

## DELIBERATION N° 2023-45

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2023

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

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

Le tarif 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<sup>er</sup> avril 2020 pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2021, selon des modalités fixées dans la 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<sup>1</sup> (ci-après « la délibération ATRT7 »).

La présente délibération a pour objet, d'une part, de faire évoluer le tarif ATRT7 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 selon les modalités prévues dans la délibération ATRT7, d'autre part, de modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaires.

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

#### Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2023

La CRE retient des hausses de +2,08 % des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga, et, respectivement, de +2,02 % et de +2,75 % des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz et du réseau régional de Teréga. Ces évolutions prennent en compte :

- l'hypothèse d'inflation pour 2023 retenue dans le projet de loi de finances pour l'année 2023 (4,2 %) ;
- les facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux fixés dans la délibération ATRT7 (facteurs X dans le tableau qui suit) ;
- l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des GRT calculé au 31 décembre 2022 (facteurs k dans le tableau qui suit).

	IPC	X	k	Evolution au 1 <sup>er</sup> avril 2023 (IPC + x + k)
Réseau principal	4,2%	- 0,36 %	- 1,76 %	+ 2,08 %
Réseau régional de GRTgaz		- 0,18 %	- 2 %	+ 2,02 %
Réseau régional de Teréga		- 1,34 %	- 0,11 %	+ 2,75 %

<sup>1</sup> 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

Ces hausses, inférieures à l'inflation, sont la résultante du calcul du CRCP des GRT, qui doivent restituer de l'argent aux utilisateurs du réseau de transport.

**Modification de certains éléments de la structure et du cadre tarifaire**

La conjoncture a profondément changé depuis l'entrée en vigueur du tarif ATRT7. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Cela conduit la CRE à modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaires pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter le tarif ATRT7 à ces nouvelles incertitudes :

- en fixant le terme tarifaire et les règles de souscriptions applicables au nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz pour le terminal méthanier flottant du Havre ;
- en modifiant le rabais appliqué aux termes tarifaires des points d'interface transport stockage ;
- en modifiant la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des GRT.

La CRE fait également évoluer d'autres éléments de structure et de cadre tarifaires, afin de permettre aux GRT d'offrir de nouveaux services aux utilisateurs du réseau de transport de gaz naturel.

Ces évolutions ont fait l'objet d'une consultation publique<sup>2</sup> présentant les évolutions envisagées pour les tarifs d'utilisation de toutes les infrastructures gazières françaises régulées, qui s'est tenue du 10 novembre au 2 décembre 2022. La CRE a reçu vingt-deux contributions : cinq de gestionnaires d'infrastructures, sept de fournisseurs, sept d'associations du secteur de l'énergie, et trois de particuliers. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 26 janvier 2023.

---

<sup>2</sup> Consultation publique n° 2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

# SOMMAIRE

<b>1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023 .....</b>	<b>6</b>
2.1 RAPPELS DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS L'ATRT7 .....	6
2.2 RAPPELS DES PRINCIPES DE MISE A JOUR TARIFAIRE .....	7
<b>3. MODIFICATIONS DU CADRE ET DE LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA .....</b>	<b>9</b>
3.1 MODIFICATIONS VISANT A AMELIORER LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT .....	9
3.1.1 Fixation du terme tarifaire et des règles de souscriptions au nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz pour le terminal méthanier flottant du Havre .....	9
3.1.2 Evolution du rabais du tarif appliqué aux points d'interface transport stockage (PITS) .....	11
3.2 MODIFICATION DE LA REGULATION INCITATIVE APPLICABLE AUX CHARGES D'ENERGIE DES GRT .....	12
3.3 AUTRES MODIFICATIONS DE L'OFFRE DES GESTIONNAIRES DE RESEAU DE TRANSPORT .....	14
3.3.1 Modification des modalités de commercialisation de l'offre de capacité de conversion de gaz B en gaz H .....	14
3.3.2 Extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison .....	14
<b>4. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023 .....</b>	<b>15</b>
4.1 REVENU AUTORISE 2023 DES GRT.....	15
4.1.1 Charges de capital .....	15
4.1.2 Charges nettes d'exploitation pour 2023 .....	16
4.1.3 Calcul du CRCP .....	16
4.1.3.1 GRTgaz .....	16
4.1.3.2 Teréga .....	19
4.1.3.3 Régulation incitative de la qualité de service .....	22
4.1.4 Charges à couvrir pour 2023 .....	22
4.1.4.1 GRTgaz .....	23
4.1.4.2 Teréga .....	23
4.2 CALCUL DU COEFFICIENT « K » ET DES REVENUS AUTORISES DES GRT .....	23
4.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2023 .....	24
4.3.1 Réseau principal .....	24
4.3.2 Réseaux régionaux .....	24
4.3.2.1 GRTgaz .....	24
4.3.2.2 Teréga .....	25
4.4 MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE POUR 2023 .....	25
4.4.1 Poste « énergie et quotas de CO <sub>2</sub> » .....	25
4.4.1.1 GRTgaz .....	25
4.4.1.2 Teréga .....	27
4.4.2 Poste « charges de consommables » .....	28
4.4.2.1 GRTgaz .....	28
4.4.2.2 Teréga .....	28
4.4.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2023.....	28
4.4.3.1 GRTgaz .....	29
4.4.3.2 Teréga .....	29

