



DELIBERATION N° 2021-369

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2022

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT7 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020 pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année, à compter du 1^{er} avril 2021, selon des modalités fixées dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga¹ (ci-après « la délibération ATRT7 »).

La présente délibération a pour objet de fixer l'évolution du tarif ATRT7 à compter du 1^{er} avril 2022.

Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont présentées ci-après.

La CRE retient une baisse des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga de -0,33 % au 1^{er} avril 2022, ainsi qu'une baisse des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz de -0,68 % et une hausse de ceux du réseau régional de Teréga de +2,16 %. Elles tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2022 retenue dans le projet de loi de finances 2022, ainsi que des facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux fixés dans la délibération ATRT7. Elles prennent également en compte l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits des gestionnaires de réseau de transport de gaz calculé au 31 décembre 2021.

Dans le cadre de cette mise à jour, la CRE adapte les modalités de redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité. Le montant de ces derniers a très fortement baissé depuis la mise en œuvre de la TRF et la fin de la liaison Nord/Sud. Les excédents jusque-là redistribués aux expéditeurs seront désormais reversés aux utilisateurs des réseaux de GRTgaz et de Teréga via le CRCP.

¹ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

SOMMAIRE

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE	5
2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2022	5
2.1 RAPPELS DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS LA DELIBERATION ATRT7	5
2.2 RAPPEL DES PRINCIPES DE MISE A JOUR TARIFAIRE.....	6
3. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1^{ER} AVRIL 2022	7
3.1 REVENU AUTORISE 2022 DES GRT.....	7
3.1.1 Charges de capital	7
3.1.2 Charges nettes d'exploitation pour 2022	8
3.1.3 Calcul du CRCP	8
3.1.3.1 GRTgaz	8
3.1.3.2 Teréga	11
3.1.3.3 Régulation incitative de la qualité de service.....	13
3.1.4 Charges à couvrir pour 2022	13
3.1.4.1 GRTgaz	14
3.1.4.2 Teréga	14
3.2 CALCUL DU COEFFICIENT « K » ET DES REVENUS AUTORISES DES GRT	14
3.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 ^{ER} AVRIL 2022	15
3.3.1 Réseau principal	15
3.3.2 Réseaux régionaux	15
3.3.2.1 GRTgaz	15
3.3.2.2 Teréga	16
3.4 GUICHET DE MI-PERIODE POUR LES CHARGES D'EXPLOITATION DE R&D&I.....	16
3.5 MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE POUR 2022	17
3.5.1 Poste « Energies et quotas de CO ₂ »	17
3.5.1.1 GRTgaz	17
3.5.1.2 Teréga	19
3.5.2 Poste « charges de consommables »	21
3.5.2.1 GRTgaz	21
3.5.2.2 Teréga	21
3.5.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2022.....	22
3.5.3.1 GRTgaz	22
3.5.3.2 Teréga	22
4. AUTRES EVOLUTIONS TARIFAIRES.....	23
4.1 EVOLUTION DES MODALITES DE REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS DES RECETTES D'ENCHERES DE CAPACITE.....	23
4.2 EVOLUTION DE LA REPARTITION DES RECETTES DU PROJET FENHYX.....	24
4.3 EVOLUTION DE LA CLASSIFICATION DES DEPENSES D'INSPECTION ET DE REHABILITATION DE TEREGA.....	24
5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2021.....	24
5.1 REGLES TARIFAIRES	24
5.1.1 Définitions	24

5.1.2	Souscriptions de capacités	26
5.1.2.1	Souscriptions de capacités aux PIR aux enchères	26
5.1.2.2	Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque	26
5.1.2.3	Souscription de capacités aux PITS	26
5.1.2.4	Souscription de capacités aux PITTM	26
5.1.2.5	Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional	27
5.1.2.6	Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane.....	27
5.1.3	Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga	27
5.2	GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TEREGA AU 1 ^{ER} AVRIL 2022.....	28
5.2.1	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison	28
5.2.1.1	Tarifcation des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1 ^{er} octobre 2022.....	28
5.2.1.2	Tarifcation des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1 ^{er} octobre 2022.....	29
5.2.1.3	Tarifcation des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	30
5.2.1.4	Tarifcation des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	30
5.2.1.5	Tarifcation de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison.....	30
5.2.1.6	Tarifcation de l'acheminement sur le réseau régional.....	30
5.2.2	Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	31
5.2.2.1	Montant de compensation à percevoir	31
5.2.2.2	Calcul de la modulation hivernale	32
5.2.2.3	Calcul du terme tarifaire stockage	34
5.2.3	Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année.....	34
5.2.3.1	Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)	34
5.2.3.2	Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)	34
5.2.3.3	Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	34
5.2.3.4	En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison	35
5.2.4	Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d'injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz	35
5.2.4.1	Pour les points d'interface transport production.....	35
5.2.4.2	Pour les points d'injection de biométhane	35
5.2.5	Tarifcation des points notionnels d'échange de gaz	36
5.2.6	Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés.....	36
5.2.7	Conversion de qualité du gaz.....	36
5.2.7.1	Service de conversion de gaz B en gaz H	36
5.2.7.2	Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B.....	37
5.2.7.3	Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B	37
5.2.8	Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite	37
5.2.9	Pénalités pour dépassement de capacité.....	37
5.2.9.1	Pénalités pour dépassement de capacité journalière	37
5.2.9.2	Pénalités pour dépassement de capacités horaires.....	38
5.2.10	Redevance versée à GRTgaz par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge	38
DECISION	39
ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2022	40

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	42
ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITE FERMES SUR LA PERIODE ATRT7	50
ANNEXE 4 : LISTE DES NTR PAR SITE.....	52
ANNEXE 5 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA	53

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, l'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances 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* ».

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de transport GRT-gaz et Teréga dit « tarif ATRT7 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2020.

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT (cf. 5.2). L'objet de la présente délibération est de déterminer la grille tarifaire qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2022 dans la cadre de la deuxième évolution annuelle de l'ATRT7.

2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2022

2.1 Rappels des principes généraux en vigueur dans la délibération ATRT7

La délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire des charges de capital normatives ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs et de leur mise à jour annuelle ;
- les principes d'évolution des différents termes tarifaires du réseau de transport à l'occasion des mises à jour tarifaires.

Par ailleurs, la délibération ATRT7 met en place des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
 - o incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux », avec l'introduction d'un mécanisme incitatif de TOTEX pour les charges relatives au SI de Teréga ;
 - o renforcement de l'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement du réseau de transport, avec la fixation systématique d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€, et sur décision de la CRE pour les autres projets ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des GRT évoluent chaque année selon l'inflation à partir du niveau retenu pour 2020. Les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT à l'exception des natures de charges et recettes couvertes en tout ou partie par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) ;
- une régulation incitative de la qualité de service, qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche, de développement et d'innovation (R&D&I) : les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge. Les opérateurs peuvent demander une révision de la trajectoire prévisionnelle fixée dans l'ATRT7 dans le cadre de la mise à jour de mi-période tarifaire.

2.2 Rappel des principes de mise à jour tarifaire

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT. Cette mise à jour se fonde sur les éléments suivants :

- la mise à jour de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans, qui est constituée de :
 - o la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE dans la délibération ATRT7 ;
 - o la trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE dans la délibération ATRT7 et mise à jour de l'inflation;
 - o l'annuité prévisionnelle du reversement de Teréga à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos, telle que définie dans la délibération ATRT7 ;
 - o le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, correspondant à l'écart annuel entre la trajectoire des recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel du GRT, tel que défini dans la délibération ATRT7 ;
- l'apurement du solde du CRCP de chaque GRT, calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- les autres évolutions éventuelles de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'évolution de l'offre des GRT.

La mise à jour de mi-période prévoit également la possibilité pour les GRT de demander une révision de la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation de R&D&I.

L'évolution de la grille tarifaire annuelle prend en compte un coefficient « k » qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année N, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année N-1. Ce coefficient est plafonné à +/- 2 % et est déterminé de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir pour chaque GRT, dans la limite du plafonnement à +/- 2%, le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour et le solde du CRCP.

Lors de la mise à jour tarifaire annuelle, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient « k_{GRTgaz} » pour GRTgaz et « $k_{\text{Teréga}}$ » pour Teréga, ces deux termes n'ayant aucune raison d'être identiques.

Toutefois, le tarif ATRT7 prévoit que l'évolution annuelle soit identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Cette évolution uniforme est nécessaire pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre la part des coûts du réseau principal portée par les utilisateurs effectuant du transit et celle portée par les utilisateurs alimentant la consommation nationale.

En conséquence, les termes du réseau principal évoluent 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 évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{\text{Teréga}}$.

