER	12
2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	12
2.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	12
2.1.1 Détermination du revenu autorisé.....	13
2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation	13
2.1.1.2 Charges de capital normatives.....	13
2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	13
2.1.2.1 Modalités de calcul du taux de rémunération	13
2.1.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)	14
2.1.2.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours	14
2.1.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire	14
2.1.3 Principe du CRCP	15
2.2 CALENDRIER TARIFAIRE.....	16
2.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans.....	16
2.2.2 Calendrier d'évolution des termes tarifaires.....	16
2.2.3 Principes de l'évolution annuelle du tarif	16
2.2.4 Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N	18
2.2.5 Calcul des coefficients k en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP.....	18
2.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	18
2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	18
2.3.2 Régulation incitative des investissements.....	18
2.3.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€.....	19
2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des projets d'un budget inférieur à 20 M€	19
2.3.2.3 Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions.....	20
2.3.2.4 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements hors réseaux	20
2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes	21
2.4 REGULATION INCITATIVE A LA QUALITE DE SERVICE	23
2.4.1 Adaptation du dispositif pour la période ATRT7.....	23
2.4.1.1 Simplification du dispositif : suppression de 2 indicateurs	24
2.4.1.2 Renforcement du dispositif.....	24
2.4.1.3 Evolution des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance.....	24
2.4.1.4 Introduction de nouveaux indicateurs de qualité de service	25
2.4.1.5 Indicateurs relatifs à l'environnement	26
2.5 REGULATION INCITATIVE APPLICABLE A LA RECHERCHE, AU DEVELOPPEMENT ET A L'INNOVATION (R&D&I)	26
2.6 FLUX FINANCIERS INTER-OPERATEURS	27

2.6.1	Reversement de Teréga à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie au PIR Pirineos.....	27
2.6.2	Contrat inter-opérateur au titre de l'utilisation du réseau de Teréga par GRTgaz.....	27
2.6.3	Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge.....	27
2.6.4	Répartition des recettes au PEG de la <i>Trading Region France</i>	28
2.6.5	Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane.....	28
2.6.6	Reversement inter-GRT au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal.....	28
2.6.7	Reversement des GRT aux opérateurs de stockage au titre de la compensation stockage.....	29
3.	NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA	29
3.1	NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR	29
3.1.1	Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent	29
3.1.1.1	GRTgaz	29
3.1.1.2	Teréga	29
3.1.2	Charges d'exploitation	30
3.1.2.1	Demande des opérateurs	30
3.1.2.2	Analyse de la CRE.....	31
	o Ralentissement des charges liées au développement des grands projets.....	31
	o La transition énergétique a des conséquences sur la gestion des infrastructures et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs	31
	o L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée	31
	o Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation	31
3.1.3	Calcul des charges de capital normatives.....	43
3.1.3.1	Coût moyen pondéré du capital	43
3.1.3.2	Investissements	45
3.1.3.3	Charges de capital normatives.....	46
3.1.4	CRCP au 31 décembre 2019.....	49
3.1.4.1	GRTgaz	49
3.1.4.2	Teréga	51
3.1.5	Revenu autorisé sur la période 2020-2023	52
3.1.5.1	GRTgaz	52
3.1.5.2	Teréga	53
3.2	SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES PREVISIONNELLES	53
3.2.1	Demande des opérateurs.....	53
3.2.1.1	GRTgaz	53
3.2.1.2	Teréga	54
3.2.2	Analyse de la CRE	54
3.2.2.1	GRTgaz	54
3.2.2.2	Teréga	55
3.3	TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL.....	55
3.3.1	GRTgaz	55
3.3.2	Teréga.....	56
4.	STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	56



4.1 REPRESENTATION DU RESEAU ET PERIMETRE COUVERT PAR LE TARIF ATRT7.....	56
4.2 STRUCTURE TARIFAIRE DU RESEAU PRINCIPAL.....	58
4.2.1 Méthodologie de calcul des prix de référence.....	58
4.2.1.1 Répartition des coûts du réseau principal, du réseau régional et de la compensation stockage ...	58
4.2.1.2 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport	60
4.2.2 Requalification du PIR Jura en PIRR.....	71
4.2.3 Tarification des capacités interruptibles	71
4.2.4 Modalités de souscription des capacités aux PITTM.....	71
4.2.4.1 Souscriptions de capacités en J-1 aux PITTM.....	71
4.2.4.2 Offre de <i>pooling</i> aux PITTM.....	72
4.3 STRUCTURE DU RESEAU REGIONAL	72
4.3.1 Modalités de tarification de capacités	72
4.3.1.1 Tarification des capacités infra-annuelles.....	72
4.3.1.2 Adaptation des pénalités de dépassement	73
4.3.1.3 Fin de la redistribution des pénalités de dépassement de capacités	74
4.3.2 Tarification des sites fortement modulés et IAPC.....	75
4.3.3 Terme de proximité.....	75
4.3.4 Prise en compte du développement de la filière biométhane	76
4.4 MODALITES DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE	78
4.4.1 Principe de couverture des coûts du stockage.....	78
4.4.2 Calcul de la modulation hivernale	79
4.4.3 Périmètre de la compensation stockage.....	81
5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA.....	82
5.1 REGLES TARIFAIRES	82
5.1.1 Définitions	82
5.1.2 Souscriptions de capacités	83
5.1.2.1 Souscription de capacités aux PIR aux enchères.....	83
5.1.2.2 Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque	84
5.1.2.3 Souscription de capacités aux PITS	84
5.1.2.4 Souscription de capacités aux PITTM	84
5.1.2.5 Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional	84
5.1.2.6 Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane.....	85
5.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité.....	85
5.1.4 Cessions de capacités de transport sur le réseau de GRTgaz.....	85
5.2 GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA AU 1ER AVRIL 2020	85
5.2.1 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif de transport	85
5.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacités journalières de livraison et d'acheminement	86
5.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1 ^{er} octobre 2020.....	86
5.2.2.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1 ^{er} octobre 2020.....	87
5.2.2.3 Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	87
5.2.2.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	88
5.2.2.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison.....	88

5.2.2.6	Tarification de l'acheminement sur le réseau régional.....	88
5.2.3	Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	89
5.2.3.1	Montant de la compensation à percevoir	89
5.2.3.2	Calcul de la modulation hivernale	90
5.2.3.3	Calcul du terme tarifaire stockage	91
5.2.4	Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacités d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année	92
5.2.4.1	Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)	92
5.2.4.2	Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	92
5.2.4.3	Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	92
5.2.4.4	En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison	92
5.2.5	Tarifs applicables aux capacités d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz	93
5.2.5.1	Pour les points d'interface transport production.....	93
5.2.5.2	Pour les points d'injection de biométhane	93
5.2.6	Tarification des points notionnels d'échange de gaz	94
5.2.7	Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés	94
5.2.8	Conversion qualité du gaz	94
5.2.8.1	Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B.....	94
5.2.8.2	Service de conversion de gaz B en gaz H	95
5.2.8.3	Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B.....	95
5.2.8.4	Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B	95
5.2.9	Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite	95
5.2.10	Pénalités pour dépassement de capacité	95
5.2.10.1	Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière et pénalités associées	95
5.2.10.2	Modalités de calcul des dépassements de capacités horaires et pénalités associées.....	96
	DECISION.....	97
	ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE 2020.....	98
	ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE	100
	ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES FERMES SUR LA PERIODE ATRT7.....	108
	ANNEXE 4 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF	110
	ANNEXE 5 : COMPARAISON AVEC LA METHODE CAPACITY WEIGHTED DISTANCE DU CODE DE RESEAU TARIF	113
	ANNEXE 6 : LISTE SCENARIOS DE FLUX.....	114
	ANNEXE 7 : LISTE DES NTR PAR SITE.....	114
	ANNEXE 8 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA	115

1. COMPETENCES ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne 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 articles L. 452-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1 prévoit 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 et les opérateurs des infrastructures de stockage [...], 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 ».

L'article L. 452-2 prévoit 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 ».

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga, et fixe le tarif dit « ATRT7 ».

1.2 Processus d'élaboration tarifaire

1.2.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé quatre consultations publiques, publiées en français et en anglais, avant de prendre la présente décision :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, visait à recueillir l'avis des parties intéressées sur ses premières orientations concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur le terme tarifaire stockage. 66 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. 43 réponses ont été reçues ;
- la quatrième et dernière consultation, en date du 23 juillet 2019, interrogeait les parties intéressées sur les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant. Elle visait également à présenter, sur la base des analyses de la CRE et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées concernant les propositions présentées dans les consultations publiques du 14 février et du 27 mars 2019. Conformément aux dispositions des articles 26, 27 et 28 du code de réseau Tarif, cette consultation finale a duré deux mois et a été transmise à l'ACER ; elle a été notifiée par courriel aux membres du Gas Working Group. 91 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles à ces quatre consultations publiques, ainsi qu'une synthèse des réponses à la consultation finale, sont publiées sur le site de la CRE.

Après la deuxième consultation publique, la CRE a auditionné les GRT. Après la troisième consultation publique, la CRE a organisé, le 7 novembre 2019, une table ronde avec les expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation. Elle a également procédé à des nouvelles auditions de GRTgaz et de Teréga, ainsi que de leurs actionnaires respectifs.

1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019. Ces orientations portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz en renforçant la sélectivité des investissements futurs qui devront porter principalement sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables, tout particulièrement du biométhane ;
- les hypothèses à prendre en compte en terme de développement du biométhane qui sont celles fixées par le projet de programmation pluriannuelle en cours de concertation, soit un volume de biométhane injecté de 6 TWh à horizon 2023 ;
- la prise en compte des coûts des études liées aux conditions d'injection de l'hydrogène dans les réseaux ;
- la continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de transport et un site similaire raccordé à un réseau de distribution ;
- la prise en compte des coûts liés à la conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) ;
- les nouvelles obligations des GRT en matière d'analyse et de prévision.

1.2.3 Transparence

La CRE est attachée, dans le cadre des travaux tarifaires, à assurer la transparence pour toutes les parties intéressées sur les méthodes, les outils et les données qu'elle utilise.

Pour l'élaboration du tarif ATRT7, la CRE a publié dans ses consultations publiques l'ensemble des informations visées à l'article 26 du règlement (UE) 2017/460 (le « Code de réseau Tarif »), portant sur la configuration du réseau de transport, la méthodologie de détermination des termes tarifaires et sa comparaison avec la méthode de référence du Code de réseau Tarif. L'ensemble de ces données sont récapitulées dans l'annexe 4 de la consultation publique du 23 juillet 2019.

La CRE publie dans la présente délibération l'ensemble des informations visées aux articles 29 et 30 du Code de réseau Tarif : prix de réserve des capacités, paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence (notamment la justification des scénarios de flux), informations financières sur les charges à couvrir et leur répartition, évolution des tarifs... Ces informations sont récapitulées en annexe 4 de la délibération.

De plus, la CRE a publié les études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRT7. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023⁶ ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga⁷.

Enfin, la CRE publie sur son site un modèle tarifaire simplifié.

1.2.4 Avis de l'ACER

Conformément aux dispositions du code de réseau Tarif, l'ACER a rendu un avis sur la consultation publique finale de la CRE le 4 décembre 2019. L'avis est disponible sur le site internet de l'ACER⁸.

2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

2.1 Grands principes tarifaires

L'élaboration du tarif ATRT7 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des GRT (GRTgaz et Teréga) et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs réseaux respectifs.

Le tarif ATRT7 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à 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, à encourager les GRT à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

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

⁷ Audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel

⁸ Avis de l'ACER : https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20Report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20France.pdf

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1^{er} avril 2020 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

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

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

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

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP ;
- INT : flux financier de reversement inter-opérateurs prévisionnel.

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

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

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

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

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des 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.

2.1.1.2 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 GRTgaz et Teréga – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

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

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

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Modalités de calcul du taux de rémunération

La CRE reconduit, pour la période du tarif ATRT7, la méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs en vigueur pour le tarif ATRT6 qui 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, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans le cadre de ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, la CRE s'est interrogée sur l'introduction éventuelle, pour la période du tarif ATRT7, d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs. Compte-tenu de la dynamique lente d'évolution du taux unique de rémunération, calculé sur la base de paramètres de calcul de long terme, une telle évolution pourrait donner des signaux plus justes à l'investissement.

Les opérateurs et leurs actionnaires indiquent que le financement de l'activité est en général réalisé de manière globale, sans fléchage entre les nouveaux actifs et les nouvelles dettes de l'année. Ils mettent également en avant la complexité et le manque de lisibilité pour les investisseurs d'un tel mécanisme.

La CRE considère que cette complexité reste limitée et qu'elle serait tout à fait gérable par les opérateurs et par le régulateur. Toutefois, cette évolution présente un intérêt limité pour les GRT de gaz, dans un contexte de baisse marquée de leurs investissements sur la prochaine tarifaire. Par conséquent, la CRE ne retient pas cette évolution du calcul du taux de rémunération pour la période du tarif ATRT7.

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

La CRE reconduit, pour le tarif ATRT7, les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRT6. La valeur de la BAR est établie sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'État, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

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

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

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

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

2.1.2.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

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

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

La CRE constate que, pour les GRT de gaz, la quasi-totalité des investissements sont des investissements de cycle long. Les enjeux sont donc limités au regard de la complexité du suivi des investissements de maturité inférieure à un an qui ne pourrait pas se traiter en masse et nécessiterait des traitements extracomptables. La CRE ne retient donc pas cette piste d'évolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours pour les GRT de gaz pour le tarif ATRT7.

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

2.1.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.2.4.1 Traitement des coûts échoués

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

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



- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle (fixée au 3.1.3.3 de la présente délibération) ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE sont couverts par le tarif *via* le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués sera 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.

2.1.2.4.2 Traitement des actifs cédés

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

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

Pour le tarif 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 le gestionnaire de réseau à maximiser ce gain. L'opérateur 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 le GRT.

2.1.3 Principe du CRCP

Le tarif ATRT est défini par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. partie 2.3.3). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certaines postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative ainsi que pour la prise en compte d'éventuelles plus-values de cession ou coûts échoués une fois validés par la CRE.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Dans le cadre du tarif ATRT6, l'apurement du solde de ce compte était réalisé sur quatre ans, en annuités constantes, prises en compte dans le cadre des évolutions tarifaires mises en œuvre au 1^{er} avril de chaque année, au travers d'une diminution ou d'une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif.

Les autres tarifs de réseaux (TURPE en électricité et ATRD en distribution de gaz), comportent également un CRCP, dont le mode d'apurement est différent : il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement limitée à +/- 2 % ; en cas d'atteinte du plafond, le solde non apuré est reporté à l'année suivante. En fin de période tarifaire, le solde total du CRCP est pris en compte dans le revenu autorisé de la période tarifaire suivante.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé d'harmoniser le mode d'apurement du CRCP des GRT de gaz avec celui applicable aux autres gestionnaires de réseaux. Par ailleurs, la CRE a estimé que le plafond d'apurement de 2 % devait être conservé à ce niveau. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

Pour le présent tarif ATRT7, le solde du CRCP sera calculé au 31 décembre chaque année. Pour chaque GRT, le solde du CRCP sera apuré sur une durée d'un an, dans la limite d'une évolution tarifaire associée à cet apurement de +/- 2 %. Dans le cas où cette limite serait atteinte et ne permettrait pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année suivante, le solde non apuré au cours de l'année considérée sera reporté à l'année suivante.

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

De plus, pour assurer l'équilibre entre le revenu autorisé et les recettes tarifaires de chaque GRT, le tarif ATRT7 prévoit un flux de compensation entre les deux opérateurs, décrit au 2.6.6 de la présente délibération.

Enfin, la totalité du solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire sera prise en compte pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. C'est le cas pour le solde du CRCP en fin de période ATRT6.

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans

Le tarif ATRT7 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} avril 2020. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2020 à 2023. Il évoluera annuellement, au 1^{er} avril de chaque année, selon les modalités décrites au 2.2.2 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée d'environ 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Par ailleurs, le tarif ATRT7 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par le GRT au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2022 et 2023) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT7 se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.2.2 Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Les termes tarifaires ATRT7 s'appliquent à partir du 1^{er} avril 2020 et seront révisés annuellement selon les règles ci-dessous :

- les termes tarifaires aux PIR évolueront au 1^{er} octobre de chaque année, avec un premier mouvement de ces termes au 1^{er} octobre 2020. Les termes tarifaires actuellement en vigueur aux PIR continueront à s'appliquer entre le 1^{er} avril 2020 et le 30 septembre 2020 ;
- les autres termes tarifaires de la grille évolueront au 1^{er} avril de chaque année.

Ce calendrier permet d'une part, de conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux méthaniers, et stockage, et d'autre part, de répondre à la contrainte imposée par le code de réseau Tarif de disposer, en amont des enchères annuelles de capacités aux interconnexions (PIR), du niveau des termes tarifaires qui s'appliquera d'octobre N à octobre N+1.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent qu'elle offre une visibilité satisfaisante aux acteurs de marché et garantit le bon fonctionnement des enchères.

2.2.3 Principes de l'évolution annuelle du tarif

Le tarif ATRT7 met en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, l'évolution annuelle doit être identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal.

Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de GRTgaz et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutira à un coefficient k_{GRTgaz} pour GRTgaz et $k_{\text{Teréga}}$ pour Teréga. Les termes du réseau principal évolueront chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évolueront du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évolueront du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

Enfin, un reversement entre les deux GRT permettra de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen k_{national} sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT7 évoluera annuellement, à compter de 2021, le 1^{er} avril de chaque année, selon les principes suivants :

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

$$Z = IPC + X + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z 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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal, égal à -0,36 %.
- k_{national} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, 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 :

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

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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X_{GRTgaz} est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz, égal à -0,18 % ;
- k_{GRTgaz} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, 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 :

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

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 est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- $X_{\text{Teréga}}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga, égal à -1,34 %.
- $k_{\text{Teréga}}$ est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

Par exception, ces modalités d'évolution ne s'appliquent pas au timbre d'injection biométhane qui reste constant.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT7, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :

- à la mise en œuvre des codes de réseaux et/ou lignes directrices européens ;
- au fonctionnement de la zone de marché unique France ;
- à des modifications de l'offre des GRT ;
- aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

Enfin, le terme tarifaire stockage évoluera suivant le niveau fixé dans une délibération ad hoc par la CRE au terme de la campagne annuelle de commercialisation des capacités de stockage de gaz aux enchères.

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

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

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2019 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATRT7 apuré sur les 4 ans du tarif et est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2020.

Les écarts définitifs à reverser au CRCP pour l'année 2019 seront pris en compte lors de la mise à jour annuelle du 1^{er} avril 2021. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération ATRT6 du 15 décembre 2016⁹, et dans la délibération du 13 décembre 2018.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis au 3.1.1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATRT7 sont fixés au 2.3.3 de la présente délibération.

2.2.5 Calcul des coefficients k en vue notamment de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution de la grille tarifaire annuelle prend en compte trois coefficients k_{national} , k_{GRTgaz} , k_{Terega} qui visent à apurer, au 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Les coefficients k_{national} , k_{GRTgaz} , k_{Terega} sont plafonnés à +/- 2 %.

Les coefficients k_{GRTgaz} , respectivement k_{Terega} , sont déterminés de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, pour chaque GRT, dans la limite du plafonnement des coefficients k, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour (voir annexe 8 de la délibération) ;
- le solde du CRCP.

Le k_{national} est défini comme la moyenne de k_{GRTgaz} et k_{Terega} pondérée par les souscriptions auxquelles il s'applique chez chacun des GRT. Cette moyenne pondérée introduit un écart de recettes opposé chez chacun des opérateurs qui est compensé au travers de l'ajustement du flux inter-opérateur pour l'année N (les principes de ce flux sont fixés au 2.6.6 de la présente délibération).

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les souscriptions prévisionnelles considérées dans la présente délibération.

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATRT6 prévoyait que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 %.

Au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février et du 23 juillet 2019, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATRT7.

Ainsi, à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au 2.3.3 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période ATRT7 restera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

2.3.2 Régulation incitative des investissements

Au cours des 15 dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et son évolution prévisible à l'horizon 2030 conduisent la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par les GRT. A

⁹ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/atrt62> et <https://www.cre.fr/en/content/download/15339/18060>

cet égard, la CRE rappelle qu'ils devront faire l'objet d'analyses coûts-bénéfices robustes afin d'éviter de faire porter au consommateur final des coûts inutiles.

Cet objectif poursuivi par la CRE est cohérent avec les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire qui incitent à « *un renforcement de la sélectivité des investissements futurs. Ceux-ci devront porter en priorité sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables. Les extensions des réseaux doivent être maîtrisées afin d'éviter de créer des coûts échoués qui pèseraient inéluctablement sur les consommateurs de gaz puis sur l'ensemble de la collectivité nationale.* »

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

Le tarif ATRT6 prévoyait que tous les projets d'investissements d'un budget supérieur à 20 M€ font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget cible, avec une prime ou une pénalité attribuée à l'opérateur en fonction de l'écart entre ce budget cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/-10 % autour du budget cible.

La CRE, dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, a proposé de reconduire ce dispositif, en l'adaptant à la marge : ainsi, les modalités en vigueur pour la période ATRT6 seraient reconduites pour l'ATRT7, à l'exception de l'étendue de la bande de neutralité, que la CRE proposait de limiter à +/- 5 % du budget-cible. Néanmoins, s'agissant des projets d'interconnexion faisant l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts sur le fondement de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013, la CRE a considéré qu'il est pertinent de maintenir une bande de neutralité de 10 %. La quasi-totalité des contributeurs est favorable au mécanisme proposé par la CRE.

En conséquence, pour l'ATRT7, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement des dépenses serait prise à compter de l'entrée en vigueur de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 20 M€ :

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

Les projets pour lesquels une régulation incitative a été définie pendant la période ATRT6 conservent le mécanisme mis en œuvre pendant cette période tarifaire. A ce stade, l'enveloppe des projets concernés pour GRTgaz pendant le tarif ATRT7 est estimée à environ 248 M€ (renforcement Bretagne Sud, Vindecy, phase 1 de la conversion H-B). L'enveloppe des projets de Teréga est estimée à 58 M€ (projet Capens-Pamiers).

Pour GRTgaz, les projets concernés par ce mécanisme sont notamment :

- le raccordement de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau (29 M€ environ) ;
- le projet d'aménagement des voies fluviales dit « Canal Seine Nord », pour un budget estimé entre 25 et 30 M€ par GRTgaz dont 20 M€ sur la période ATRT7.

Pour Teréga, le nouveau projet concerné par le mécanisme est la phase 1 du projet de sécurité et maintien du réseau de Moissac, pour un budget estimé à 17 M€ par Teréga, dont 2 M€ sur la période ATRT7. Cette phase 1 fait partie d'un projet global dont le budget est estimé à 45 M€ par Teréga.

Ces listes ne sont pas exhaustives, de nouveaux projets pouvant apparaître au cours de la période couverte par le tarif ATRT7.

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

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

La présente délibération introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et

d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€.

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

2.3.2.3 Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions

Le tarif ATRT6 prévoyait un mécanisme d'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions. Ce mécanisme n'a pas été appliqué au cours de la période 2017-2019 du fait de l'absence de projet.

Dans sa consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE envisageait de supprimer ce mécanisme pour la période tarifaire ATRT7, considérant que ce dispositif n'était plus adapté au contexte tel que décrit au 2.3.2 de la présente délibération.

La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique partage les considérations de la CRE et s'est prononcée en faveur de sa proposition. En conséquence, la CRE confirme la suppression de toute incitation à la création de nouvelles capacités aux interconnexions.

2.3.2.4 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements hors réseaux

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

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

La CRE, dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, a proposé de reconduire le mécanisme, considérant que le retour d'expérience sur son efficacité était encore trop limité pour pouvoir tirer des conclusions. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de la proposition de la CRE. GRTgaz et les gestionnaires des réseaux de distribution demandent en revanche la couverture au CRCP des charges de capital liées aux SI.

En conséquence, la CRE reconduit pour le tarif ATRT7 le mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements hors réseaux décrite ci-dessus. En particulier, s'agissant des dépenses d'investissements SI, la CRE considère qu'il s'agit de charges globalement maîtrisables par les opérateurs, et arbitrables avec les charges d'exploitation. Pendant le tarif ATRT7, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la présente délibération.

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

Le montant estimé des investissements soumis à cette régulation incitative est de 94 M€ par an en moyenne pour GRTgaz, et de 8,3 M€ par an pour Teréga (véhicules et immobilier seulement).

En outre, Teréga a proposé d'expérimenter, à l'échelle de ses charges relatives au SI, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées. Teréga considère que cette expérimentation permettrait d'évaluer la faisabilité d'une solution où seules les solutions cœur de métier seraient maintenues en propre par l'opérateur (ce qui se traduit par une substitution des CAPEX vers davantage d'OPEX). La CRE considère que cette expérimentation peut répondre à des besoins identifiés de flexibilité dans le cadre de la transformation digitale des systèmes d'information. La CRE considère pertinent d'expérimenter avec Teréga ce mécanisme au périmètre des systèmes d'information (charges d'exploitation et investissements) pour la période tarifaire ATRT7. Elle fixe en outre le taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur. Les écarts sur la trajectoire globale sont portés au CRCP à hauteur de 50 %. La trajectoire incitée est fixée au 3.1.3.3.2 de la délibération.

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

2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes

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 sur toute la période couverte par ces tarifs.

Comme indiqué au 2.1.1 de la présente délibération, 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, peu prévisibles et peu maîtrisables par les gestionnaires des réseaux de transport de gaz.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a souhaité préciser les principes concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits dans les tarifs d'infrastructures. Ainsi, l'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

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

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Sur ce fondement, la CRE a consulté sur le périmètre du CRCP à retenir pour le tarif ATRT7, dans la consultation publique du 23 juillet 2019. Les participants à la consultation sont globalement favorables au périmètre qui a été proposé, avec des propositions alternatives sur certains postes à inclure ou à retirer du CRCP. En particulier, la CRE ne retient pas l'inclusion au CRCP des impôts et taxes, demandée par certains fournisseurs et opérateurs d'infrastructures au motif qu'ils ne seraient pas suffisamment maîtrisables ni prévisibles par les opérateurs. Comme indiqué dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE considère néanmoins il s'agit d'un poste de charges relativement prévisible.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRT7 de façon inchangée par rapport au tarif ATRT6, sont les suivants :

- 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 réseaux » et pour lesquelles seul l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réellement constatée est pris en compte (cf. paragraphe 2.3.1) ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO₂. Pour inciter les GRT à la maîtrise de ces charges, les écarts de ce poste sont couverts à 80 % par le CRCP : la trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges d'exploitation et l'inflation réellement constatée, couvert à 100 % par le CRCP ;
- certaines recettes tarifaires peu maîtrisables par les GRT, couvertes à 100 % au CRCP :
 - les recettes issues de la commercialisation de capacités de sortie domestique du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional et de livraison, et de capacités d'injection de biométhane ;
 - les recettes issues de la commercialisation de capacité d'entrée et sortie des stockages ;
 - les recettes de conversion de pointe de gaz H en gaz B ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) sont couvertes à 80 %, pour inciter les GRT à maximiser les souscriptions. Il en est de même pour les charges et produits annexes suivants :
 - recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
 - recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour TERÉGA ;

- recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
- recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.

La trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP ;

- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC), sont couverts à 100 % par le CRCP, le planning de réalisation des projets étant incertain ;
- 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) sont couvertes à 100 % ;
- les charges pour GRTgaz et les recettes pour Teréga liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Le montant de ces charges et recettes est couvert à 100 % par le CRCP. L'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;
- 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 sont couverts à 100% ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (cf. partie 2.5) : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par chaque GRT est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. 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 dernier¹⁰ ;
- les charges et les recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la zone de marché unique sont couvertes à 100 %. Certains acteurs souhaitent que ces coûts ne soient pas entièrement couverts au CRCP, considérant que les opérateurs ont une maîtrise partielle et qu'ils doivent être incités à optimiser la performance des mécanismes de résorption des congestions. La CRE considère effectivement que les GRT ont une maîtrise partielle sur les mécanismes de résorption des congestions. Néanmoins, ceux-ci sont relativement nouveaux dans le cadre de la zone de marché unique qui a été mise en œuvre récemment. Les coûts de congestion pour la période ATRT7 apparaissent donc peu prévisibles. Dès lors, la CRE considère pertinent de les inclure en totalité au CRCP, pour la période ATRT7 ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100% au CRCP.

Par ailleurs, la CRE fait évoluer deux autres postes actuellement au CRCP :

- en conséquence des nouvelles modalités d'accès à la zone desservie en gaz B définies par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2018¹¹, l'ensemble des charges de GRTgaz relatives à la prestation de conversion de gaz H en gaz B sont couvertes à 100% au CRCP (et non plus seulement celles résultant de l'évolution des volumes convertis). Certains acteurs souhaitent que ces charges ne soient pas couvertes à 100%, pour inciter GRTgaz à optimiser l'utilisation de cette prestation. Néanmoins, l'évolution de ces charges dépend de facteurs difficilement prévisibles et sur lesquels GRTgaz a peu de maîtrise;
- les écarts entre la prévision et le reversement réalisé entre Teréga et GRTgaz au titre 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, sont couverts à 100 % par le CRCP. La CRE adapte, pour le tarif ATRT7, la couverture des recettes de Teréga au PIR Pirineos, dont les écarts entre le prévisionnel et le réalisé sont couverts à 80%. Ainsi, l'incitation à hauteur de 20% de cet écart est maintenue sur la part des recettes conservée par Teréga, alors que la part des recettes reversées à GRTgaz est couverte à 100%, pour éviter un gain ou une perte indue pour Teréga.