<b>5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023.....</b>	<b>30</b>
5.1 REGLES TARIFAIRES .....	30
5.1.1 Définitions .....	30
5.1.2 Souscriptions de capacités .....	32
5.1.2.1 Souscriptions de capacités aux PIR aux enchères.....	32
5.1.2.2 Souscriptions de capacités au PIR Dunkerque .....	32
5.1.2.3 Souscription de capacités aux PITS .....	32
5.1.2.4 Souscription de capacités aux PITTM .....	32
5.1.2.5 Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional .....	33
5.1.2.6 Souscription de capacités sur les points d'injection de biométhane.....	33
5.1.3 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga .....	33
5.2 GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RESEAUX DE GRTGAZ ET DE TEREGA AU 1ER AVRIL 2023 .....	33
5.2.1 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison .....	33
5.2.1.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1er octobre 2023 .....	33
5.2.1.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1er octobre 2023 .....	34
5.2.1.3 Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM) .....	36
5.2.1.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS) .....	36
5.2.1.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison.....	36
5.2.1.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional.....	36
5.2.2 Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	37
5.2.2.1 Montant de compensation à percevoir .....	37
5.2.2.2 Calcul de la modulation hivernale .....	38
5.2.2.3 Calcul du terme tarifaire stockage .....	40
5.2.3 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année.....	40
5.2.3.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) .....	40
5.2.3.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM) .....	40
5.2.3.3 Aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS) .....	40
5.2.3.4 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison .....	41
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 .....	41
5.2.4.1 Pour les points d'interface transport production.....	41
5.2.4.2 Pour les points d'injection de biométhane .....	42
5.2.5 Tarification des points notionnels d'échange de gaz .....	42
5.2.6 Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés.....	42
5.2.7 Conversion de qualité du gaz.....	43
5.2.7.1 Service de conversion de gaz B en gaz H .....	43
5.2.7.2 Pénalité pour écart de bilan journalier au périmètre B.....	43
5.2.7.3 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B .....	43
5.2.8 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite .....	43
5.2.9 Pénalités pour dépassement de capacité.....	43
5.2.9.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière .....	43
5.2.9.2 Pénalités pour dépassement de capacités horaires.....	44



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 ..... 44

**DECISION DE LA CRE ..... 46**

**ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023 ..... 47**

**ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT ..... 49**

**ANNEXE 3 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS DE CAPACITE FERMES SUR LA PERIODE ATRT7 ..... 57**

**ANNEXE 4 : LISTE DES NTR PAR SITE..... 59**

**ANNEXE 5 : REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA ..... 60**

## 1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

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

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

Les dispositions de l'article L. 452-1 prévoient notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage [...], dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46.* »

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

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

Par ailleurs, les dispositions de l'article L.452-3 disposent 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<sup>er</sup> avril 2020.

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT (cf. 5.2).

Par la présente délibération, la CRE :

- modifie certains éléments de la structure et du cadre tarifaires du tarif ATRT7, et ;
- fixe la grille tarifaire qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2023 dans le cadre de la troisième évolution annuelle de l'ATRT7.

## 2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023

### 2.1 Rappels des principes généraux en vigueur dans l'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 la période tarifaire 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 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 Rappels des principes de mise à jour tarifaire**

La délibération ATRT7 prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> 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 fixées 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 «  $k_{\text{GRTgaz}}$  » 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 «  $k_{\text{national}}$  », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients  $k_{\text{GRTgaz}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$ .

Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient  $k_{\text{GRTgaz}}$ , 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  $k_{\text{national}}$  sur les termes du réseau principal.

Le tarif évolue ainsi le 1<sup>er</sup> 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 :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal, égal à -0,36 %.
- $k_{\text{national}}$  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  $k_{\text{GRTgaz}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$ .

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1<sup>er</sup> 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 :

- $Z_{\text{GRTgaz}}$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 ;
- $X_{\text{GRTgaz}}$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz, égal à -0,18 % ;
- $k_{\text{GRTgaz}}$  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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 CO<sub>2</sub> ;
- 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 2023 (cf. 4.4). L'écart entre la trajectoire mise à jour de ces postes et le réalisé sera couvert à 80 % au CRCP, hormis les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub>, pour lesquels cet écart sera couvert à 90 % au CRCP dans la limite de +/- 50 % de la trajectoire prévisionnelle, puis à 100 % au CRCP au-delà (voir partie 3.2). L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP

### **3. MODIFICATIONS DU CADRE ET DE LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA**

La conjoncture a profondément changé depuis l'entrée en vigueur du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ATRT7 en avril 2020. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Cela conduit la CRE à faire évoluer certains éléments de la structure et du cadre tarifaires pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter le tarif à ces nouvelles incertitudes. La CRE fait également évoluer d'autres éléments de structure et de cadre tarifaires, afin de permettre aux GRT d'offrir de nouveaux services aux utilisateurs de réseau. Ces modifications du tarif ATRT7 sont présentées ci-après.

Elles ont fait l'objet d'une consultation publique<sup>3</sup> présentant les évolutions envisagées pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, des stockages et des terminaux méthaniers régulés, qui s'est tenue du 10 novembre au 2 décembre 2022. La CRE a reçu vingt-deux contributions : cinq de gestionnaires d'infrastructures, sept de fournisseurs, sept d'associations du secteur de l'énergie, et trois de particuliers. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

#### **3.1 Modifications visant à améliorer la sécurité d'approvisionnement**

##### **3.1.1 Fixation du terme tarifaire et des règles de souscriptions au nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz pour le terminal méthanier flottant du Havre**

Alors que les livraisons de gaz russe vers l'Europe ont fortement diminué, *TotalEnergies LNG Services France* (TELSF) envisage de mettre en service un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié (FSRU) au Havre. Ce terminal, d'une capacité de regazéification d'environ 5 Gm<sup>3</sup> par an, devrait être mis en service en septembre 2023 pour une durée d'exploitation commerciale de cinq ans.

La mise en service de ce FSRU suppose la création d'un nouveau point d'entrée sur le réseau de transport français, dit « PITTM » (Point d'Interface Transport Terminal Méthanier). Le tarif ATRT7 doit ainsi être modifié, afin de définir le niveau du terme tarifaire associé à ce PITTM, ainsi que les règles de souscriptions au PITTM.

Le réseau de GRTgaz est relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure, du fait de l'existence d'un terminal méthanier sur ce site jusqu'en 1990. Des travaux sont cependant nécessaires afin de raccorder le FSRU au réseau de GRTgaz. GRTgaz souhaite que les investissements correspondants soient amortis sur une durée de cinq ans, correspondant à la durée d'exploitation du terminal.

##### Concernant le tarif d'entrée sur le réseau de transport depuis le FSRU du Havre

Le tarif ATRT7 prévoit que les termes tarifaires en entrée aux PITTM français sont péréqués. Cela permet notamment aux expéditeurs de choisir le terminal le mieux placé et le plus compétitif en fonction de l'origine de leurs cargaisons. Le tarif en vigueur aux PITTM existants s'élève ainsi à 93,18 €/MWh/j/an. Il sera de 95,13 €/MWh/j/an à partir du 1<sup>er</sup> avril 2023 (cf. partie 5.2.1.3).