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

Le tarif évolue ainsi 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 :

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

Où :

 - o Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
 - o 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 ;
 - o X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal, égal à -0,36 %.
 - o 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 :

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

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie 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 CRCP de GRTgaz.

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

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

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$ est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie 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 CRCP de Teréga.

Par exception, ces modalités d'évolution ne s'appliquent ni au timbre d'injection biométhane, ni aux tarifs d'accès au PEG, qui restent constants.

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 délibération ATRT7.

Enfin, la délibération ATRT7 prévoit que les trajectoires de références des postes suivants sont mises à jour annuellement :

- les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de quotas de CO₂ ;
- les charges de consommables (THT) ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) ;
- les recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
- les recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour Teréga ;
- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
- les recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes.

La présente délibération fixe donc les trajectoires de ces postes pour l'année 2022 (cf. 3.5). L'écart entre la trajectoire mise à jour de ces postes et le réalisé sera couvert à 80% au CRCP. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100% au CRCP.

3. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA AU 1^{ER} AVRIL 2022

3.1 Revenu autorisé 2022 des GRT

3.1.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATRT7. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le CRCP, à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles	2020	2021	2022	2023
GRTgaz	974,7	996,4	1 017,3	1 009,3
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>	89,4	101,8	112,0	108,1
Teréga	166,9	171,2	176,9	179,7
<i>dont CCN « hors réseaux – immobilier et véhicules »</i>	5,4	6,5	7,7	7,9
<i>dont CCN « systèmes d’information »</i>	15,5	16,0	16,1	15,8

3.1.2 Charges nettes d’exploitation pour 2022

Pour l’année 2022, les charges nettes d’exploitation (CNE) de référence retenues par la délibération ATRT7 étaient de 817,8 M€ pour GRTgaz et 84,5 M€ pour Teréga.

La délibération ATRT7 prévoit que les charges nettes d’exploitation pour l’année 2022 sont égales à la valeur de référence rappelée ci-dessus :

- divisée par l’inflation² prévisionnelle entre 2019 et 2022 prévue dans la délibération ATRT7 (soit 4,88%) ;
- multipliée par l’inflation réalisée entre 2019 et 2020 ;
- multipliée par l’inflation réalisée entre 2020 et 2021, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l’inflation prévisionnelle pour l’année 2022, prise en compte dans le projet de loi de finances de l’année 2022.

A défaut de données réalisées sur l’inflation cumulée depuis 2020, la CRE retient pour la mise à jour les derniers chiffres publiés par l’INSEE pour l’inflation 2021, qui représentent une hypothèse d’inflation provisoire calculée à la fin du mois d’octobre 2021, et les hypothèses d’inflation du projet de loi de finances pour l’année 2022, soit une inflation cumulée de 3,04 % (+0,21% en 2020 et +1,30% en 2021, et +1,50% en 2022). Les charges nettes d’exploitation sont donc fixées à 803,4 M€ pour GRTgaz et à 83,0 M€ pour Teréga.

Charges nettes d’exploitation (CNE) – M€	2022 Délibération ATRT7	2022 Mise à jour de l’inflation	Evolution
GRTgaz	817,8	803,4	-14,4
Teréga	84,5	83,0	-1,5

L’écart entre l’inflation prévisionnelle pour les années 2021 et 2022 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges nettes d’exploitation des GRT et l’inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

3.1.3 Calcul du CRCP

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

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

3.1.3.1 GRTgaz

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2021 à -75,5 M€ à restituer aux utilisateurs³. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur (soit -12,3 M€, à restituer aux utilisateurs) ;

² L’inflation est définie dans la Délibération ATRT7 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 (référence INSEE 1763852)

³ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l’opérateur



- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2020 et le CRCP définitif 2020 (soit -1,1 M€) :
 - o des recettes d'acheminement (amont et aval) moins importantes que l'estimé (+0,4M€) ;
 - o des charges de capital supérieures à l'estimé (+3,3 M€) ;
 - o des charges d'énergie motrice inférieures à l'estimé (-7,3 M€) ;
 - o des recettes provenant de tiers liées aux grands projets d'aménagement du territoire inférieures à l'estimé (+2,0 M€) ;
 - o des recettes liées aux produits de raccordement des unités de biométhane moins importantes qu'estimées (+1,1 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2021 (soit -62,0 M€) :
 - o des recettes d'acheminement inférieures à la prévision tarifaire (+1,3 M€) ;
 - o des recettes de raccordement des centrales à gaz supérieures aux prévisions, en raison du report du raccordement de la CCCG de Landivisiau (-5,5 M€) ;
 - o des charges de capital inférieures à la prévision tarifaire (-15,0 M€) ;
 - o de l'actualisation du taux d'inflation entre 2020 et 2021 pour le calcul des charges d'exploitation CNE (+2,0 M€) ;
 - o des charges d'énergies inférieures à la prévision tarifaire (-31,9 M€) ;
 - o des charges au titre de la conversion H/B inférieures à la prévision tarifaire (-2,1 M€) ;
 - o des coûts de traitement des congestions (3,6 M€) inférieurs à ceux prévus dans la trajectoire tarifaire (4,3 M€) :

Le montant demandé au titre des coûts de traitement des coûts de congestion prend en compte une indemnisation de 3,6 M€ d'un expéditeur à la suite d'une décision du tribunal de commerce de Paris en février 2021, en lien avec une notification d'avis d'instruction opérationnelle (AIO) de GRTgaz lors de l'hiver 2016-2017. Cette indemnisation étant le résultat de la gestion par GRTgaz d'une congestion qui ne pouvait pas être résorbée par d'autres moyens, la CRE retient leur intégration dans les coûts de traitement de congestion de GRTgaz, qui sont couverts à 100% au CRCP.

- o des charges liées aux contrats avec les opérateurs adjacents inférieures à la prévision tarifaire (-8,9 M€) ;
- o des recettes de raccordement d'installations de production de biométhane supérieures à celles de la prévision tarifaire (-5,1 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2021 retenu par la CRE s'élève à -71,1 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz s'explique par les principaux ajustements suivants :

- l'actualisation du reliquat de CRCP antérieur qui le porte à -12,6 M€ (-0,2 M€ à restituer aux utilisateurs) ;
- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2020 lors des travaux de mise à jour 2021 de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2020 (-0,2 M€ à restituer aux utilisateurs par rapport à la demande de GRTgaz) :
 - o la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par GRTgaz pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (-0,2 M€) pour retenir les données de l'INSEE ;
- au titre du CRCP estimé pour 2021 (+4,8 M€ à restituer à l'opérateur par rapport à la demande de GRTgaz) :
 - o la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par GRTgaz pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (+3,6 M€ supplémentaire) afin de prendre en compte la dernière estimation à date de l'inflation 2021 (+1,30 %, contre 0,9% dans la demande de GRTgaz) ;
 - o la CRE prend en compte dans les recettes d'acheminement estimées pour 2021 des souscriptions de capacité de court terme ayant eu lieu après le dépôt du dossier de demande de mise à jour du GRT, et qui sont inférieures à sa prévision (+1,3 M€) ;
 - o la CRE prend en compte les dernières estimations de GRTgaz concernant le bonus lié à la qualité de service (+0,5 M€) ;
 - o la CRE retient le dernier montant retenu pour Teréga pour le reversement inter-opérateurs (+0,2 M€) ;
 - o enfin, la CRE corrige le calcul de l'actualisation (-1,0 M€).

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2021		
GRTgaz	Demande GRTgaz (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquat CRCP antérieur actualisé	-12,3	-12,6
Ecart entre le CRCP estimé pour 2020 au 1^{er} avril 2021 et le CRCP réalisé pour 2020	-1,1	-1,3
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	1,9	1,9
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-1,5	-1,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	3,3	3,3
<i>dont charges d'énergie</i>	-7,3	-7,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,3	0,1
<i>dont qualité de service</i>	0,3	0,3
<i>dont charges de prestation de conversion H-B</i>	-0,1	-0,1
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	2,0	2,0
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	1,1	1,1
<i>dont charges et produits contrats opérateurs adjacents (net hors ITC et hors contrat transit avec GRTgaz)</i>	-0,7	-0,7
<i>dont charges de consommables</i>	-0,3	-0,3
Ecarts estimés sur les charges et les produits pour 2021	-62,0	-57,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	5,0	5,0
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-3,7	-2,4
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	-5,5	-5,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	-15,0	-15,0
<i>dont charges d'énergie</i>	-31,9	-31,7
<i>dont contrat de transit interopérateurs</i>	0,3	0,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	2,0	5,5
<i>dont qualité de service</i>	1,1	1,6
<i>dont reversement interopérateurs</i>	1,0	1,2
<i>dont charges de prestation de conversion H-B</i>	-2,1	-2,1
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	1,8	1,8
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	-0,7	-0,7
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-5,1	-5,1
<i>dont charges de consommable</i>	-0,3	-0,3
<i>dont reversement GRD-> GRTgaz (Opex associés aux rebours)</i>	-0,1	-0,1
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-8,9	-8,9
<i>dont impact de l'actualisation du CRCP</i>	-	-1,0
Solde du CRCP au 31 décembre 2021	-75,5	-71,1

Le montant au titre des écarts de l'année 2021 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2022.