Enfin, les nouveaux postes de charges et de recettes inclus au périmètre du CRCP du tarif ATRT7 sont les suivants :

- les recettes de raccordement des unités de production de biométhane et des stations de GNV, prises en compte à 100 %. En effet, les recettes de cette filière en émergence sont difficilement prévisibles en raison de l'incertitude sur les trajectoires de raccordement ;

¹⁰ Dans le cas d'une demande de mise à jour à mi-période des charges d'exploitation de R&D, le montant additionnel approuvé par la CRE sera ajouté à la trajectoire prévisionnelle

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2018-258 du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % (voir 2.1.2.4.2) ;
- les recettes associées aux pénalités perçues par les GRT au titre des dépassements de capacités souscrites, reversées à 100 % (voir 4.3.1.3) ;
- les charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés, notamment les opérateurs de stockage, pris en compte à 100 % ;
- 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 ;
- 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 2.6.5 de la présente délibération), couvert à 100% au CRCP ;
- le flux inter-opérateur entre les deux GRT associé à la répartition de l'évolution du facteur d'évolution tarifaire k national (voir partie 2.6.6 de la présente délibération), couvert à 100% au CRCP ;
- les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX » de Teréga, calculés en fin de période ATRT7, couverts à 50% au CRCP.

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

2.4 Régulation incitative à 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.

Dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009, date à laquelle elle a été mise en œuvre pour la première fois pour les GRT. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines d'importance particulière pour les utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé ce bilan positif et considéré que la régulation incitative de la qualité de service constitue un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux. Ils considèrent en outre, comme la CRE, qu'il s'agit d'un enjeu important pour les prochains tarifs et approuvent la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service ont permis d'améliorer les performances des GRT dans les domaines ciblés. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent s'adapter au contexte et aux besoins du marché. La présente décision tarifaire fait évoluer la régulation incitative de la qualité de service.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les objectifs fixés et les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 2 de la présente délibération.

2.4.1 Adaptation du dispositif pour la période ATRT7

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.

GRTgaz et Teréga ont mené une concertation auprès des acteurs de marché et ont proposé des évolutions visant à répondre aux attentes formulées par les acteurs de marché dans le cadre de la préparation de l'ATRT7. Deux thématiques se sont particulièrement démarquées :

- accès aux données et qualité de ces données ;
- qualité du service client.

2.4.1.1 Simplification du dispositif : suppression de 2 indicateurs

Dans sa consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a proposé de supprimer les indicateurs dont la qualité est suffisamment élevée pour ne plus apparaître parmi les besoins prioritaires exprimés par les acteurs de marché :

- **le suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites des GRT.** Cet indicateur, introduit au 1^{er} avril 2016 dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau équilibrage¹², est incité depuis le 1^{er} avril 2017. Lors de la Concertation, les acteurs de marché ont relevé que la qualité de ces informations était désormais satisfaisante et ont priorisé d'autres informations (cf. paragraphe 1.3.4.2.4) ;
- **le taux de disponibilité des portails utilisateurs.** Cet indicateur n'est plus incité depuis le 1^{er} avril 2018. Lors de la Concertation, les acteurs de marché ont relevé que la disponibilité était satisfaisante et ont priorisé d'autres indicateurs (cf. paragraphe 1.3.4.2.4).

Les contributeurs se sont exprimés favorablement sur la proposition de la CRE de simplifier le dispositif, qui supprime ainsi ces deux indicateurs pour la période tarifaire ATRT7, détaillés dans l'annexe 2.

2.4.1.2 Renforcement du dispositif

Afin de maintenir un niveau élevé de qualité de service, la CRE a proposé de modifier les indicateurs ci-dessous. Les contributeurs se sont exprimés favorablement sur la proposition de la CRE de renforcer le dispositif, qui modifie ainsi les indicateurs suivants pour la période tarifaire ATRT7 :

- **la qualité de la télé-relève des quantités intra-journalières aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée.** Pour la période ATRT7, le calcul de l'indicateur est affiné ;
- **la qualité des prévisions globales de consommation réalisées la veille et en cours de journée ;**
- **la fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur site internet.** Pour la période ATRT7, le stock en conduite projeté publié à l'heure H est considéré comme non conforme si au moins une des données qui ont été utilisées pour le calculer est non conforme ou si le résultat du calcul est non conforme. Une composante est considérée non conforme si l'écart¹³ pour chaque composante est supérieur à 30 GWh et analysé comme étant anormal. Les composantes principales de calcul sont :
 - les prévisions de consommation ;
 - les quantités programmées ;
 - le stock en conduite physique calculé à 6h du matin.

Par ailleurs les résultats sur **l'indicateur de qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison consommateurs et transmises le lendemain** sont supérieurs à l'objectif fixé par le tarif ATRT6. La CRE considère que le niveau de performance atteint est satisfaisant et doit être maintenu. En conséquence, pour la période tarifaire ATRT7 une incitation asymétrique est mise en place selon les modalités suivantes :

- le montant maximal du bonus que peut percevoir GRTgaz est fixé à 300 k€ et celui du malus est maintenu à 600 k€ ;
- le montant maximal du bonus que peut percevoir Teréga est fixé à 150 k€ et celui du malus est maintenu à 300 k€.

2.4.1.3 Evolution des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance

Les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance visent, d'une part, à donner de la visibilité à l'ensemble des utilisateurs du réseau pour anticiper au mieux les indisponibilités du réseau et, d'autre part, à réduire globalement les indisponibilités au bénéfice des utilisateurs.

Les 5 indicateurs relatifs aux programmes de maintenance dans le tarif ATRT6 étaient les suivants :

- la quantité de réduction des capacités disponibles ;
- la quantité de réduction des capacités souscrites ;
- le respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT ;
- le respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT ;

¹² 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

¹³ Les écarts sont calculés entre chaque heure.

- le respect de la meilleure prévision de maintenance, non engageante, publiée en M-2 par le GRT.

Ces indicateurs étaient calculés mensuellement, avec une valeur pour chaque point du réseau pour chaque GRT. Les catégories de points retenues étaient les PIR dans le sens dominant, l'entrée aux PITTM, l'entrée et la sortie aux PITS et l'interface GRTgaz/Teréga dans les deux sens.

Afin de tenir compte du principe de commercialisation aux enchères des capacités de stockage depuis le 1^{er} janvier 2018, la CRE a proposé de modifier le calendrier de publication du programme de maintenance et les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance. Les contributeurs se sont prononcés en faveur de la proposition de la CRE qui modifie les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance de la manière suivante :

- suppression de **l'indicateur relatif à la quantité de réduction des capacités disponibles**. Cet indicateur n'est pas jugé utile par les acteurs de marché ;
- maintien de **l'indicateur de quantité de réduction des capacités souscrites** ;
- les 3 indicateurs relatifs au respect des programmes de maintenance sont remplacés par les indicateurs suivants, détaillés dans l'annexe 2 :
 - **respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février**. Cet indicateur est calculé selon deux valeurs globales (octobre et février) avec, pour chaque valeur, une distinction entre les écarts positifs et les écarts négatifs¹⁴ ;
 - **respect des valeurs probables publiées en octobre et février**. Cet indicateur est calculé selon deux valeurs globales (octobre et février) avec, pour chaque valeur, une distinction entre les écarts positifs et les écarts négatifs.

Ces indicateurs sont calculés annuellement et agrégés pour chaque catégorie de points¹⁵ (PIR, PITTM, PITS) dans le sens dominant des flux, avec un niveau de détail permettant de préciser l'origine des maintenances.

2.4.1.4 Introduction de nouveaux indicateurs de qualité de service

Les nouveaux indicateurs introduits dans le tarif ATRT7 ne sont pas incités financièrement à compter du début de la période tarifaire mais pourront l'être dans le cadre d'une mise à jour tarifaire annuelle.

La mise en œuvre de la zone de marché unique depuis novembre 2018 conduit les expéditeurs à utiliser prioritairement un certain nombre d'informations qui n'ont pas fait l'objet d'un suivi particulier dans le tarif ATRT6. Compte tenu des enjeux de bon fonctionnement de la zone de marché unique, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 23 juillet 2019 l'introduction de deux indicateurs permettant de s'assurer de la mise à disposition des informations utiles aux expéditeurs relatives au fonctionnement de la zone unique. Les contributeurs se sont exprimés favorablement sur la proposition de la CRE. La CRE maintient sa proposition et introduit les deux indicateurs suivants :

- **un indicateur de suivi de la mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs** dont les composantes sont détaillées en annexe 2 :
 - prix de règlement des déséquilibres ;
 - publication de données aux clients (avis, bordereaux, etc..) ;
 - substitution des mesures par des données de back-up pour les données des PITD ;
 - taux de disponibilité des ventes de capacités fermes court terme ;
 - transparence sur les appels aux *spreads* localisés ;
 - information vigilance sur l'état du réseau (vert/orange/rouge, etc.) pour le lendemain et jusqu'à J+5 : la valeur suivie est le taux de disponibilité de l'information vigilance sur les sites des GRT.
- **un indicateur mensuel de suivi de fonctionnement de la zone de marché unique**, dont les composantes sont les suivantes :
 - *spread* moyen *end-of-day* entre le PEG et le TTF;
 - nombre d'acteurs actifs au PEG ;
 - occurrence d'apparition de congestions sur le réseau ;

¹⁴ Un écart est dit positif, respectivement négatif, quand de la capacité a été rajoutée, respectivement retirée, par rapport au programme de maintenance publié.

¹⁵ Les contraintes des superpoints (groupement de points au sein duquel les expéditeurs peuvent optimiser leurs nominations en période de maintenances ou de restriction mutualisée) sont répercutées sur les points contractuels qui composent le superpoint (au *pro rata* des capacités souscrites)

- nombre de restrictions mutualisées ;
- coût total des *spreads* localisés ;
- coût moyen des *spreads* localisés ;
- impact des maintenances sur le réseau les jours d'occurrence d'une congestion sur le réseau.

Le suivi des réclamations fait l'objet d'un point d'attention de la part de la CRE dans son Rapport sur le respect des codes de bonne conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux 2017-2018 publié en février 2019¹⁶. La CRE demandait notamment à GRTgaz d'harmoniser la définition de la notion de réclamation et d'apporter davantage de transparence sur le nombre de sollicitations réelles de la part des utilisateurs du réseau et sur la réponse qui y était apportée. Le sujet constitue une attente forte de la part des acteurs de marché qui ont répondu favorablement à la proposition de la CRE d'introduire **un indicateur de suivi du nombre de réclamations et du délai de traitement des réclamations** dans le cadre de la qualité du service client.

L'indicateur est calculé au moyen des deux composantes suivantes :

- suivi du nombre de réclamations constatées par les GRT ;
- suivi du délai de traitement des réclamations selon la complexité des demandes (simple, complexe, étude).

2.4.1.5 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATRT6 comportait deux 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.

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 les fuites de méthane, qui découlent plus directement du mode de gestion du réseau, comme par exemple le recours à des opérations de recompression et de réinjection de gaz lors d'opérations de maintenance (en lieu et place d'un rejet dans l'atmosphère).

Les contributeurs se sont exprimés favorablement à la proposition de la CRE de suivre de manière séparée les émissions de méthane et introduit ainsi un **indicateur de suivi des émissions de méthane sur les réseaux** (incluant le périmètre des pertes diffuses, des mises à l'évent et des accidents/incidents), rapportées au volume de gaz transporté.

Cet indicateur n'est pas incité financièrement.

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

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires 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.

Le cadre de régulation défini par le tarif ATRT6 a introduit un dispositif spécifique aux dépenses liées au domaine de la R&D et innovation (R&D&I) :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D&I, complété par un rapport public biannuel.

Par ailleurs un guichet *smart grids* a été mis en place pour les opérateurs d'électricité, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*.

Dans ses consultations publiques des 14 février et 23 juillet 2019, la CRE proposait de maintenir l'incitation à engager effectivement les dépenses de R&D&I et à renforcer la transparence sur les projets et dépenses associées,

¹⁶ Rapport 2017-2018 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-2017-2018-sur-le-respect-des-codes-de-bonne-conduite-et-l-independance-des-gestionnaires-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel>

assortie d'une possibilité de réviser à mi-période les dépenses associées aux *smart grids*. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques se sont exprimés en faveur des propositions de la CRE. Plusieurs acteurs ont toutefois indiqué que les activités faisaient l'objet d'un financement par le tarif de transport devaient être limités aux seules missions des gestionnaires de réseaux.

Pour la période tarifaire ATRT7, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs est maintenu, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de leur offrir plus de souplesse dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATRT7, les GRT présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE et les opérateurs :
 - o la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
 - o la publication bisannuelle par les opérateurs d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif ;
- le guichet *smart grids* est étendu aux GRT de gaz : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts-bénéfices favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, GRTgaz et Teréga pourront ainsi demander à mi-période tarifaire l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourraient être introduits ;
- les opérateurs consulteront les acteurs de marché avant l'été 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

2.6 Flux financiers Inter-opérateurs

2.6.1 Reversement de Teréga à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie au PIR Pirineos

A l'occasion de la création de la zone de marché unique, le maintien constant du coût des principales routes de transit a entraîné le report d'une partie des recettes initialement perçues à la liaison Nord-Sud (en zone GRTgaz) sur le point de sortie Pirineos (situé en zone Teréga). Pour autant, les coûts induits par l'utilisation de cette route de transit sont toujours supportés par les deux GRT. Par ailleurs, le service rendu par chacun des deux GRT reste identique. Ainsi, pour éviter une subvention croisée entre les deux GRT, la délibération du 15 décembre 2016 a introduit, à compter de la création de la zone de marché unique, un flux financier de Teréga à GRTgaz.

Ce versement de Teréga à GRTgaz, correspondant aux coûts supportés par GRTgaz pour l'utilisation de cette route de transit, était égal, au moment de la création de la zone de marché unique, à la hausse du tarif Pirineos due au report des recettes Nord-Sud sur le terme Pirineos. Au 1^{er} avril 2020, le niveau du terme de reversement s'élève à 121,6 €/MWh/j/an. Par la suite, il évolue au 1^{er} avril de chaque année de l'inflation.

Ce reversement est couvert à 100% au CRCP.

2.6.2 Contrat inter-opérateur au titre de l'utilisation du réseau de Teréga par GRTgaz

GRTgaz, pour acheminer le gaz depuis les terminaux méthaniers de Fos Tonkin et Fos Cavaou vers le nord de la France, peut avoir recours au réseau de transport de Teréga. A ce titre, GRTgaz et Teréga ont signé un contrat de prestations de service, dont le montant (de l'ordre de 36 M€ par an) est intégré dans la trajectoire d'OPEX nettes de chacun des deux GRT.

Les coûts de ce contrat sont couverts à 100 % au CRCP.

2.6.3 Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge

L'*open season* menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer le point d'interconnexion d'Alveringem. Les capacités d'entrée en Belgique

depuis le terminal méthanier de Dunkerque sont commercialisées par Fluxys, le transport sur le réseau de GRTgaz faisant l'objet d'une prestation de service de GRTgaz à Fluxys.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011¹⁷, la CRE a indiqué, qu'au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, le tarif facturé par GRTgaz à Fluxys pour le transport du terminal vers la Belgique serait de 45 €/MWh/j/an. La CRE a prévu que ce montant serait réévalué en fonction du niveau réel des investissements.

Conformément à la délibération susmentionnée, la CRE a calculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison du projet. En conséquence, le prix de la prestation s'élève, au 1^{er} avril 2020, à 46,18 €/MWh/j/an.

2.6.4 Répartition des recettes au PEG de la *Trading Region France*

Depuis la création de la zone de marché unique, le 1^{er} novembre 2018, les recettes au PEG France font l'objet d'une répartition entre les deux GRT qui opèrent la *Trading Region France*.

La CRE a décidé de répartir ces recettes au prorata des revenus autorisés des opérateurs, soit 12% pour Teréga et 88% pour GRTgaz. Ainsi :

- lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec GRTgaz seulement, ou avec GRTgaz et Teréga il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG auprès de GRTgaz. GRTgaz reverse 12% de ces recettes à Teréga ;
- lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec Teréga, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG auprès de Teréga. Teréga reverse 88% de ces recettes à GRTgaz.

2.6.5 Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane

Dans la consultation publique du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection, la CRE proposait que le timbre d'injection soit facturé de la manière suivante :

- aux expéditeurs pour les installations injectant sur le réseau de transport ;
- aux producteurs pour les installations injectant sur le réseau de distribution.

De plus la CRE proposait que les recettes perçues par les GRD au titre des producteurs s'étant vu affecter le coefficient 3, dans leur majeure partie associées à l'exploitation des rebours, soient ensuite transférées aux GRT pour financer les OPEX des rebours bénéficiant aux utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel.

Certains contributeurs ont estimé que cette différence de facturation, ainsi que le transfert de recettes des distributeurs aux transporteurs, pourraient générer des complexités opérationnelles dans la collecte du timbre d'injection.

La CRE estime que les principes envisagés dans la consultation publique doivent être maintenus dans la mesure où elles sont adaptées aux réalités opérationnelles respectives des gestionnaires de réseaux de transport et distribution.

La CRE fixe la part des recettes perçues au titre du terme tarifaire d'injection de niveau 3, reversée par les GRD aux GRT concernés, à 0,65 €/MWh correspondant à la part des OPEX rebours. Le reversement se fera 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 seront pris en compte au CRCP à 100%.

Les principes de prise en compte dans le tarif ATRT7 de la filière biométhane sont définis au 4.3.4 de la délibération.

2.6.6 Reversement inter-GRT au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal

Comme décrit aux points 2.1.3 et 2.2.2 de la présente délibération, les termes tarifaires du réseau principal évolueront annuellement en prenant en compte un coefficient k_{national} ,

Ce coefficient, compris entre +2% et -2%, correspond à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$, et sera appliqué uniformément à tous les termes tarifaires du réseau principal de transport.

En conséquence, un déséquilibre peut apparaître entre les recettes prévisionnelles et le revenu à percevoir de chacun des deux GRT. Pour compenser cet éventuel déséquilibre, le tarif ATRT7 prévoit que les GRT se reverseront

¹⁷ Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 12 juillet 2011 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

le déséquilibre constaté : le GRT qui aura perçu un excédent de recettes reversera cet excédent au GRT en déficit de recettes.

Ce reversement est couvert à 100% au CRCP.

2.6.7 Reversement des GRT aux opérateurs de stockage au titre de la compensation stockage

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.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

3.1 Niveau des charges à couvrir

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

3.1.1.1 GRTgaz

GRTgaz considère que son dossier tarifaire vise à répondre à plusieurs enjeux, en particulier :

- adapter ses infrastructures pour accueillir à court terme les quantités de biométhane prévues par le projet de PPE et à plus long terme les gaz renouvelables ou faiblement carbonés indispensables à l'atteinte des objectifs de décarbonation complète du mix énergétique ;
- identifier les usages du réseau à terme dans le contexte de baisse des consommations ;
- adapter le système informatique dans un contexte d'accroissement des risques d'actes de malveillance digitale sur les infrastructures sensibles, d'augmentation du recours aux outils digitaux et d'accroissement du volume de données échangées et partagées ;
- réduire l'empreinte environnementale de l'entreprise à travers la réduction des fuites de méthane et l'optimisation des consommations d'énergie ;
- maîtriser les trajectoires d'investissements ;
- accompagner les consommateurs souhaitant améliorer la performance de leurs équipements ou convertir au gaz leurs usages dans le but de réduire leur empreinte environnementale.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRTgaz à demander, en 2020, un total de charges à couvrir de 1 898,2 M€¹⁸, soit 112,3 M€ de plus que les dépenses réalisées en 2018 (soit + 6,3%).

3.1.1.2 Teréga

Teréga a construit sa demande tarifaire pour le transport de gaz en lien avec son plan de transformation d'entreprise « Impact 2025 » caractérisé par les axes stratégiques suivants :

- accélérer la digitalisation de l'entreprise par la transformation des systèmes d'information ;
- accélérer l'adaptation des infrastructures gazières à l'arrivée des nouveaux gaz ainsi que l'étude des synergies entre les différentes énergies et leurs infrastructures (*Smart Grids Multi-Energies*) ;
- renforcer la sûreté et la cybersécurité ;
- améliorer la reconnaissance et la présence de l'entreprise sur les territoires en France et en Europe ;
- améliorer l'efficacité énergétique et la responsabilité environnementale de l'entreprise.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit Teréga à demander, en 2020, un total de charges à couvrir de 276,7 M€¹⁹, soit 35,3 M€ de plus que les dépenses réalisées en 2018 (soit +14,6%).

¹⁸ Hors effets lissage, apurement CRCP et flux inter-opérateurs

¹⁹ Hors effets lissage, apurement CRCP et flux inter-opérateurs

3.1.2 Charges d'exploitation

3.1.2.1 Demande des opérateurs

3.1.2.1.1 GRTgaz

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par GRTgaz dans sa demande pour la période ATRT7 2020-2023, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	769,6	832,5	851,8	874,8	890,1

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris les charges d'énergie, la demande de GRTgaz conduirait en 2020 à une hausse de +62,8 M€, soit +8,2% par rapport au réalisé 2018. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +5,6 %. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2,3 % en moyenne par an (+ 2,7 %/an en moyenne hors énergie).

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

- « Masse salariale » : GRTgaz prévoit une forte hausse des effectifs sur la période ATRT7 que GRTgaz justifie par l'internalisation des compétences clés SI et le développement du biométhane et des nouveaux gaz ;
- « Autre appui opérationnel » : la hausse des effectifs ainsi que la fin des grands travaux et la transformation de l'entreprise et des métiers impliquent, selon GRTgaz, un besoin plus important en formation, en frais d'études commerciales, de stratégie et de bilans prévisionnels ;
- « Système industriel hors R&D » : la hausse des dépenses est liée, selon GRTgaz, aux événements cycliques associés à la maintenance préventive et au nombre d'opérations de démantèlement et retraits d'ouvrages ;
- « Énergie » : GRTgaz anticipe une hausse de ses charges, qu'il justifie d'une part, par des flux nord-sud plus élevés qu'en 2018 du fait d'une prévision de baisse des arrivées de GNL au terminal de Fos, et d'une prévision de hausse des flux en sortie au PIR Pirineos, et d'autre part, par le besoin d'acquisition de quotas de CO2 sur la période ATRT7.

3.1.2.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par Teréga dans sa demande pour la période ATRT7 2020-2023, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	72,5	85,7	91,0	93,0	96,3

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, la demande de Teréga conduirait en 2020 à une hausse de +13,2 M€, soit +18,2% par rapport au réalisé 2018. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +17,3 %. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +4,0 % par an en moyenne (+4,0 %/an en moyenne hors énergie).

Dans le cadre de son projet d'entreprise, Teréga souhaite mobiliser des moyens humains et matériels significatifs ayant un impact à la hausse sur les charges d'exploitation. Les postes suivants présentent les hausses les plus importantes entre le réalisé de 2018 et le prévisionnel de 2020 :

- « Coûts de Personnel » : la hausse est liée principalement à une évolution importante des effectifs ;
- « Télécommunication et Informatique » : la hausse est liée à l'élargissement des services et abonnements sur le *Cloud*, dans le cadre de l'implémentation de la nouvelle stratégie SI de l'entreprise ;
- « Entretien majeur » : la hausse est liée à une prévision de hausse de la maintenance des stations de compression ;
- « Énergie » : Teréga anticipe une hausse de ses charges liées, d'une part, à une hausse de la consommation d'électricité et de son prix du fait du recours à de l'électricité verte, et d'autre part à l'intégration de la taxe TIC et de quotas de CO2 dans sa trajectoire.

3.1.2.2 Analyse de la CRE

3.1.2.2.1 Enjeux identifiés par la CRE et approche retenue

○ **Ralentissement des charges liées au développement des grands projets**

L'amélioration du fonctionnement du marché du gaz, qui est un objectif principal poursuivi par la CRE depuis sa création, a été permise grâce au renforcement de l'intégration avec les marchés voisins d'une part, et à la simplification progressive de l'organisation du marché français d'autre part. Ces deux axes ont nécessité des travaux de renforcement significatifs sur le réseau de transport, notamment pour réduire les congestions, mais également la mise en œuvre de systèmes d'information. L'étape finale de 15 années d'importants investissements a été atteinte avec la fusion, au 1^{er} novembre 2018, des places de marché TRS et PEG Nord (« fusion des zones »).

La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné pour garantir le fonctionnement efficace du marché du gaz, et que la fusion des zones a marqué la fin d'un cycle de grands projets. Cette évolution dans l'activité des GRT doit conduire à une réduction des charges associées aux grands projets d'investissements, et à des redéploiements des moyens concernés vers d'autres activités de l'opérateur.

Par ailleurs, les orientations de la politique énergétique transmises par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire soulignent « l'importance d'une maîtrise des coûts afin d'une part de ne pas faire subir aux consommateurs de charges excessives et d'autre part d'éviter à terme un risque de coûts échoués ».

○ **La transition énergétique a des conséquences sur la gestion des infrastructures et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs**

La transition énergétique oblige l'ensemble des acteurs des systèmes gaziers, opérateurs mais aussi régulateur, à penser différemment.

Les gestionnaires de réseaux doivent parvenir à concilier deux tendances contradictoires :

- la baisse des consommations de gaz, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie ;
- l'apparition de nouveaux coûts pour permettre notamment l'insertion des gaz renouvelables sur les réseaux.

Afin de maîtriser l'évolution des tarifs futurs, dans un contexte de diminution prévisible des consommations, les évolutions des missions des GRT doivent être mises en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes.

○ **L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée**

L'innovation et les possibilités nouvelles offertes par la révolution numérique sont un levier afin d'optimiser les coûts associés aux transformations des réseaux imposés par la transition énergétique. Les GRT doivent favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements voire de coûts échoués.

Par ailleurs, du fait de leur rôle central au sein du système gazier, les GRT doivent aussi être les facilitateurs de l'innovation pour les utilisateurs de leurs infrastructures.

La CRE considère que les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux en pleine modernisation et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux. Les GRT se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

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

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT6 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRT7, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

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

Pour ces raisons, la CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2018 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz and Co pour effectuer un audit des charges d'exploitation des opérateurs de transport de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2019. Le rapport de l'auditeur, fondé

sur la première version des demandes des opérateurs, a été publié pour chacun des opérateurs en même temps que le document de consultation publique de juillet 2019.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une vision claire et complète des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATRT6 ainsi que des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2020-2023). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018) et prévisionnelles (2020-2023) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRT7.

La CRE a par elle-même analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie et les coûts de traitement des congestions.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les opérateurs dans le courant du mois de juin 2019. Les GRT ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

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

3.1.2.2.2 GRTgaz

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de GRTgaz sur la période ATRT7 :

GRTgaz, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
Trajectoire demandée par GRTgaz	832,5	851,8	874,8	890,1
Réalisé 2018 inflaté	791,3	804,0	817,7	832,4
Trajectoire auditeur (avant efficience)	784,2	801,2	821,0	832,0
Trajectoire Auditeur (après efficience)	784,2	800,8	814,6	822,8
Impact sur la demande de GRTgaz (après efficience)	-48,3	-51,0	-60,2	-67,3

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais liés au personnel, le Système d'Information et le Système industriel. La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 23 juillet 2019 a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de GRTgaz sont présentés ci-après.

Frais liés au personnel

Sur la période 2020-2023, GRTgaz souhaite réaliser une augmentation nette de sa trajectoire d'effectifs de 122 ETP (sur un effectif d'environ 3000 ETP). Cette augmentation nette résulte, selon la demande de GRTgaz, d'un besoin d'ouverture de 230 postes, pourvus en partie grâce à 108 redéploiements en interne (59 redéploiements de personnel précédemment affecté à d'autres activités qui ont pris fin, comme par exemple les grands projets de développement du réseau et 49 redéploiements liés à des efforts de productivité de l'opérateur).

L'auditeur considère que le nombre de créations de poste (hors ceux associés à l'internalisation des compétences SI, qui fait l'objet d'un traitement *ad hoc*) demandé par GRTgaz est surestimé. Parmi les 230 ouvertures de poste demandées par GRTgaz, seules 152 sont retenues par l'auditeur, pour les raisons suivantes :

- l'augmentation des effectifs liée au développement du biométhane (66 ETP demandés) semble, d'après l'auditeur, largement surévaluée au vu du nombre de raccordements prévus sur la période ATRT7 (15 à 20 raccordements par an) ;
- le stade de développement auquel se trouvent l'hydrogène et le *power to gas* aujourd'hui et dans les 4 prochaines années ne justifie pas, selon l'auditeur, les recrutements envisagés par GRTgaz.