Dans la consultation publique, la CRE avait indiqué qu'elle envisageait de fixer le terme tarifaire du PITTM du Havre au même niveau que celui des PITTM existants. Cela permettrait de maintenir le principe de péréquation des termes tarifaires d'entrée sur le réseau français via les terminaux méthaniers, en vigueur depuis la mise en place de la régulation. Ce niveau suffira par ailleurs à s'assurer que les coûts de raccordement du FSRU au réseau de GRTgaz seront couverts par les recettes de souscriptions au PITTM du Havre pendant les cinq années d'exploitation du terminal, même si les capacités de ce dernier ne sont pas entièrement souscrites. Ainsi, aucun des terminaux méthaniers français ne bénéficiera d'avantage comparatif en raison du tarif d'entrée sur le réseau de transport.

<sup>3</sup> Consultation publique n° 2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

Concernant les règles de souscription au PITTM du Havre

Le tarif ATRT7 prévoit les éléments suivants, concernant les règles de souscription aux PITTM existants :

- La détention de capacités de regazéification dans un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire des capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants. Aux PITTM de Montoir et de Fos<sup>4</sup>, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le gestionnaire de réseau de transport une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes.
  - o 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 :
    - de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;
    - 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.
  - o 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 augmenter ou diminuer sa capacité souscrite du jour suivant, 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. Si elles excèdent, pour un jour donné, la capacité détenue par l'expéditeur, le GRT facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire, égale à la différence positive entre l'émission journalière et la capacité attribuée par l'expéditeur, au tarif de la capacité quotidienne.
- Les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTM sans frais.
- 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.

Dans la consultation publique, la CRE a indiqué ne pas avoir identifié de raison justifiant un traitement différent pour le FSRU du Havre, et qu'elle envisageait donc d'étendre ces règles de souscription au PITTM du Havre.

Concernant la durée d'amortissement des investissements liés au raccordement du FSRU

En cohérence avec la durée d'exploitation envisagée par TELSF, GRTgaz demande que les investissements liés au raccordement du FSRU soient amortis sur cinq ans. L'opérateur indique que cela ne préjuge pas de la possibilité d'utiliser les actifs au-delà de cette période si besoin.

Dans la consultation publique, la CRE a estimé pertinente la proposition de GRTgaz, car elle permet d'éviter le risque de coûts échoués pour les utilisateurs du réseau. Elle avait donc indiqué envisager de fixer la durée d'amortissements des investissements liés au raccordement du FSRU à cinq ans.

***Synthèse des réponses à la consultation publique***

En dehors d'un particulier qui ne partage pas les propositions de la CRE, tous les acteurs qui se sont prononcés sur ces questions sont favorables aux propositions de la CRE en ce qui concerne le tarif d'entrée au PITTM du Havre, les règles de souscriptions au PITTM et la durée d'amortissement des investissements liés au raccordement du FSRU au réseau de GRTgaz.

Un acteur regrette que le résultat du test économique permettant d'affirmer que les coûts de raccordement seront couverts par les revenus de souscription au PITTM n'ait pas été publié.

<sup>4</sup> Les règles de souscriptions au terminal de Dunkerque sont légèrement différentes, afin de prendre en compte la situation spécifique du terminal, relié à la fois au réseau de GRTgaz et au réseau de transport de gaz naturel belge.

Un acteur souhaiterait que les investissements permettant d'acheminer du gaz en provenance du FSRU quelle que soit la configuration du réseau soient couverts par le tarif. Un autre acteur souhaiterait que la réouverture du stockage de St Clair sur Epte et son maillage avec le stockage de Gournay soient envisagés.

Deux acteurs souhaiteraient que les acteurs disposant de capacités de regazéification puissent réserver de manière séparée les capacités d'entrée sur le réseau de transport, en raison de la possibilité de faire appel à d'autres services que ceux liés au GNL regazéifié aux terminaux.

### *Analyse de la CRE*

La CRE maintient son analyse et ses propositions concernant le tarif d'entrée sur le réseau de transport au PITTM du Havre, les règles de souscription au PITTM, et la durée d'amortissement des investissements liés au raccordement du FSRU.

En ce qui concerne la capacité d'entrée au PITTM du Havre, la CRE précise que la capacité d'entrée sur le réseau de transport de gaz est en cours de détermination par GRTgaz, et dépendra notamment du niveau de la consommation de gaz naturel dans la zone. Des études sont en cours afin de déterminer les éventuelles adaptations supplémentaires du réseau qui seraient nécessaires afin d'augmenter cet exutoire. Les investissements correspondants seront le cas échéant examinés par la CRE dans le cadre de l'exercice d'approbation du programme d'investissement de GRTgaz pour 2023.

GRTgaz rappelle par ailleurs que le niveau de capacité d'entrée journalière ferme attribué aux expéditeurs est limité par la capacité technique ferme au PITTM, comme cela est déjà stipulé dans le contrat d'acheminement de GRTgaz pour les PITTM de Fos et de Montoir.

La CRE demande à GRTgaz d'assurer la capacité d'entrée sur le réseau de transport depuis le terminal du Havre la plus élevée et stable dans le temps possible.

### **3.1.2 Evolution du rabais du tarif appliqué aux points d'interface transport stockage (PITS)**

Le niveau des termes d'utilisation des points d'interface transport stockage (PITS) a été fixé par la CRE dans sa délibération tarifaire du 23 janvier 2020 (ATRT7), puis a été mis à jour chaque année. La somme des termes à l'injection et au soutirage s'établit actuellement à 30,12 €/MWh/j/an en intégrant un rabais de 80 %<sup>5</sup>.

Dans leur réponse à la consultation publique organisée par la CRE du 13 juillet au 5 septembre 2022 sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022<sup>6</sup>, deux fournisseurs, une association et un opérateur d'infrastructure ont demandé une mise à zéro du tarif d'utilisation des PITS, afin de faciliter la vente des capacités de stockage en cas de conditions de marché défavorables.

La valeur économique du stockage découle au premier ordre de l'écart de prix du gaz entre l'été, période d'injection dans les stockages où les consommations sont plus faibles, et l'hiver, période de soutirage des stockages où le chauffage augmente la consommation. Le contexte géopolitique a engendré des tensions sur les marchés telles que le prix du gaz pendant la saison d'injection était souvent supérieur au prix des contrats à terme pour l'hiver 2022-2023. Cette situation de marché a rendu plus difficile la commercialisation des capacités de stockage 2022-2023 menée par les opérateurs de stockage entre novembre 2021 et juin 2022.