3.1.3.2 Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2021 à +2,2 M€ à restituer à l'opérateur. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit +4,3 M€) ;
- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2020 lors de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2021 et le CRCP définitif 2020 (soit -1,2 M€) :
 - o des recettes de souscriptions inférieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (+0,3 M€) ;
 - o des charges d'énergie inférieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (-0,7 M€) ;
 - o des recettes de raccordement des sites de production de biométhane supérieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (-0,5 M€) ;
 - o de divers autres écarts (CCN, qualité de service, reversements inter-opérateurs : -0,1M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2021 (-0,9 M€) :
 - o des recettes de souscriptions inférieures à ce qui avait été estimé (+12,3 M€) ;
 - o des charges de capital inférieures à ce qui avait été estimé (-4,5 M€) ;
 - o des charges d'énergie inférieures à ce qui avait été estimé (-2,1 M€) ;
 - o des charges d'exploitation supérieures au niveau fixé dans la précédente mise à jour tarifaire (+0,2 M€) ;
 - o un bonus lié à la qualité de service estimé à +0,6 M€ ;
 - o des charges liées aux différents reversements interopérateurs inférieures à la trajectoire tarifaire (-2,8 M€) ;
 - o des recettes de prestations pour tiers, de raccordement des installations de production de biométhane et des stations GNV supérieures à ce qui avait été estimé (-2,9 M€) ;
 - o d'une plus-value de cession d'actif immobilier (-1,7 M€). Cette plus-value correspond à la vente d'un des bâtiments qui ne sera plus utilisé dans le cadre de son programme immobilier « territoires ». Conformément au point 2.1.2.4.2 de la délibération du 22 juillet 2020⁴, ce montant sera pris en compte dans le cadre du calcul du montant maximum de dépenses couvertes par le tarif dans le cadre du programme immobilier « territoires » de l'opérateur.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2021 retenu par la CRE s'élève à 3,2 M€, à restituer à l'opérateur. L'écart par rapport à la demande du GRT s'explique par les principaux ajustements suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2020 lors de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2021 et le CRCP définitif 2020 (+0,2 M€) :
 - o la CRE prend en compte la correction du calcul des charges de CCN hors réseau, sous-estimées par Teréga dans sa demande (+0,1 M€) ;
 - o la CRE prend en compte la modification par Teréga de ses charges de CO₂, à la suite d'une évolution de sa méthode de comptabilité (+0,1 M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2021 (+0,7 M€) :
 - o la CRE prend en compte les résultats des enchères de souscriptions de court terme intervenues depuis la remise du dossier tarifaire, dont les résultats se sont révélés inférieurs aux hypothèses de Teréga (+0,9 M€) ;
 - o la CRE prend en compte la correction du calcul des charges de CCN hors réseau, sous-estimées par Teréga dans sa demande (+0,1 M€) ;
 - o la CRE prend en compte la modification par Teréga de ses charges de CO₂, à la suite d'une évolution de sa méthode de comptabilité (+0,1 M€) ;

⁴ Délibération de la CRE du 22 juillet 2020 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2019 et portant approbation du programme d'investissements 2020 révisé de Teréga (transport)

- la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par Teréga pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (+0,4 M€) afin de prendre en compte la dernière estimation à date de l'inflation 2021 (+1,30 %, contre 0,9% dans la demande) ;
- la CRE prend en compte d'un reversement interopérateurs inférieur à celui de Teréga (-0,2 M€) ;
- la CRE retient des coûts de levée des congestions réalisés à fin novembre, moins importants que dans la demande de Teréga (-0,6 M€).

Teréga – CRCP au 31 décembre 2021		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Reliquat de CRCP antérieur	4,3	4,3
Ecart entre le CRCP estimé pour 2020 au 1^{er} avril 2021 et le CRCP réalisé pour 2020	-1,2	-0,9
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-0,2	-0,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	0,5	0,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	-0,2	-0,1
<i>dont charges d'énergie</i>	-0,7	-0,6
<i>dont qualité de service</i>	0,2	0,2
<i>dont reversement interopérateurs</i>	-0,1	-0,1
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-0,5	-0,5
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-0,1	-0,1
Ecart estimé sur les charges et les produits pour 2021	-0,9	-0,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	2,2	2,7
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	10,1	10,5
<i>dont charges de capital normatives</i>	-4,5	-4,4
<i>dont charges d'énergie</i>	-2,1	-2,0
<i>dont contrat interopérateurs</i>	-0,3	-0,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,2	0,6
<i>dont qualité de service</i>	0,6	0,6
<i>dont reversement interopérateurs</i>	-1,1	-1,2
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	0,0	-0,6
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-1,9	-1,9
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-0,8	-0,8
<i>dont raccordement des unités des stations de GNV</i>	-0,2	-0,2
<i>dont plus-value de cession d'actifs immobiliers</i>	-1,7	-1,7
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-1,5	-1,5
Solde du CRCP au 31 décembre 2021	2,2	3,2

Le montant au titre des écarts de l'année 2021 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2022.

3.1.3.3 Régulation incitative de la qualité de service

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

En 2020, le bonus annuel au titre de la qualité de service pour l'année s'est élevé à 1,75M€ pour GRTgaz, et à 0,75M€ pour Teréga. Ce montant est intégré au CRCP définitif pour l'année 2020. La répartition des bonus pour GRTgaz et Teréga est la suivante :

Indicateurs incités financièrement (k€)	GRTgaz	Teréga
Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain	500	250
Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain	300	150
Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le jour même	600	300
Qualité des prévisions de consommation fournies la veille et en cours de journée	238	1,5
Suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites des GRT	112	45,5
Total	1750	747

Les indicateurs incités financièrement sont, pour la plupart en amélioration, ou stables chez les deux opérateurs. On constate une dégradation par rapport à 2019 sur l'indicateur évaluant la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille pour le lendemain et en cours de journée. Les opérateurs justifient cette baisse dans la qualité de prévision par l'impact de la pandémie du COVID-19 et du premier confinement. Il a ainsi fallu un délai pour adapter et entraîner les modèles prédictifs à cette situation inédite. On note d'ailleurs une nette amélioration sur les prévisions en fin d'année chez les deux opérateurs, leur permettant de rattraper l'objectif annuel.

Les indicateurs sur le fonctionnement de la zone de marché unique, les indicateurs de maintenance et les indicateurs environnementaux sont globalement satisfaisants chez les deux opérateurs.

Pour GRTgaz, il a néanmoins été constaté une indisponibilité de vente des capacités court terme sur certains mois ayant entraîné des plaintes d'expéditeurs. Lorsque l'outil d'achat en ligne est défectueux, les expéditeurs n'ont pas la possibilité de passer des ordres d'achat sur un mode dégradé (par mail, ou par téléphone). La CRE demande à GRTgaz de travailler à la mise en place d'un système de secours lorsque l'outil d'achat est indisponible.

Les délais de traitements des réclamations sont globalement satisfaisants chez les deux opérateurs. La CRE remarque néanmoins que, pour GRTgaz, le délai de traitement des réclamations simples est plus long que pour les réclamations complexes (environ 12 jours). GRTgaz justifie cela par la volonté de prioriser les réclamations complexes (en moyenne traitées en 6 jours). La CRE demande à GRTgaz de lui fournir des éléments sur le processus de traitement de ces réclamations.

Les bonus, au titre de l'année 2021, sont estimés à 1,6 M€ pour GRTgaz et 0,6 M€ pour Teréga. Ils seront calculés définitivement pour la prochaine mise à jour, sur la base des performances définitives des opérateurs. Il convient de noter qu'outre les performances des GRT, l'indicateur sur le suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites des GRT a été supprimé au 1er avril 2020, ce qui réduit le montant global d'incitation pour les années ultérieures.

3.1.4 Charges à couvrir pour 2022

Les charges à couvrir de GRTgaz et de Teréga pour l'année 2022 (avant limitation du coefficient « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. 3.1.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. 3.1.1) ;
- le flux financier de reversement interopérateurs, de Teréga vers GRTgaz, au titre du report d'une partie des recettes perçues à la sortie de Pirineos, dont la trajectoire est fixée dans la délibération ATRT7 ;
- le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, fixé dans la délibération ATRT7 ;

- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2021 (cf. 3.1.3).