L'auditeur retient, après analyse de l'évolution du nombre d'EMP immobilisés historiquement et de la baisse de production immobilisée présentée par GRTgaz, une hypothèse de redéploiement interne de 65 ETP. Il retient par ailleurs l'effort de productivité proposé par GRTgaz.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations compte tenu de ses échanges avec l'opérateur.

La CRE considère, comme l'auditeur, que la fin des grands projets d'investissements opérés au cours des périodes précédentes par GRTgaz permettra de redéployer des effectifs vers les activités qui créent le besoin d'ouvertures de postes. Elle retient également l'effort de productivité proposé par GRTgaz sur les effectifs.

S'agissant des demandes de recrutements liés au développement du biométhane, la CRE a procédé à plusieurs ajustements par rapport à la demande de GRTgaz :

- les orientations de la politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, prévoient que les hypothèses à prendre en compte en terme de développement du biométhane « *devront s'appuyer sur la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours de concertation. Elle fixe un objectif de biométhane injecté dans les réseaux gaziers de 6 TWh PCS en 2023 et entre 14 à 22 TWh PCS en 2028.* » La CRE retient, en lien avec ces orientations, un volume injecté total de 6 TWh de biométhane injecté à horizon 2023, tel que prévu par le projet de PPE, soit un ajustement de -40% des trajectoires demandés par les gestionnaires de réseau.

Pour GRTgaz, cet ajustement revient à retenir 1,1 TWh de biométhane injecté à horizon 2023 (à comparer à 1,8 TWh dans sa demande) et un rythme annuel moyen de 12 nouveaux raccordements par an sur la période ATRT7 (à comparer à 20 par an dans la demande de GRTgaz). Comme l'avait proposé l'auditeur, les charges de personnel retenues par la CRE sont réduites à due proportion de cet ajustement des volumes.

- L'auditeur avait en outre considéré que les ressources par raccordement envisagées par GRTgaz étaient excessives. La CRE a retenu seulement en partie l'ajustement proposé par l'auditeur sur ce point.
- Enfin, compte tenu des travaux importants que les GRT devront engager dans les prochains mois afin de mettre en œuvre les dispositions relatives au « droit à l'injection » et du nombre élevé de demandes de raccordement en cours, la CRE retient, pour l'année 2020, une enveloppe spécifique additionnelle de 14 M€.

Par ailleurs, la CRE accepte une partie de la demande de GRTgaz concernant les recrutements pour l'exploitation du pilote de Power to gas Jupiter 1000 et pour réaliser des études R&D en lien avec les conséquences de l'injection l'hydrogène dans les réseaux.

Enfin, la CRE a retenu la demande de GRTgaz s'agissant des hypothèses d'évolution du salaire national de base (SNB) du régime des industries électriques et gazières. Elle retient également la trajectoire d'Avantage Nature Energie de l'opérateur.

La trajectoire retenue par la CRE correspond à une stabilité des effectifs sur la période ATRT7 (hors projet d'internalisation des SI de GRTgaz).

Système d'Information

GRTgaz présente un projet d'internalisation des compétences clés relatives au système d'information, que l'auditeur n'a pas remis en cause. Ce dernier a estimé que les frais liés au personnel internalisé devraient être pris en compte dans l'analyse des dépenses liées au SI. L'auditeur a retenu des trajectoires de coûts SI plus basses que celles de GRTgaz en se fondant sur une approche de coûts totaux (main d'œuvre + charges d'exploitation + investissements).

En conséquence, l'auditeur a considéré que les projets SI prévus par GRTgaz relèvent de transformations continues du système d'information. Ces transformations ne sont pas, selon lui, à l'exception des projets de cybersécurité, de nature à constituer une rupture justifiant des surcoûts exceptionnels et devront être réalisés dans un cadre de stabilité budgétaire pour les dépenses SI.

L'auditeur a proposé une trajectoire en coûts totaux des SI (main d'œuvre +charges d'exploitation+ investissements) égale au réalisé 2018 en euros courants à laquelle il a ajouté les dépenses nouvelles de charges d'exploitation liées à la cybersécurité proposées par GRTgaz.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur et retient en conséquence l'ajustement qu'il recommande, soit -7,1 M€ en moyenne par an par rapport à la demande de GRTgaz.

Système Industriel

L'auditeur a construit la trajectoire de la majorité des sous-postes de cette rubrique en indexant le réalisé 2018 sur l'inflation, en tenant compte de la hausse exceptionnelle de certaines charges (notamment les charges liées au

traitement et au remplacement des cheminées de compression) et en écartant certaines dépenses non justifiées par l'opérateur (notamment les charges relatives aux programmes de traitement d'obsolescence). La trajectoire proposée par l'auditeur est en conséquence en ligne avec le réalisé 2018 en euros courants en moyenne sur la période ATRT7.

Il en résulte un ajustement proposé par l'auditeur de -12,6 M€ par an en moyenne sur les charges du système industriel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse par rapport au réalisé 2018.

Analyse de la CRE

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

GRTgaz a mis en évidence un net accroissement du volume de postes de livraisons de son parc qui sont en exploitation depuis plus de 30 ans, ainsi que le risque que ces postes connaissent des défaillances lors de la période ATRT7. La CRE retient en conséquence la demande de GRTgaz s'agissant des dépenses liées au traitement du vieillissement du réseau (soit 10,9 M€ en moyenne par an de dépenses Réseau). D'autres dépenses du système industriel (notamment le traitement de l'obsolescence des automates) relèvent, après échange avec l'opérateur, de dépenses d'investissements. La CRE ne les retient donc pas dans la trajectoire de charges nettes d'exploitation, mais le tarif donne néanmoins les moyens à GRTgaz de mener à bien ces projets. La CRE considère que la question de la gestion des actifs vieillissants du réseau doit être étudiée par les opérateurs, notamment concernant des arbitrages entre des charges d'exploitation de maintenance pour prolonger la durée de vie des actifs et des investissements pour les remplacer.

GRTgaz a également fourni le détail des interventions de maintenance sur les compresseurs. Ces maintenances sont réglementaires et obligatoires au-delà de 30 000 heures de fonctionnement. Les coûts associés à ces maintenances (soit 1,6 M€/an entre 2021 et 2023) sont en conséquence retenus par la CRE.

Toutefois, afin de garantir que les programmes de maintenance associés à la trajectoire tarifaire fixée par la CRE seront bien mis en œuvre, la CRE demande à GRTgaz de lui présenter, en fin de période tarifaire, un bilan des programmes de maintenance réellement réalisés ainsi que les dépenses associées, en les comparant avec le programme tel que présenté par GRTgaz dans son dossier tarifaire. Le cas échéant, les dépenses associées à des maintenances qui n'auront pas été mises en œuvre viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif.

Par ailleurs, la CRE retient une trajectoire de charges induites par les investissements (principalement des charges de démantèlement liées à des travaux pour tiers) à un niveau égal à celui constaté en 2018, corrigé de l'inflation (soit 9,8 M€ en moyenne par an).

Charges d'énergie

La demande de GRTgaz concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂) repose sur une hypothèse de hausse importante de flux Nord vers Sud par rapport à 2018. En effet, GRTgaz prévoit en 2020 :

- une baisse des flux en entrée dans les terminaux de Fos (-37% par rapport à 2018) ;
- une hausse des flux vers Teréga (+62%) en lien avec la fusion des zones qui permet au marché espagnol d'augmenter ses capacités d'arbitrage entre GNL, gaz gazeux en provenance du Nord de l'Europe et gaz gazeux en provenance d'Algérie. GRTgaz fait l'hypothèse d'une saturation des capacités de sortie à Pirineos (à hauteur de la capacité ferme souscrite).
- une baisse des consommations de la zone Sud (pour la zone de GRTgaz) selon les prévisions de consommation du scénario bleu des perspectives gaz²⁰ (-4% en 2023 par rapport à 2018).

²⁰ Perspectives gaz naturel et renouvelables sur l'horizon 2018-2035 : <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Perspectives-Gaz-2018.pdf>

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRT7
Gaz (M€)	43	56	54	56	56	55
Volumes (GWh)	2 768	2 869	2 757	2 655	2 533	2 703
Electricité (M€)	35	44	42	40	37	41
Volumes (GWh)	430	539	507	475	443	491
CO ₂ (M€)	-	-	5	5	6	4
TIC (M€)	7	8	8	7	7	8
Total charges d'énergie (M€)	85	109	109	108	105	108

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de consommation d'énergie sont réduits, compte tenu d'hypothèses moins conservatrices d'émission de gaz naturel liquéfié (GNL) au PITTM de Fos : prenant en compte les tendances observées sur les marchés et les prévisions d'évolution de l'offre mondiale de GNL avec la mise en service des usines de liquéfaction russes, américaines et australiennes, la CRE retient un flux moyen annuel de 170 GWh/j à Fos, soit la moyenne observée sur les deux dernières années ;
- la prise en compte d'une hausse moindre que celle envisagée par GRTgaz de flux de livraison vers Teréga par rapport à 2018 (+ 33% au lieu de + 62 %). Une hausse de 62% des flux vers Teréga, telle que prévue par GRTgaz, serait techniquement difficile à atteindre. La hausse estimée par la CRE tient compte de la hausse des flux à Pirineos depuis la fusion des zones (mais pas jusqu'à la saturation des capacités comme GRTgaz) et une légère baisse de la consommation de la zone Teréga ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC (Taxe Intérieure sur la Consommation) et la trajectoire de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation ;
- la prise en compte des prix futurs observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023;
- la prise en compte d'une trajectoire l'EBT (Ecart Bilan Technique) en ligne avec les derniers résultats observés et stable sur la période ATRT7.

Ces ajustements conduisent à la trajectoire suivante :

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRT7
Gaz (M€)	43	49	48	45	45	47
Volumes (GWh)	2 768	2 669	2 684	2 518	2 507	2 595
Electricité (M€)	35	38	38	34	34	36
Volumes (GWh)	430	458	460	405	404	432
CO ₂ (M€)	-	1	6	5	5	4
TIC (M€)	7	7	8	7	7	7
Total charges d'énergie (M€)	85	96	99	91	91	94

Les charges d'énergie sont couvertes à 80% au CRCP. Par ailleurs, la trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP.

Recherche et Développement (R&D)

GRTgaz demande, pour la période ATRT7, un budget de charges nettes d'exploitation brutes (hors recettes RICE et charges indirectes) de 134 M€ (soit 33 M€/an en moyenne sur la période), réparti en trois finalités :

- sécurité industrielle (29 M€) : assurer la sécurité des biens et des personnes, et l'intégrité des infrastructures ;
- transition énergétique (61 M€) : favoriser le développement des nouveaux gaz, de l'hydrogène, et des nouveaux usages de gaz, piloter les *smart grids*, et développer une vision prospective du secteur énergétique ;
- performance opérationnelle (44 M€) : travailler sur l'attractivité de l'entreprise, optimiser le dimensionnement et la conduite des infrastructures, réduire les impacts environnementaux et développer de nouveaux matériaux.

Pour certains programmes, les trajectoires de dépenses anticipées par GRTgaz sont en hausse sur la période ATRT7, sans que le GRT ait justifié ces tendances.

La CRE retient les ajustements suivants :

- la CRE considère que les études liées à l'arrivée du biométhane sur les réseaux relèvent de développements continus engagés au début de la période ATRT6 et ne justifient pas des surcoûts additionnels ;
- la CRE considère pertinente la demande de ressources additionnelles faite par GRTgaz pour développer des modèles plus robustes de prévision de la consommation. Ces derniers viennent en effet alimenter les travaux du bilan prévisionnel et du plan d'investissements à moyen terme (PDD) des opérateurs gaziers. Toutefois, la CRE considère que ce poste ne justifie pas une hausse des ressources au-delà du montant prévu par GRTgaz en 2020 et maintient l'enveloppe stable sur la période ;
- la CRE ne retient pas les dépenses liées à certains programmes, notamment ceux visant à favoriser la place du gaz naturel dans le mix énergétique en considérant qu'ils ne font pas partie des missions du GRT et n'ont pas vocation à être couverts par le tarif, ainsi que les programmes en lien avec l'attractivité de l'entreprise et l'intégration des nouvelles générations, qu'elle considère sans lien avec la R&D.
- la CRE retient un ajustement à la hausse des recettes de RICE : ces dernières sont en baisse par rapport à 2018 dans la demande de GRTgaz. Si la CRE accepte la hausse des charges demandée par GRTgaz s'agissant des activités de RICE, elle considère que cette hausse doit s'accompagner d'un effort de l'entreprise pour valoriser à l'extérieur ses travaux. En conséquence, la CRE retient une hausse des recettes de RICE à hauteur de la hausse des charges demandées par GRTgaz ;
- enfin, la CRE a considéré que « l'attractivité de l'entreprise » ne correspondait pas à des dépenses de R&D, et ne justifiait pas une hausse de charges. Elle n'a en conséquence pas retenu les dépenses associées.

La CRE retient en conséquence la trajectoire de R&D suivante sur la période ATRT7 :

GRTgaz, en M€ courants – R&D	2018	2020	2021	2022	2023
Recherche et innovation	8	14	15	17	18
Recettes RICE	-8	-8	-8	-8	-8
Charges de personnel R&D	11	14	14	15	15
Charges indirectes	6	6	6	6	6
GRTgaz 2020 (hors RICE)	10				
Trajectoire retenue par la CRE	27	26	28	29	31

La trajectoire des charges de R&D fait l'objet d'une incitation asymétrique décrite au 2.5 de la délibération.

Analyse de l'efficacité de l'opérateur

En sus de l'analyse poste par poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de l'efficacité globale de GRTgaz au regard de ses charges d'exploitation, en analysant l'évolution du ratio des charges nettes d'exploitation par km de canalisation.



Analyse de la CRE

A l'issue des ajustements poste par poste retenus par la CRE, le niveau des charges nettes d'exploitations de GRTgaz sur la période ATRT7 est proche d'une évolution à l'inflation des charges réalisées en 2018. La CRE considère que cette trajectoire prend en compte les efforts de productivité déjà engagés par l'opérateur et en conséquence ne retient pas d'objectif d'efficience additionnel.

Synthèse de l'analyse de la CRE

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRT7.

GRTgaz, en M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de GRTgaz		832,5	851,8	874,8	890,1
Ajustement retenu par la CRE		-38,1	-47,6	-57,0	-57,5
Trajectoire retenue par la CRE	769,6 ²¹	794,4	804,1	817,8	832,6

GRTgaz, en M€ courants – Hors énergie	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de GRTgaz		723,1	740,3	765,3	784,0
Ajustements retenus par la CRE		-24,5	-35,7	-38,7	-42,4
Trajectoire retenue par la CRE	684,7 ²²	698,7	704,6	726,6	741,6

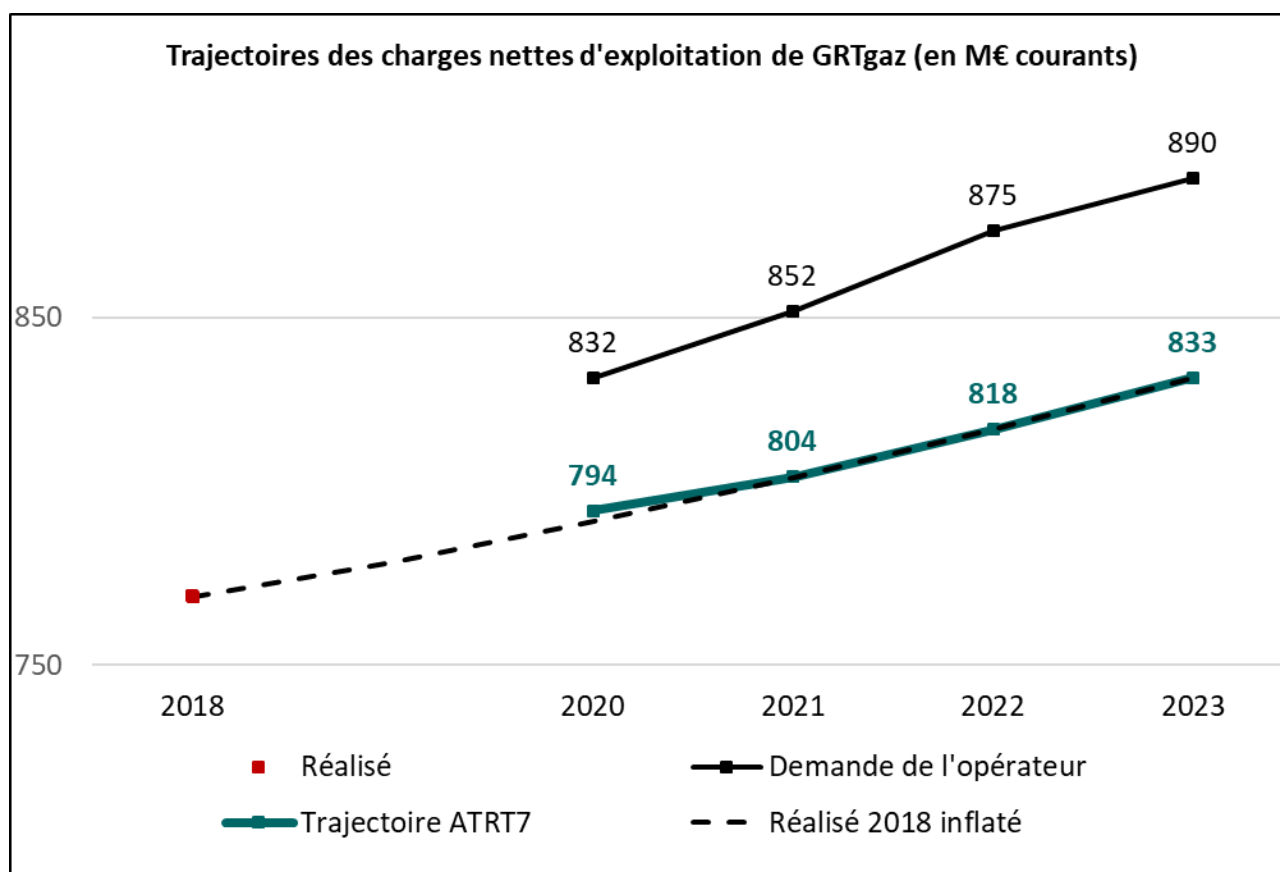
La trajectoire retenue par la CRE donne les moyens à GRTgaz :

- de maintenir les effectifs (hors projet d'internalisation des SI) ;
- d'internaliser les ressources relatives aux systèmes d'information ;
- de faire face aux nouveaux enjeux de cybersécurité ;
- de répondre au renforcement des compétences prévu par l'Ordonnance « Sécurité d'approvisionnement » ;
- de mener des travaux de R&D, en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux transport ;
- de disposer des ressources nécessaires pour permettre l'intégration du biométhane dans ses réseaux en cohérence avec les objectifs du projet de PPE et les orientations de politique énergétique avec, d'une part, des ouvertures de postes et, d'autre part, une enveloppe additionnelle permettant de faire face au pic d'activité lié à la mise en œuvre du droit à l'injection en 2020.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 3,2 % des charges nettes d'exploitation de GRTgaz entre 2018 et 2020 (+ 2 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1,6 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+2 % /an hors énergie).

²¹ Dépenses réalisées

²² Dépenses réalisées



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

3.1.2.2.3 Teréga

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Teréga sur la période ATRT7 :

Teréga, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
Trajectoire demandée par Teréga	85,7	91,0	93,0	96,3
Réalisé 2018 inflaté	74,6	75,8	77,0	78,4
Trajectoire auditeur (avant efficacité)	80,0	84,2	86,1	87,4
Trajectoire Auditeur (après efficacité)	80,0	81,6	81,1	80,7
Impact sur la demande de Teréga (après efficacité)	-5,7	-9,4	-12,0	-15,6

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les frais de personnel et moyens communs.

La CRE, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 23 juillet 2019 a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de Teréga sont présentés ci-après.

Coûts de personnel

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

En matière de charges de personnel, dans son dossier tarifaire, Teréga demande une augmentation nette de 40 effectifs pour la période ATRT7 (sur un effectif total de 561 ETP à fin 2018), dont 19 pour l'accompagnement de la réorganisation de la direction des opérations. L'auditeur a considéré que les 19 postes liés à la cellule d'accompagnement au déploiement de la réorganisation de la direction des opérations ne correspondent pas à un besoin pérenne et ne devraient donc pas constituer un motif de recrutement de personnel interne. En conséquence, il a considéré que Teréga devrait planifier les recrutements en visant une stabilité de ses effectifs à partir de 2019, ce

qui passe par une coordination des embauches et des départs en retraite. L'auditeur a donc retenu une augmentation nette de 21 effectifs sur la période ATRT7 par rapport à 2018.

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

Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse de l'auditeur concernant la trajectoire d'effectifs de Teréga et retient son ajustement. Elle considère que les recrutements déjà réalisés sur 2019 permettent à Teréga de mener à bien la transformation d'entreprise engagée depuis 2018.

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

La CRE retient en conséquence un ajustement de -3,6 M€ en moyenne par an par rapport à la demande de Teréga.

Moyens communs

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

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

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

L'auditeur a en conséquence proposé un ajustement de -5,6 M€ en moyenne par an au périmètre de l'entreprise des moyens communs par rapport à la demande de Teréga.

Analyse de la CRE

La CRE partage l'approche de coûts totaux appliquée par l'auditeur pour déterminer l'enveloppe de dépenses en fin de période ATRT7. Elle retient cependant un objectif d'efficacité en 2023 fondé sur une période d'observation plus longue : la moyenne 2015-2018 au lieu de la seule année 2017, cette dernière représentant un « point bas » dans les dépenses SI de Teréga.

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

La CRE retient en conséquence un ajustement de 3,1 M€ en moyenne par an au niveau du poste « moyens communs ».

En outre, la CRE retient, comme indiqué au 2.3.2.4 de la délibération, la proposition de Teréga d'expérimenter, à l'échelle de ses charges relatives au SI, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées.

Révisions et réparations majeures

Teréga prévoyait dans son dossier tarifaire des dépenses liées à des travaux de gros entretiens en 2023. Au vu du plan de maintenance prévisionnel fourni par Teréga, l'auditeur a proposé de ne retenir que 50 % de l'importante hausse de charges entre 2022 et 2023 afin de matérialiser le risque de décalage de cette maintenance à la période suivante.

Analyse de la CRE

La CRE retient la demande de Teréga en 2023 concernant la maintenance prévisionnelle (soit 2,3 M€ en 2023).

Toutefois, afin de garantir que les programmes de maintenance associés à la trajectoire tarifaire fixée par la CRE seront bien mis en œuvre, la CRE demande de Teréga de lui présenter, en fin de période tarifaire, un bilan des programmes de maintenance réellement réalisés ainsi que les dépenses associées, en les comparant avec le programme tel que présenté par Teréga dans son dossier tarifaire. Le cas échéant, les dépenses associées à la

maintenance prévue en 2023 qui n'auront pas été mises en œuvre, viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif.

Coûts de production

L'auditeur a proposé un ajustement de -1,5 M€ en moyenne par an sur les coûts de production, essentiellement liée à la prise en compte de la moyenne historique constatée ou du niveau réalisé en 2018 pour établir sa prévision pour certains postes.

Analyse de la CRE

La CRE retient globalement la trajectoire recommandée par l'auditeur, à laquelle elle réintègre des dépenses supplémentaires, en particulier les dépenses liées au programme de management intégré de Teréga (SMILE), qui vise à simplifier les processus Qualité et permet à Teréga d'être éligible aux certifications ISO.

La CRE retient en conséquence un ajustement de -1,2 M€ en moyenne par an au niveau du poste coûts de production par rapport à la demande de Teréga.

Charges d'énergie

La demande tarifaire soumise par Teréga en mars 2019 et mise à jour en juin 2019 concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂) reposait sur l'hypothèse de schémas de flux importants vers l'Espagne et de la substitution d'une part de la consommation de gaz de Teréga pour ses besoins de compression par de la consommation d'électricité. Teréga a par ailleurs introduit dans sa demande la taxe TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation de Produits Energétiques) ainsi que des achats de quotas de CO₂.

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRT7
Total charges d'énergie (M€)	6,5	8,1	8,0	8,4	8,5	8,3

Teréga a souhaité mettre à jour sa demande en septembre 2019. En effet, Teréga considère que le transfert important des consommations du gaz vers l'électricité anticipé par ce dernier dans plusieurs électrocompresseurs pourrait ne pas se matérialiser au niveau escompté. Cette situation s'explique, selon Teréga, par des quantités acheminées sur son réseau en hausse importante depuis la fusion des zones.

En effet, Teréga s'attendait à des quantités acheminées moins élevées en été après la fusion des zones, ce qui lui aurait permis de recourir comme prévu aux électro compresseurs à Barbaira et à Lussagnet.

La nouvelle demande de Teréga est synthétisée ci-dessous :

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRT7
Gaz (M€)	4,6	4,9	5,0	5,0	5,0	5,0
Volumes (GWh)	258	290	290	290	290	290
Electricité (M€)	1,9	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Volumes (GWh)	19	27	27	27	27	27
CO ₂ (M€)	-	1,1	1,2	1,3	1,5	1,3
TIC (M€)	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Total charges d'énergie (M€)	6,5	9,5	9,7	9,9	10,0	9,8

La CRE retient, 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 des volumes de gaz et d'électricité des stations de compressions : à l'exception de la station de Lussagnet pour laquelle la dernière demande de Teréga a été retenue, les volumes de gaz et d'électricité consommés par les compresseurs de Teréga sont fixés au niveau de la moyenne 2018-2019. Cette moyenne permet de prendre en compte à la fois l'historique des consommations et la hausse des flux observée en 2019 en lien avec la fusion des zones ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC (taxe intérieure sur la consommation) et la trajectoire de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation ;
- la prise en compte des prix observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023 (moyenne des prix calendaires observés en fin d'année 2019).

Ces ajustements conduisent à la trajectoire de charges d'énergie ci-dessous :

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRT7
Gaz (M€)	4,6	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5
Volumes (GWh)	258	253	253	253	253	253
Electricité (M€)	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1
Volumes (GWh)	19	24	24	24	24	24
CO ₂ (M€)	-	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
TIC (M€)	-	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Total charges d'énergie (M€)	6,5	8,0	8,0	8,1	8,1	8,1

Les charges d'énergie sont couvertes à 80% au CRCP. Par ailleurs, la trajectoire de référence est mise à jour annuellement. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP.

Recherche et Innovation (R&I)

Teréga demande, pour la période ATRT7, un budget de charges nettes d'exploitation pour la R&I de 11,1 M€ (soit 2,8 M€/an en moyenne sur la période). Ce budget est réparti comme suit :

- **Contrôle des émissions de gaz à effet de serre et Efficacité Energétique (0,9 M€)** : déploiement de solutions pour la réduction des émissions de méthane, et optimisation énergétique ;
- **Intégrité des Infrastructures (4,0 M€)** : maîtrise et adaptation des méthodes de protection des canalisations, mise en œuvre d'outils et méthodes innovants pour l'inspection des ouvrages inaccessibles.
- **Performance et Sécurité Opérationnelle (0,6 M€)** : surveillance automatisée du réseau en temps réel, déploiement d'une maintenance prédictive sur les équipements, déploiement d'outils digitaux pour sécuriser et améliorer les opérations sur site.
- **Nouveaux Gaz (1,7 M€)** : maximisation de l'intégration de gaz verts dans les réseaux de gaz et vérification de leur bonne comptabilité ;
- **Intégration territoriale et empreinte environnementale (0,2M€)** : protection de la biodiversité, compensation environnementale et dispositifs de réduction des impacts en phase chantier et/ou exploitation ;
- **Frais de personnel et Moyens Communs (3,6 M€).**

Pour certains programmes de R&D, la CRE considère que les hausses de trajectoires de dépenses demandées par Teréga sont non justifiées :

- la hausse des dépenses liées à l'étude de l'impact du biométhane sur les installations n'est pas justifiée. En effet, ces études ont déjà été lancées sur la période ATRT6 et se poursuivront sur la période ATRT7. La CRE retient pour ces études le budget moyen constaté sur la période ATRT6 ;
- la CRE ne retient pas les dépenses associées aux projets qu'elle considère sans lien avec les missions du GRT ;

- enfin, les dépenses liées aux projets de production d'énergie (énergie thermique issue des turbines, énergie issue de la détente du gaz) sont insuffisamment justifiées par Teréga. La CRE n'en retient qu'une partie.

La CRE retient en conséquence la trajectoire de R&D suivante sur la période ATRT7:

Teréga, en M€ courants – R&I	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
R&I	1,5	1,7	1,7	1,7	1,8
Pilotage R&I	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Charges de personnel	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7
Trajectoire retenue par la CRE	2,2	2,5	2,6	2,6	2,7

Analyse de l'efficacité de l'opérateur

En sus de l'analyse poste par poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de l'efficacité globale de Teréga au regard de ses charges d'exploitation. Pour ce faire, il a mesuré le niveau de productivité atteint par Teréga pendant la période 2017-2018 et l'a comparé au niveau de productivité prévisionnel sur la base de la demande tarifaire de Teréga. Afin d'analyser la productivité, l'auditeur a retenu un périmètre d'activité constant dont les charges et les recettes les plus variables ont été exclues (les produits liés aux prestations à tiers, les produits liés aux interconnexions et transits, les frais de stockage²³, et les charges d'énergie).