La CRE observe que ce phénomène se répète cette année, avec un différentiel entre les prix à terme pour l'été 2023 et pour l'hiver 2023-2024 demeurant problématique pour commercialiser les capacités de stockage. De ce fait, certaines capacités sont restées invendues lors des premières enchères de stockage pour les capacités 2023-2024.

Une mise à zéro des termes au PITS permettrait de réduire le coût global de la capacité de stockage et favoriserait la souscription des capacités de stockage en diminuant l'écart de prix du gaz entre l'hiver et l'été à partir duquel il devient économiquement rentable de stocker du gaz. Cette mise à zéro renforcerait donc la sécurité d'approvisionnement française.

Par ailleurs, cette diminution du coût du stockage, de l'ordre de 0,3 à 0,7 €/MWh, conduirait mécaniquement à une meilleure valorisation des capacités par le marché et à une hausse des recettes des ventes aux enchères des capacités de stockage (excepté pour les ventes au prix de réserve). Cette hausse des revenus d'enchères permettrait aux opérateurs de stockage de couvrir une plus grande partie de leurs coûts directement grâce à leurs ventes. Elle viendrait donc réduire le terme de compensation stockage (TTS) appliqué aux points de livraison des réseaux de transport pour collecter la partie du revenu autorisé des opérateurs de stockage qui ne peut être couverte par les recettes d'enchères. Cette mesure n'engendrerait donc pas de coût supplémentaire pour les expéditeurs et les consommateurs.

<sup>5</sup> A l'injection, le terme annuel de capacité en entrée des stockages (TCES) est fixé à 9,03 €/MWh/jour par an. En soutirage, le terme annuel de capacité en sortie des stockages (TCSS) est fixé à 21,09€/MWh/jour par an. (Délibération de la CRE 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 1er avril 2022)

<sup>6</sup> Consultation publique n° 2022-05 du 13 juillet 2022 relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel à compter d'octobre 2022

Enfin, la mise à zéro des termes aux PITS conduirait à une baisse de recette de souscription pour les GRT. En 2022, ces recettes ont représenté pour GRTgaz et Teréga environ 2 % et 4 % de leur revenu autorisé respectif. Les recettes de souscription ayant été fixées pour la période tarifaire ATRT7, ces recettes plus faibles viendront augmenter les montants devant être recouverts *via* le CRCP. L'impact généré sur le solde du CRCP de cette perte de recettes apparaît limité.

Le contexte actuel impose de maximiser les souscriptions de capacité dans les stockages pour garantir la sécurité d'approvisionnement française. La CRE a donc proposé, dans la consultation publique de mettre en place un rabais de 100 % pour les termes aux PITS, ou, *a minima* sur les PITS des stockages les moins performants.

### *Synthèse des réponses à la consultation publique*

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique de la CRE est favorable à l'introduction d'un rabais de 100 % sur le tarif des PITS. La moitié de ces acteurs est favorable à un rabais appliqué à l'ensemble des PITS, l'autre moitié à un rabais appliqué aux stockages les moins performants.

Un opérateur d'infrastructure de stockage indique que l'application d'un rabais sur certains stockages uniquement pourrait rendre plus difficile la commercialisation de produits additionnels lents ou contraints sur les PITS sur lesquels le rabais ne s'applique pas.

Un autre acteur considère qu'appliquer un rabais également aux stockages les plus performants ne générerait que des souscriptions supplémentaires marginales pour les stockages, tout en conduisant à une perte de revenus importante pour les GRT.

Les GRT souhaitent que cette mesure soit limitée dans le temps. L'un d'entre eux souhaiterait que son impact sur le revenu autorisé soit pris en compte *ex ante* dans les souscriptions prévisionnelles plutôt que *ex post via* le CRCP.

Plusieurs acteurs indiquent que la mise en place de prix de réserve négatifs pour la commercialisation des stockages permettrait d'assurer la souscription des capacités.

Enfin, un de ces acteurs demande aux pouvoirs publics de tenir rapidement une réunion de concertation avec les acteurs de marché, afin de travailler sur des mesures permettant de garantir le remplissage des stockages.

### *Analyse de la CRE*

La CRE maintient son analyse concernant le besoin de mettre en place à partir du 1<sup>er</sup> avril 2023 un rabais de 100 % aux PITS afin de faciliter la souscription des stockages et de garantir la sécurité d'approvisionnement. La mise en œuvre d'un tel rabais sur les stockages les plus performants ne semble cependant pas nécessaire pour garantir leur remplissage. Afin de minimiser l'impact sur les recettes des GRT, il ne sera ainsi appliqué qu'aux PITS Nord-Est (correspondant au produit Serene Nord de Storengy) et PITS Atlantique (produit Serene Atlantique de Storengy), qui regroupent les stockages les moins performants (c'est-à-dire ceux dont les durations à l'injection et au soutirage sont les plus longues).

Par ailleurs, concernant la demande de certains acteurs d'une vente à prix négatif des capacités de stockage, la CRE rappelle qu'elle est particulièrement attentive à la bonne commercialisation des stockages et qu'elle proposera si nécessaire des mesures supplémentaires.

## **3.2 Modification de la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des GRT**

### *Description du cadre existant et analyse de son adéquation aux conditions de marché actuelles*

Les variations des prix de l'électricité et du gaz et de la consommation d'énergie, ainsi que les achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub>, ne sont que partiellement maîtrisables par les opérateurs d'infrastructures gazières. Ces charges sont donc incluses dans le périmètre du CRCP des opérateurs de chaque infrastructure régulée. Pour inciter les opérateurs à maîtriser ce poste de charge important tout en reflétant son caractère partiellement maîtrisable, la délibération ATRT7 prévoit que les écarts réalisés sur ce poste par rapport à la trajectoire de référence établie l'année N-1 sont couverts à 80 % par le CRCP. Les 20 % restants restent à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. La trajectoire de référence est mise à jour annuellement, de façon à prendre en compte, d'une part, les évolutions des prix de l'électricité et du gaz, et d'autre part, des prévisions actualisées des quantités d'électricité et de gaz consommées. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire tarifaire définie dans la délibération ATRT7 est couvert à 100 % au CRCP.