3.1.4.1 GRTgaz

Les charges à couvrir prévisionnelles de GRTgaz (avant limitation du coefficient « k ») se décomposent de la façon suivante :

GRTgaz, en M€ _{courants}	2022
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	803,4
Charges de capital normatives	1017,3
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2020 + estimé 2021)	-71,1
Charges à couvrir hors reversement et lissage	1 758,4
<i>Evolution par rapport à 2021</i>	<i>-0,2 %</i>
Reversement interopérateurs	-20,1
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3
Lissage ATRT7	-22,6
Charges à couvrir	1 709,3
<i>Evolution par rapport à 2021</i>	<i>-1,4 %</i>

3.1.4.2 Teréga

Les charges à couvrir prévisionnelles de Teréga (avant limitation du coefficient « k ») se décomposent de la façon suivante :

Teréga, en M€ _{courants}	2022
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	83,0
Charges de capital normatives	176,9
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	0,2
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2020 + estimé 2021)	3,2
Charges à couvrir hors reversement et lissages	263,3
<i>Evolution par rapport à 2021</i>	<i>+1,1 %</i>
Reversement interopérateurs	20,1
Lissage ATRT6 (reliquat)	-0,8
Lissage ATRT7	-1,3
Charges à couvrir	281,4
<i>Evolution par rapport à 2021</i>	<i>-0,9 %</i>

3.2 Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des GRT

Afin de 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, la délibération ATRT7 prévoit que l'évolution annuelle soit 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 est différent.

En conséquence, lors de la mise à jour tarifaire annuelle, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient « k_{GRTgaz} » pour GRTgaz et « $k_{Teréga}$ » pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « $k_{national}$ », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{Teréga}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{Teréga}$. Ces coefficients sont plafonnés à +/- 2%.

La mise à jour tarifaire de la CRE aboutit aux coefficients « k » suivants :

	k_{GRTgaz}	$k_{Teréga}$	$k_{national}$
k théorique (non limité)	- 3,04%	+ 3,46%	
k limité à +/- 2%	- 2,00 %	+2,00%	- 1,47%

Les revenus autorisés pour 2022 de GRTgaz et pour Teréga s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

M€ courants	GRTgaz	Teréga
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	803,4	83,0
Charges de capital normatives	1017,3	176,9
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7	0,2
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2020 + estimé 2021)	-59,2	+1,0
Reversement interopérateurs	-20,1	20,1
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3	-0,8
Lissage ATRT7	-22,6	-1,3
Revenu autorisé	1721,2	279,3
<i>Reliquat de CRCP</i>	<i>-11,9</i>	<i>2,1</i>

Un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen $k_{national}$ sur les termes du réseau principal. **Pour l'année 2022, GRTgaz reversera 2,2 M€ à Teréga.** Ainsi, chaque opérateur percevra son revenu autorisé par la somme des recettes de souscription (1723,4 M€ pour GRTgaz et 277,1 M€ pour Teréga) et du reversement interopérateurs.

Les soldes de CRCP des deux GRT issus du plafonnement des coefficients « k » non apurés sont reportés à l'année suivante.

3.3 Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2022

3.3.1 Réseau principal

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars 2021 évoluent du pourcentage de variation Z, défini tel que $Z = IPC + X + k_{national}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2022, soit +1,5 % ;
- 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 $k_{Teréga}$ égal à -1,47%.

Les termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et Teréga évoluent donc de -0,33 % au 1^{er} avril 2022.

3.3.2 Réseaux régionaux

3.3.2.1 GRTgaz

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars 2021 évoluent du pourcentage de variation Z_{GRTgaz} , défini tel que $Z_{GRTgaz} = IPC + X_{GRTgaz} + k_{GRTgaz}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2021, soit +1,5 % ;

- 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, égal à -2,0 %.

Les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz évoluent donc de -0,68 % au 1^{er} avril 2022.

3.3.2.2 Teréga

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars 2021 évoluent du pourcentage de variation $Z_{Teréga}$, défini tel que $Z_{Teréga} = IPC + X_{Teréga} + k_{Teréga}$

Où :

- IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2021, soit +1,5 % ;
- $X_{Teréga}$ est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga, égal à -1,34 % ;
- $k_{Teréga}$ 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, égal à +2,00 %.

Les termes tarifaires du réseau régional de Teréga évoluent donc de +2,16 % au 1^{er} avril 2022.

3.4 Guichet de mi-période pour les charges d'exploitation de R&D&I

La délibération ATRT7 a maintenu la régulation incitative mise en place dans le cadre du tarif ATRT6 concernant les charges d'exploitation concernant la recherche, le développement et l'innovation (R&D&I) des opérateurs. Celle-ci prévoit que la trajectoire de coûts est 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 trajectoire restent à la charge des opérateurs.

Le tarif ATRT7 a également introduit la possibilité pour les GRT de demander la révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire, afin de leur offrir plus de souplesse dans l'adaptation de leurs programmes.

Dans le cadre de la mise à jour du tarif au 1^{er} avril 2022, Teréga a demandé la révision de sa trajectoire de coûts de R&D&I. La trajectoire initialement retenue dans la délibération ATRT7 (mise à jour de l'inflation) est la suivante :

En M€	2020	2021	2022	2023	TOTAL
R&I	1,6	1,7	1,7	1,7	6,7
Pilotage R&I	0,3	0,3	0,3	0,3	1,0
Charges de personnel	0,6	0,6	0,6	0,6	2,5
Trajectoire retenue par la CRE	2,5	2,5	2,6	2,6	10,3

Dans le cadre de sa demande, Teréga a fourni une mise à jour des dépenses réalisées et estimées pour 2020 et 2021 respectivement, ainsi que ses prévisions de dépenses pour 2022 et 2023.

La réévaluation des dépenses pour les projets initiaux s'élève, sur les quatre années de la période ATRT7, à 9,1 M€ d'après Teréga, soit une économie de 1,2 M€ par rapport à la trajectoire allouée dans la délibération ATRT7.

Teréga ajoute à cette réestimation du programme initial des dépenses au titre de besoins additionnels, de l'ordre de 3,1 M€ et dont il demande la couverture. Au total, en tenant compte de la réestimation et des nouveaux besoins, la trajectoire prévisionnelle de Teréga est la suivante, en hausse de 1,9 M€ par rapport à la trajectoire initiale :

En M€	2020	2021	2022	2023	TOTAL
R&I	1,0	2,1	2,7	3,0	8,8
Pilotage R&I	0,1	0,2	0,3	0,3	0,9
Charges de personnel	0,6	0,6	0,6	0,6	2,5
Total	1,8	3,0	3,6	3,9	12,2

Teréga indique que ses besoins additionnels concernent trois nouveaux enjeux qui n'avaient pas été prévus dans la trajectoire initiale :

- la nécessité d'évaluer l'impact de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz, en mélange (jusqu'à 100%) ou en vue de la conversion des actifs (dépenses estimées à 2,9 M€ sur la période 2020-2024) ;

- la recherche de solutions pour réduire le taux de fréquence des accidents de personnes (dépenses estimées à 150 k€ sur la période 2020-2024) ;
- la mise en œuvre de solutions innovantes pour assurer la sécurité et la cybersécurité des installations de Teréga (dépenses estimées à 50 k€ sur la période 2020-2024).

Les travaux de Teréga visent à tester l'impact de la présence d'hydrogène dans les réseaux à hauteur de 6% (ce qui correspond au seuil maximal prévu dans les spécifications techniques des opérateurs de réseaux de transport, de distribution et d'infrastructures de stockage de gaz), mais aussi à des taux plus élevés (jusqu'à 100% en ce qui concerne la possibilité de convertir des actifs au transport de l'hydrogène pur).

La CRE rappelle que le transport d'hydrogène à des niveaux supérieurs aux spécifications techniques ne fait pas partie du périmètre des activités régulées des GRT de gaz naturel. Elle considère ainsi que si la réalisation d'études est nécessaire afin d'étudier l'impact de l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau, les utilisateurs ne sauraient supporter la totalité des coûts visant à préparer le réseau à une potentielle conversion à l'hydrogène.

En conséquence, la CRE limite la couverture par le tarif aux dépenses liées à la sécurité et à 50% des dépenses associées aux travaux relatifs à l'hydrogène, ce qui correspond à une augmentation de la trajectoire tarifaire initialement prévue de 0,5 M€.

GRTgaz n'a pas fait de demande de révision de sa trajectoire prévisionnelle.