L'auditeur a recommandé de viser à minima une stabilité de l'efficacité de visant à retrouver en 2023 le niveau de productivité de 2018. Il a recommandé en conséquence une diminution de -3,6 M€ en moyenne par an (soit -14,3 M€ en cumulé sur la période ATRT7) de la trajectoire de CNE.

Analyse de la CRE

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

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

La CRE retient en conséquence un objectif d'efficacité pour Teréga, équivalent à une baisse de 2,1% des CNE sur la période, soit 7,3 M€ sur les 4 années.

Synthèse de l'analyse de la CRE

Les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATRT7 :

Teréga, en M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Teréga		85,7	91,0	93,0	96,3
Ajustement retenu par la CRE		-3,3	-7,6	-8,5	-10,5
Trajectoire retenue par la CRE	72,5²⁴	82,4	83,4	84,5	85,9

Teréga, en M€ courants – Hors énergie	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de Teréga		77,5	82,7	84,1	87,2
Ajustements retenus par la CRE		-3,0	-7,3	-7,7	-9,4
Trajectoire retenue par la CRE	66,0²⁵	74,4	75,4	76,4	77,8

La CRE a fait le choix volontariste d'accompagner Teréga dans son projet de transformation. La trajectoire retenue par la CRE permettra à Teréga de :

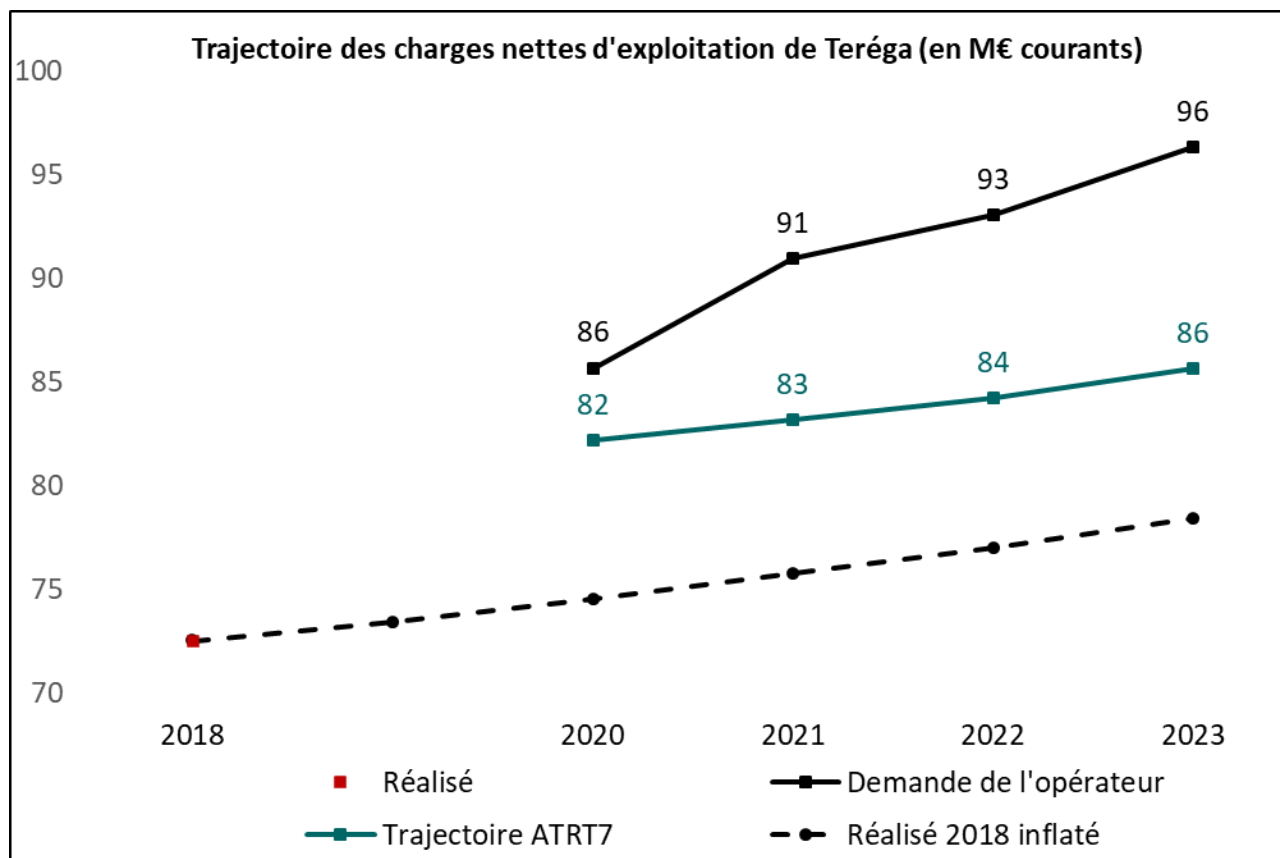
²³ Contrat de refacturation entre les activités de transport et de stockage

²⁴ Dépenses réalisées 2018

²⁵ Dépenses réalisées 2018

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

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de + 13,6 % des charges nettes d'exploitation de Teréga entre 2018 et 2020 (+ 12,7 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1,4 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+1,5 % /an hors énergie).



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

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

3.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital

Les principes de calcul des charges de capital (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres fondant le calcul du CMPC dans une méthodologie MEDAF (voir partie 2.1.2.1) ont été reconduits lors des exercices tarifaires précédents. La CRE a toutefois modifié, dans les différents tarifs, son appréciation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'activité de transport de gaz naturel.

• Demande des opérateurs

Pour la période du tarif ATRT7, les demandes des opérateurs ont été établies en utilisant :

- un CMPC identique à celui du tarif ATRT6, soit 5,25% (réel avant impôts), pour GRTgaz ;
- un CMPC de 5,50% (réel avant impôts) supérieur à celui du tarif ATRT6, pour Teréga.

Ces demandes s'appuient sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un auditeur externe, ainsi que sur les résultats d'une étude commanditée par Teréga seul à un deuxième auditeur externe.

• **Analyse de la CRE**

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

Dans la consultation publique de juillet 2019, la CRE a indiqué qu’elle envisageait un CMPC dans une fourchette de 3,6 % à 4,4 % (réel avant impôts), en baisse par rapport au CMPC du tarif ATRT6 (5,25%).

Parmi les contributeurs à cette consultation publique, un grand nombre des parties prenantes ont indiqué que la fourchette envisagée par la CRE était justifiée, notamment au vu des conditions de marché actuelles, et ont accueilli favorablement la baisse du CMPC envisagée par la CRE. Les opérateurs d’infrastructures gazières et leurs actionnaires ont de leur côté défendu une stabilité ou une baisse plus réduite du CMPC par rapport à celui en vigueur sur la période ATRT6.

La CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC.

Le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

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

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

Pour le tarif ATRT7, la CRE retient la valeur de 4,25 % comme CMPC (réel, avant impôt) pour rémunérer la BAR des GRT de gaz. Les valeurs retenues par la CRE pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRT7	
Taux sans risque nominal (TSR)	1,7 %
Spread de la dette	0,9 %
Bêta de l'actif	0,50
Bêta des fonds propres (β)	0,86
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)	50 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	28,02 %
Déductibilité fiscale des charges financières	100 %
Coût de la dette (nom., avant IS)	2,6 %
Coût des fonds propres (nom., avant IS)*	8,6 %
CMPC (nominal, avant IS)	5,6 %
Inflation	1,3 %
CMPC (réel, avant IS)	4,25 %

**Soit une rémunération des fonds propres nominale après IS de 6,2 % (6,4 % pour l'ATRT6)*

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRT6, les principales modifications, en ligne avec l’évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l’évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité.

Le taux sans risque retenu s’établit à 1,7 %. Il est en retrait de 100 points de base par rapport à celui retenu pour la période tarifaire ATRT6 (2,7 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d’intérêt. La méthode retenue par la CRE pour estimer le taux sans risque applicable dans le calcul du CMPC du tarif ATRT7 est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRT6.

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l’observation des rendements des obligations de l’État français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de 10 ans, et pour des OAT de maturité 10 ans. Ces paramètres, utilisés pour l’ensemble des tarifs d’infrastructures régulées, avaient conduit à fixer le taux sans risque à 2,7 % dans le tarif ATRT6. La maturité de 10 ans de l’OAT est la plus couramment utilisée par les régulateurs sectoriels. Une période d’observation de 10 ans de l’OAT 10 ans permet, par ailleurs, de prendre en compte les évolutions des marchés financiers, tout en maintenant la stabilité et la prévisibilité des conditions de rémunération des infrastructures d’énergie en France.

Le bêta de l’actif – fixé à 0,50 – est en hausse par rapport au niveau retenu pour la période du tarif ATRT6 (0,45).

La CRE appuie sa décision sur le bêta de l’actif sur les observations de marché et les bêtas de l’activité des opérateurs gaziers en Europe. Elle prend également en considération l’accroissement significatif de l’incertitude sur les perspectives du gaz à long terme en France, compte tenu notamment des anticipations de baisse des consommations de gaz envisagées en France et du risque de coûts échoués dans le cadre du projet de PPE, et de l’objectif de neutralité carbone nationale à l’horizon 2050 confirmé par la loi Énergie climat promulguée le 8 novembre 2019.

Par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2020 qui modifie le taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période ATRT7, un taux d'impôt sur les sociétés de 28,02 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables aux GRT de gaz sur la période 2020-2023. L'effet de cette baisse du taux d'imposition représente environ 30 points de base dans la baisse du CMPC du tarif ATRT7 par rapport à celui en vigueur sur la période ATRT6.

Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 2.1.2.3, les immobilisations en cours (IEC) sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôt, soit 2,6 % dans le cadre du tarif ATRT7.

3.1.3.2 Investissements

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour établit la trajectoire prévisionnelle du tarif ATRT7 prend en compte les prévisions d'investissements fournies par les GRT.

3.1.3.2.1 GRTgaz

La trajectoire des dépenses d'investissements de GRTgaz sur la période ATRT7 est marquée par le ralentissement des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 436 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 530 M€ par an au cours de la période ATRT6. Ce ralentissement est principalement dû à la fin des grands investissements de développement des infrastructures de transport depuis la création de la zone de marché unique.

La CRE considère que la trajectoire proposée par GRTgaz correspond à l'évolution des besoins d'investissements des réseaux de transport et est cohérente avec la fin d'un cycle d'investissements majeurs. La majorité des grands projets d'infrastructures ont été menés à bien et GRTgaz amorce à présent une phase de ralentissement de ses investissements.

Dans sa consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a fait part de ses analyses sur certaines évolutions de la trajectoire d'investissements demandée par GRTgaz, en particulier concernant les dépenses associées au développement de la filière biométhane, inscrites dans la finalité Raccordements. La majorité des acteurs a partagé les analyses de la CRE, et rappelé que le projet de PPE fixe un objectif de biométhane injecté de 6 TWh à horizon 2020.

Toutefois, les articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie prévoient une approbation des budgets annuels d'investissements des GRT de gaz naturel. Ainsi, les projets de GRTgaz feront l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des investissements des GRT et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par GRTgaz pour la prochaine période tarifaire ATRT7 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7	Moyenne annuelle ATRT6*
Fluidification	4,6	-	-	-	1,1	172,7
Obligations de service public (OSP)	65,1	114,0	47,0	39,6	66,4	34,4
Environnement	8,1	8,6	8,5	8,1	8,3	10,0
Sécurité	91,2	91,2	91,5	90,4	91,1	97,0
Obsolescence	96,3	92,3	90,5	89,9	92,3	86,1
Raccordements, extensions et prestations pour tiers	76,7	64,1	89,5	102,7	83,2	45,6
SI métiers	44,7	46,9	50,2	49,4	47,8	30,4
Supports	48,1	47,2	44,8	42,6	45,7	54,2
TOTAL (hors-subsidations)	434,8	464,3	422,0	422,7	435,9	530,3

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2017, 2018 et approuvé 2019

3.1.3.2.2 Teréga

La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATRT7 est marquée par un léger ralentissement des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 108 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 122 M€ par an au cours de la période ATRT6. Ce ralentissement est lié principalement à

la fin des grands investissements de développement des infrastructures de transport depuis la création de la zone de marché unique. Cette baisse est largement compensée par des hausses sur certains postes de dépenses.

Dans sa consultation publique du 27 juillet 2019, la CRE s'est interrogée sur les hausses significatives de certaines catégories de dépenses, en particulier concernant les dépenses de sécurité et maintien. Une majorité des acteurs de marché font part dans leur réponse de leur souci de soutenabilité du prix du gaz, et de la nécessaire vigilance sur les dépenses d'investissements des GRT.

Toutefois, les articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie prévoient une approbation des budgets annuels d'investissements des GRT de gaz naturel. Si nécessaire, les projets feront l'objet d'une approbation par la CRE dans le cadre de l'approbation annuelle des investissements des GRT et les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront intégralement couverts par le mécanisme du CRCP.

Comme pour GRTgaz, et pour les mêmes raisons, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par Teréga pour la prochaine période tarifaire ATRT7 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7	Moyenne annuelle ATRT6*
Développements	10,4	3,3	3,5	6,9	6,0	56,5
Renforcements	-	-	-	0,2	0,0	6,1
Raccordements	1,9	1,2	1,1	-	1,1	0,8
Sécurité et maintien	77,8	83,8	83,6	86,2	82,8	40,9
SI métiers	12,7	10,0	7,6	7,8	9,5	12,2
Investissements généraux	11,3	11,6	5,9	4,2	8,3	5,9
TOTAL	114,1	109,9	101,7	105,2	107,7	122,4

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2017, 2018 et approuvé 2019

3.1.3.3 Charges de capital normatives

3.1.3.3.1 GRTgaz

- Trajectoire des charges de capital

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

Base d'actifs régulés (BAR) et immobilisations en cours (IEC)					
GRTgaz, en M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	8 803,1	8 898,0	9 070,9	9 047,2	8 954,8
Mises en service*	458,5	545,7	356,0	406,7	441,7
Amortissement	-502,7	-522,0	-540,2	-533,2	-524,5
Réévaluation	139,0	149,3	160,5	178,2	156,7
BAR au 31/12/N	8 898,0	9 070,9	9 047,2	9 098,9	9 028,8
Immobilisations en cours (IEC)	432,6	409,1	290,2	336,3	367,0

*Investissements entrant dans la BAR

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

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2020	2021	2022	2023
---	------	------	------	------

GRTgaz	8 803,1	8 898,0	9 070,9	9 047,2
<i>Canalisations et branchements</i>	5 451,0	5 413,0	5 479,2	5 451,8
<i>Compression</i>	1 435,5	1 477,0	1 481,1	1 480,8
<i>Postes de livraison, détente et comptage</i>	581,6	651,6	734,2	763,7
<i>Immobilier, construction, terrains</i>	693,1	719,3	750,8	767,3
<i>Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)</i>	641,9	637,1	625,7	583,7

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

GRTgaz, en M€ _{courants}	Moyenne 17-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Amortissement des actifs en service	475,9	502,7	522,0	540,2	533,2	524,5
Rémunération des actifs en service	514,7	451,5	452,7	458,5	456,4	545,8
Rémunération des IEC	27,9	11,2	10,6	7,5	8,7	9,5
Rémunération des subventions	4,7	5,8	5,7	5,7	5,6	5,7
Couverture des petits coûts échoués	3,3	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Retraitement tarifaire	-4,7	-2,2	-0,4	-0,4	-0,4	-0,8
Total des charges de capital normatives	1 021,8	974,7	996,4	1 017,3	1 009,3	999,4
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>		89,4	101,8	112,0	108,1	102,8

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

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

GRTgaz, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
<i>BAR au 01/01/N</i>	357,5	400,1	426,4	423,1	401,8
Amortissement des actifs en service	71,7	82,6	91,9	88,1	83,6
Rémunération des actifs en service	15,4	17,2	18,3	18,1	17,2
<i>Immobilisations en cours (IEC)</i>	91,5	76,9	69,8	72,7	77,7
Rémunération des IEC	2,4	2,0	1,8	1,9	2,0
Total des CCN « hors réseaux »	89,4	101,8	112,0	108,1	102,8

3.1.3.3.2 Teréga

- **Trajectoire des charges de capital normatives**

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

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

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
BAR au 01/01/N	1 574,6	1 617,4	1 681,8	1 775,3	1 662,3
Mises en service*	94,7	116,0	145,2	110,4	116,6
Amortissement	-77,4	-79,7	-83,1	-85,5	-81,4
Réévaluation	25,5	28,1	31,4	-80,0	1,2
BAR au 31/12/N	1 617,4	1 681,8	1 775,3	1 720,2	1 698,7
Immobilisations en cours (IEC)	98,5	116,2	106,7	67,3	97,2

*Investissements entrant dans la BAR

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

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2020	2021	2022	2023
Teréga	1 574,6	1 617,4	1 681,8	1 775,3
<i>Canalisations et branchements</i>	<i>1 137,4</i>	<i>1 180,6</i>	<i>1 243,1</i>	<i>1 349,0</i>
<i>Compression</i>	<i>217,9</i>	<i>214,8</i>	<i>214,3</i>	<i>205,9</i>
<i>Postes de livraison, détente et comptage</i>	<i>63,9</i>	<i>67,8</i>	<i>68,8</i>	<i>76,9</i>
<i>Immobilier, construction, terrains</i>	<i>47,9</i>	<i>48,2</i>	<i>47,5</i>	<i>46,7</i>
<i>Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)</i>	<i>107,4</i>	<i>105,8</i>	<i>108,1</i>	<i>96,8</i>

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

Teréga, en M€ _{courants}	Moyenne 17-19	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Amortissement des actifs en service	69,8	77,4	79,7	83,1	85,5	81,4
Rémunération des actifs en service	90,5	85,4	87,1	89,5	90,9	88,2
Rémunération des IEC	5,3	2,6	3,0	2,8	1,7	2,5
Rémunération des subventions	1,2	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Couverture des petits coûts échoués	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Retraitement tarifaire	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Total des charges de capital normatives	166,6	166,9	171,2	176,9	179,7	173,7
<i>dont CCN « hors réseaux - immobilier et véhicules »</i>		<i>5,4</i>	<i>6,5</i>	<i>7,7</i>	<i>7,9</i>	<i>6,9</i>
<i>dont CCN « systèmes d'information »</i>		<i>15,5</i>	<i>16,0</i>	<i>16,1</i>	<i>15,8</i>	<i>15,9</i>

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

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

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
<i>BAR au 01/01/N</i>	40,3	46,2	53,2	53,1	48,2
Amortissement des actifs en service	3,5	4,4	5,3	5,6	4,7
Rémunération des actifs en service	1,7	2,0	2,3	2,3	2,1
<i>Immobilisations en cours (IEC)</i>	4,6	5,6	2,1	1,3	3,4
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total des CCN « hors réseaux - immobilier et véhicules »	5,4	6,5	7,7	7,9	6,9

• **Trajectoire des TOTEX SI**

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

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
<i>BAR au 01/01/N</i>	44,6	45,5	42,9	37,5	42,6
Amortissement des actifs en service	13,4	13,9	14,2	14,1	13,9
Rémunération des actifs en service	1,9	1,9	1,8	1,6	1,8
<i>Immobilisations en cours (IEC)</i>	6,8	5,3	4,1	4,2	5,1
Rémunération des IEC	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Total des CCN « hors réseaux -SI »	15,5	16,0	16,1	15,8	15,9

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Mises en service SI	13,6	10,6	8,2	8,3	10,2
OPEX SI	10,2	11,7	13,4	13,3	12,2
« TOTEX » SI	23,8	22,3	21,6	21,6	22,3

3.1.4 CRCP au 31 décembre 2019

3.1.4.1 GRTgaz

Demande de l'opérateur

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à 5,2 M€ en déduction des charges à couvrir, dont -34,6 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, -3,6 M€ de CRCP définitif 2018 et 36,8 M€ de CRCP provisoire 2019. Ce dernier est composé principalement :

- de recettes de souscriptions 2019 inférieures aux prévisions tarifaires dans la demande de GRTgaz, en particulier s'agissant des recettes de souscription aux PITS et en sortie vers le réseau régional, ainsi que des recettes d'acheminement et de livraison sur le réseau régional ;
- de charges au titre de la prestation de conversion H-B plus élevées que les prévisions tarifaires à la suite de la délibération de la CRE du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B)²⁶ ;

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à 33,5 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz provient principalement de :

- sur le CRCP définitif 2018 : de la prise en compte des coûts de traitement des congestions réalisés ;
- sur le CRCP provisoire 2019 :
 - o les coûts échoués liés aux études du projet Eridan : la CRE, comme elle l'a indiqué dans sa délibération du 11 juillet 2019, retient la proposition de GRTgaz d'abandonner le projet Eridan et donc de ne plus engager de dépenses additionnelles pour prolonger les autorisations associées à ce projet. En conséquence, les études relatives à ce projet, qui représentent 36,7 M€ sont considérées comme des coûts échoués pour GRTgaz. Conformément au cadre tarifaire applicable aux coûts échoués, ces coûts sont couverts dans les tarifs ;
 - o l'ajustement des hypothèses sur les charges d'énergie et des coûts de traitements des congestions.

²⁶ Délibération de la CRE du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquats des CRCP antérieurs	-34,6	-34,6
Ecart entre le CRCP estimé pour 2018 fin 2018 et le CRCP définitif pour 2018	-3,6	-4,0
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2019	33,1	72,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	24,3	24,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-4,8	-4,9
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	1,8	1,8
<i>dont charges de capital normatives</i>	0,1	38,3*
<i>dont charges d'énergie</i>	-0,4	-3,6
<i>dont contrat inter- opérateurs</i>	0,6	-0,1
<i>dont recettes liées au reversement inter- opérateurs</i>	0,0	-1,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0	0,1
<i>dont qualité de service</i>	0,0	1,8
<i>dont prestation de conversion H-B (variation des volumes)</i>	10,8	10,8
<i>dont pilote de conversion vers le gaz H de la zone B</i>	0,0	-0,3
<i>dont désimbrication des activités de R&D d'avec la maison-mère</i>	-0,1	-0,1
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	0,7	0,7
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	0,0	4,6
Solde du CRCP au 31 décembre 2019	-5,2	33,5 **

* intégrant les coûts échoués Eridan

** Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 correspond donc à la restitution d'un montant de 33,5 M€ au GRT

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2019 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATRT7. Le montant au titre des écarts de l'année 2019 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2020.

3.1.4.2 Teréga

Demande de l'opérateur

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à 3,0 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir, dont 4,0 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, 1,3 M€ de CRCP définitif 2018 et -2,3 M€ de CRCP provisoire 2019. Ce dernier est composé principalement :

- de recettes de souscriptions 2019 supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier s'agissant des recettes en sortie du PIR Pirineos ;
- de charges de capital supérieures au prévisionnel en lien principalement avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR supérieur au prévisionnel utilisé dans la trajectoire tarifaire ;
- de charges de reversement inter-opérateurs supérieures aux prévisions tarifaires ;
- de recettes de prestations pour tiers supérieures aux prévisions tarifaires ;
- du montant de la Taxe intérieure sur la consommation au titre de l'année 2019 à laquelle Teréga considérerait ne pas être éligible.

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Teréga s'élève à 0,9 M€ qui viennent s'ajouter aux charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de Teréga provient principalement de :

- sur le CRCP définitif 2018 : la prise en compte des recettes liées aux prestations pour tiers perçues en 2018
- sur le CRCP provisoire 2019 : l'ajustement des hypothèses de charges d'énergie, de souscriptions et de coûts de traitement des congestions.

Par ailleurs, Teréga a demandé, depuis la remise de son dossier tarifaire, la couverture de 2,4 M€ au titre d'un risque de redressement fiscal : Teréga, n'ayant pas versé de Taxe Intérieure sur la Consommation au cours de la période ATRT6, considère être en risque de devoir verser 2,4 M€ au titre des années 2016-2018. La CRE considère qu'il relève de la responsabilité de chaque opérateur d'infrastructure de se conformer au cadre fiscal en vigueur, et que les charges de Teréga ont été globalement couvertes au cours de la période tarifaire. Elle ne retient pas cette demande.

Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquats des CRCP antérieurs	4,0	4,0
Ecart entre le CRCP estimé pour 2018 fin 2018 et le CRCP définitif pour 2018	1,3	-1,3
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2019	-0,8	-1,8
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	0,3	0,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-6,3	-6,7
<i>dont charges de capital normatives</i>	2,2	2,2
<i>dont charges d'énergie</i>	0,9	0,5
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	0,1	0,1
<i>dont reversement inter- opérateurs</i>	1,3	1,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0	0,0
<i>dont qualité de service</i>	0,6	0,6
<i>dont coûts de traitement de congestions</i>	0,8	0,6
<i>dont recettes de prestations pour tiers liées aux grands projets d'aménagement</i>	-0,7	-0,7
Solde du CRCP au 31 décembre 2019	4,4	0,9*

* Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 correspond donc à la restitution d'un montant de 0,9 M€ au GRT

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2019 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATRT7. Le montant au titre des écarts de l'année 2019 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2020.

3.1.5 Revenu autorisé sur la période 2020-2023

Les revenus autorisés de GRTgaz et de Teréga pour la période 2020-2023 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.1.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. paragraphe 3.1.3) ;
- le flux financier de reversement inter-opérateurs, de Teréga vers GRTgaz, au titre du report d'une partie des recettes perçues à la sortie Pirineos (cf. paragraphe 2.6.1) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2019 (cf. paragraphe 3.1.4).

3.1.5.1 GRTgaz

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



GRTgaz, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Charges nettes d'exploitation	794,4	804,1	817,8	832,6	812,2
Charges de capital normatives	974,7	996,4	1017,3	1009,3	999,4
Apurement du solde du CRCP (reliquats CRCP antérieurs + solde 2018 + estimé 2019)	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Revenu autorisé hors reversement	1 777,9	1 809,3	1 843,8	1 850,7	1 820,4
Reversement inter-opérateurs	-19,6	-19,8	-20,1	-20,2	-19,9
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3	-6,3
Revenu autorisé	1752,0	1783,2	1817,4	1824,2	1 794,2

Hors reversement de Teréga, le revenu autorisé de GRTgaz évolue en conséquence de -0,7% entre 2018 et 2020 (principalement lié à la baisse du taux de rémunération), et de +1,4% en moyenne par an sur la période ATRT7.

3.1.5.2 Teréga

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

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Moyenne 20-23
Charges nettes d'exploitation	82,4	83,4	84,5	85,9	84,0
Charges de capital normatives	166,9	171,2	176,9	179,7	173,7
Apurement du solde du CRCP (reliquats CRCP antérieurs + solde 2018 + estimé 2019)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Revenu autorisé hors reversement	249,5	254,9	261,6	265,8	258,0
Reversement inter-opérateurs	19,6	19,8	20,1	20,2	19,9
Lissage ATRT6 (reliquat)	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
Revenu autorisé	268,4	273,9	281,0	285,2	277,1

Hors reversement à GRTgaz, le revenu autorisé de Teréga évolue en conséquence de +2,3% entre 2018 et 2020 (principalement lié à la baisse du taux de rémunération), et de +2,1% en moyenne par an sur la période ATRT7.

3.2 Souscriptions de capacités prévisionnelles

3.2.1 Demande des opérateurs

GRTgaz et Teréga ont établi des trajectoires de souscriptions prévisionnelles pour la période ATRT7. Celles-ci tiennent compte, d'une part, des souscriptions de capacités qu'ils ont en portefeuille et, d'autre part, de leurs hypothèses quant à l'évolution de la consommation de gaz naturel à horizon 2023 et quant à de nouvelles souscriptions de capacités aux différents points du réseau au cours de la période ATRT7. La CRE a analysé les trajectoires transmises par les GRT et procédé aux ajustements qu'elle a jugés nécessaires, présentés ci-après.

3.2.1.1 GRTgaz

GRTgaz avait soumis deux trajectoires de souscriptions, différenciées par l'évolution de la consommation de pointe sur le réseau régional. Ces deux scénarios conduisaient à une baisse moyenne des souscriptions respectivement de -2,3% en moyenne par an et de -1,4% en moyenne par an.

GRTgaz a transmis en octobre 2019 sa meilleure estimation à date, dans laquelle ses prévisions initiales sont globalement revues à la baisse, à l'exception des souscriptions au PITTM de Montoir. La nouvelle trajectoire de GRTgaz repose sur les hypothèses suivantes :

- des souscriptions supplémentaires au PITTM de Montoir, et une baisse des souscriptions à Fos Tonkin ;
- une mise à jour à la baisse des souscriptions aux PITS conformément aux prévisions de vente de Storengy ;

- une baisse des souscriptions des industriels que GRTgaz justifie par i) la fermeture non anticipée de plusieurs sites en 2019, et un développement moindre que prévu. GRTgaz fait l'hypothèse que la baisse constatée en 2019 se poursuivra sur la période ATRT7 ;
- une baisse des souscriptions aux PITD en lien avec la baisse de la pointe hivernale prévisionnelle ;
- une baisse des souscriptions des CCCG liée à la suppression de l'IAPC.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal (PIR,PITTM,PITS, sortie vers le réseau régional)	-3,2 %	-1,8 %	-1,7 %	-1,0 %	-1,9 %
Réseau régional	-1,4 %	-1,4 %	-0,8 %	-1,3 %	-1,2 %

Outre les souscriptions aux points amont et aval du réseau, GRTgaz a intégré à ses revenus de souscriptions :

- un revenu des pénalités de dépassement à l'aval (fondé sur les derniers réalisés) ;
- des prévisions de recettes au PEG²⁷ en hausse de 5% en moyenne par an sur la période ATRT7 ;
- des prévisions de recettes annexes (UIOLI, service Alizés...) stables sur la période ATRT7 ;
- une charge d'environ 4,0 M€/an liée à la mise en place éventuelle du dispositif d'interruptibilité garantie.