Avant 2021, les achats d'énergie représentaient déjà un poste de dépense important pour tous les opérateurs d'infrastructures gazières. Avec la hausse des prix de gros constatée depuis fin 2021, le poids financier de ce poste dans les revenus autorisés des opérateurs d'infrastructures gazières est en forte augmentation. De plus, la forte volatilité des marchés de l'énergie rend plus difficiles les prévisions de prix pour définir les trajectoires de référence des charges correspondant aux consommations de gaz, d'électricité et de quotas de CO<sub>2</sub>. Conserver une couverture à 80 % des charges d'énergie aux CRCP des différents opérateurs aurait fait peser le risque de voir apparaître des bonus ou des malus très importants pour les opérateurs indépendamment de leur performance de gestion.

Dans ce contexte, les opérateurs ont demandé à plafonner les bonus et malus liés à leur consommation d'énergie ou à n'être incités qu'à maîtriser les quantités d'énergie consommées sans prendre en compte les prix de l'électricité et du gaz. Les opérateurs considèrent en effet que ces prix sont susceptibles de varier trop fortement par rapport aux prévisions au cours de la période tarifaire, malgré la mise à jour de la trajectoire chaque année en fin d'année N-1.

### *Proposition de la consultation publique*

Compte tenu de l'augmentation actuelle des prix de marché du gaz et de l'électricité, la CRE considère opportun de faire évoluer la régulation incitative pour limiter les niveaux de bonus/malus des opérateurs. Néanmoins, la CRE considère que les opérateurs doivent continuer à être incités à maîtriser leurs charges et à optimiser leur consommation énergétique.

Pour adapter la régulation incitative des charges d'énergies, la CRE a initialement proposé dans le cadre de la consultation publique :

- d'une part, d'augmenter à 90 % (contre 80 % actuellement) la part des écarts par rapport à la trajectoire de référence des charges d'énergie couverte par le tarif via le CRCP.
- d'autre part, de plafonner le montant des bonus/malus induits par ce poste « Énergie » avec un plafond de l'ordre de 1 % du revenu autorisé de chaque opérateur.

### *Synthèse des réponses à la consultation publique*

L'ensemble des répondants est favorable à l'adaptation de la régulation incitative des charges d'énergie compte tenu de l'évolution récente des prix de marché du gaz et de l'électricité.

L'ensemble des acteurs qui se sont prononcés est favorable à la proposition d'augmenter la couverture par le CRCP des écarts sur les charges d'énergie à 90 % contre 80 % actuellement. Un gestionnaire d'infrastructure et un syndicat souhaitent un taux aussi proche que possible de 100 %.

S'agissant du plafonnement du bonus/malus associé à ce poste, quatre gestionnaires d'infrastructure souhaitent un plafonnement de l'incitation similaire à celui prévu par le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité pour les pertes. Ils proposent ainsi un plafonnement à 0,3 % du revenu autorisé de chaque opérateur ou à environ 3 % du niveau des charges d'énergie prévues lors de l'établissement des tarifs.

Un gestionnaire d'infrastructure souhaite une couverture intégrale des charges d'énergie assortie d'une incitation plafonnée en volume en fonction du taux d'utilisation de ses installations.

### *Analyse de la CRE*

La CRE souhaite maintenir une incitation suffisante pour que les GRT maîtrisent leurs charges d'énergie. Cette incitation ne doit toutefois pas devenir disproportionnée du fait d'une évolution des prix de l'énergie trop différente des hypothèses retenues.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE considère qu'une couverture par le CRCP de 90 % des écarts constatés sur les charges d'énergie concilie bien ces deux objectifs. Conformément à la proposition soumise à consultation publique, la CRE considère également qu'il est nécessaire de plafonner les bonus ou malus associés au poste « Énergie » de GRTgaz et de Teréga. Néanmoins, la CRE partage l'analyse de plusieurs contributeurs suggérant que ce plafond doit être fixé en proportion des charges d'énergie prévues et non du revenu autorisé de l'opérateur.

La CRE retient une couverture des charges d'énergie :

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

### 3.3 Autres modifications de l'offre des gestionnaires de réseau de transport

#### 3.3.1 Modification des modalités de commercialisation de l'offre de capacité de conversion de gaz B en gaz H

##### *Rappel du contexte de la zone B et de la proposition de GRTgaz*

Une partie de la région des hauts de France est alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz B). Cette zone (ci-après « zone B ») est progressivement convertie au gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H) depuis 2018. Le plan de conversion a débuté par une phase pilote, qui a été lancée opérationnellement mi-2018. La phase de déploiement industriel a commencé en 2021 et s'achèvera en 2029. Dans le cadre de cette conversion, il est donc nécessaire d'alimenter en gaz B un nombre décroissant de consommateurs jusqu'en 2029, avec des infrastructures en gaz B de plus en plus réduites. Physiquement, l'alimentation en gaz B de cette zone est assurée presque exclusivement par un seul expéditeur, possédant un contrat de long-terme avec le principal producteur de gaz B aux Pays-Bas.

GRTgaz propose à cet expéditeur un service de conversion B vers H, réalisé grâce à des installations de conversion situées à Taisnières et permettant d'injecter une quantité limitée de gaz B sur le réseau de gaz H. Cette capacité de conversion de 70 GWh/j est commercialisée en tant que produit interruptible sur des maturités annuelles et mensuelles. Les capacités commercialisées sur des maturités quotidiennes et infra-journalières sont fermes. En entrée à Taisnières B, GRTgaz commercialise également 200 GWh/j de capacités fermes, ainsi que des capacités interruptibles. Les capacités quotidiennes souscrites en J-1 sont fermes. Les disponibilités de la capacité interruptible à Taisnières B dépendent du niveau programmé sur le service de conversion B → H.