3.5 Mise à jour des trajectoires de référence pour 2022

La délibération ATRT7 prévoit la mise à jour annuelle des trajectoires de références de certains des postes couverts à 80% au CRCP. Les montants mis à jour par la CRE fixés dans les paragraphes suivants sont rappelés en annexe 5 de la présente délibération.

3.5.1 Poste « Energies et quotas de CO₂ »

3.5.1.1 GRTgaz

Pour l'année 2021, GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 55,9 M€, en forte baisse par rapport au niveau prévisionnel de 99,5 M€ retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT7. GRTgaz explique cette évolution par des dépenses d'énergie motrice plus faibles que prévu en lien avec une baisse des livraisons vers les opérateurs adjacents par rapport à 2020 (en particulier vers la Suisse et l'Italie).

Pour l'année 2022, GRTgaz anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 102,7 M€ (à comparer au niveau de 91,2 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7). Le niveau de consommation d'énergie motrice est lié au schéma d'approvisionnement retenu par GRTgaz pour 2022, avec une prévision des flux soutenus vers Teréga puis vers l'Espagne pour compenser une baisse des arrivées de GNL par rapport à 2020 (-17%) en France et en Espagne. Quant à la consommation d'énergie motrice, elle est en baisse par rapport à la trajectoire tarifaire.

Les prix de l'électricité, du gaz et des quotas de CO₂ sont supérieurs à ceux prévus dans la trajectoire tarifaire, du fait principalement de la crise des prix intervenue courant 2021.

GRTgaz – Charges d'énergie et de CO₂ demandées

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2020			2021			2022		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	47,8	43,6	-4,3	43,1	23,2*	-19,8	45,1	59,5	+14,4
Volumes (GWh)	2404	1952	-452	2496	1684	-812	2518	2200	-318
Prix (€/MWh)	19,9	22,3	+2,4	17,3	16,2	-1,0	17,9	27,1	+9,1
Electricité (M€)	29,6	26,4	-3,2	32,6	23,6	-9,0	34,1	30,3	-3,8
Volumes (GWh)	383	336	-47	409	293	-116	405	343**	-62
Prix (€/MWh)	79,2	80,8	+1,5	79,6	80,3	+0,7	84,1	88,2**	+4,1
CO₂ (M€)	1,3	1,0	-0,3	4,1	4,1	-	5,1	6,6	+1,5
Volumes (kt)	46	219	+174	181	177	-4	192	222	+30
Prix (€/t)	28,6	4,7	-23,9	22,4	23,0	+0,6	26,6	29,7	+3,1
TIC⁵	12,7	11,3	-1,4	7,9	5,1	-2,9	6,9	6,3	-0,5
Total charges d'énergie	91,5	82,3	-9,2	87,6	55,9	-31,7	91,2	102,7	+11,5

* montant intégrant les recettes générées au titre de l'équilibrage (-4,1 M€)

** Demande en date du 22/11/2021, avec des hypothèses de coûts basées sur les prix de marché plus faibles que ceux obtenus finalement par GRTgaz.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2022 :

- La CRE retient un volume d'énergie prévu pour les compresseurs (gaz et électricité) inférieur à celui proposé par GRTgaz, et fondé sur la moyenne des volumes réalisés en 2020 et estimés pour 2021. La CRE retient ainsi un niveau légèrement plus élevé que celui estimé à fin 2021. En effet la CRE considère que la probabilité d'occurrence de schémas de flux similaires à ceux observés en 2020-2021 est forte. En 2021, les moindres niveaux observés sur les livraisons aux opérateurs adjacents notamment vers l'Espagne, la Suisse et l'Italie, ont entraîné la forte baisse des volumes d'énergie consommés. En cohérence avec les souscriptions prévues par les deux opérateurs, il n'y a pas d'indicateur fort permettant de préjuger d'une reprise forte du transit en 2022.
- La CRE retient également un volume d'EBT (Ecart Bilan Technique) équivalent à celui de 2020 soit 700 GWh (-200 GWh par rapport à la demande de GRTgaz) en cohérence avec les schémas de flux prévus par GRTgaz et les niveaux observés sur les années précédentes.
- La CRE prend en compte la mise à jour par GRTgaz de ses achats de gaz et de l'électricité pour 2022 effectués en 2021, à un prix plus élevé qu'annoncé dans sa demande tarifaire initiale compte-tenu de l'impact exceptionnel de la hausse des prix du gaz et de l'électricité observée au second semestre de l'année 2021. L'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC et des volumes de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de GRTgaz.

En outre, le 8 décembre, GRTgaz a demandé à la CRE la prise en compte additionnelle de 3,9 M€ supplémentaires liés à la couverture des volumes écrêtés à l'issue du guichet ARENH. En effet, la demande de GRTgaz prenait en compte un coût d'achat des volumes écrêtés à un prix de marché au lendemain de l'allocation des droits ARENH. Dans les faits, GRTgaz, qui n'avait par ailleurs réalisé aucune couverture *ex ante* du risque d'écrêtement, a effectué les achats liés à ces volumes une semaine plus tard. Dans un contexte de hausse des prix, ce décalage d'une semaine entraîne un surcoût de 3,9 M€. La CRE ne retient pas ce surcoût dans sa trajectoire de référence lié au délai d'une semaine.

⁵ TIC : Taxe intérieure sur la consommation



En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie de GRTgaz est le suivant :

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2021			2022		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	43,1	23,2*	-19,9	45,1	45,6	+0,5
Volumes (GWh)	2496	1684	-812	2518	1849	-669
Prix (€/MWh)	17,3	16,2	-1,0	17,9	24,7	+6,7
Electricité (M€)	32,6	23,6	-9,0	34,1	33,4	-0,7
Volumes (GWh)	409	293	-116	405	315	-90
Prix (€/MWh)	79,6	80,3	+0,7	84,1	106,1	+22,0
CO₂ (M€)	4,1	4,1	-	5,1	5,6	+0,5
Volumes (kt)	181	177	-4	192	190	-2
Prix (€/t)	22,4	23,0	+0,6	26,6	29,7	+3,1
TIC	7,9	5,1	-2,9	6,9	6,0	-0,9
Total charges d'énergie	87,6	55,9	-31,7	91,2	90,7	-0,5

* montant intégrant les recettes générées au titre de l'équilibrage (-4,1 M€)

3.5.1.2 Teréga

Pour l'année 2021, Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO₂ » s'établira à 5,9 M€, soit un niveau équivalent à celui fixé dans le cadre de la mise à jour du tarif ATRT7 pour l'année 2021. La baisse des besoins d'énergie de compression, liée à celle du transit observé sur l'année a été compensée par une hausse de l'EBT de l'opérateur.

Pour l'année 2022, Teréga anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO₂ de 9,1 M€ (à comparer au niveau de 8,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7). Cela représente une hausse de plus de 50% par rapport à l'estimé 2021, principalement en raison de l'augmentation du prix de l'électricité, notamment car Teréga a fixé ses coûts d'approvisionnement pour 2022 très tardivement dans un contexte de hausse des prix.

Teréga – Charges d'énergie et de CO ₂ demandées									
Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (demande)	2020			2021			2022		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	2,7	2,5	-0,2	2,7	2,9	+0,2	4,5	3,2	-1,3
Volumes (GWh)	188	173	-15	202	218	+16	253	224	-29
Prix (€/MWh)	14,5	14,5	-	13,3	13,3	-	17,9	14,2	-3,7
Electricité (M€)	2,8	2,6	-0,3	2,4	2,2	-0,2	2,0	4,6	+2,6
Volumes (GWh)	31	25	-6	26	25	-1	24	26	+2
Prix (€/MWh)	91,1	103,0	+12,0	95,3	88,1	-7,2	83,7	180,4	+96,6
CO₂ (M€)	0,4	0,2	-0,3	0,04	0,2	+0,2	0,7	0,6	-0,1
Volumes (kt)	18	19	+1	2	21	+19	25	19	-6
Prix (€/t)	22,5	8,2	-14,3	24,3	10,7	-13,6	26,6	28,9	+2,3
TIC	0,5	0,5	-	0,7	0,6	-0,1	0,9	0,7	-0,1
Total charges d'énergie	6,5	5,8	-0,8	5,9	5,9	-	8,1	9,1	+1,0

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2022 :