GRTgaz a par ailleurs intégré à son scénario, dès 2020, la suppression de l'IAPC et du terme de proximité qui avait été envisagée par la CRE dans ses consultations publiques.

3.2.1.2 Teréga

Teréga a soumis un scénario de souscriptions prévisionnelles reposant sur les hypothèses suivantes :

- une baisse des souscriptions en entrée à Pirineos en 2023 liée à l'échéance de certains contrats long terme ;
- une baisse des souscriptions aux PITD en lien avec la baisse de la pointe hivernale prévisionnelle ;
- un niveau de souscription élevé aux PITS.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal (PIR, PITS, sortie vers le réseau régional)	-1,1 %	-0,1 %	-0,1 %	-6,9 %	-2,1 %
Réseau régional	+0,4 %	-0,7 %	-0,7 %	-0,7 %	-0,4 %

Outre les souscriptions aux points amont et aval du réseau, Teréga a intégré à ses revenus de souscriptions :

- des prévisions de recettes au PEG stables sur la période ATRT7 ;
- des prévisions de recettes annexes (UIOLI, SET...) en baisse de -8% en 2020 puis stables sur la période ATRT7.

3.2.2 Analyse de la CRE

3.2.2.1 GRTgaz

La CRE retient les souscriptions correspondant au scénario proposé par GRTgaz dit « meilleure estimation », à l'exception:

- des souscriptions annuelles fermes au PITTM de Montoir et de Fos ;
- des souscriptions des clients industriels et des CCCG : la CRE reconduit le niveau de souscriptions réalisé sur les derniers mois de l'année 2019, afin de prendre en compte les baisses constatées par GRTgaz ;

En conséquence, la trajectoire prévisionnelle de souscriptions est la suivante :

²⁷ Les recettes au PEG sont réparties selon la clé 12% (Teréga)/88%(GRTgaz)

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal (PIR,PITTM,PITS, sortie vers le réseau régional)	-2,9 %	-0,9 %	-1,6 %	-0,6 %	-1,5 %
Réseau régional	-0,9 %	-1,0 %	-0,5 %	-1,1 %	-0,9 %

Enfin, la CRE ne retient pas la charge liée à l'éventuelle mise en place du dispositif d'interruptibilité. Les coûts éventuels liés à la rémunération par les GRT des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité seront couverts au CRCP à 100%.

3.2.2.2 Teréga

Les souscriptions retenues par la CRE, aux points amont et aval du réseau correspondent globalement au scénario de Teréga. En effet, les prévisions de Teréga sont jugées raisonnables et conformes aux tendances historiques observées et reflètent les effets positifs d'une part, de la fusion des zones (un niveau de souscriptions important en sortie du PIR Pirineos) et d'autre part, de la réforme de l'accès des tiers aux stockages (un niveau de souscriptions élevé aux PITS). Toutefois, la CRE retient une trajectoire de revenus au PEG²⁸ en hausse de 5% en moyenne par an en cohérence avec la trajectoire de GRTgaz, et une trajectoire de recettes de services annexes (PEG et SET) au niveau de la moyenne observée sur 2018 et 2019.

En conséquence, la trajectoire prévisionnelle de souscriptions, aux points amont et aval du réseau, retenues pour le tarif ATRT7 est la suivante :

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal (PIR ,PITS, sortie vers le réseau régional)	-1,0 %	+0,0 %	-0,2 %	-7,1 %	-2,1 %
Réseau régional	0,4%	-0,7 %	-0,8 %	-0,7 %	-0,4 %

3.3 Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

La CRE est attachée au principe de continuité tarifaire. Ainsi, pour éviter des variations importantes et parfois de sens opposé entre différentes périodes tarifaires, ou d'une année à l'autre, elle lisse l'évolution des termes tarifaires sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des souscriptions prévisionnelles de la période tarifaire.

3.3.1 GRTgaz

La grille tarifaire applicable au 1^{er} avril 2020 est définie dans la partie 5 de la présente délibération. Elle correspond à une hausse moyenne du tarif unitaire de 1,4 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2020, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2021 à 2023 sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du tarif ATRT7 aux hypothèses de souscriptions de capacités soient égales, en valeur actualisée de 2020 à 2023, au revenu autorisé total sur la période. Les principes d'évolution annuelle des termes tarifaires sont définis au 2.2.3 de la délibération.

Compte tenu de l'équilibre entre recettes de souscriptions prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2020-2023 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée au taux sans risque de 1,7%, de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0. Les principes d'évolution annuelle des termes sont définis au 2.2.3 de la délibération.

Ainsi, pour la période du tarif ATRT7, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

²⁸ Les recettes au PEG sont réparties selon la clé 12% (Teréga)/88%(GRTgaz)

GRTgaz, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	1752,0	1783,2	1817,4	1824,2	6 879,8
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	1795,9	1782,1	1794,8	1802,1	6 879,8
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	43,9	-1,0	-22,6	-22,2	0,0

3.3.2 Teréga

La grille tarifaire applicable au 1^{er} avril 2020 est définie dans la partie 5 de la présente délibération. Elle correspond à une hausse moyenne du tarif unitaire de 0,7 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2020, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2021 à 2023 sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du tarif ATRT7 aux hypothèses de souscriptions de capacités soient égales, en valeur actualisée de 2020 à 2023, au revenu autorisé total sur la période.

Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé sur la période 2020-2023 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée au taux sans risque de 1,7%, de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0. Les principes d'évolution annuelle des termes sont définis au 2.2.3 de la délibération.

Ainsi, pour la période du tarif ATRT7, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	268,4	273,9	281,0	285,2	1 062,4
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	280,1	278,5	279,7	269,3	1 062,4
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	11,8	4,6	-1,3	-15,8	0,0

4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

4.1 Représentation du réseau et périmètre couvert par le tarif ATRT7

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 2019

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 ATRT7 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 9 500 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) 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 ;
- 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 sont décrits au 4.2 de la délibération.

- **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 sont décrits au 4.3 de la délibération.

- **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 sont présentés au 4.4 de la délibération.

4.2 Structure tarifaire du réseau principal

4.2.1 Méthodologie de calcul des prix de référence

4.2.1.1 Répartition des coûts du réseau principal, du réseau régional et de la compensation stockage

4.2.1.1.1 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 transport²⁹ (*Transmission services*), et ceux qui sont des services annexes³⁰ (*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 sont classés comme suit :

- 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, comme dans le tarif ATRT6. 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.

4.2.1.1.2 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) ;

²⁹ « Services de transport », les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins de transport.

³⁰ « 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

- 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 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.

4.2.1.1.3 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 (~900 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services de transport³¹ 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 (~ 1 100 M€/an) sont considérés comme des coûts associés à des services annexes³², affectés uniquement aux utilisateurs alimentant la consommation nationale, qui en sont les seuls utilisateurs ;
- les coûts de compensation de stockage (~500 M€ en 2019) sont considérés comme des coûts de services annexes, affectés à la consommation nationale.

Il convient toutefois de noter que la répartition des coûts susmentionnée est 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 permettent 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 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.

En conséquence, des scénarios de flux différents impliqueraient inévitablement une répartition différente des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage.

³¹ Tels que définis par le code de réseau Tarif

³² Tels que définis par le code de réseau Tarif

4.2.1.1.4 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 maintient, pour le tarif ATRT7, le principe d'équilibre en moyenne sur la période tarifaire des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

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 : les charges en question sont réparties au prorata des kilomètres de réseau.

En application de ces principes, sur la période ATRT7, 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 ATRT7	46 %	54 %

Le niveau des termes tarifaires est en conséquence fixé dans le tarif ATRT7 de telle sorte que les recettes collectées sur le réseau principal représentent 46 % des recettes totales et celles collectées sur le réseau régional représentent 54 % des recettes totales.

4.2.1.2 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport

4.2.1.2.1 Grands principes de tarification du réseau principal

• **Tarification à la capacité**

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.

La proposition de la CRE de maintenir ce principe de tarification 100 % à la capacité a reçu un avis favorable de l'ensemble des contributeurs aux consultations publiques de mars et de juillet 2019.

La CRE reconduit, pour la période ATRT7, le principe de tarification 100 % à la capacité.

• **Système entrée-sortie**

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.

Les acteurs ayant répondu aux consultations publiques de mars et de juillet 2019 sont favorables à la reconduction de ce système de tarification entrée-sortie dans le tarif ATRT7.



La CRE reconduit, pour la période ATRT7, le système de tarification entrée-sortie.

• **Harmonisation des termes tarifaires de GRTgaz et Teréga**

Le tarif ATRT6 prévoyait 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 et Fos. 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 ainsi que les tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) sur les réseaux de Teréga et de GRTgaz.

La proposition de la CRE de maintenir ce principe d'harmonisation des termes tarifaires a reçu un avis favorable de l'ensemble des contributeurs aux consultations publiques de mars et de juillet 2019.

La CRE maintient, pour le tarif ATRT7, le principe d'harmonisation de certains termes tarifaires de GRTgaz et Teréga en vigueur dans le tarif ATRT6.

• **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, calculé à partir des capacités souscrites aux différents points d'entrée et de sortie et des termes tarifaires en vigueur au 1^{er} avril 2019, est de 34/66 en 2019.

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 majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques de mars et de juillet 2019 est favorable au maintien de ce ratio. Certains acteurs se sont exprimés en faveur d'une répartition qui réduirait les termes d'entrée en augmentant les termes de sortie. A l'inverse, d'autres acteurs se sont exprimés en faveur d'un ratio proche du 50/50 en considérant que la répartition actuelle pénalise les points de sortie du réseau principal.

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.

Pour l'année 2019, la répartition des recettes sur le réseau principal prévue par le tarif ATRT6 est la suivante :

Répartition par type de point en %	France
Entrées (PIR, PITTM)	34 %
Sorties (sorties PIR et sorties vers le réseau régional)	66 %

La CRE maintient cette répartition pour le tarif ATRT7.

4.2.1.2.2 Méthode de calcul des termes tarifaires du réseau principal

a) Etapes de calcul des prix de référence

- 1) La CRE retient les capacités et les distances comme principaux inducteurs de coûts. Les capacités souscrites sont considérées pour déterminer les scénarios de flux de 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 les ratios existants actuels, qui sont les suivants : 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. 4.2.1.2.1).
- 3) Les points d'entrée sont considérés par la CRE comme trois groupes homogènes de points (PIR, PITTM, PITS) et la CRE a décidé d'égaliser les termes tarifaires sur ces points. Par conséquent, les tarifs d'entrée sont déterminés en tenant compte :
 - i. des capacités souscrites prévisionnelles aux différents points d'entrée ;



- ii. d'une différenciation de 10 % entre les termes aux PITTM et les termes aux PIR résultant du fait que la distance parcourue par le gaz depuis les PITTM est en moyenne plus faible que celle parcourue depuis une entrée PIR (cf. paragraphe e) ;
 - iii. d'un maintien du niveau tarifaire relatif global aux PITS par rapport à celui des entrées et sorties du réseau principal, en leur appliquant un rabais de 80%, 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 basée sur la capacité et la distance :
- i. tout d'abord, la CRE a défini des scénarios de flux économiquement pertinents pour alimenter chaque point de sortie (voir Annexe 6 de la délibération) ;
 - 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

Synthèse des réponses à la consultation publique

La CRE considère un ensemble de scénarios de flux économiquement pertinents pour fixer les termes tarifaires aux différents points d'entrée et de sortie du réseau principal. Ces scénarios visent à refléter l'utilisation du réseau via des schémas de fourniture et de consommation prévisibles.

La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques du 27 mars et du 23 juillet 2019 est favorable à la proposition de la CRE. Ces acteurs sont favorables à un tarif de réseau qui répercute les coûts sur les utilisateurs qui les génèrent et considèrent que la proposition de la CRE va dans ce sens.

Certains acteurs considèrent que les principes de tarification envisagés par la CRE, en particulier la méthodologie utilisée pour calculer les distances, pénalisent le transit.

En premier lieu, ces acteurs considèrent que l'utilisation de scénarios de flux différents pour le transit et l'alimentation de la consommation nationale n'est pas compatible avec le Code de réseau Tarif, ni avec un système entrée-sortie. Il n'est pas pertinent, selon eux, dans un système entrée-sortie bien interconnecté et bénéficiant d'un point d'échange de gaz (PEG) de plus en plus liquide, de considérer le PIR Dunkerque comme le seul point d'entrée sur le réseau pour le transit.

En second lieu, ils considèrent que l'approche de la CRE ne permet pas de refléter les coûts dans la mesure où elle aboutit à des termes tarifaires différents pour des points situés à proximité les uns des autres (en particulier les consommateurs nationaux au sud de la France situés à proximité du PIR Pirineos).

Enfin, ces acteurs considèrent que la méthodologie proposée par la CRE constitue une barrière aux échanges transfrontaliers dans la mesure où les termes tarifaires de sortie à Pirineos et à Oltingue qui en découlent sont élevés.

Analyse de la CRE

- **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 détermine 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. 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.

- **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 de façon à ce 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 sur les capacités souscrites, ces souscriptions ayant elles-mêmes été à l'origine des principales décisions d'investissements des GRT ;
- que la CRE vérifie en outre que les scénarios de flux considérés correspondent à une réalité.
 - 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.

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 dans les consultations publiques de mars et juillet 2019, que chaque consommateur national est alimenté par le point d'entrée le plus proche tant qu'il y reste de la capacité souscrite disponible.

A la suite des remarques formulées par les acteurs dans la consultation publique qui jugent, pour certaines, que les scénarios de flux retenus par la CRE pour les consommations domestiques semblent trop optimisés, la CRE a approfondi ses travaux sur les scénarios de flux à retenir afin de s'assurer que les flux considérés correspondent bien à une réalité. Il résulte des analyses complémentaires que le point d'entrée au PIR Pirineos est très peu utilisé pour alimenter la France bien que le niveau de capacités souscrites sur ce point soit élevé. Ce très faible niveau d'utilisation reflète la réalité du différentiel de prix entre le marché espagnol et le marché français du gaz. La CRE considère donc qu'il n'est pas pertinent de retenir dans ses scénarios de flux l'entrée au PIR Pirineos pour alimenter la France. Ce point est le seul point d'entrée au réseau français ayant des capacités souscrites mais quasiment aucun flux physique³³.

³³ Les PIR ayant des capacités fermes souscrites en entrée sont Dunkerque, Taisnières B, Virtualys, Obergailbach et Pirineos. Oltingue n'est pas souscrit en entrée et n'entre donc pas dans les points considérés par la CRE dans les scénarios de flux. Les PITTMs ont tous des capacités souscrites.

La CRE retient en conséquence des scénarios de flux dans lequel 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 Pirineos.

La CRE considère 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 », le PIR Dunkerque alimente les points de sortie transit, et les points d'entrée PIR et PITTM servent à remplir les capacités de stockage souterrain de gaz, et à alimenter les consommateurs nationaux au prorata de leur consommation annuelle de référence ;
- dans le schéma « hiver », le PIR Dunkerque alimente 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.

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 6 de la délibération. Les distances obtenues varient de 1 km à 938 km.

Les termes tarifaires de sortie vers le réseau régional étant égalisés, la CRE a retenu la distance moyenne pondérée par les capacités pour alimenter les consommateurs nationaux, soit **253 km**. Il convient de souligner que cette égalisation conduit à ce qu'une distance unique (égale à 253 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.

- o Scénarios de flux pertinents pour les utilisateurs de transit

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.

Les coûts de développement des infrastructures auraient pu être significativement plus faibles si la CRE avait choisi de dégrader les capacités fermes de sortie en les convertissant en capacités interruptibles ou conditionnelles, ce qui aurait pu être un moyen efficace pour gérer les congestions du réseau à des coûts limités, mais au détriment du transit vers les pays situés en aval des réseaux français.

Par ailleurs, la CRE a confronté ces scénarios de flux avec l'utilisation réelle du réseau et constate notamment que le point d'entrée PIR Dunkerque est entièrement souscrit depuis une dizaine d'années et que son utilisation est supérieure à 85% sur ces mêmes années. Par ailleurs, ces capacités souscrites et quantités acheminées sont supérieures aux capacités et flux observés aux points de sortie Oltingue et Pirineos.

De plus, la CRE considère que les autres scénarios de flux ne sont pas économiquement pertinents pour effectuer du transit. Ces flux ne sont pas ceux pris en compte pour décider des investissements. Ils sont également 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.

Bien que le GNL puisse être occasionnellement déchargé en France pour être acheminé vers l'Espagne ou l'Italie, ces flux ne justifient pas des investissements pour renforcer le réseau ni la création de capacités transfrontalières. En effet, aucune congestion structurelle pouvant justifier des investissements ne peut être causée par des arrivées de GNL en France destiné à être acheminé vers l'Espagne ou l'Italie dans la mesure où cette congestion pourrait être contournée à moindre coût en envoyant le GNL directement vers ces deux pays.

- 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 PIR Obergailbach étant essentiellement alimenté en gaz provenant de Russie, 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 ou Autriche-Italie. Ces dernières routes restent moins coûteuses même avec un coût à Oltingue nul. En effet, en 2019, pour acheminer du gaz depuis la Russie, un expéditeur acquitte les montants suivants :

En €/MWh/j/an

Route « Allemagne – France - Suisse »	Route « Allemagne -> Suisse »
Sortie Rép. Tchèque (Waidhaus) : 135,05	Sortie Rép. Tchèque (Waidhaus) : 135,05
Entrée Allemagne (Waidhaus) : 156,95	Entrée Allemagne (Waidhaus) : 156,95
Sortie Allemagne (Medelsheim) : 164,25	Sortie Wallbach (Medelsheim) : 164,25
Entrée France (Obergailbach) : 104,97	-
Sortie France (Oltingue) : 407,02	-
Transit Suisse : 427,05	Transit Suisse : 427,05
Entrée Italie (Passo Gries) : 178,85	Entrée Italie (Passo Gries) : 178,85
TOTAL : 1 574,14 €/MWh/j/an	TOTAL : 1 062,15 €/MWh/j/an

Point d'attention : ces données sont les données publiques, notamment issues du rapport de l'ACER, auxquelles la CRE a pu avoir accès. Elles peuvent, notamment pour la Suisse, être différentes des tarifs réels dont s'acquittent les expéditeurs.

Dès lors que des investissements ont été nécessaires pour assurer des capacités fermes de sortie au PIR Oltingue afin d'acheminer le gaz depuis Dunkerque, la prise en compte d'un scénario de flux du PIR Obergailbach vers le PIR Oltingue ne reflèterait pas les coûts.

- 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 (cf tableau ci-après)

En €/MWh/j/an

Route « Belgique – France - Suisse »	Route « France – Suisse »
Entrée Belgique : 36,5	-
Sortie Belgique (Blaregnies) : 73	-
Entrée France (Taisnières) : 104,97	Entrée France (Dunkerque) : 104,97
Sortie France (Oltingue) : 407,02	Sortie France (Oltingue) : 407,02
Transit Suisse : 427,05	Transit Suisse : 427,05
Entrée Italie (Passo Gries) : 178,85	Entrée Italie (Passo Gries) : 178,85
TOTAL : 1 227,39 €/MWh/j/an	TOTAL : 1 117,89 €/MWh/j/an

Point d'attention : ces données sont les données publiques, notamment issues du rapport de l'ACER, auxquelles la CRE a pu avoir accès. Elles peuvent, notamment pour la Suisse, être différentes des tarifs réels dont s'acquittent les expéditeurs.

La CRE n'a donc pas retenu le PIR Virtualys comme un point pertinent pour le transit vers l'Italie.

- 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.

- Distance de Taisnières H à Pirineos : 1 014 km
- Distance de Obergailbach à Pirineos : 1 132 km

Distances résultantes

Une fois les scénarios de flux pertinents déterminés, la CRE a considéré, comme pour le calcul des distances vers les points de sortie vers le réseau régional, les distances de gazoduc les plus courtes parmi les différentes configurations de canalisation permettant d'atteindre Oltingue et Pirineos depuis Dunkerque.

- La CRE a retenu une distance de 762 km³⁴ pour le scénario de flux Dunkerque - Oltingue.
- La CRE a retenu une distance de 1072 km³⁵ pour le scénario de flux Dunkerque - Pirineos.

Enfin, tant pour le transit que pour l'alimentation de la consommation nationale, les scénarios de flux devraient être réévalués dans les tarifs ATRT ultérieurs, en fonction notamment de l'évolution des capacités souscrites.

- **Décision du Conseil d'État du 18 mars 2019**

Dans sa décision du 18 mars 2019 le Conseil d'État a validé cette méthode en considérant que « cette méthode permet de tenir compte de l'utilisation effective des infrastructures du réseau par chaque catégorie d'expéditeurs, le PIR Dunkerque constituant dans les faits, le point d'entrée du gaz sur le réseau principal pour l'usage du transit. Elle n'est par suite pas de nature à créer une discrimination entre les utilisateurs des routes de transit et ceux des routes domestiques. »

Le Conseil d'État a confirmé la délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6, considérant notamment qu'elle était non discriminatoire et que les principes retenus par la CRE ne créaient pas de subvention croisée entre les catégories d'utilisateurs du réseau principal dès lors que les coûts unitaires moyens de transport résultant des tarifs fixés sont équivalents pour chacun des usages du réseau.

- **Conclusion**

Compte tenu des éléments susmentionnés, la CRE considère que sa méthodologie 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.

c) Capacités souscrites considérées

Les capacités souscrites considérées par la CRE pour fixer les termes tarifaires 2020 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

MWh/j/an	Capacités souscrites en entrée	Capacités souscrites en sortie
PIR Virtualys	534 100	0
PIR Taisnières B	[Confidentiel]	0
PIR Dunkerque	500 600	0
PIR Obergailbach	462 000	0
PIR Oltingue	0	229 500
PIR Pirineos	176 800	148 300
PITTM Dunkerque	250 000	
PITTM Fos	380 000	

³⁴ Plusieurs routes permettent d'acheminer le gaz de Dunkerque à Oltingue : leurs distances sont comprises entre 762 et 822 km.

³⁵ Plusieurs routes permettent d'acheminer le gaz de Dunkerque à Pirineos : leurs distances sont comprises entre 1072 et 1640 km.



PITTM Montoir	364 000	
PITS Nord Ouest	277 800	143 500
PITS Atlantique	558 200	331 100
PITS Sud-Est	597 500	99 100
PITS Nord B	230 000	102 900
PITS Nord Est	181 900	111 800
PITS Sud-Ouest	556 000	300 000
Sortie vers le réseau régional		4 209 500

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 proposé dans la consultation publique du 23 juillet de maintenir le niveau relatif global des termes tarifaires aux PITS par rapport à ceux en entrée et sortie du réseau afin 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. Un rabais de 80 % serait appliqué, dans la continuité du tarif ATRT6.

Dans leurs réponses aux consultations publiques de mars et de juillet 2019 certains acteurs ont considéré que le rabais à appliquer aux stockages devait être de 100% afin de s'assurer que les stockages soient bien remplis y compris dans les cas où le spread hiver été sur les marchés du gaz serait proche de zéro. D'autres répondants sont favorables au contraire à un rabais de 0% afin que ces tarifs reflètent strictement les coûts pour le réseau de transport associés à ces stockages.

La CRE considère qu'une mise à zéro des termes tarifaires au PITS n'est pas justifiée compte tenu du service rendu par les GRT qui mettent à disposition des capacités d'injection ou de soutirage sur ces points. La CRE retient un rabais de 80% qui permet de refléter les économies d'investissements et les flexibilités que procurent les stockages aux réseaux de transport.

e) Ajustement des termes tarifaires en entrée des terminaux méthaniers

La CRE a proposé dans la consultation publique du 23 juillet, qu'une différenciation de 10% soit appliquée entre les tarifs d'entrée aux PITTM et ceux d'entrée aux PIR, pour tenir compte du fait que la distance moyenne parcourue par le gaz à partir des PITTM est inférieure à la distance moyenne parcourue depuis les PIR.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à cette proposition. Certains acteurs considèrent qu'une différenciation plus importante devrait être envisagée notamment pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et renforcer la compétitivité des terminaux méthaniers français par rapport à ceux des terminaux dans les pays voisins.

Un acteur estime que la France n'a pas besoin d'accroître sa sécurité d'approvisionnement. Un autre acteur considère que le rabais ne devrait pas être supérieur à 6 %.

La CRE retient une différenciation de 10 % entre les tarifs d'entrée aux PITTM et ceux aux PIR.

f) 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 proposée. 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 proposée par la CRE, est de 0%. En effet, la méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire proposée 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 :

- 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 stockages, la souscription de 0,58 MWh/j/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM), 0,26 MWh/j/an de capacités d'injection aux PITS, et 0,57 MWh/j/an de capacités de soutirage aux PITS. Ces ratios sont calculés sur la base des capacités souscrites.

$$Ratio_{cap}^{intra} = \frac{Revenue_{cap}^{intra}}{Driver_{cap}^{intra}} = \frac{(tarifs\ d'entrée + TCS) * capacité\ de\ sortie\ vers\ le\ réseau\ régional}{Distance\ d'alimentation\ de\ la\ consommation\ nationale * Capacités}$$

$$= \frac{(0,58 \times TCE_{PIR/PITTM} + 0,26 \times TCSS_{PITS} + 0,57 \times TCES_{PITS} + TCS_{vers\ RR}) * 4\ 209\ 500}{4\ 209\ 500 * 253} = 0,64$$

Avec :

- $Revenue_{cap}^{intra}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité et facturés pour l'utilisation du réseau interne à un système
- $Driver_{cap}^{intra}$; est la valeur du ou des facteurs de coûts 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 coûts considérés par la CRE sont la capacité et la distance :
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ;
- 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'entrée aux PIR.

$$Ratio_{cap}^{cross} = \frac{Revenue_{cap}^{cross}}{Driver_{cap}^{cross}} = \frac{(termes\ d'entrée + termes\ de\ sorties) * capacités\ de\ sortie\ transit}{distances\ d'alimentation\ du\ transit * Capacités}$$

$$= \frac{(TCE_{Dunkerque} + TCST_{Oltingue}) * 229\ 500 + (TCE_{Dunkerque} + TCST_{Pirineos}) * 148\ 300}{229\ 500 * 762 + 148\ 300 * 1072} = 0,64$$

Avec:

- $Revenue_{cap}^{cross}$ est le revenu, défini dans une unité monétaire telle que l'euro, obtenu à partir des tarifs de la capacité et 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 coûts considérés par la CRE sont la capacité et la distance.
- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR ;
- TCST : terme tarifaire de sortie PIR ;

$$Comp_{cap} = \frac{2 * (Ratio_{cap}^{intra} - Ratio_{cap}^{cross})}{Ratio_{cap}^{intra} + Ratio_{cap}^{cross}} = \frac{2 * (0,64 - 0,64)}{0,64 + 0,64} = 0$$

La méthodologie de calcul des prix de référence retenue par la CRE aboutit à un coût unitaire identique pour les différentes catégories d'utilisateurs de réseaux.

4.2.1.2.3 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. Par ailleurs, le PIV Virtualys n'étant plus souscrit en sortie à partir de 2020, un modèle « Capacité x Distance » ne peut plus s'appliquer.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011³⁶, 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.

Ces principes continueront de s'appliquer pour le tarif ATRT7.

4.2.1.2.4 Niveau des multiplicateurs

Des multiplicateurs s'appliquent aux termes du réseau principal : ils visent principalement à conserver un niveau de souscriptions 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'interconnexions dans le tarif ATRT6 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

³⁶ 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.

Les multiplicateurs actuellement en vigueur, qui varient entre 1 et 1,5, sont compris dans la fourchette prévue par le code de réseau Tarif. Ces multiplicateurs ont été fixés afin, d'une part, de conserver un niveau de souscriptions 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 considère que ces objectifs, qui ont jusque-là été atteints au regard des niveaux de souscriptions court et long terme observés sur les dernières années, sont conformes à ceux prévus par le code de réseau Tarif.

La proposition de la CRE de maintenir, pour la période ATRT7, le niveau des multiplicateurs en vigueur dans le tarif ATRT7 a reçu l'avis favorable de la grande majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2019.

Les multiplicateurs applicables aux points d'interconnexions dans le tarif ATRT6 sont maintenus dans le tarif ATRT7.