La conversion progressive de la zone B en gaz H a des effets sur l'exploitation du réseau de gaz B. La capacité disponible du service de conversion dépend du niveau de consommation de la zone B et des nominations sur les différents points d'entrée et de sortie. Si la consommation de la zone B peut être estimée de façon fiable la veille pour le lendemain par GRTgaz, ce n'est pas le cas des nominations au PITS gaz B et au PIR Taisnières B qui peuvent être modifiées en cours de journée par les expéditeurs. Dès lors, il n'est plus possible pour GRTgaz de proposer des capacités quotidiennes et infra-journalières fermes au service de conversion. GRTgaz a donc besoin d'ajuster en cours de journée la capacité disponible du service de conversion. La capacité interruptible au PIR Taisnières B n'étant disponible qu'à hauteur de la quantité de gaz B convertie en gaz H, celle-ci doit également être ajustée en cours de journée.

Sur le point d'entrée Taisnières B et sur le point de conversion B-H, GRTgaz propose donc la création de capacités interruptibles sur des maturités quotidiennes et infra-journalières. L'interruption de ces capacités quotidiennes et infra-journalières n'advierait que dans les cas où les conditions du CORE ne seraient pas remplies. Ces conditions restent quant à elles inchangées.

##### *Synthèse des réponses à la consultation publique*

La totalité des répondants est favorable à la création d'une offre de capacités interruptibles journalières et infra-journalières sur le service de conversion B-H et en entrée au PIR Taisnières B, ainsi qu'aux tarifs proposés par la CRE.

L'expéditeur concerné a demandé qu'un retour d'expérience soit réalisé *a posteriori* sur les taux de disponibilité effectifs de ces nouvelles capacités interruptibles.

##### *Analyse de la CRE*

La CRE maintient son analyse concernant la création de l'offre de capacités interruptibles journalières et infra-journalières sur le service de conversion B-H. Comme proposé dans le cadre de la consultation publique du 15 novembre 2022, la CRE fixe le tarif de cette capacité à 0,17€/MWh/j.

La CRE maintient également son analyse concernant la création de l'offre de capacités interruptibles journalières et infra-journalières en entrée au PIR Taisnières B. Comme proposé dans le cadre de la consultation publique du 15 novembre 2022, la CRE fixe le tarif de cette capacité à 0,20 €/MWh/j.

La création de ces capacités sera effective le 1<sup>er</sup> avril 2023.

La CRE est favorable à la demande de l'expéditeur souhaitant que soit réalisé un retour d'expérience : elle demande à GRTgaz de réaliser cette analyse avant l'entrée à vigueur du prochain tarif ATRT8.

#### 3.3.2 Extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison

Des clients raccordés au réseau de Teréga, essentiellement agriculteurs, ont émis le souhait de pouvoir réserver des capacités journalières de livraison en cours de journée gazière pour pouvoir ajuster leurs réservations plus finement au cours de la journée en fonction des récoltes.

Le tarif ATRT7 prévoit, uniquement pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz, une offre de capacité quotidienne à préavis court pour livraison le jour J et pouvant être souscrite jusqu'à 14h le jour J. Teréga demande l'extension de ce dispositif aux clients raccordés à son réseau, mais sans appliquer de majoration tarifaire.

L'application aux clients de Teréga des modalités prévues par l'ATRT7 pour les souscriptions quotidiennes à préavis court de capacités journalières de livraison aurait pour effet de dégrader certaines conditions commerciales actuellement pratiquées.

En effet, la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison prévoit l'application :

- d'une majoration de 20 % du tarif lorsque la demande de souscription intervient 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 ;
- d'une majoration de 30 % lorsque la demande de souscription intervient après 20h00 le jour précédant et jusqu'à 14h le jour considéré par la demande.

Aujourd'hui, les clients de Teréga, peuvent souscrire une capacité quotidienne jusqu'à 5h59 la veille du jour de livraison sans subir de majoration sur le tarif.

**Synthèse des réponses à la consultation publique**

Un certain nombre de répondants sont favorables à l'extension de ce service sans majoration tarifaire. D'autres acteurs y sont également favorables mais préconisent d'appliquer les mêmes majorations tarifaires que pour les clients de GRTgaz. Selon eux, ces majorations reflètent les surcoûts subis par les GRT pour répondre à des demandes tardives, et ont également pour but de dissuader les clients d'y avoir recours de façon abusive. Certains répondants recommandent également de mener une étude d'impact sur les coûts de ce service avant de l'autoriser sans majoration tarifaire.

**Analyse de la CRE**

Le besoin d'ajustement à la pointe des acteurs génère effectivement des surcoûts pour le GRT qui doit gérer ces nominations sans visibilité en amont. Sans majoration tarifaire, le surcoût associé est mutualisé dans le tarif de transport. Dans ce contexte, à la lecture des réponses à la consultation, la CRE considère qu'autoriser ce service sans majoration tarifaire pour les clients raccordés au réseau de Teréga peut emporter un risque de tarification insuffisante pour les acteurs optimisant leur capacité à la pointe.

La CRE étend le service de souscription à préavis court prévu dans la délibération ATRT7 aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga, y compris l'application des majorations prévues qui ne s'appliqueront que pour les souscriptions ayant eu lieu après 5h59 la veille du jour de livraison, afin de ne pas dégrader les conditions commerciales appliquées aux clients de Teréga jusqu'ici.

La CRE demande à GRTgaz et Teréga de réaliser une étude d'impact sur les coûts et risques induits par ce service dans l'optique d'une harmonisation générale à l'entrée en vigueur du prochain tarif ATRT8.

Par ailleurs, pour des raisons de développement du système d'information de Teréga, l'extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison ne sera mise en œuvre qu'à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2023.

**4. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREAGA AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023**

**4.1 Revenu autorisé 2023 des GRT**

**4.1.1 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
dont CCN « hors réseaux »	89,4	101,8	112,0	108,1
Teréga	166,9	171,2	176,9	179,7
dont CCN « hors réseaux – immobilier et véhicules »	5,4	6,5	7,7	7,9
dont CCN « systèmes d'information »	15,5	16,0	16,1	15,8



**4.1.2 Charges nettes d'exploitation pour 2023**

Pour l'année 2023, les charges nettes d'exploitation (CNE) de référence retenues par la délibération ATRT7 étaient de 832,6 M€ pour GRTgaz et 85,9 M€ pour Teréga.

La délibération ATRT7 prévoit que les charges nettes d'exploitation pour l'année 2023 sont égales à la valeur de référence rappelée ci-dessus :

- divisée par l'inflation<sup>7</sup> prévisionnelle entre 2019 et 2023 prévue dans la délibération ATRT7 (soit 6,76 %) ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2019 et 2021 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2021 et 2022, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2023, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2023.