- les volumes d'énergie (gaz et électricité) prévus pour les compresseurs sont réduits au niveau de la moyenne du réalisé 2020 et de l'estimé 2021. En effet, Teréga prévoit un niveau de transit pour 2022 comparable à ceux de 2020 et de 2021 ;
- en ce qui concerne le gaz venté et les pertes diffuses, la CRE retient des volumes cohérents avec la moyenne observée sur la période 2019-2021. Pour le gaz torché, la CRE reprend pour 2022 un volume équivalent à celui de 2021 (en raison d'un manque d'historique sur les périodes plus anciennes concernant ce poste de consommation) ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC et celle des volumes de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de Teréga. Elle prend également en compte l'évolution de la méthode de comptabilité de Teréga en ce qui concerne le CO₂ (impact sur le prix de la tonne) ;
- enfin, la CRE considère que les modalités de couverture des volumes électricité de Teréga ont conduit à un prix de l'électricité anormalement élevé. Elle retient pour la trajectoire un prix 5% inférieur à la demande de Teréga , conduisant à un ajustement de 0,2 M€.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie de Teréga est le suivant :

Poste « Energie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2021			2022		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	2,7	2,9	+0,2	4,5	2,9	-1,7
Volumes (GWh)	202	218	+16	253	201	-52
Prix (€/MWh)	13,3	13,3	-	17,9	14,2	-3,7
Electricité (M€)	2,4	2,2	-0,2	2,0	3,7	+1,7
Volumes (GWh)	26	25	-1	24	22	-2
Prix (€/MWh)	95,3	88,1	-7,2	83,7	171,3	+87,8
CO₂ (M€)	0,04	0,2	+0,2	0,7	0,2	-0,5
Volumes (kt)	2	21	+19	25	21	-3
Prix (€/t)	24,3	10,7	-13,6	26,6	8,6	-18,0
TIC	0,7	0,6	-0,1	0,9	0,6	-0,3
Total charges d'énergie	5,9	5,9	-	8,1	7,4	-0,7

Dans le cadre de cette mise à jour tarifaire et dans le contexte de la crise des prix de l'énergie, la CRE a porté une attention particulière aux modalités d'achat des volumes de gaz et d'électricité par les opérateurs.

Il est apparu, d'une part, que s'agissant du gaz, les opérateurs qui disposaient de flexibilités avec des stocks moins coûteux que les prix de marché ont capitalisé sur ces dernières pour réduire leurs achats au titre de l'année 2022. D'autre part, la CRE a constaté que les opérateurs ont adopté, tant sur l'électricité que sur le gaz, des comportements différents vis-à-vis des possibilités d'optimisation et de la couverture du risque prix, qui se traduisent notamment dans la différence de prix unitaire d'un opérateur à l'autre. Certains comportements interrogent particulièrement, dans les dispositions de couverture du risque dans un contexte de forte hausse, ou dans les critères de sélection des fournisseurs.

En outre, de manière plus globale, le cadre de régulation mis en œuvre par la CRE permet d'inciter l'opérateur à réaliser des gains de performance en cours d'année mais peut avoir pour effet négatif de le déresponsabiliser : dans la mesure où l'écart entre la trajectoire tarifaire et la nouvelle trajectoire mise à jour chaque année est couverte à 100% au CRCP, les opérateurs trouvent un intérêt à privilégier des achats en amont de la détermination de la trajectoire.

En conséquence, la CRE demande à GRTgaz et Teréga de lui communiquer, au plus tard fin mars 2022, une formalisation de leur stratégie respective de couverture des besoins d'énergie pour l'année 2023. Par ailleurs, la CRE étudiera l'opportunité de fixer des incitations plus adaptées dans le cadre du prochain tarif de transport, à l'instar par exemple des dispositifs dédiés aux achats couvrant les pertes dans le TURPE.

3.5.2 Poste « charges de consommables »

3.5.2.1 GRTgaz

Pour 2022, GRTgaz prévoit des charges de consommable supérieures à celles prévues par la trajectoire tarifaire (6,7 M€ contre 4,8 M€ prévus dans le tarif). GRTgaz justifie cette demande par la hausse du prix d'achat de THT dans le contexte de hausse générale du prix des matières premières, observée au 2nd semestre 2021. La CRE retient la proposition de GRTgaz.

3.5.2.2 Teréga

Pour 2022, Teréga prévoit des charges de consommable légèrement supérieures à celles prévues par la trajectoire tarifaire (190 k€ au lieu de 180 k€ prévus), afin de prendre en compte la mise en service de nouveaux postes d'injection de biométhane. La CRE retient la proposition de Teréga.

3.5.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2022

La délibération ATRT7 prévoit que les trajectoires de référence des postes de recettes d'acheminement couverts à 80% au CRCP soient mises à jour annuellement. Cela inclut :

- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM) ;
- les recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
- les recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour Teréga ;
- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*).

3.5.3.1 GRTgaz

GRTgaz a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement mentionnées ci-dessus. Par rapport à l'estimé 2021, GRTgaz prévoit une baisse de 3 %⁶ des recettes de souscriptions aux PITTM, et de 8 % aux PIR. GRTgaz prévoit une hausse de 3 % des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG.

La CRE considère que certaines hypothèses retenues par GRTgaz sont trop conservatrices, et a en conséquence procédé à un certain nombre d'ajustements. Elle a notamment retenu des trajectoires de souscriptions de court terme aux PITTM et aux PIR plus élevées que celles demandées par GRTgaz. Les ajustements effectués par la CRE sont cohérents avec les évolutions observées en 2021.

Par ailleurs, la CRE a ajusté la souscription annuelle 2022 au PITTM de Fos pour tenir compte du succès de l'appel au marché pour Fos Tonkin clôturé par Elengy en octobre 2021.

GRTgaz – Recettes de souscriptions de capacités

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ _{courants}	Souscriptions 2021 (valorisées au tarif 2021)			Souscriptions 2022 (valorisées au tarif 2021)			Var. Prév CRE 2022 /Estimé 2021
	Prév.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.	
Recettes PIR	261,5	259,3	-2,2	246,4	245,7	-0,7	-13,6
Recettes PITTM	92,8	89,8	-3,0	86,9	88,1	+1,2	-1,4
Revenus au PEG	16,8	15,6	-1,2	17,3	16,0	-1,3	+0,4
Autres	0,8	0,7	-0,1	0,9	0,7	-0,2	-
TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP	371,9	365,5	-6,4	351,6	350,6	-1,0	-14,6

3.5.3.2 Teréga

Teréga a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement couvertes à 80% au CRCP. Teréga prévoit une légère baisse des souscriptions de capacités de court terme en sortie à Pirineos par rapport à l'estimé 2021. Teréga ne prévoit aucune souscription de court terme en entrée à Pirineos, contrairement à ce qui a été observé en 2021 et prévoit également une baisse des recettes d'UIOLI.

La CRE conserve l'hypothèse proposée par Teréga concernant les souscriptions en sortie à Pirineos. La CRE retient par ailleurs une hypothèse moins conservatrice que celle de Teréga en ce qui concerne les souscriptions en entrée à Pirineos, proche du niveau estimé pour 2021. Elle ajuste également la prévision d'UIOLI en prenant la moyenne du réalisé 2020 et de l'estimé 2021.

⁶ les souscriptions sont comparées en utilisant le même tarif (au 1^{er} avril 2021)

Teréga – Recettes de souscriptions de capacités – hors reversement interopérateurs à GRTgaz						
Recettes de souscriptions de capacités, en M€ _{courants}	Souscriptions 2021 (valorisées au tarif 2021)			Souscriptions 2022 (valorisées au tarif 2021)		
	Prév.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Entrées PIR	18,4	18,5	+0,1	18,4	18,5	+0,1
Sorties PIR	87,1	90,0	+2,9	100,0	88,7	-11,3
Revenus au PEG	2,3	2,2	-0,1	2,4	2,2	-0,2
SET et UIOLI	0,2	1,5	+1,3	0,8	1,1	+0,3
TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP	108,0	112,1	+4,1	121,5	110,4	-11,1

4. AUTRES EVOLUTIONS TARIFAIRES

4.1 Evolution des modalités de redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité

Le mécanisme de redistribution des excédents d'enchères a initialement été mis en place à la suite de la délibération du 29 janvier 2014⁷.

Dans le cadre de la délibération ATRT7 et de la délibération du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2021, la CRE avait adopté un traitement conduisant à ce que ce montant était calculé individuellement par chaque GRT et est redistribué à chaque expéditeur au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals sur le réseau de transport.

Les excédents des recettes d'enchère de capacité correspondent au produit de la prime d'enchère (€/MWh/j) et de la capacité vendue (MWh/j). Ce mécanisme a été mis en place dans un contexte antérieur à la fusion des zones qui a eu lieu au 1^{er} novembre 2018, à une période où la liaison Nord/Sud était très sollicitée et générait des montants d'excédents d'enchères importants. A titre d'exemple, en 2018, le montant total d'excédent des recettes d'enchères s'élevait à environ 25 M€. Redistribuer ces montants permettait ainsi de moins pénaliser les consommateurs en zone Sud.