4.2.1.2.5 Grille tarifaire

La grille tarifaire applicable en 2020 est présentée ci-après de manière synthétique :

€/MWh/j/an	Termes actuels	Termes 1 ^{er} avril 2020	Termes 1 ^{er} octobre 2020
Entrées PIR	104,97	104,97	105,18
Entrées PITTM	99,14	94,66	94,66
Entrées PITS	9,15	9,17	9,17
Sortie PIR Oltingue	407,02	407,02	384,95
Sortie PIR Pirineos	626,95	626,95	584,31
Sortie PIR Virtualys	41,37	41,37	41,92
Sorties PITS	21,39	21,43	21,43
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	91,78	94,73	94,73
Terme d'acheminement sur le réseau régional (GRTgaz)	83,43	84,53	84,53
Terme d'acheminement sur le réseau régional (Teréga)	79,64	79,77	79,77

Ces termes tarifaires évolueront par la suite, hors effets structure et hors apurement du CRCP de :

- +1,3 % pour les termes tarifaires du réseau principal ;
- +1,5 % pour les termes du réseau régional de GRTgaz, et +0,4 % pour celui de Teréga

Par la suite, les termes tarifaires évolueront annuellement, au 1^{er} octobre pour les PIR et au 1^{er} avril pour les autres termes tarifaires, par application d'un coefficient $Z = IPC + X + k$, comme décrit au 2.2.2 de la délibération.

4.2.2 Requalification du PIR Jura en PIRR

Le tarif ATRT6 définit un PIR comme un « *point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux GRT* » et un PIRR comme un « *point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger* ».

Le PIR Jura a été créé en 1989, grâce à une extension du réseau régional depuis la station de compression d'Étrez, pour alimenter, au même titre que le point d'interconnexion sur le réseau régional (PIRR) Savoie, les consommateurs finals raccordés au réseau de Gaznat (GRT suisse) depuis la France. Le réseau de Gaznat entre ces deux points d'interconnexion PIR Jura et PIRR Savoie est maillé.

La CRE a examiné les modalités d'utilisation du point Jura pour déterminer si la qualification de PIR en vigueur dans le tarif ATRT6 était toujours pertinente. Elle a constaté :

- d'une part, que le point Jura a été considéré dès sa construction comme un PIR mais qu'il ressort des échanges entre GRTgaz et Gaznat que ce point ne permet pas d'alimenter l'Allemagne et l'Italie mais uniquement des clients finals raccordés au réseau de Gaznat ;
- d'autre part, que le PIR Jura est maillé avec le PIRR Savoie et alimente le même réseau régional en Suisse : ces deux points sont donc comparables du point de vue de leur usage.

Par conséquent, à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRT7, le PIR Jura est requalifié en PIRR. Compte tenu de la configuration du réseau de GRTgaz, un NTR de 1 s'appliquera à ce PIRR.

4.2.3 Tarification des capacités interruptibles

Dans la consultation publique de juillet 2019, la CRE a proposé de retenir :

- un taux d'interruption et donc un rabais unique de 50% pour les points d'entrée ;
- un rabais de 15 % (contre 25 % actuellement en vigueur) en ligne avec les probabilités d'interruption calculées par les GRT aux points de sortie Pirineos et Oltingue.
- un rabais de 50% retenir pour les capacités interruptibles aux PITS

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à ces propositions. Certains acteurs considèrent que les rabais envisagés aux points de sortie sont trop faibles.

La CRE considère pertinent de rapprocher les rabais applicables des taux d'interruption effectivement constatés et maintient ses propositions faites dans la consultation publique. Les rabais applicables aux capacités interruptibles pour la période ATRT7 sont les suivants :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
Entrées aux PIR	50 %
Sorties aux PIR Oltingue et Pirineos	15 %
Sorties aux PITS	50%

Un retour sur expérience sera réalisé par les GRT pour déterminer l'impact de la baisse des souscriptions long terme sur les probabilités d'interruption.

Enfin, un coefficient de 20% est appliqué sur les termes des capacités fermes en entrée pour déterminer les termes des capacités de sortie à rebours au PIR Obergailbach et au PIR Taisnières B et au PIV Virtualys. Un coefficient de 125 % est appliqué sur le terme des capacités fermes en sortie pour déterminer le terme des capacités en entrée à rebours au PIV Virtualys. Ces taux sont inchangés par rapport au tarif ATRT6.

4.2.4 Modalités de souscription des capacités aux PITTM

4.2.4.1 Souscriptions de capacités en J-1 aux PITTM

Le tarif ATRT6 prévoit que la détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, en fonction des durées et des niveaux de souscription de regazéification.

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé de permettre aux expéditeurs de moduler leur niveau de capacité la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacité initialement

souscrite sur la période. La CRE considère que cette évolution apporterait de la flexibilité aux allocations de capacités aux PITTMs, sans risque pour la gestion du réseau. La CRE considère souhaitable que les expéditeurs amenant du GNL puissent réagir aux signaux de prix et faire évoluer quotidiennement leurs nominations aux PITTMs. Enfin cette évolution permet de rapprocher les modalités de souscription de capacités aux PITTMs de celles aux PIR, qui peuvent être souscrites la veille pour le lendemain (*day ahead*).

La quasi-totalité des participants à la consultation publique a répondu favorablement à cette évolution qui permettrait de renforcer l'attractivité des terminaux méthaniers français. La CRE maintient sa proposition.

Dans le tarif ATRT7, un expéditeur pourra faire évoluer sa souscription de capacités à un PITTM la veille pour le lendemain, sous réserve de respecter sur la période d'émission l'intégralité du volume de capacités initialement alloué.

4.2.4.2 Offre de *pooling* aux PITTMs

GRTgaz a proposé de mettre en place un service de *pooling* entre tous les PITTMs, y compris celui de Dunkerque. Toute capacité inutilisée à un PITTM pourrait être transférée vers un autre PITTM, dans le cadre d'une souscription effectuée après le 20 du mois M-1 pour le mois M. Le coût de ce transfert serait de 10% du prix initial de la nouvelle capacité d'entrée souscrite. La CRE a présenté cette proposition dans la consultation publique du 27 mars 2019.

La quasi-totalité des participants à la consultation publique est favorable à cette évolution. Plusieurs expéditeurs ont néanmoins estimé que le prix de l'offre égal à 10% du prix initial de la capacité souscrite devrait être plus faible.

La CRE considère que les modalités de l'offre de *pooling* proposée par GRTgaz permettraient d'attirer en France des cargaisons de GNL supplémentaires, sans se substituer à d'autres souscriptions, au bénéfice du marché français. Cette offre est adaptée pour le GNL, pour lequel des contraintes logistiques spécifiques peuvent justifier un changement de route, contrairement aux réseaux terrestres.

De plus la souscription aux PITTMs étant automatique dès lors qu'une capacité de regazéification dans le terminal correspondant est souscrite, cette offre compléterait l'offre de *pooling* des capacités aux terminaux méthaniers régulés déjà introduite dans le tarif ATTM5.

Concernant le prix de l'offre, il doit permettre de dégager un revenu supplémentaire, contribuant à la couverture des coûts de GRTgaz, tout en restant attractif pour les expéditeurs. La CRE considère que le prix de 10% du prix initial de la capacité souscrite, proposé par GRTgaz, est bien dimensionné.

L'offre de *pooling* aux PITTMs est en conséquence mise en place dans le présent tarif ATRT7.

4.3 Structure du réseau régional

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.

4.3.1 Modalités de tarification de capacités

4.3.1.1 Tarification des capacités infra-annuelles

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 « *Les 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 aux réseaux de transport.

Dans la consultation publique du 27 mars, la CRE a proposé, à la suite des travaux menés par les GRT dans le cadre de la Concertation Gaz, d'abaisser les coefficients de janvier et février de 8/12^e à 4/12^e. Les GRT ont évalué, les coûts et bénéfices d'une telle évolution. En effet, cette évolution induira, toutes choses égales par ailleurs, une baisse des recettes actuelles des souscriptions intra-annuelles (les recettes des souscriptions de janvier et février sont mécaniquement divisées par deux), et pourrait entraîner chez certains consommateurs une optimisation de leurs souscriptions. Toutefois, les GRT considèrent, d'une part, que cette évolution des multiplicateurs pourrait conduire à un gain sous forme de souscriptions supplémentaires par rapport à la situation existante, et, d'autre part, qu'elle pourrait prévenir des baisses de souscriptions voire des déracordements pour certains consommateurs dont la situation économique s'est dégradée au cours des dernières années. Au global, les GRT considèrent que cette évolution présente un intérêt économique pour le tarif de transport.

Dans la réponse à la consultation publique, la majorité des acteurs se sont déclarés favorables à cette évolution.

Dans sa consultation du 23 juillet 2019, la CRE a considéré que le risque de voir disparaître des souscriptions annuelles au profit de souscriptions mensuelles reste limité, car le niveau du coefficient des mois d'hiver reste dissuasif : dès lors qu'un consommateur a besoin de souscrire des capacités au-delà de 3 mois d'hiver, ce qui est le cas de la très grande majorité des sites raccordés au réseau de transport, il conservera un intérêt à privilégier la souscription de capacités annuelles. Elle s'est déclarée favorable à la proposition des GRT.

Pour le tarif ATRT7, les coefficients qui s'appliquent au tarif des capacités de janvier et février sont donc fixés à 4/12 du terme annuel.

4.3.1.2 Adaptation des pénalités de dépassement

Chaque jour, les dépassements constatés de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison et de capacité horaire de transport sur le réseau régional et de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font également l'objet de pénalités.

Le tarif ATRT6 prévoyait les règles de pénalisation en cas de dépassement de capacités suivantes :

	Capacité journalière (J)	Capacité horaire (h)
plancher de pénalisation	3 %	10 %
pénalisation – 1 ^{er} seuil	1 ^{er} seuil : 3 % - 10 % Pénalité = prix quotidien de la capacité journalière x 20	1 ^{er} seuil : 10 % - 20 % Pénalité = prix quotidien de la capacité horaire x 45
pénalisation – 2 ^e seuil	2 ^e seuil : > 10 % Pénalité = prix quotidien de la capacité journalière x 40	2 ^e seuil : > 20 % Pénalité = prix quotidien de la capacité horaire x 90

Au total, les pénalités représentent en moyenne 2,4 M€/an sur le réseau de GRTgaz, et 0,2 M€/an sur le réseau de Teréga (soit 0,1 % du revenu autorisé annuel total de chacun des deux GRT).

A l'issue des travaux menés par les GRT et présentés en Concertation gaz, la CRE a proposé dans la consultation publique du 27 mars 2019 de supprimer le 2^{ème} seuil de pénalisation. Ainsi, pour l'ensemble des dépassements au-delà du plancher de 3 % pour les capacités journalières et 10 % pour les capacités horaires, le taux de pénalité calculé en multipliant le prix de souscription de la capacité serait unique, correspondant au 1^{er} seuil actuel, soit 20 pour la capacité journalière et 45 pour la capacité horaire. Cette évolution a pour objectif de simplifier le calcul et

de moins pénaliser les forts dépassements, qui sont souvent causés par un incident particulier au sein d'un site, sur lequel le consommateur n'a que peu de maîtrise.

La quasi-totalité des participants à la consultation publique est favorable à cette évolution.

Certains acteurs s'interrogent néanmoins sur la baisse conjuguée des coefficients mensuels de janvier et février et de la suppression de ce second seuil de pénalité, qui donnerait donc une forte réduction des pénalités sur ces mois.

La CRE considère que les niveaux actuels restent suffisamment incitatifs. En effet, un dépassement journalier en janvier ou février reste pénalisé à 20 fois le prix de la capacité quotidienne.

Par ailleurs, plusieurs acteurs souhaitent que les dépassements de pénalités journalières et horaires ne se cumulent pas. Néanmoins, il s'agit de capacités distinctes, correspondant à des contraintes différentes : une contrainte d'équilibrage sur l'ensemble de la zone d'équilibrage en journalier, et une contrainte de stock en conduite en horaire. De plus, un consommateur peut dépasser sa capacité horaire sans dépasser sa capacité journalière, et inversement. Il apparaît donc nécessaire pour le bon fonctionnement des réseaux de gaz de s'assurer que les consommateurs respectent bien chacune de ces contraintes. La CRE maintient donc une pénalisation sur les deux pas de temps.

Dans le tarif ATRT7, les dépassements de capacité journalière et horaire sont donc 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 :
 - pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée ;
 - pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière³⁷ ;
- pour les dépassements de capacités horaires, 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 :
 - pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée
 - 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 pour 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

4.3.1.3 Fin de la redistribution des pénalités de dépassement de capacités

Dans le tarif ATRT6, chaque GRT redistribue aux expéditeurs le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de juin de l'année suivante.

Le montant de pénalités à redistribuer est réparti entre les expéditeurs proportionnellement aux quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et à des PIRR. Une fois par an, chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire de pénalités ainsi redistribuées, exprimé en €/MWh consommé par les consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé de mettre fin à cette redistribution des pénalités. Celles-ci seraient ainsi intégrées directement dans le tarif, via le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), selon le même fonctionnement que dans les tarifs de distribution. Ainsi, chaque année, les pénalités perçues par les GRT seraient reversées au CRCP.

³⁷ Dans le cas des sites fortement modulés, le calcul est fondé sur le niveau du terme de livraison applicable aux clients consommateurs raccordés au réseau de transport (voir 4.3.2 de la délibération).

La majorité des acteurs est favorable à cette évolution dans un souci de simplicité et de transparence.

Dans le tarif ATRT7, les pénalités perçues par les GRT au titre des dépassements de capacités souscrites seront donc reversées au CRCP.

4.3.2 Tarification des sites fortement modulés et IAPC

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a indiqué envisager de supprimer l'offre interruptible d'acheminement interruptible à préavis court (IAPC), bénéficiant actuellement à certaines centrales à cycle combiné gaz (CCCG).

Elle a confirmé cette orientation dans la consultation publique du 23 juillet 2019, envisageant également de réduire, voire mettre à zéro, le terme de livraison pour les sites fortement modulés (SFM), afin de prendre en compte les contraintes spécifiques qui sont imposées à ces sites au titre de la gestion du réseau.

La plupart des consommateurs industriels sont favorables à la suppression de l'IAPC mais s'opposent à la réduction du terme de livraison pour les consommateurs fortement modulés, qui introduirait selon eux une différence de traitement entre les utilisateurs de réseau. Ils indiquent ainsi que les sites industriels nominant en J-1 ou avec une consommation stable et donc prévisible apportent un service à GRTgaz équivalent à celui apporté par les SFM.

Les positions des expéditeurs possédant des sites bénéficiant actuellement de l'offre IAPC sont partagées.

La CRE considère que les éléments présentés dans la consultation publique du 27 mars et rappelés dans la consultation publique du 23 juillet justifient la suppression de l'offre IAPC. Ce dispositif n'a jamais été activé depuis sa création, et les opérateurs considèrent qu'il ne le sera pas à l'avenir :

- d'une part, les CCCG constituent des moyens de production d'électricité nécessaires lors des pointes de froid, ce qui rend leur interruption compliquée en pratique. En effet, GRTgaz doit au préalable se coordonner avec RTE pour s'assurer que cette interruption ne remette pas en cause l'équilibre du réseau de transport d'électricité ;
- d'autre part, le réseau de transport de gaz français a été fortement renforcé depuis 2007. Ainsi, deux nouveaux terminaux méthaniers sont entrés en service au cours de cette période (Cavaou et Dunkerque LNG). Par ailleurs, afin de mettre en œuvre la zone de marché unique au 1er novembre 2018, GRTgaz et Teréga ont réalisé des investissements significatifs de renforcement du réseau principal (Val de Saône et Gascogne-Midi). Ainsi, les contraintes anticipées en 2007 pour l'alimentation des nouvelles CCCG ont été fortement réduites.

La CRE considère que la différenciation des termes tarifaires entre les clients SFM et les autres clients est justifiée, car les SFM sont des consommateurs qui se distinguent des autres par leur taille, leur profil de consommation ainsi que leur rôle particulier pour les systèmes électriques et gaziers. De fait, leur obligation de programmation vis-à-vis du GRT correspond à un accès plus contraint au réseau de transport. Dès lors, la mise à zéro du terme de livraison pour cette catégorie de consommateur apparaît pertinente.

La CRE décide de supprimer l'offre IAPC, et de mettre à zéro le terme de livraison pour les SFM, à compter du 1^{er} avril 2020.

Enfin, les modalités de calcul de la souscription de capacités horaires supplémentaires et les pénalités journalières dépendent surtout des termes tarifaires d'acheminement sur le réseau régional et du terme de livraison. Le terme d'acheminement sur le réseau régional dépend lui-même du niveau tarifaire régional, qui varie de 0 à 10 selon la localisation du consommateur par rapport au réseau principal. Ainsi, pour un SFM avec un NTR à 0, les capacités horaires ainsi que les pénalités journalières seraient très faibles, voire nulles. Pour éviter une désincitation au respect des souscriptions de capacités, le tarif de livraison pris en compte pour les souscriptions des capacités horaires et pour le calcul des pénalités journalières pour les SFM est le même que celui des consommateurs industriels raccordés au réseau de transport.

4.3.3 Terme de proximité

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé de supprimer le terme de proximité, aujourd'hui fixé à 0,23 €/MWh pour le gaz H et à 0,17 €/MWh pour le gaz B, qui vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur, pour les quantités de gaz consommées dans certaines zones de sortie du réseau principal proches des points d'interconnexion (PIR) d'entrée : Dunkerque, Taisnières B, Virtualys et Obergailbach.

La déduction totale de facture induite par le terme de proximité représente environ 2,5 M€/an au total pour l'ensemble des consommations sur les zones concernées. Le reversement par les expéditeurs de cette déduction à leurs clients, à la fois sur le réseau de transport et de distribution, n'est pas automatique.

Au vu de ces éléments, la CRE a proposé dans la consultation publique du 27 mars 2019 d'étendre le principe d'égalisation nationale du terme de sortie du réseau principal, et ainsi de supprimer le terme de proximité dans le tarif ATRT7.

La quasi-totalité des industriels et une partie des expéditeurs sont favorables à la suppression du terme de proximité. Les industriels favorables à la suppression considèrent qu'il s'agit d'une question d'équité nationale, et que cette suppression est cohérente avec la dynamique voulue avec la zone de marché unique.

Les industriels qui bénéficient du terme de proximité préféreraient que ce terme soit maintenu, avec une obligation pour les expéditeurs de le reverser aux consommateurs.

Une autre partie des expéditeurs, ainsi que des entreprises locales de distribution des territoires qui bénéficient du terme de proximité, et quelques autres acteurs, sont opposés à la suppression. Ils pointent une baisse de compétitivité des territoires concernés.

Les expéditeurs opposés à la suppression estiment que ce rabais reflète les moindres coûts engendrés pour le réseau par les consommateurs proches des points d'entrée.

Selon le principe de tarification du réseau principal retenu par la CRE, le tarif en sortie du réseau principal pour alimenter des consommateurs nationaux est harmonisé à la maille nationale. Ainsi, quelle que soit la zone de sortie du réseau principal où est localisé le consommateur, il paye les mêmes tarifs à la capacité.

Le terme de proximité, mis en œuvre dans un objectif de continuité tarifaire dans les régions concernées lors du passage d'une tarification à la distance à une tarification entrée-sortie en 2003, constitue une exception à ce principe de tarification à la capacité unique en sortie du réseau principal en France, puisqu'il est proportionnel aux quantités acheminées et différencie les zones de sortie.

La CRE supprime le terme de proximité à compter du 1^{er} avril 2020.

4.3.4 Prise en compte du développement de la filière biométhane

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté dans les réseaux (le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028) nécessitera des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

En effet, les infrastructures de gaz ont été construites pour assurer le transport du gaz depuis des points d'entrée sur le réseau peu nombreux (zones de production nationales, aujourd'hui quasi-inexistantes, interconnexions avec les pays voisins, terminaux méthaniers) vers les zones de consommation et les stockages. A partir du réseau de transport, des mailles (ou poches) du réseau de distribution assurent la livraison de gaz jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, sauf investissement spécifique, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure ce qui peut contraindre le développement d'une production décentralisée, dans la mesure où une installation ne peut injecter qu'à concurrence de la consommation de la poche de réseau dans laquelle elle injecte (étages de pression inférieure qui lui sont rattachés compris). Dès lors, les réseaux actuels ne peuvent accueillir qu'une partie des volumes constitutifs de l'objectif de développement du biométhane injecté. Les capacités d'accueil seront, à court terme sur certaines zones, limitantes et nécessiteront des investissements de renforcement, évalués à environ 500 M€ à horizon 2028 sur les réseaux de transport et de distribution (pour un objectif de 22 TWh), auxquels s'ajouteront des investissements de raccordement estimés à plus d'un milliard d'euros.

La CRE considère que le bon développement de la méthanisation est un enjeu majeur pour la transition énergétique. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cependant, la décision d'investissement des opérateurs doit également se faire dans un contexte de visibilité et de stabilité sur les conditions économiques d'injection dans les réseaux.

Pour s'assurer de l'efficacité des investissements projetés, tout en garantissant la visibilité et la stabilité des conditions économiques d'injection dans le temps, la CRE, dans sa délibération du 14 novembre 2019³⁸, a précisé les modalités de mise en œuvre et d'encadrement des différents dispositifs associés à ce droit à l'injection tels que prévus par les articles L. 453-9 et D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Cette délibération a pour objectif d'apporter de la visibilité aux porteurs de projets sur leurs conditions de raccordement et précise les modalités de couverture par le tarif des coûts de renforcements des réseaux dans le cadre de zonages de raccordement optimisés à l'échelle de la collectivité, conformément aux dispositions du code de l'énergie susmentionnées.

Par ailleurs, afin de compléter ces dispositions et envoyer un signal pertinent aux producteurs afin de les inciter à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité, la CRE s'est interrogée sur l'introduction d'un terme tarifaire d'injection.

³⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

Dans les deux consultations publiques de mars puis juillet 2019 ayant traité du sujet, de nombreuses contributions se sont montrées défavorables à l'introduction d'un terme tarifaire d'injection. Les acteurs concernés jugent que l'introduction d'un signal à la localisation *via* ce terme est inutile dans la mesure où (i) ce signal est déjà donné à travers d'autres dispositifs, (ii) les porteurs de projets disposent de peu de marge de manœuvre dans le choix de leur implantation et (iii) le terme tarifaire d'injection atténue le signal à la localisation par rapport à un paiement direct au moment du raccordement. Certains acteurs considèrent également que cette introduction pourrait faire obstacle au développement de la filière et recommandent à ce titre de remettre à la période tarifaire suivante l'introduction d'un timbre d'injection. Certains acteurs se montrent néanmoins favorables à l'introduction d'un terme tarifaire d'injection, afin de ne pas faire porter les coûts de développement du biométhane aux consommateurs de gaz, notamment industriels.

Si la CRE entend les préoccupations exprimées par les acteurs sur la charge supplémentaire que représente ce terme tarifaire pour les porteurs de projet, elle considère néanmoins :

- qu'il est nécessaire d'introduire un signal complémentaire, permettant aux porteurs de projets de prendre en compte les coûts de renforcements des réseaux induits par leur choix de localisation (et plus particulièrement les OPEX qui ne sont pas pris en compte dans les mécanismes déjà existants) ;
- qu'il est préférable en termes de visibilité pour la filière d'introduire ce terme aujourd'hui plutôt que lorsque la filière sera plus développée et que la majorité des projets aura été décidée sans prendre en compte ce terme tarifaire.

Elle retient donc l'introduction d'un terme tarifaire d'injection dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 qui sera facturé :

- aux expéditeurs pour les installations injectant sur le réseau de transport ;
- aux producteurs pour les installations injectant sur le réseau de distribution

Principes de construction du timbre d'injection et niveau retenu

La CRE a travaillé à la construction d'un terme tarifaire fondé sur les principes suivants :

- envoi d'un signal à la localisation aux porteurs de projets afin de les encourager à choisir les zones qui génèrent le moins de coûts d'exploitation liés à l'adaptation du réseau pour accueillir le biométhane ;
- mise en place d'un mécanisme qui assure de la stabilité au producteur, et qui permet que chaque producteur soit protégé, une fois ses conditions de raccordement définies, d'une dégradation des conditions d'injection dans sa zone.

Le mécanisme proposé par la CRE dans la consultation publique est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs et les expéditeurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation. On distingue à ce titre trois types de zones :

- les zones qui nécessitent un rebours³⁹ ou une compression mutualisée se verront affecter le niveau 3 ;
- les zones qui ne nécessitent pas de rebours se verront affecter le niveau 1 ou 2. La répartition entre les niveaux 1 et 2 se fera selon la longueur de canalisations sur la zone, rapportée au nombre de projets.

Afin de s'assurer de la stabilité du montant payé par chaque producteur sur toute la durée de vie de l'installation de production de biométhane, la CRE a proposé d'affecter un niveau à chaque site de production qui n'a pas vocation à être modifié sur le moyen terme. Ainsi, si les conditions technico-économiques d'injection sur une zone se dégradent, cela ne viendra pas impacter directement le niveau des producteurs qui seraient déjà en injection, ni modifier l'équilibre économique de leur installation. Dans la même logique, les sites de production qui injectent actuellement se verront attribuer le niveau 1.

La CRE retient, dans la présente délibération tarifaire, le principe général d'un timbre à trois niveaux, attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2⁴⁰, en fonction du zonage de raccordement⁴¹ en vigueur sur la zone, et inchangé sur le moyen terme. Elle 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 rebours (ou la compression mutualisée) n'est pas effectivement réalisé.

³⁹ Compresseur permettant d'injecter le gaz sur un réseau de pression supérieure.

⁴⁰ 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.

⁴¹ 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.

Le classement des zones par type de 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 :
 - si le zonage comprend un maillage⁴² et/ou une extension mutualisée⁴³, 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.

S'agissant des niveaux proposés en consultation publique, fondés sur une estimation des coûts cibles associés à l'objectif d'injection de 22 TWh en 2028, ces derniers ont fait l'objet de réponses défavorables, au motif qu'une telle méthode de construction, proposée par la CRE afin de réduire la variabilité du niveau du terme tarifaire d'injection entre périodes tarifaires, serait déconnectée des coûts estimés pour la période des prochains tarifs.

Afin de répondre aux préoccupations exprimées par les producteurs, tout en tenant compte des réponses qui affirment leur soutien au principe d'un terme tarifaire d'injection et leur attachement à ce que ce terme tarifaire permette de recouvrir les coûts d'exploitation associés au développement du biométhane, la CRE modifie la méthode de calcul.

A cet effet, 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, qui ne sont pas directement liés au choix de localisation des producteurs.

Pour chaque catégorie (« OPEX rebours » relatifs aux rebours et aux compressions mutualisées, et « OPEX canalisations » relatifs aux maillages et autres canalisations), la méthodologie suivante a été appliquée :

- estimation du volume d'OPEX sur la période 2020-2023, en fonction des volumes d'investissements liés au développement du biométhane présentés par les opérateurs dans leur dossier tarifaire, retraités en cohérence avec l'objectif de 6 TWh en 2023 fixé dans le projet de PPE. Ces volumes estimés sont les suivants :
 - 4 % des coûts d'investissements (hors études) pour les rebours et les compressions mutualisées ;
 - 0,2 % pour les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) ;
- affectation de ces coûts 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 ;
- estimation des volumes prévisionnels pour la période 2020-2023 sur chaque type de zone, en excluant de l'analyse les capacités déjà installées, qui se verront attribuer le niveau 1 ;
- calcul du ratio entre les OPEX totaux anticipés sur la période pour chacun des trois types de zones et les volumes totaux associés à horizon 2023.

Par ailleurs, la CRE décide, comme présenté dans la consultation publique, au vu de la faiblesse des charges d'exploitation estimées pour le niveau 1, de fixer ce dernier à 0.

La grille résultant de cette méthodologie, ainsi que sa décomposition, est la suivante :

	Grille retenue (€/MWh injectés)	Total OPEX (€/MWh)	dont OPEX rebours (€/MWh)	dont OPEX canalisations (€/MWh)
Niveau 3	0,7	0,71	0,65	0,06
Niveau 2	0,4	0,35	0,00	0,35
Niveau 1	0	0,09	0,00	0,09

4.4 Modalités de collecte de la compensation stockage

4.4.1 Principe de couverture des coûts du stockage

⁴² Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

⁴³ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

Le code de l'énergie prévoit que les opérateurs de stockage perçoivent leur revenu autorisé, fixé par la CRE :

- d'une part, au travers des recettes qu'ils perçoivent directement, majoritairement issues de la commercialisation de leurs capacités de stockages aux enchères ;
- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes qu'ils perçoivent directement sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) auprès des expéditeurs et reversée aux opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie⁴⁴.

C'est dans ce cadre que la CRE a introduit un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT6 (le « terme tarifaire stockage »).

La compensation est recouvrée auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant le terme tarifaire stockage qui est fonction de la modulation hivernale de leurs clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz.