A défaut de données réalisées sur l'inflation cumulée depuis 2019, la CRE :

- retient l'inflation réalisée entre 2019 et 2021 (soit 1,76 %) ;
- se fonde sur les derniers chiffres publiés par l'INSEE pour l'inflation 2022 : elle reprend le niveau d'inflation provisoire calculée à la fin du mois de novembre 2022, et prend comme hypothèse un indice d'inflation pour le mois de décembre égal à celui du mois de novembre (ce qui aboutit à une inflation de 5,35 % pour 2022) ;
- retient les hypothèses d'inflation du projet de loi de finances pour l'année 2023 (4,20 %).

Cela représente une inflation cumulée de 11,71 %. Les charges nettes d'exploitation sont donc fixées à 871,1 M€ pour GRTgaz et à 89,8 M€ pour Teréga.

Charges nettes d'exploitation (CNE) – M€	2023 Délibération ATRT7	2023 Mise à jour de l'inflation	Evolution
GRTgaz	832,6	871,1	+38,5
Teréga	85,9	89,8	+4,0

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour les années 2022 et 2023 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.

**4.1.3 Calcul du CRCP**

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

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

**4.1.3.1 GRTgaz**

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2022 à -209,4 M€ à restituer aux utilisateurs<sup>8</sup>. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit -12,1 M€, à restituer aux utilisateurs) ;
- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2021 et le CRCP définitif 2021 (soit -9,8 M€) :
  - o des charges d'énergie motrice très inférieures à l'estimé (-23,9 M€) ;
  - o des recettes de raccordement de stations GNV supérieures à l'estimé (-1,1 M€) ;

<sup>7</sup> 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)

<sup>8</sup> Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur





- d'une provision concernant la contestation par un client d'une partie de ses factures (+5,6 M€) ;
  - des charges de capital supérieures à l'estimé (+2,8 M€) ;
  - de l'impact de l'inflation sur les charges nettes d'exploitation, supérieur à l'estimé (+2,0 M€) ;
  - des recettes provenant de tiers liées aux grands projets d'aménagement du territoire inférieures à l'estimé (+3,8 M€) ;
  - des recettes liées aux produits de raccordement des unités de biométhane moins importantes qu'estimées (+1,5 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (soit -187,5 M€) :
- des recettes liées aux excédents d'enchères de capacités plus élevées qu'anticipé (-154,6 M€). Ces recettes sont liées au retournement du schéma de flux observé à la suite de la diminution des livraisons de gaz russe à l'Union européenne ;
  - des recettes d'acheminement supérieures à la prévision tarifaire (-65,8 M€) ;
  - des charges liées aux contrats avec les opérateurs adjacents inférieures à la prévision tarifaire (-8,6 M€) ;
  - des charges au titre de la conversion H/B inférieures à la prévision tarifaire (-6,8 M€) ;
  - des charges de capital supérieures à la prévision tarifaire (+29,2 M€) ;
  - de l'actualisation du taux d'inflation entre 2020 et 2022 pour le calcul des charges nettes d'exploitation (+18,1 M€) ;
  - des charges de consommables plus importantes que prévu (+2,7 M€) ;
  - des charges d'énergies supérieures à la prévision tarifaire (+2,5 M€) ;
  - de l'impact de la régulation incitative du projet pilote pour la conversion de la zone B (malus de 0,3 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 retenu par la CRE s'élève à -240,6 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz s'explique principalement par les ajustements suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2021 lors des travaux de mise à jour 2022 de l'ATRT7 et le CRCP définitif 2021 (-9,3 M€ à restituer aux utilisateurs par rapport à la demande de GRTgaz), notamment :
  - la CRE ne retient pas la provision correspondant au remboursement du client ayant contesté ses factures, dans la mesure où GRTgaz considère que la demande du client n'est pas recevable, et que GRTgaz n'a pas effectué de remboursement à ce stade (-5,6 M€) ;
  - la CRE neutralise dans le calcul du bonus lié à la régulation incitative des charges d'énergie la baisse des charges induite par l'équilibrage (écart par rapport à la trajectoire couvert à 100 % au lieu de 80 %), dans la mesure où cet effet est indépendant de la performance du GRT dans la gestion de ses charges d'énergie (-3,4 M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (-21,8 M€ à restituer aux utilisateurs par rapport à la demande de GRTgaz), notamment :
  - la CRE modifie l'hypothèse d'inflation utilisée par GRTgaz pour la mise à jour de la trajectoire des charges d'exploitation (+14,5 M€ supplémentaire) afin de prendre en compte la dernière estimation à date de l'inflation 2022 (+5,35 %, contre +3,46 % dans la demande de GRTgaz) ;
  - la CRE met à jour les hypothèses de coûts de congestion (spread localisé) en raison des congestions créées par la baisse des flux au PIR Dunkerque en décembre 2022 (+26,2 M€) ;
  - la CRE prend en compte sur les recettes de souscriptions de GRTgaz de l'impact de l'interruption de la vente des capacités de sortie à Obergailbach en raison de la situation de congestion du réseau au mois de décembre 2022 (+1,9 M€) ;
  - la CRE prend en compte une nouvelle estimation des recettes liées aux excédents d'enchères pour l'année 2022 (-60,4 M€) ;
  - la CRE prend en compte une correction mécanique de l'effet de l'inflation sur les postes de charges d'exploitation couverts au CRCP par rapport à la demande de GRTgaz, liée à l'écart entre l'hypothèse d'inflation de GRTgaz et celle retenue par la CRE (-3,7 M€).