Depuis la création de la zone de marché unique (TRF) et la mise en service du gazoduc Val de Saône, la zone Sud bénéficie d'un approvisionnement plus liquide et les congestions Nord/Sud se sont raréfiées. Des congestions contractuelles générant un excédent d'enchères peuvent toujours se produire, mais de manière très ponctuelle. En conséquence, le montant total d'excédent des recettes d'enchères a fortement diminué pour atteindre environ 0,5 M€ en 2020 et 3,7 M€ (montant estimé) en 2021.

Sans changer le mécanisme de calcul du montant global des excédents d'enchères, GRTgaz et Teréga proposent d'en faire évoluer les modalités de redistribution, pour que ceux-ci soient traités comme des revenus de souscriptions et directement reversés aux utilisateurs du réseau via le CRCP (au lieu d'être redistribués aux expéditeurs selon le mécanisme actuel).

La CRE est favorable à cette évolution des modalités de restitution. En effet, cette mesure favorise la transparence en permettant la restitution de ces montants aux utilisateurs du réseau d'une année sur l'autre. Cela engendre également une simplification comptable pour des montants qui ont fortement diminué depuis la mise en place de la zone de marché unique.

⁷ Délibération de la CRE du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1er avril 2014

4.2 Evolution de la répartition des recettes du projet FenHYx

La phase 1 du projet FenHYx, porté par GRTgaz, vise à réaliser des tests sur l'intégrité des aciers et l'étanchéité du matériel et des compteurs, en présence d'hydrogène (en mélange ou à 100%). La CRE a approuvé la réalisation de ce projet dans le cadre de la délibération du 23 janvier 2020⁸, dans la mesure où le financement de ce dernier était partagé entre les utilisateurs de réseau et d'autres acteurs : la CRE a ainsi plafonné les dépenses d'investissements prises en charge par le tarif à 2,4 M€ (sur un total de 3,2 M€ estimés à la date de l'approbation du projet). Le projet FenHYx a été mis en service en septembre 2021, pour un coût d'investissement total de 5 M€. GRTgaz a par ailleurs conclu plusieurs contrats visant à partager les résultats des tests réalisés : les recettes associées s'élèvent à ce stade à environ 200 k€/an.

GRTgaz demande, dans la mesure où une partie des charges du projet n'est pas financée par le tarif, à pouvoir conserver une partie des recettes (estimée par l'opérateur à 45 %, soit la part des CAPEX non couvertes sur le coût alors estimé à 4,4 M€).

A la suite de la demande de GRTgaz, la CRE s'est déclarée favorable, dans sa délibération du 21 janvier 2021⁹, à une évolution de la répartition des recettes issues du projet FenHYx entre GRTgaz et les utilisateurs de réseau, dans la mesure où celui-ci n'est pas intégralement financé par le tarif (ce type de recettes est usuellement restitué en totalité au tarif). La CRE avait précisé que cette évolution serait mise en œuvre dans le cadre d'une prochaine mise à jour du tarif ATRT7.

Le tarif prenant en charge 65% du total des dépenses (investissements et charges d'exploitation) du projet FenHYx, la CRE décide que 35% des recettes associées à la phase 1 du projet FenHYx seront restituées à GRTgaz.

4.3 Evolution de la classification des dépenses d'inspection et de réhabilitation de Teréga

Teréga a souhaité modifier la classification comptable de ses dépenses d'inspection et de réhabilitation. En effet, ces dernières sont à ce stade classifiées comme des dépenses d'exploitation, mais sont de nature à être intégrées dans les dépenses d'investissements de l'opérateur, conformément aux règles comptables en vigueur. Il s'agit de dépenses de mesures électroniques de surface, de pistonnage, de fouilles et excavations, de changement de composants et de réparation de défauts sur les canalisations à la suite des inspections. La CRE note que les postes équivalents chez GRTgaz sont également comptabilisés dans les investissements de l'opérateur.

Les dépenses concernées ont été intégrées dans les charges d'exploitation de Teréga dans le cadre de la fixation de l'ATR7, et font à ce titre l'objet d'une incitation à 100% (tout dépassement (ou toute réduction) des dépenses par rapport à la trajectoire fixée est pris en charge (respectivement conservée) par l'opérateur). Leur intégration dans les dépenses d'investissements entraîne un risque de double compte de ces dépenses pour le reste de la période tarifaire : en effet, les charges de capital « réseau » de l'opérateur ne font pas l'objet d'une incitation similaire, et sont prises en compte à 100% dans le CRCP.

La trajectoire de charges d'exploitation de Teréga sera ainsi retraitée à partir de 2022 afin d'en extraire les dépenses qui seront désormais intégrées dans les charges de capital du GRT. Ces charges représentent un montant d'environ 5,9 M€ en 2022 et 7,3 M€ en 2023. Elles seront incluses dans la demande d'approbation du programme d'investissement de Teréga pour 2022.

5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1^{ER} AVRIL 2021

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.

⁸ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant approbation du programme d'investissements de transport de gaz pour l'année 2020 de GRTgaz

⁹ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2021 de GRTgaz

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 Souscriptions de capacités aux PIR aux enchères

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion des réseaux (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 infrajournalières.

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-annuels.

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.

La capacité journalière ferme de regazéification est égale à 113,5 % de la capacité de déchargement moyenne journalière dans le terminal.

- 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 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga

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 GRTgaz et de Teréga au 1^{er} avril 2022

5.2.1 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison

5.2.1.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1^{er} octobre 2022

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)	
		Annuel ferme	TCE (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	80,59	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	103,88	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	103,88	50 %
Obergailbach	GRTgaz	103,88	50 %
Oltingue	GRTgaz	103,88	50 %
Pirineos	Teréga	103,88	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an)	
		Annuel ferme	TCST (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
Virtualys (Alveringem)	GRTgaz	41,33	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	380,21	85 %
Pirineos	Teréga	577,12	85 %

- Termes de capacité à rebours aux PIR

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée Annuel à rebours
Taisnières B	GRTgaz	20 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	20 %
Obergailbach	GRTgaz	20 %

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie Annuel à rebours
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.

5.2.1.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1^{er} octobre 2022

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	80,32	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	103,54	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	103,54	50 %
Obergailbach	GRTgaz	103,54	50 %
Oltingue	GRTgaz	103,54	50 %
Pirineos	Teréga	103,54	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	41,20	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	378,96	85 %
Pirineos	Teréga	575,22	85 %

- Termes de capacité à rebours aux 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.

5.2.1.3 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	93,18
Montoir	GRTgaz	93,18
Fos	GRTgaz	93,18

5.2.1.4 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 - TCSS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Nord-Ouest	GRTgaz	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	9,03	21,09	50 %

5.2.1.5 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	93,25	50 %
Teréga	93,25	50 %

5.2.1.6 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	82,62 x NTR	50 %
Teréga	82,52 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 4 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 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	32,88	50 %
	PIRR	42,21	Sans objet
	PITD	48,54	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,90	50 %
	PITD	54,04	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	6 344,53
Teréga	3 307,60

5.2.2 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

5.2.2.1 Montant de 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 2022, fixé par la CRE dans sa délibération du 16 décembre 2021, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l’opérateur au titre de l’année 2022. 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 2022 sont les suivants :

- pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération du 16 décembre 2021 ;
- 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 2021-2022, au titre des 3 premiers mois de 2022 ;
- b) les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2022-2023, au titre des 9 derniers mois de 2022.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2022.

5.2.2.2 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) ou qui alimente un client directement raccordé au réseau de transport se voit appliquer un terme tarifaire stockage (TS) fonction de la modulation hivernale de ses clients dans son portefeuille le 1^{er} jour de chaque mois. Ce terme vise à recouvrer une partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel.

L'assiette de perception de la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur est définie comme la somme des assiettes de chacun de ses clients éligibles au paiement de la compensation stockage.

La modulation est calculée notamment sur la base de données transmises par les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz.

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 » (raccordés aux réseaux de transport et de distribution)**

Pour les clients à souscription, la modulation au 1^{er} avril est calculée de la manière suivante :

$$\text{Modulation client au 1er avril N (MWh/j)} = \text{Max}(0; M_{fav4} - \text{Int})$$

Où :

- M_{fav4} est la moyenne des 2 modulations annuelles les plus basses des 4 années précédentes, soit les années N-4 à N-1. Pour chacune des années considérées, le calcul de modulation est le suivant :

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

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

- Consommation annuelle : consommation du 1^{er} novembre N-1 au 31 octobre N

- Int est la somme des capacités interruptibles contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux au 1^{er} avril de l'année de facturation en cours. Cette somme comprend les capacités interruptibles annuelles contractualisées par l'expéditeur pour répondre à des contraintes techniques d'approvisionnement à la demande du GRT et celles contractualisées par le consommateur dans le cadre des dispositifs d'interruptibilité contractuelle définis par l'arrêté du 17 décembre 2019.