4.4.2 Calcul de la modulation hivernale

Le terme tarifaire stockage est aujourd'hui payé par deux types de consommateurs raccordés au réseau de distribution :

- les clients « profilés » (qui correspondent aux clients raccordés au réseau de distribution en option tarifaire T1, T2 ou T3) : les capacités de transport de ces clients sont automatiquement calculées par les gestionnaires de réseau et souscrites par les expéditeurs pour permettre de couvrir le besoin de pointe sur la base d'un profil de consommation et d'une consommation annuelle ;
- les clients « à souscription » (qui correspondent aux clients raccordés au réseau de distribution en option tarifaire T4 ou TP) : ces clients choisissent le niveau de leurs souscriptions de capacités, pour couvrir leurs besoins de pointe. Il s'agit essentiellement d'acteurs industriels.

Dans la consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE a proposé d'introduire une différenciation dans la méthode de calcul de la modulation hivernale pour ces deux types de consommateurs. En effet les clients industriels « à souscription », même s'ils consomment en moyenne davantage en hiver qu'en été, ont des maximums de consommation non directement corrélés avec les pointes de froid, comme c'est le cas pour les clients profilés, mais plutôt associés aux besoins de leurs procédés industriels, chaque secteur d'activité ayant ses propres caractéristiques. Afin de tenir compte de ces caractéristiques spécifiques aux clients à souscription, la CRE a proposé de calculer leur modulation *via* une comparaison de leur consommation moyenne hivernale à leur consommation moyenne annuelle. S'agissant des clients « profilés » (T1, T2, T3), la CRE a proposé de conserver la formule actuellement en vigueur.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2019 est favorable à la proposition de la CRE, et notamment l'ensemble des industriels qui considèrent que la formule proposée tient compte de leurs spécificités de consommation. Certains acteurs ont néanmoins souligné que des événements industriels de type maintenances lourdes ou arrêts réglementaires pourraient altérer fortement leur modulation selon la profondeur d'historique retenue par la CRE pour effectuer le calcul. D'autres se sont inquiétés de l'absence de correction climatique dans la formule proposée et de l'impact financier que pourrait alors représenter un hiver particulièrement froid. Enfin, certains expéditeurs et consommateurs ont fait part de craintes relatives à la mise à disposition des données de consommations concernées.

A compter du 1^{er} avril 2020, le calcul de la modulation hivernale dépend du type de client, et s'applique selon les modalités décrites ci-après.

- **Clients « à souscription »**

Pour les clients à souscription, la modulation hivernale de chacune des trois dernières années est calculée comme suit :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max}(0; \frac{\text{Consommation hiver}}{151} - \frac{\text{Consommation annuelle}}{365} - \text{Int})$$

Avec : - Consommation hiver : consommation du site du 1^{er} novembre N-2 au 31 mars N-1⁴⁵

⁴⁴ Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

⁴⁵ La modulation d'un client devant être actualisée au 1^{er} avril de chaque année, la CRE considère cependant comme difficile d'un point de vue opérationnel de prendre en compte des données de consommations réelles jusqu'au 31 mars de la même année. La « consommation

- Consommation annuelle : consommation du 1^{er} novembre N-2 au 31 octobre N-1
- Int : capacités interruptibles contractualisées par le client pour l'année N-1.

Les capacités interruptibles prises en compte en déduction de la comparaison entre consommation hiver et consommation annuelle correspondront à la fois :

- aux capacités interruptibles contractualisées entre les gestionnaires de réseaux et leurs clients expéditeurs pour répondre à des contraintes techniques d'approvisionnement pour des mailles géographiques données ;
- aux capacités interruptibles qui seront contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux une fois mis en œuvre, le cas échéant, les dispositifs d'interruptibilité prévus par les articles 431-6-2 et 431-6-3 du code de l'énergie⁴⁶ ;
- aux capacités interruptibles qui seront déclarées délestables sans risque lors de l'enquête menée par les gestionnaires de réseaux de distribution⁴⁷. Une fois mise en œuvre les dispositifs d'interruptibilité, les capacités déclarées délestables sortiront du périmètre des capacités interruptibles prises en compte dans le calcul.

Par ailleurs, afin de tenir compte des maintenances lourdes ou arrêts réglementaires qui font effectivement partie de la réalité industrielle des clients à souscription, le calcul de la modulation hivernale de ces sites est effectué sur la base des trois dernières années d'historique. Au 1^{er} avril de chaque année N, la modulation retenue pour la facturation du terme tarifaire stockage consistera en la moyenne des deux valeurs de modulation les plus basses parmi les trois dernières valeurs disponibles (celles des années N, N-1 et N-2). Ce lissage retenant les deux « meilleures » des trois dernières années d'historique permettra également de contenir l'impact financier d'un hiver particulièrement froid.

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en option « à souscription », en l'absence d'historique de consommations réelles, la modulation du site sera déterminée par les GRD sur la base de la meilleure estimation de la consommation annuelle de référence (CAR) et du profil de consommation communiqué au GRD dans le cadre du raccordement par le fournisseur du site.

Enfin, pour répondre aux interrogations formulées dans les réponses à la consultation publique concernant la disponibilité et la fiabilité des données, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'être en mesure de fournir une valeur de la modulation qui puisse être opposable et transmise au fournisseur de tout client qui en ferait la demande. Par ailleurs, dans tous les cas autres que celui d'un nouveau site raccordé en option « à souscription », il incombera aux gestionnaires de réseau d'assurer la continuité de la facturation de la compensation stockage via l'utilisation de l'historique de données de consommation en leur possession.

- **Clients « profilés »**

Pour les clients « profilés », la modulation d'une année N est calculée comme suit :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max} \left(0; \text{CJN} - \frac{\text{CAR}}{365} - \text{Int} \right)$$

- Avec : - CJN : capacité journalière normalisée du site profilé ;
- CAR : consommation annuelle de référence du site ;
 - Int : capacités interruptibles contractualisées par le client.

Par exception, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j pour les clients suivants :

- clients s'étant déclarés délestables lors de l'enquête menée par les gestionnaires de réseaux de distribution⁴⁸, cette exception prenant fin avec la mise en œuvre effective des textes relatifs aux dispositifs d'interruptibilité;

hiver » d'une année N correspondra donc aux consommations allant du 1^{er} novembre N-2 au 31 mars N-1. La « consommation annuelle » de cette même année N correspondra quant à elle aux consommations allant du 1^{er} novembre N-2 au 31 octobre N-1.

⁴⁶ En l'absence d'historique suffisant durant les deux premières années d'existence de ce dispositif, la capacité prise en compte pour le calcul du terme Int sera identique pour le calcul des 3 modulations annuelles et correspondra aux capacités souscrites au titre de l'année de facturation en cours.

⁴⁷ Questionnaire de délestabilité GRDF

⁴⁸ Questionnaire de délestabilité GRDF

- contre-modulés : clients ayant un profil P013 (Part Hiver inférieure ou égale à 39%) ou P014 (Part Hiver comprise entre 39% et 50%). Les profils sont attribués par les GRD selon la méthodologie publiée sur le site du GTG⁴⁹.

4.4.3 Périmètre de la compensation stockage

Dans sa délibération du 22 mars 2018, la CRE a défini le périmètre de l'assiette de collecte de la compensation stockage. Dans le contexte d'entrée dans la régulation des stockages de gaz, avec d'une part, les délais contraints de mise en œuvre de la réforme, et d'autre part, l'absence des dispositifs d'interruptibilité contractuelle pouvant s'appliquer aux clients directement raccordés aux réseaux de transport, la CRE a poursuivi un double objectif de continuité économique et de prise en compte des apports des stockages pour les utilisateurs des réseaux de gaz dont l'alimentation ne peut être interrompue en cas de crise d'approvisionnement.

Elle a en conséquence retenu, au 1^{er} avril 2018, une assiette de perception de la compensation correspondant (i) aux consommateurs résidentiels, y compris les ménages résidant dans un immeuble chauffé collectivement au gaz, (ii) aux consommateurs non résidentiels assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, raccordés au réseau de distribution et (iii) aux consommateurs n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou qui ne se sont pas déclarés délestables, raccordés au réseau de distribution.

Le code de l'énergie prévoit que les capacités de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont définies au titre :

- de l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie, qui prévoit que la programmation pluriannuelle de l'énergie définit les infrastructures de stockage souterrain qui garantissent la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes ;
- et de l'article L. 421-4 du code de l'énergie qui prévoit la définition, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, des stocks minimaux de gaz naturel nécessaires au 1^{er} novembre pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars.

Dans ces deux cas, il n'est pas fait de distinction entre les consommateurs raccordés au réseau de transport et ceux raccordés au réseau de distribution.

Enfin, l'article L. 421-6 du code de l'énergie prévoit un mécanisme de constitution de stocks complémentaires de gaz naturel dans le cas où les souscriptions des capacités de stockage aux enchères ne suffiraient pas à garantir la sécurité d'approvisionnement, dit « filet de sécurité ». Le décret d'application⁵⁰ de ce mécanisme précise notamment quels consommateurs supporteraient les coûts liés à l'activation du filet de sécurité.

Pour l'année 2018, ce décret prévoyait de ne prendre en compte que les consommateurs raccordés au réseau de distribution, non délestables : ce périmètre était ainsi aligné avec celui retenu par la CRE pour le paiement de la compensation stockage.

Toutefois, à compter de 2019, l'assiette du filet de sécurité définie par le décret porte sur l'ensemble des consommateurs non interruptibles, y compris ceux raccordés au réseau de transport. Les périmètres du filet de sécurité et de compensation des coûts du stockage ne sont dès lors plus alignés.

La CRE considère en conséquence souhaitable l'extension de l'assiette à l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe hivernale, mais maintient que cette extension n'est envisageable qu'à la condition d'une mise en œuvre des dispositifs d'interruptibilité prévus par les articles 431-6-2 et 431-6-3 du code de l'énergie. A cet égard, la CRE rappelle que le projet d'arrêté pour l'application des articles précités, qui a fait l'objet d'un avis de la CRE daté du 24 juillet 2019, a été présenté au Conseil Supérieur de l'Énergie le 23 juillet 2019 et a reçu un avis favorable.

La CRE avait exposé cette orientation dans la consultation publique du 27 mars, et l'a confirmée dans la consultation du 23 juillet 2019. Si de nombreux acteurs industriels restent opposés à l'extension de l'assiette de compensation du stockage et soulignent la difficulté technique de mise en œuvre des dispositifs d'interruptibilité, une majorité approuve la formule proposée par la CRE dans la consultation publique de juillet et partage la position de lier l'extension de l'assiette à la publication de l'arrêté relatif aux mécanismes d'interruptibilité.

Par ailleurs, les orientations de politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire prévoient qu'« *une réflexion devrait être entreprise à l'occasion de l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sur les moyens permettant d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de distribution et les tarifs*

⁴⁹ Table des profils applicable du 1^{er} avril 2018 au 31 mars 2019

⁵⁰ Décret n° 2018-221 du 30 mars 2018 relatif à la constitution des stocks complémentaires de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-6 du code de l'énergie

supportés par un site similaire raccordé à un réseau de transport. » La facturation de la compensation stockage aux clients directement raccordés au réseau de transport sera réalisée en appliquant les mêmes modalités de calcul de la modulation hivernale spécifique que pour les clients « à souscription », tel que décrit au 4.4.2 de la présente délibération.

Enfin, la CRE rappelle que les GRT considèrent qu'un délai minimal de 12 mois à compter de la publication officielle de l'arrêté relatif à l'interruptibilité sera nécessaire afin d'assurer la contractualisation des capacités interruptibles avec les utilisateurs des réseaux. Cet arrêté a été publié au *Journal Officiel de la République Française* le 19 décembre 2019. En conséquence, la CRE prévoit que l'extension de l'assiette de compensation aux clients directement raccordés au réseau de transport sera mise en œuvre à l'occasion de la première mise à jour du tarif ATRT, soit le 1^{er} avril 2021. Elle mènera au second semestre 2020 une consultation publique en préparation de cette évolution.

5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

5.1 Règles tarifaires

5.1.1 Définitions

Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger.

Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un groupement de stockage.

Point d'Interface Transport Production (PITP) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et une installation de production de gaz encadrée par une concession minière.

Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution publique.

TCE : terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière aux points d'entrée du réseau principal à partir d'un PIR ou d'un PITTM ;

TCES : terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal en provenance d'un PITS ;

TCST : terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion des réseaux de transport, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie vers un point d'interconnexion des réseaux (PIR) ;

TCS : terme de capacité de sortie du réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal, sauf vers un PITS ou un PIR ;

TCSS : terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal vers un PITS ;

TCR : terme de capacité de transport sur le réseau régional, applicable à la souscription de capacité journalière de transport sur le réseau régional ;

TCL : terme de capacité de livraison, applicable à la souscription de capacité journalière de livraison à un point de livraison ;

Terme Stockage (TS) : Terme tarifaire unitaire visant à recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel, applicable aux expéditeurs, fonction de la modulation hivernale de leurs clients.

Terme d'injection biométhane : terme applicable aux quantités de biométhane injectées dans le réseau de transport de gaz ;

Capacité ferme :

Capacité de transport de gaz dont l'utilisation est garantie contractuellement par le GRT, hors travaux ou cas de force majeure.

Capacité ferme climatique :

Capacité de transport de gaz dont le GRT garantit par contrat, en fonction de la consommation domestique, le caractère non interruptible. Cette définition s'applique notamment aux capacités d'injection et de soutirage aux PITS.

Capacité à rebours :

Capacité permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

Capacité interruptible :

Capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz.

Capacité restituable :

Capacité ferme, que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment au GRT à sa demande.

Expéditeur :

Personne physique ou morale qui conclut avec un GRT un contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire.

Point de livraison (PDL) :

Point de sortie d'un réseau de distribution où un gestionnaire de réseau de distribution livre du gaz à un client final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution. A chaque PDL est rattaché en général un point de comptage et d'estimation (PCE), avec un numéro unique à 14 chiffres permettant de l'identifier. Par exception, un PDL peut néanmoins regrouper plusieurs PCE, si ceux-ci sont en aval du même branchement individuel.

Consommation annuelle de référence (CAR) :

Quantité de gaz estimée consommée sur une année, dans des conditions climatiques moyennes, pour un point de comptage et d'estimation (PCE).

Client « non à souscription » :

Client relevant des options T1, T2, et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Ces options ne comprenant aucun terme de souscription de capacité, les PDL de ces clients sont donc « non à souscription ». A chaque PDL « non à souscription » est associée une capacité dite « normalisée », déterminée à partir de sa CAR, de son profil, de la température de pointe 2% de la station météo à laquelle est rattaché le PITD concerné, et d'un coefficient d'ajustement « A ».

Client « à souscription » :

Client relevant des options TF, T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Pour ces PDL, le fournisseur réserve librement la capacité souhaitée.

Part Hiver (PH) :

Le rapport entre la consommation du client des mois de novembre à mars inclus et sa consommation sur l'ensemble de l'année civile.

5.1.2 Souscriptions de capacités

5.1.2.1 Souscription de capacités aux PIR aux enchères

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach, Oltingue et Pirineos peuvent être souscrites aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA. Ces capacités sont commercialisées aux enchères selon les modalités prévues par le règlement (UE) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les réseaux de transport de gaz dit « Code de réseau CAM ». Les détails des procédures d'enchères et des produits proposés sont publiés par GRTgaz et Teréga sur leurs sites internet respectifs ou sur la plateforme d'enchère PRISMA.

A titre indicatif, sont disponibles des produits de capacités d'acheminement journalières fermes, interruptibles et à rebours sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infra-journalières.

Le prix de réserve des enchères est égal au prix fixé par la présente délibération.

La contractualisation et la facturation pour les PIR de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach et Oltingue sont réalisées par GRTgaz.

La contractualisation et la facturation pour le PIR de PIRINEOS sont réalisées par Teréga.

5.1.2.2 Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque

Les souscriptions de capacités journalières au PIR Dunkerque font l'objet de mécanismes de commercialisation particuliers définis selon des règles définies par la CRE et rendues publiques sur le site internet de GRTgaz.

5.1.2.3 Souscription de capacités aux PITS

Le GRT alloue automatiquement à l'expéditeur à chaque Point d'Interface Transport Stockage (PITS) des capacités de sortie et d'entrée correspondant aux capacités nominales d'injection et de soutirage que l'expéditeur détient sur le ou les groupements de stockages correspondants, dans la limite des capacités du réseau.

Le niveau des capacités fermes en sortie aux PITS est fixé par la CRE. Les capacités allouées restantes sont interruptibles.

5.1.2.4 Souscription de capacités aux PITTM

La détention de capacités de regazéification dans un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants. Dans le cas spécifique du terminal de Dunkerque LNG (le terminal est relié à la fois au réseau de GRTgaz et au réseau belge) cette obligation porte sur la somme des capacités réservées sur le réseau de GRTgaz au PITTM de Dunkerque et des capacités réservées depuis le terminal vers la Belgique.

Au PITTM de Dunkerque, les capacités fermes d'entrée sur le réseau de GRTgaz sont réservées par l'expéditeur sous la forme de bandeaux annuels, sur une période représentant un nombre entier d'années, ou sous la forme de bandeaux intra-annuelles.

Aux PITTM de Montoir et de Fos, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le GRT une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes :

- dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification entrant dans le cadre de la programmation annuelle du terminal (notamment, annuelles ou pluriannuelles), le niveau de capacité d'entrée journalière ferme attribué correspond à une quote-part de la capacité journalière ferme de regazéification du terminal. Cette quote-part est déterminée par le ratio :
 - o de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;
 - o sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification de ce terminal ;

Jusqu'au 31 décembre 2020, la capacité allouée au PITTM pour le terminal de Fos Tonkin est de 80 GWh/j (la capacité de regazéification cumulée des deux terminaux de Fos étant supérieure à celle du PITTM).

- dans le cas de souscriptions de capacité de regazéification en spot, l'expéditeur se voit attribuer un bandeau de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription. Le niveau de capacité attribué correspond à la quantité de capacité de regazéification souscrite, exprimée en GWh.

Un expéditeur ayant de la capacité souscrite à un PITTM peut en changer le niveau la veille pour le lendemain, à condition de conserver l'intégralité du niveau de capacité initialement souscrit sur la période concernée (durée de la souscription ou année calendaire, si la souscription a une durée supérieure à un an).

Le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières de chaque jour. Si elles excèdent, pour un jour donné, la capacité détenue par l'expéditeur, il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire, au tarif de la capacité quotidienne, égale à la différence positive entre l'émission journalière et la capacité attribuée par l'expéditeur.

Les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTM sans frais.

Par ailleurs, toute capacité souscrite à un PITTM pour le mois M et que l'expéditeur ne compte finalement pas utiliser peut être transférée après le 20 du mois M-1 à un autre PITTM sur ce mois M. Le coût de ce transfert correspond à 10% du prix initial de la nouvelle capacité souscrite.

5.1.2.5 Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional

La réservation des capacités de livraison aux points de livraison et aux Points d'Interconnexion Réseau Régional (PIRR), des capacités d'acheminement sur le réseau régional et des capacités en sortie du réseau principal s'effectue auprès des GRT selon les modalités publiées par les GRT.

Les capacités fermes de livraison aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) sont allouées automatiquement par les GRT. Ces capacités sont calculées par les GRT, sur la base de données transmises par le gestionnaire de réseau de distribution publique de gaz. La méthode de calcul des capacités de livraison normalisée est établie, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendue publique.

L'expéditeur se voit attribuer une capacité de sortie du réseau principal et une capacité d'acheminement sur le réseau régional égales, pour chaque point de livraison et pour chaque PIRR, à la capacité de livraison en ce point.

5.1.2.6 Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane

L'expéditeur se voit attribuer une capacité d'injection égale à la capacité de production du site telle qu'inscrite dans le registre de capacité, et ce pour la durée du contrat d'achat qu'il a passé avec le site producteur.

5.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité

Pour la période du 1^{er} novembre 2019 au 30 septembre 2020, tous les excédents d'enchères perçus sur cette période seront redistribués en une seule fois, au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution en France du 1^{er} novembre 2019 au 30 septembre 2020.

Les montants individuels de redistribution pour la période du 1^{er} novembre 2019 au 30 septembre 2020 seront calculés par chaque GRT et redistribués au plus tard sur la facture de novembre 2020.

Chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire des excédents de recettes d'enchères ainsi redistribués.

5.1.4 Cessions de capacités de transport sur le réseau de GRTgaz

Les capacités de transport souscrites aux points d'entrée et de sortie vers les PIR sont librement cessibles sans surcoût.

En cas de cession complète, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liés à ces souscriptions.

En cas de cession de droit d'usage, le propriétaire initial conserve ses obligations vis-à-vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut descendre jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Le droit d'usage des capacités de transport aval, entre le PEG et le point de livraison à un site industriel directement raccordé au réseau de transport, ou entre un PITP et le PEG est cessible dans le cas où l'industriel concerné a souscrit ces capacités auprès du GRT.

Les modalités de ces cessions de capacités de transport sont définies par les GRT, sur des bases objectives et transparentes, et rendues publiques par les GRT sur leur site internet.

5.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2020

5.2.1 Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif de transport

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chacun des GRT.

- GRTgaz :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023
Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif	1795,9	1782,1	1794,8	1802,1

- Teréga :

Teréga, en M€ _{courants}	2020	2021	2022	2023
Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif	280,1	278,5	279,7	269,3

5.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacités journalières de livraison et d'acheminement

5.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1^{er} octobre 2020

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCE (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	81,66	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	104,97	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	104,97	50 %
Obergailbach	GRTgaz	104,97	50 %
Oltingue	GRTgaz	104,97	50 %
Pirineos	Teréga	104,97	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	41,37	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	407,02	75 %
Pirineos	Teréga	626,95	75 %

- Termes de capacité à rebours au PIR

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
Taisnières B	GRTgaz	20 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	125 %

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

5.2.2.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1^{er} octobre 2020

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCE (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	81,59	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	105,18	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	105,18	50 %
Obergailbach	GRTgaz	105,18	50 %
Oltingue	GRTgaz	105,18	50 %
Pirineos	Teréga	105,18	50 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	41,85	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	384,95	85 %
Pirineos	Teréga	584,31	85 %

- Termes de capacité à rebours

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
Taisnières B	GRTgaz	20 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	125 %

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

5.2.2.3 Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz	94 ,66
Montoir	GRTgaz	94 ,66
Fos	GRTgaz	94 ,66

5.2.2.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

- Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages (TCES et TCSS)

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCES (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel inter- ruptible</i>
Nord-Ouest	GRTgaz	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	9,17	21,43	50 %

5.2.2.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	94,73	50 %
Teréga	94,73	50 %

5.2.2.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

- Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	84,53 x NTR	50 %
Teréga	79,77 x NTR	50 %

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional (TCR) est le produit d'un terme unitaire fixé et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré.

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz et Teréga, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe 7 du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz ou Teréga calculent la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur leurs sites internet respectifs.

- Termes de de capacité de livraison (TCL)

Réseau de transport	Type de point de livraison	TCL (€/MWh/jour par an) Annuel ferme	TCL (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,64	50 %
	PIRR	43,18	Sans objet
	PITD	49,66	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	28,91	50 %
	PITD	52,23	Sans objet

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un PIRR, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacités de livraison.

En application du système de souscription normalisée de capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les points de livraison (PDL) « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition des GRT pour leurs zones d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur ces zones.

- Termes fixes par poste de livraison

Les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR s'acquittent d'un terme fixe par poste de livraison :

Terme fixe par poste	€/poste par an
GRTgaz	6 490,80
Teréga	3 197,33

5.2.3 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

5.2.3.1 Montant de la compensation à percevoir

Le montant de la compensation à percevoir par un opérateur d'infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel et qui sera collecté par les GRT, correspond à la différence entre (i) le revenu autorisé de l'opérateur pour 2020, fixé par la CRE dans sa délibération du 23 janvier 2020, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l'opérateur au titre de l'année 2020. Ce calcul est effectué pour chacun des opérateurs. Il permet de définir la quote-part de la compensation reversée par chaque GRT à chacun des opérateurs en considérant le rapport entre la compensation prévisionnelle annuelle de l'opérateur et la compensation prévisionnelle annuelle totale.

Les montants qui seront retenus par la CRE pour calculer la compensation 2020 sont les suivants :

- pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération du 23 janvier 2020 ;
- pour les recettes prévisionnelles directement perçues par les opérateurs de stockage, la CRE retient notamment :

- a) les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2019-2020, au titre des 3 premiers mois de 2020 ;
- b) les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2020-2021, au titre des 9 derniers mois de 2020.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, à la fin du mois de mars 2020.

5.2.3.2 Calcul de la modulation hivernale

Tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un Point d'Interface Transport Distribution (PITD) se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients, raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz, dans son portefeuille le 1^{er} jour de chaque mois. Cette modulation est calculée sur la base de données transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz. 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.

Le niveau de modulation hivernale est déterminé chaque 1^{er} jour de mois, pour chacun des clients, en appliquant les calculs décrits ci-après.

- **Clients « à souscription »**

Pour les clients à souscription, la modulation de chacune des trois dernières années est calculée de la manière suivante :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max}(0; \frac{\text{Consommation hiver}}{151} - \frac{\text{Consommation annuelle}}{365} - \text{Int})$$

Où :

- Consommation hiver : consommation du site du 1^{er} novembre N-2 au 31 mars N-1
- Consommation annuelle : consommation du 1^{er} novembre N-2 au 31 octobre N-1
- Int : somme des capacités interruptibles contractualisées pour l'année N-1 entre les gestionnaires de réseaux et leurs clients expéditeurs pour répondre à des contraintes techniques d'approvisionnement, des capacités interruptibles qui seront contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux une fois effective la mise en œuvre des arrêtés relatifs aux dispositifs d'interruptibilité.

La modulation retenue pour la facturation de la compensation stockage pendant l'année N correspond à la moyenne des deux valeurs les plus faibles parmi les 3 valeurs calculées. Cela permet de tenir compte des maintenances lourdes ou arrêts réglementaires qui font effectivement partie de la réalité industrielle des clients à souscription.

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en option « à souscription », en l'absence d'historique de consommations réelles, la modulation du site sera déterminée par les GRD sur la base de la meilleure estimation de la consommation annuelle de référence (CAR) et du profil de consommation communiqué au GRD dans le cadre du raccordement par le fournisseur du site. Ainsi, la facturation de la compensation stockage débutera dès le premier mois suivant le raccordement du site sur la base de cette estimation. Dès lors qu'au 1^{er} avril d'une année N une année complète de données de calcul sera disponible (c'est-à-dire que les données de consommation remontant jusqu'au 1^{er} novembre de l'année N-2 seront disponibles), la facturation s'effectuera sur la base de cette première année de données de consommations réelles. Au 1^{er} avril de l'année suivante la modulation sera calculée comme la moyenne des deux valeurs de modulation disponibles et enfin au 1^{er} avril suivant la modulation retenue correspondra à la moyenne des deux valeurs les plus basses parmi les trois disponibles, tel que décrit dans la présente délibération.

En l'absence des notions de CAR et de profilage en transport, la première année de facturation d'un nouveau client raccordé au réseau sera effectuée sur la base d'une estimation transmise aux GRT par le fournisseur du site.

Par ailleurs, dans tous les cas autres que celui d'un nouveau site raccordé en option « à souscription », il incombera aux gestionnaires de réseau d'assurer la continuité de la facturation de la compensation stockage via l'utilisation de l'historique de données de consommation en leur possession.

- **Clients « profilés »**

Pour les clients « profilés », la modulation d'une année N est calculée comme suit :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max}(0; \text{CJN} - \frac{\text{CAR}}{365} - \text{Int})$$

Où :

- la Consommation Annuelle de Référence (CAR) est l'estimation de la consommation annuelle d'un Point de Comptage et d'Estimation (PCE) en année climatiquement moyenne ;
- la Capacité Journalière Normalisée (CJN) est telle que :

$$\text{CJN} = A. z_i. \text{CAR}$$

Où :

- o A est un coefficient traduisant le rapport entre les capacités, dites « normalisées », calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription », alimentés en aval d'un PITD donné, pour chaque GRD sur chaque zone d'équilibrage et, sur les mêmes périmètres, la consommation journalière de pointe de ces PDL calculée par l'algorithme de profilage des GRD ;
- o coefficient Zi : coefficient de conversion prenant en compte la station météo et le profil de consommation du client. La méthode d'attribution des profils est disponible sur le site du GTG⁵¹.
- Int : somme des capacités interruptibles qui seront contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux une fois effective la mise en œuvre des arrêtés relatifs aux dispositifs d'interruptibilité.

Les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz transmettent aux GRT les données nécessaires au calcul du niveau de la modulation hivernale, telle que définie ci-dessus.

Dans certains cas, notamment pour certains GRD ne disposant pas d'information sur le profil de consommation de leur clientèle historique, certaines données (CAR, profils) pourraient ne pas être disponibles. Les GRT pourront substituer la CAR par un équivalent fonction de l'estimation de la CAR globale du PITD.

Dans le cas où un GRD ne transmet pas dans les temps les données nécessaires au calcul de l'assiette pour les clients sur son périmètre, le GRT appliquera, pour ces clients en question, une méthode fondée sur la capacité souscrite. Ce calcul sera corrigé a posteriori, une fois que le GRD transmettra les données.

Par exception, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j :

- pour les clients s'étant déclarés délestables lors de l'enquête menée par les gestionnaires de réseaux de distribution⁵², cette exception prenant fin avec la mise en œuvre effective des textes relatifs aux dispositifs d'interruptibilité ;
- pour les clients contre-modulés, c'est-à-dire les clients ayant un profil P013 (Part Hiver inférieure ou égale à 39%) ou P014 (Part Hiver comprise entre 39% et 50%). Les profils sont attribués par les GRD selon la méthodologie publiée sur le site du GTG⁵³.

Dans le cas d'un changement en cours d'année de l'option tarifaire profilée T3 vers une option tarifaire à souscription sur le réseau de distribution, la facturation de la compensation stockage s'ajustera dès le mois suivant ce changement et s'effectuera via la formule propre aux clients à souscription. Les valeurs de « consommation hiver » et « consommation annuelle » seront calculées sur la base des relevés mensuels du client T3. De la même manière un passage d'une option à souscription vers une option profilée entraînera dès le mois suivant un changement dans la méthode de calcul de la modulation.

La valeur prévisionnelle de l'assiette de compensation pour 2020 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, fin mars 2020.

5.2.3.3 Calcul du terme tarifaire stockage

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. La CRE fixera le niveau

⁵¹ Calcul des coefficients Zi

⁵² Questionnaire de délestabilité GRDF : <https://www.grdf.fr/entreprises/aide-contact/questions-frequentes/reponses>

⁵³ Table des profils applicable du 1er avril 2018 au 31 mars 2019 : <https://www.gtg2007.com/libre/donnees/index.php?ldDPDRType=3>

du terme stockage applicable au 1^{er} avril 2020 en mars 2020 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2020-2021.

5.2.4 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacités d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année

5.2.4.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	En cas de congestion	1/4 du terme annuel
	Sans congestion	1/3 du terme annuel
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel
	Sans congestion	1/8 du terme annuel
Quotidienne	En cas de congestion	1/30 du terme mensuel « en cas de congestion »
	Sans congestion	1/30 du terme mensuel « sans congestion »
Infra-journalière	Sans objet	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes

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.

5.2.4.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

5.2.4.3 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

Capacité	Coefficient
Trimestrielle	1/3 du terme annuel
Mensuelle	1/8 du terme annuel
Quotidienne	1/240 du terme annuel

5.2.4.4 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Décembre - Janvier - Février	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

- Souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison

Pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz, des modalités particulières s'appliquent pour les demandes de souscription de capacités journalières de livraison souscrites émises avec un préavis court.

Lorsque la demande de souscription parvient à GRTgaz avec un préavis:

- compris entre le préavis standard stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz et 9h00 le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est celui prévu dans le présent tarif ;
- après 9h00 le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande et avant 20h00 le jour précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est majoré de 20% ;
- après 20h00 le jour précédant et jusqu'à 14h le jour considéré par la demande, le tarif applicable est majoré de 30%. Une capacité quotidienne souscrite durant le jour de livraison est considérée comme prenant effet à partir de 06h ce même jour, quelle que soit l'heure à laquelle elle a été souscrite.
- Souscription de capacités horaires de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, au-delà de la capacité horaire réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix, égal à 10 fois la somme des termes de capacité journalière de livraison et de transport sur le réseau régional.

5.2.5 Tarifs applicables aux capacités d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz

5.2.5.1 Pour les points d'interface transport production

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir des Points d'Interface Transport Production (PITP) sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est de 9,75 €/MWh/jour par an ;
- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est supérieure à 5 GWh/j, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude et d'une décision spécifique.

5.2.5.2 Pour les points d'injection de biométhane

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRT7 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs et les expéditeurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation, dont les niveaux sont les suivants :

	(€/MWh injectés)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

Le classement des zones par type de 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 :
 - si le zonage comprend un maillage⁵⁴ et/ou une extension mutualisée⁵⁵, 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.

⁵⁴ Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

⁵⁵ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2⁵⁶, en fonction du zonage de raccordement⁵⁷ en vigueur sur la zone.

5.2.6 Tarification des points notionnels d'échange de gaz

Les modalités de fonctionnement du point notionnel d'échange de gaz (PEG) sont définies par les GRT, sur la base de critères objectifs et transparents, et rendues publiques sur leur site internet.

Le tarif d'accès au point d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal à 6 000 € ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal à 0,01 €/MWh.

Les échanges de gaz réalisés sur une plateforme électronique peuvent faire l'objet de livraisons en un point d'échange de gaz par une entité en charge de réaliser la compensation entre les échanges opérés sur ladite plateforme électronique. Les nominations au PEG d'une telle entité à des fins de compensation, neutres vis-à-vis du marché, ne sont pas soumises au terme proportionnel aux quantités échangées.

5.2.7 Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

Le service de flexibilité intra-journalière s'applique aux clients raccordés au réseau de transport qui présentent un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh. Le service de flexibilité intra-journalière n'est pas facturé.

Pour les sites existants, GRTgaz évalue ce critère sur la base de l'historique des consommations de l'année précédente. Pour les sites nouvellement raccordés, ce critère est évalué à partir du volume modulé journalier sur les jours de fonctionnement déclarés par le site, puis sur la base d'un bilan trimestriel, avec rétroactivité sur la période passée dès lors que le critère est atteint.

L'opérateur du site pour lequel le service de flexibilité intra-journalière est souscrit déclare au GRT un profil horaire de consommation la veille pour le lendemain et le cas échéant, un nouveau profil en cours de journée en respectant les délais de prévenance publiés. Pour toute modification de la consommation horaire du site inférieure de $\pm 10\%$ à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficie d'une tolérance lui permettant de ne pas notifier au GRT son nouveau profil horaire de consommation.

Le Terme de Capacité de Livraison pour le point de livraison concerné n'est pas facturé.⁵⁸

5.2.8 Conversion qualité du gaz

5.2.8.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B

Un service annuel ferme de conversion de « pointe » de gaz H en gaz B est commercialisé par GRTgaz. Ce service est accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H au sein de la TRF.

Le niveau de ce tarif est défini dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	161,60	0,02

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz H en gaz B sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination et rendues publiques sur son site internet.

⁵⁶ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2 au moment de l'entrée en vigueur de la présente délibération, 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.

⁵⁷ 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.

⁵⁸ Pour les souscriptions de capacités horaires et les pénalités pour dépassement de capacités des clients SFM, le calcul prend en compte le TCL applicable au consommateur final raccordé au réseau de transport (voir 5.2.2.6).

5.2.8.2 Service de conversion de gaz B en gaz H

Le service de conversion de gaz B en gaz H est accessible aux expéditeurs acheminant leur propre gaz B depuis le PIR Taisnières B et/ou le PITS Nord B, dans la limite des quantités physiques de gaz B concernées.

Le tarif du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H est le suivant :

- pour l'offre annuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 23,59 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,95 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,20 €/MWh/jour par jour.

5.2.8.3 Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B

Le périmètre B est ouvert à l'ensemble des expéditeurs et est composé de Taisnières B, du stockage Nord B, du convertisseur de pointe de gaz H en gaz B, des adaptateurs de gaz B en gaz H et du point de livraison de la prestation d'échange de gaz H en gaz B.

Les expéditeurs qui utilisent les infrastructures en gaz B ont une obligation de bilan au pas de temps journalier sur le périmètre B. Des pénalités s'appliquent en cas de non-respect de leur obligation de bilan, court ou long. Les pénalités qui s'appliquent sont les suivantes :

Ecart de bilan au périmètre B	Seuil	Prix au Périmètre B
Ecart de bilan positif (long) inférieur au seuil	5 GWh	1 €/MWh
Ecart de bilan positif (long) supérieur au seuil		30 €/MWh
Ecart de bilan négatif (court) inférieur au seuil	1 GWh	3,35 €/MWh
Ecart de bilan négatif (court) supérieur au seuil		30 €/MWh

5.2.8.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B

GRTgaz peut, dans les circonstances où l'équilibrage physique du réseau B le nécessite, imposer aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur les infrastructures physiques du réseau de transport B, de revoir leurs nominations sur ces infrastructures à la hausse ou à la baisse.

5.2.9 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite

GRTgaz et Teréga commercialisent un service d'équilibrage basé sur le stock en conduite, dont le tarif de souscription est égal à 0,12 €/MWh/j/mois⁵⁹ pour tout point de livraison de site industriel directement raccordé au réseau de transport ou pour tout point de livraison de site non profilé rattaché à un PITS. Le prix de souscription de ce service fait l'objet d'un rabais tarifaire de 50 % pour tout point de livraison de site profilé raccordé à un réseau de distribution.

5.2.10 Pénalités pour dépassement de capacité

5.2.10.1 Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière et pénalités associées

- Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- la différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de sortie du réseau principal correspondante, si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative ;

⁵⁹ Sur les détails de ce service, voir la délibération de la CRE du 9 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1^{er} octobre 2015



- la différence entre la somme des quantités journalières livrées sur la zone de sortie aux PDL « non à souscription » et la somme pour la zone de sortie des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative.
- **Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR :**

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre la quantité de gaz livrée et la capacité journalière de livraison souscrite.

- **Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD**

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- la différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de livraison correspondante, si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative ;
- la différence entre la somme des quantités journalières livrées aux PDL « non à souscription » et la somme des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative.

En cas d'exercice de l'interruptibilité par le GRT, les calculs de dépassement ci-dessus sont effectués en réduisant la capacité interruptible de la part interrompue demandée par le GRT.

- **Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière**

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

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.

Les GRT donnent la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement de capacité est constaté, sous réserve des disponibilités du réseau.

5.2.10.2 Modalités de calcul des dépassements de capacités horaires et pénalités associées

- **Modalités de calcul des dépassements horaires**

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire (i) de transport sur le réseau régional et (ii) de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font l'objet de pénalités. Pour une journée donnée, le dépassement de capacité horaire est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives.

- **Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacités horaires**

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Les pénalités pour dépassement de capacité horaire ne sont pas appliquées par GRTgaz si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

DECISION

La CRE fixe le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à compter du 1^{er} avril 2020, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à GRTgaz et Teréga pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1^{er} avril 2020 (partie 5).

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE, transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire, ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances et publiée au journal officiel de la République française.

Délibéré à Paris, le 23 janvier 2020.

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

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE 2020

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 3 de la présente délibération.

Accès au Point Notionnel d'Echange de Gaz (PEG)

Terme fixe annuel : **6000 €/an**

Terme variable : **0,01 €/MWh échangé**

Principaux termes applicables au réseau Principal

Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 ^{er} octobre)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Taisnières B	81,59	50 %
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	105,18	50 %
GRTgaz - Dunkerque	105,18	50 %
GRTgaz - Obergailbach	105,18	50 %
GRTgaz - Oltingue	105,18	50 %
Teréga - PIRINEOS	105,18	50 %

Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 ^{er} octobre 2020)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	41,85	
GRTgaz - Oltingue	384,95	85 %
Teréga - PIRINEOS	584,31	85 %

Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
GRTgaz - Dunkerque GNL	94,66	
GRTgaz - Montoir	94,66	
GRTgaz - Fos	94,66	

Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est, Atlantique	9,17	21,43	50 %
Teréga - Sud-Ouest	9,17	21,43	50 %

Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	94,73	50 %
Teréga	94,73	50 %

Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	84,53 X NTR	50 %
Teréga	79,77 X NTR	50 %

Le Niveau de Tarif Régional (NTR) est défini par point de livraison de 0 à 10

Capacité de livraison (TCL)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,64	50 %
GRTgaz - PIRR	43,18	
GRTgaz - PITD	49,66	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	28,91	50 %
Teréga- PITD	52,23	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	6490,80	
Teréga	3197,33	

Coefficient de la zone	Terme par poste (€/MWh injecté)	
	Ferme	Interruptible
1	0	
2	0,40	
3	0,70	

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » de la présente décision tarifaire, un mécanisme de suivi de la qualité de service est mis en place pour les deux GRT sur les domaines clés de leur activité. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet.

Certains indicateurs particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs suivants font l'objet d'une incitation financière :

- qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs 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 indicateurs suivants sont suivis sans faire l'objet d'une incitation financière :

- fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique ;
- réduction des capacités souscrites ;
- respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février par le GRT ;
- respect des valeurs probables publiées octobre et février par le GRT ;
- mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs ;
- fonctionnement de la zone de marché unique ;
- traitement des réclamations ;
- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé ;
- émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATRT7. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

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

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à une incitation financière

a. Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires

Calcul :	Nombre de jours non conformes⁽⁴⁾ par périmètre et par mois une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga
Périmètre :	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par périmètre
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle

Objectif :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> • 40 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 60 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme ; - bonus / mois : 50 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à +/- 600 k€ par an. <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : <ul style="list-style-type: none"> • 20 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ; • 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme ; - bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à +/- 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2016

(1) : Pour une zone d'équilibrage (ZET) donnée, le jour J du mois M est non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 2 % :

- la mesure provisoire de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le 20 du mois M+1.

b. Qualité des quantités journalières télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous les points de livraison industriels télérelevés - arrondi à une décimale
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle

Incitations :	<p>GRTgaz : L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 300 k€ pour les bonus et 600 k€ par an pour les malus. <p>Teréga : L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à 150 k€ par an pour les bonus et 300 k€ par an pour les malus.
Date de mise en œuvre	- 1 ^{er} avril 2015

(4) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie du jour J transmise le jour J+1 et la mesure définitive du jour J transmise en M+1 est strictement inférieure à 1 %. Si l'écart est compris entre 1 % et 3 % (respectivement strictement supérieur à 3 %), la valeur est de bonne qualité (respectivement de mauvaise qualité).

c. Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz et Teréga par heure)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul pour chaque heure de la journée - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télérelevés confondus - arrondi au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne horaire mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an. <p>Teréga :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités / mois : 10 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ; - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.
Date de mise en œuvre	- 1 ^{er} avril 2014

(1) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie de l'heure du jour J transmise le jour J et la mesure définitive de l'énergie de l'heure du jour J transmise en M+1 est strictement inférieur à 1 %. Si l'écart est compris entre 1 % et 3 % (respectivement strictement supérieur à 3 %), la valeur est de bonne qualité (respectivement de mauvaise qualité). Si l'écart est inférieur à 100 kWh, l'information est de très bonne qualité.

d. Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽¹⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'information de mauvaise qualité <p>(un taux par périmètre pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit 3 valeurs suivies par GRTgaz et 3 valeurs suivies par Teréga)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - une valeur par périmètre - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 80 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 20 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ au total par an. <p>Teréga: Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par Teréga, est limité à plus ou moins 300 k€ au total par an.
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(1) : concernant la prévision réalisée la veille, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 3 %, respectivement compris entre 3 % et 6 % et strictement supérieur à 6 % :

- la prévision de consommation du jour J publiée la veille à 17h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Concernant la prévision réalisée en cours de journée, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 3 %, respectivement compris entre 3 % et 5 % et strictement supérieur à 5 % :

- la prévision de consommation du jour J publiée le jour J à 15h ;
- la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1.

Les prévisions globales de consommation de fin de journée gazière utilisées pour calculer l'indicateur concernent les clients industriels, hors sites fortement modulés, et les distributions publiques raccordés au réseau du GRT.



2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

a. Fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique

L'indicateur de stock en conduite projeté est une estimation, faite par les GRT, du niveau de gaz dans chaque périmètre à la fin de la journée gazière en cours (5h00). Cet indicateur renseigne sur la tension du réseau, au même titre que l'indicateur de déséquilibre. La différence entre ces deux indicateurs réside dans la vision du système qu'ils donnent : alors que le premier offre une vision prévisionnelle du système pour la journée en cours, le second propose une vision statique, à un moment donné.

L'indicateur de stock en conduite projeté conditionne les interventions des GRT sur les marchés et informe les expéditeurs de la disponibilité des services de flexibilité basée sur le stock en conduite.

Calcul :	<p>Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit non conforme si au moins une des composantes qui ont été utilisées pour le calculer est non-conforme⁽¹⁾ ou si le résultat du calcul est non conforme.</p> <p>Les composantes principales du calcul sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les prévisions de consommation ; - les quantités programmées ; - le stock en conduite physique calculé à 6h. <p>Ce seuil de tolérance est dimensionné pour isoler les variations qui ne peuvent être la cause d'une reprogrammation des clients et/ou d'une re-prévision de consommation.</p>
Périmètre :	- Une valeur par mois et par périmètre (une valeur pour Teréga et une valeur pour GRTgaz)
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2016

(1) : une composante est considérée comme non conforme si l'écart est à la fois supérieur à 30 GWh et analysé comme anormal.

b. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités souscrites	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite (une valeur agrégée par type de points ⁽¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)	Annuelle	1 ^{er} avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité minimum proposée dans le programme de maintenance publié en octobre et février et la capacité réellement mise à disposition en fin d'année (une valeur agrégée par type de points ⁽¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)		1 ^{er} avril 2020
Respect des valeurs probables publiées en octobre et février par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité probablement disponible dans le programme de maintenance publié en octobre et février et la capacité réellement mise à		1 ^{er} avril 2020



	disposition en fin d'année (une valeur par type de points ¹⁾ raccordés au réseau de chaque GRT)		
--	--	--	--

(1) : 3 catégories de points sont retenues :

- les PIR dans le sens dominant ;
- l'entrée aux PITTМ ;
- l'entrée et la sortie aux PITS.

L'impact des maintenances matérialisé au niveau d'un superpoint sera répercuté sur les points restreints qui composent ledit superpoint, par application de la formule :

$$\text{Capacité ferme disponible } P_i = \text{Capacité ferme souscrite } P_i \times (1 - \text{Taux de réduction ferme superpoint})$$

où P_i est un point restreint du superpoint.

c. Suivi de la mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs sur les sites internet des GRT

Les informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité	Date de mise en œuvre
Publication des bordereaux de réalisation	Une fois par jour à 13h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	1 ^{er} avril 2020
Publication des avis de programmation	Une fois par jour à 16h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h	
Publication des avis de réalisation intra-journalier	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15	
Prix de règlement des déséquilibres	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure ⁽¹⁾	Valeur suivie : moyenne mensuelle des taux de disponibilité globaux pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)	
Ventes de capacités court terme	Une fois par jour	1 fois par jour (publication ou non de l'information à H-20 pour mise en vente à H)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H-20	
Appels aux spreads localisés	Une fois par jour	1 fois par jour à J+1	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Spreads localisés » de GRTgaz et de celle de Teréga (Tetra) à J+1	
Information vigilance sur l'état du réseau	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	Une fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Info vigilance » de GRTgaz et de celle de Teréga (Tetra) avant H+1:15	

L'indicateur est remonté mensuellement à la CRE, et est calculé comme la moyenne de l'ensemble de ces composants.

d. Suivi de la qualité des publications des informations les plus utiles aux expéditeurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Substitution des mesures par des données de <i>back-up</i> ⁽¹⁾ pour les données aux PITD	Données annoncées comme back-up par les GRT (en GWh) / Données de <i>back-up</i> réellement transmises par les GRT (en GWh) (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	1 ^{er} avril 2020

(1) Les données de *back-up* sont transmises par les GRT lorsque les données n'ont pas été transmises par les GRD

e. Suivi du traitement des réclamations

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations	Nombre de réclamations par an	Annuelle	1 ^{er} avril 2020
Délai de traitement des réclamations	Délai moyen de traitement (en jours) des réclamations selon le niveau de complexité : <ul style="list-style-type: none"> - simple - complexe - études 		1 ^{er} avril 2020

f. Suivi du fonctionnement de la zone de marché unique

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité	Date de mise en œuvre
Spread moyen end-of-day entre le PEG et le TTF	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	1 ^{er} avril 2020
Nombre d'acteurs actifs au PEG	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Occurrence d'apparition de congestions sur le réseau	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Nombre de restrictions mutualisées	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	
Coût total des spreads localisés	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1	



Coût moyen des spreads localisés	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1
Impact des maintenances réseau en cas d'une survenue d'une congestion⁽¹⁾	Une fois par jour au lendemain d'une survenue d'une congestion	1 fois par jour (publication ou non de l'information à J+1)	Valeur suivie : taux de disponibilité à J+1

(1) : suivi quotidien des impacts des maintenances réseau à la suite d'une survenue d'une congestion en GWh/j décomposé par limite et côté d'application.

g. Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Émissions de gaz à effet de serre	Émissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) (une valeur suivie par GRT)	Annuelle	1 ^{er} janvier 2009
Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	Émissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} janvier 2009
Émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé	Émissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} avril 2020

ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES FERMES SUR LA PERIODE ATRT7

Les prévisions d'évolution des capacités fermes souscrites aux points d'entrée du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2020	2021	2022	2023
PITTM Montoir	364	360	340	383
PITTM Fos	380	340	340	340
PITTM Dunkerque	250	250	250	250
PIR Taisnières B	[Confidentiel]	[Confidentiel]	[Confidentiel]	[Confidentiel]
PIR Taisnières H	534	527	511	464
PIR Dunkerque	501	495	490	502
PIR Obergailbach	462	450	414	414
PIR Pirineos	177	177	177	80
PITS Atlantique	558	575	590	594
PITS Nord-Ouest	278	287	290	290
PITS Nord-Est	182	180	180	180
PITS Nord-B	230	224	224	224
PITS Sud-Est	597	626	635	635
PITS Sud-Ouest	556	556	556	556

Les prévisions d'évolution des capacités fermes souscrites aux points de sortie du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2020	2021	2022	2023
--	-------------	-------------	-------------	-------------

PIR Oltingue	229	216	213	205
PIR Pirineos	148	148	148	112
PITS Atlantique	331	339	340	340
PITS Nord-Ouest	144	148	150	150
PITS Nord-Est	112	112	112	112
PITS Nord-B	103	100	100	100
PITS Sud-Est	99	94	95	95
PITS Sud-Ouest	300	300	300	300
Sortie vers le réseau régional de GRTgaz	3 823	3783	3 763	3 721
Sortie vers le réseau régional de Teréga	322	319	317	315

ANNEXE 4 : INFORMATIONS A PUBLIER DANS LE CADRE DU CODE DE RESEAU TARIF

Article	Informations à publier	Publication
<p>29(a) 29(b)</p>	<p>a) pour les produits standard de capacité ferme:</p> <ul 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> <ul 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: <ul 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> <ul style="list-style-type: none"> i. les termes tarifaires sont indiqués dans la partie 5.2.2 ii. les multiplicateurs applicables sont indiqués dans la partie 5.2.4 iii. la justification est indiquée partie 5.2.2 iv. N/A <p>b) pour les produits standard de capacité interruptible :</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Les produits standard de capacités interruptibles et le niveau des rabais applicables sont indiqués dans la partie 5.2.2 ii. le détail des calculs des probabilités d'interruptions, expliquées au 4.2.3, est publié par les GRT : <ul style="list-style-type: none"> • GRTgaz • Teréga
<p>30(1)(a)</p>	<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> <ul 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. • L'évolution des capacités souscrites aux points d'entrée et de sorties est indiquée en annexe 3. • Les données de capacités techniques ainsi que toutes les informations techniques sont publiées sur les sites des GRT selon le modèle ENT SOG <ul style="list-style-type: none"> ○ GRTgaz ○ Teréga • La représentation structurelle du réseau de transport

		<p>est publiée sur les sites des GRT :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ GRTgaz ○ Teréga
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 3.1 • Les informations relatives aux dispositifs d'incitation, et au fonctionnement du CRCP, sont indiquées dans la partie 2.3 • la répartition entrée-sortie des revenus des services de transport est de 34% (entrées)/66%(sorties), et est détaillée dans la partie 4.2.1 • la répartition des revenus des services de transport entre le transit et la consommation domestique est d'environ 24% pour le transit et 76% pour la consommation nationale. • Les informations relatives à l'utilisation prévue de la prime d'enchères sont indiquées en partie 5.1.3.
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 	<p>Les tarifs des services annexes et tous les prix applicables aux différents points sont indiqués dans la partie 5</p>
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 2019 et les tarifs sur la période ATRT7 sont indiqués dans la partie

		<p>4.2.1. Les éléments explicatifs de ces écarts sont développés dans la partie 3.</p> <ul style="list-style-type: none">• Le modèle simplifié est publié sur le site de la CRE
--	--	---

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	164,05	
PIR Taisnières B	164,05	
PIR Dunkerque	164,05	
PIR Obergailbach	164,05	
PIR Oltingue	164,05	397,38
PIR Pirineos	164,05	559,04
PITTM Dunkerque	141,65	
PITTM Montoir	141,65	
PITTM Fos	141,65	
Sortie réseau régional		59,40
PITS	5,40	23,67

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 (cf. partie 4.2.1.2).

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 s'élève à 0,74 €/MWh/j/an/km contre 0,67 €/MWh/j/an/km pour France-Espagne, et 0,62 €/MWh/j/an/km pour l'alimentation des clients nationaux.

ANNEXE 6 : LISTE SCENARIOS DE FLUX

Annexes publiées sur le site internet de la CRE⁶⁰

ANNEXE 7 : LISTE DES NTR PAR SITE

Annexes publiées sur le site internet de la CRE pour GRTgaz⁶¹ et Teréga⁶².

⁶⁰ Liste des scénarios de flux

⁶¹ Liste des NTR de GRTgaz

⁶² Liste des NTR de Teréga

ANNEXE 8 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA

1) Charges de capital

Pour les années 2020 à 2023, les charges de capital de référence prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	974,7	996,4	1 017,3	1 009,3
Teréga	166,9	171,2	176,9	179,7

2) Charges nettes d'exploitation

Pour les années 2020 à 2023, les charges nettes d'exploitation de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	794,4	804,1	817,8	832,6
Teréga	82,4	83,4	84,5	85,9

Pour les années 2021 à 2023, le montant pris en compte lors de la mise à jour annuelle de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N est égal à la valeur de référence de l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée, pour les années 2022 et 2023, par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année N-2. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N-2, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année N-2 et l'année N-1, ou à défaut, sa meilleure estimation, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année N, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année N.

3) Flux interopérateurs

- Reversement de Teréga à GRTgaz au titre des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos**

Dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif ATRT7, le montant du reversement de Teréga à GRTgaz au titre des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est mis à jour.

Il correspond à un niveau unitaire, fixé à 121,6 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2020 et évoluant chaque année de l'inflation, appliqué aux souscriptions mises à jour de capacités au point de sortie PIR Pirineos.

- **Reversement inter-GRT au titre de l'évolution annuelle nationale des termes tarifaires du réseau principal**

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 2.2.3 et 2.2.5 de la délibération). Il induit un écart opposé de recettes entre GRTgaz et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

4) Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Un terme de lissage permettant de prendre en compte l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel, dont la valeur actualisée au taux sans risque à 1,7 % est nulle sur la période du tarif ATRT7, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€_{courants}	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	43,9	1,0	-22,6	-22,2
Teréga	11,8	4,6	-1,3	-15,8

5) Calcul et apurement du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute 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, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis ci-dessous. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

GRTgaz, en M€_{courants}	Taux	2020	2021	2022	2023
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	1408,4	1409,7	1430,5	1437,1
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	370,5	362,3	362,9
	80 %	386,1	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	5,4	2,9	0,0	0,0
produits de raccordement des unités de biométhane	100%	2,8	6,4	6,4	7,4
produits de raccordement des unités des stations de GNV	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	25,4	27,0	26,6	27,4
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100%	1,5	2,0	2,0	2,0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	885,3	894,7	905,3	901,2
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors réseaux » dus à l'inflation	100 %	89,4	101,8	112,0	108,1
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	99,5	91,2	91,0
	80 %	95,7	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Charges de consommables	100 %	-	5,0	4,9	4,7

	80 %	5,1	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	66,2	66,3	65,9	65,5
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	4,4	4,4	4,4	4,4
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 %	0,0	0,0	0,0	0,0
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%	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	34,9	35,4	36,0	36,7
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	19,6	19,8	20,1	20,2
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	37,8	32,7	32,5	33,1
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%	0,0	0,0	0,0	0,0
Flux inter-opérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	26,0	27,5	29,4	30,6

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2020 à 2023, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

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

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.

Teréga, en M€courants	Taux	2020	2021	2022	2023
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	174,2	174,2	174,5	173,4
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	103,6	104,9	95,6
	80 %	105,6	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
produits de raccordement des unités de biométhane	100%	0,5	0,5	0,5	0,5
produits de raccordement des unités des stations de GNV	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100%	0,3	0,4	0,4	0,4
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	146,0	148,8	153,1	155,9
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors réseaux » dus à l'inflation	100%	20,8	22,5	23,8	23,8
les écarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX »	50%	23,8	22,3	21,6	21,6
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO ₂	100 %	-	8,0	8,1	8,1
	80 %	8,0	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	Mis à jour chaque année conformément au 2.3.3		
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	0,6	0,6	0,6	0,6
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 %	0,0	0,0	0,0	0,0
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%	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	34,9	35,4	36,0	36,7
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	19,6	19,8	20,1	20,2
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	6,7	6,9	7,0	7,1



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%	0,0	0,0	0,0	0,0
Flux inter-opérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	2,5	2,6	2,6	2,7

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2020 à 2023, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

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

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	1,5 %	3,12 %	4,88 %	6,76 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.

6) Evolution du terme tarifaire stockage

L'évolution du terme tarifaire stockage se fait selon les modalités prévues dans le tarif ATRT7 en fonction des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane, et des recettes d'enchères prévisionnelles.