Pour les sites raccordés aux réseaux de distribution, le niveau de capacités interruptibles pris en compte est égal à la différence entre la valeur moyenne de la somme des capacités annuelles, mensuelles et journalières souscrites chaque jour entre le 1^{er} novembre N-1 et le 31 mars N et la capacité plafond contractualisée pour la période allant du 1^{er} avril N au 31 mars N+1. Si la valeur obtenue par cette différence est négative, le niveau de capacités interruptibles souscrit est considéré comme nul.

Lorsqu'un consommateur perd son agrément au contrat d'interruptibilité, du fait d'une non-activation des capacités interruptibles appelées par les gestionnaires de réseau ou de l'échec d'un test d'activation, le montant de compensation stockage est adapté avec la mise à zéro des capacités interruptibles correspondantes, à compter du mois de facturation suivant et ce jusqu'à l'éventuelle souscription de nouvelles capacités interruptibles.

Dans le cas où le contrat d'interruptibilité est signé pour plusieurs points de livraison le consommateur devra préciser au GRT la répartition des capacités interruptibles entre ces points de livraison, aux seules fins du calcul de la compensation stockage (sans présager de l'impact opérationnel sur l'interruptibilité).

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en transport, en l'absence d'historique de consommations réelles, la modulation du site sera déterminée par les GRT sur la base de la meilleure estimation de la modulation hivernale transmise par l'expéditeur approvisionnant le site. La compensation stockage sera ainsi facturée à partir du mois suivant le raccordement.

Dans le cas d'un nouveau site raccordé en distribution 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.

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 » (raccordés aux réseaux de distribution)**

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 GTG¹⁰.
- Int : somme des capacités interruptibles qui seront contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux dans le cadre 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.

- **Autres dispositions**

Par exception avec ces formules, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j 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%).

¹⁰ Calcul des coefficients Zi

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 2022 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2022.

5.2.2.3 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 du terme stockage applicable au 1^{er} avril 2022 en mars 2022 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2022-2023.

5.2.3 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année

5.2.3.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Coefficient	
	Sans congestion <i>(entre parenthèses : multiplicateur)</i>	Avec congestion <i>(entre parenthèses : multiplicateur)</i>
Trimestrielle	1/3 du terme annuel (x 1,33)	1/4 du terme annuel (x 1)
Mensuelle	1/8 du terme annuel (x 1,5)	1/12 du terme annuel (x 1)
Quotidienne	1/30 du terme mensuel « sans congestion » = 1/240 du terme annuel (x 1,52)	1/30 du terme mensuel « en cas de congestion » = 1/360 du terme annuel (x 1,01)
Infra-journalière	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes	

Un point est considéré comme congestionné pour la période d'octobre *N* à septembre *N+1* si, lors de la commercialisation à l'enchère de juillet *N* du produit ferme annuel couvrant la période allant d'octobre *N* à septembre *N+1*, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve et au moins 98% de la capacité commercialisée a été vendue.

5.2.3.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

5.2.3.3 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

5.2.3.4 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.

5.2.4 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité d’injection de gaz sur le réseau de transport à partir d’une installation de production de gaz

5.2.4.1 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 9,60 €/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.

5.2.4.2 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 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 maillage¹¹ et/ou une extension mutualisée¹², 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.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2¹³, en fonction du zonage de raccordement¹⁴ en vigueur sur la zone.

5.2.5 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.

5.2.6 Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés

Le service de flexibilité intrajournalière s'applique aux clients raccordés au réseau de transport qui présentent un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh. Le service de flexibilité intrajournalière 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 intrajournalière 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.¹⁵

5.2.7 Conversion de qualité du gaz

5.2.7.1 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 23,22€/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,90 €/MWh/jour par mois ;

¹¹ Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

¹² Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisé entre plusieurs sites.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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).

- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,19 €/MWh/jour par jour.

5.2.7.2 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

5.2.7.3 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.

5.2.8 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/mois¹⁶ 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 PITD. 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.

5.2.9 Pénalités pour dépassement de capacité

5.2.9.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière

- 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 ;
- 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 :

¹⁶ 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 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.

5.2.9.2 Pénalités pour dépassement de capacités horaires

- 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.

5.2.10 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 dans le cadre de la délibération ATRT7. Le prix de la prestation s'élevait au 1^{er} avril 2020 à 46,18 €/MWh/j/an, et à 46,62 €/MWh au 1^{er} avril 2022. Il s'élève à 47,18 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2022.

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

DECISION

Conformément à la 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 de Teréga, le tarif ATRT7 évolue au 1^{er} avril 2022.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1^{er} avril 2022 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga en partie 3.3.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2.2.3 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1^{er} avril 2022 sont les suivantes :

- une baisse du tarif de 0,33% sur les termes tarifaires du réseau principal ;
- une baisse du tarif de 0,68% sur les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz ;
- une hausse du tarif de 2,16% sur les termes tarifaires du réseau régional de Teréga.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2022 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe 5.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance. Elle sera publiée au *Journal officiel* de la République française et notifiée à GRTgaz et à Teréga.

Délibéré à Paris, le 16 décembre 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2022

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 5.2 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

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre)		
GRTgaz - Taisnières B	80,32	50 %
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	103,54	50 %
GRTgaz - Dunkerque	103,54	50 %
GRTgaz - Obergailbach	103,54	50 %
GRTgaz - Oltingue	103,54	50 %
Teréga - Pirineos	103,54	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1^{er} octobre)		
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	41,20	
GRTgaz - Oltingue	378,96	85 %
Teréga - Pirineos	575,22	85 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)		
GRTgaz - Dunkerque GNL	93,18	
GRTgaz - Montoir	93,18	
GRTgaz - Fos	93,18	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)			
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est, Atlantique	9,03	21,09	50 %
Teréga - Sud-Ouest	9,03	21,09	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)		
GRTgaz	93,25	50 %
Teréga	93,25	50 %

Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	82,62 x NTR	50 %
Teréga	82,52 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	32,88	50 %
GRTgaz - PIRR	42,21	
GRTgaz - PITD	48,54	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	29,90	50 %
Teréga- PITD	54,04	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	6 344,53	
Teréga	3 307,60	

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 DES GRT

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 intrajournalières 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⁽¹⁾ 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

Incidations :	<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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 intrajournalières 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
Incidations :	<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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 6 valeurs suivies par GRTgaz et 6 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 mensuelle 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 raccordées 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.
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. 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.

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		1 ^{er} avril 2020



	et la capacité réellement mise à 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 PITTm ;
- 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 calcul	Seuil de qualité	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Publication des bordereaux de réalisation	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	Mensuelle	1 ^{er} avril 2020
Publication des avis de programmation	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h		
Publication des avis de réalisation intrajournaliers	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	1 contrôle par heure à chaque mise à jour de Powernext	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	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	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 (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 : - 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 CAPACITE 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 (Virtualys)	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 : LISTE DES NTR PAR SITE

Annexe publiée sur le site internet de la CRE pour GRTgaz et Teréga.

ANNEXE 5 : 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 ATRT7). 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 %	1410,7	1382,8	1372,2	1371,6
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	366,3	351,2	348,5
	80 %	385,2	370,2	350,2	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7
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	6,3	6,3	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	23,6	23,2	24,4
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 %	-	97,2	89,5	91,0
	80 %	95,7	87,6	90,7	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7
Charges de consommables	100 %	-	4,9	4,8	4,7
	80 %	5,1	4,9	6,7	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7

Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	66,2	64,8	64,7	65,5
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	4,4	4,3	4,3	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	34,6	35,4	36,7
Reversement interopérateurs 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	32,0	32,0	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 interopérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	0,0	2,2	2,2	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 N	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 %	174,5	174,9	175,9	175,1
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	102,6	101,2	90,9
	80 %	105,6	90,1	71,1	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7
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	0,1
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 %	-	7,9	7,9	8,1
	80 %	8,0	5,9	7,4	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	0,2	0,2	Mis à jour chaque année conformément à la délibération ATRT7
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	34,6	35,4	36,7
Reversement interopérateurs 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	6,7	6,9	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 interopérateur entre GRTgaz et Teréga liée à l'évolution du facteur k national	100 %	0,0	2,2	2,2	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%	2,5	2,5	2,6	2,7
	100 % des charges non utilisées en fin de période	2,5	2,5	2,8	2,9

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.