<b>GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2022 (1/2)</b>		
<b>GRTgaz</b>	<b>Demande GRTgaz (M€)</b>	<b>Montants retenus par la CRE (M€)</b>
<b>Reliquat CRCP antérieur actualisé</b>	<b>-12,1</b>	<b>-12,1</b>
<b>Ecart entre le CRCP estimé pour 2021 au 1<sup>er</sup> avril 2022 et le CRCP réalisé pour 2021</b>	<b>-9,8</b>	<b>-19,1</b>
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 100 %</i>	4,1	4,1
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 80 %</i>	1,6	-4,0
<i>dont charges de capital normatives</i>	2,8	2,8
<i>dont charges d’énergie</i>	-23,9	-27,2
<i>dont écart d’OPEX dû à l’inflation</i>	2,0	1,9
<i>dont charges de prestation de conversion H-B</i>	-0,1	-0,1
<i>dont raccordement CCCG et TAC</i>	-0,1	-0,1
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d’aménagement</i>	3,8	3,8
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	1,5	1,5
<i>dont produits de raccordement des stations de GNV</i>	-1,1	-1,1
<i>dont charges et produits contrats opérateurs adjacents (net hors ITC et hors contrat transit avec GRTgaz)</i>	1,4	1,4
<i>dont reversement interopérateurs (ITC)</i>	-0,2	-0,2
<i>dont charges de consommables</i>	0,4	0,4
<i>dont reversement GRD-&gt; GRTgaz (Opex associés aux rebours)</i>	0,1	0,1

<b>GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2022 (2/2)</b>		
<b>GRTgaz</b>	<b>Demande GRTgaz (M€)</b>	<b>Montants retenus par la CRE (M€)</b>
<b>Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2022</b>	<b>-187,5</b>	<b>-209,3</b>
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 100 %</i>	-22,3	-22,3
<i>dont excédents d’enchères de capacité</i>	-154,6	-215,0
<i>dont recettes d’acheminement couvertes à 80 %</i>	-43,5	-41,6
<i>dont charges de capital normatives</i>	29,2	29,2
<i>dont charges d’énergie</i>	2,5	0,8*
<i>dont contrat de transit interopérateurs</i>	-0,7	-1,3*
<i>dont écart d’OPEX dû à l’inflation</i>	18,1	32,6
<i>dont qualité de service</i>	1,5	1,5
<i>dont charges de prestation de conversion H-B</i>	-6,8	-8,0*
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d’aménagement</i>	4,0	4,4*
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	-0,4	25,8
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-5,2	-5,1*
<i>dont produits de raccordement des stations de GNV</i>	-0,8	-0,8
<i>dont reversement interopérateurs (ITC)</i>	1,3	1,3
<i>dont charges de consommables</i>	2,7	2,6*
<i>dont reversement GRD-&gt; GRTgaz (Opex associés aux rebours)</i>	-0,4	-0,4
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-8,6	-9,2*
<i>dont régulation incitative des investissements</i>	-0,3	-0,3
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2022</b>	<b>-209,4</b>	<b>-240,6</b>

\* l’ajustement de ces postes correspond à la correction mécanique de l’effet de l’inflation sur les postes de charges d’exploitation couverts au CRCP par rapport à la demande de GRTgaz, liée à l’écart entre l’hypothèse d’inflation de GRTgaz et celle retenue par la CRE.

Le montant au titre des écarts de l’année 2022 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2023.

**4.1.3.2 Teréga**

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2022 à +0,5 M€ à restituer à l’opérateur. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit +2,2 M€) ;
- au titre de l’écart actualisé entre le solde estimé pour 2021 lors de la mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2022 et le CRCP définitif 2021 (soit -0,5 M€), notamment :
  - o des recettes de souscriptions supérieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (-2,4 M€) ;
  - o des recettes de raccordement des unités de biométhane inférieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (+1,0 M€) ;
  - o des charges d’énergie supérieures à ce qui avait été estimé lors de la mise à jour tarifaire (+0,2 M€) ;
  - o de l’impact de l’inflation sur les charges nettes d’exploitation, supérieur à l’estimé (+0,2 M€) ;



- de plus-values de cession d'actif moins importantes que prévu, en raison d'une moins-value enregistrée lors de la vente d'un bâtiment à Langon (+0,1 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (-1,1 M€), notamment :
  - des recettes liées aux excédents d'enchères de capacités plus élevées qu'anticipé (-4,9 M€). Ces recettes sont liées au retournement du schéma de flux observé à la suite de la diminution des livraisons de gaz russe à l'Union européenne ;
  - des recettes liées aux grands projets d'aménagement du territoire et de raccordement des unités de biométhane supérieures à la prévision tarifaire (respectivement -1,8 M€ et -1,9 M€) ;
  - des charges d'énergie inférieures à la prévision tarifaire (-1,0 M€) ;
  - d'une plus-value de cession d'actifs immobiliers (-1,4 M€) ;
  - des charges liées aux contrats avec les opérateurs adjacents inférieures à la trajectoire tarifaire (-1,9 M€) ;
  - des recettes de souscriptions inférieures à ce qui avait été estimé (+2,6 M€) ;
  - des charges de capital supérieures à la prévision tarifaire (+3,5 M€) ;
  - de l'actualisation du taux d'inflation entre 2020 et 2022 pour le calcul des charges nettes d'exploitation (+3,1 M€) ;
  - de coûts de traitement des congestions plus élevés que prévu (+2,2 M€) ;
  - des coûts échoués liés au projet Cancon (+0,2 M€). Ce projet, abandonné à l'issue des études conceptuelles, consistait au raccordement de plusieurs clients (industriels, producteurs de biométhane et distributions publiques) au réseau de Teréga.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2022 retenu par la CRE s'élève à -4,1 M€, à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande du GRT s'explique, outre la mise à jour de l'inflation, par les principaux ajustements suivants :

- au titre du CRCP estimé pour 2022 (-4,6 M€ à restituer aux utilisateurs par rapport à la demande de Teréga) :
  - en application de la délibération de mise à jour du tarif ATRT7 au 1<sup>er</sup> avril 2022<sup>9</sup> (voir partie 4.3 de la délibération), la CRE retraite la trajectoire de charges d'exploitation de Teréga afin d'en extraire les dépenses d'inspection et de réhabilitation, qui sont désormais intégrées dans les charges de capital du GRT (-6,0 M€) ;
  - la CRE ne retient pas la demande de Teréga de couverture des coûts échoués liés à l'abandon du projet Cancon, dans la mesure où les études n'ont pas été approuvées par la CRE, et que les clients potentiels n'ont pas signé de convention d'études (-0,2 M€). Conformément au cadre tarifaire en vigueur, ces coûts peuvent être inclus dans la trajectoire de couverture de petits coûts échoués attribuée à Teréga pour l'ATRT7 ;
  - la CRE prend en compte les souscriptions observées en fin d'année à Pirineos, qui se sont avérées plus élevées que les hypothèses de Teréga (-0,1 M€) ;
  - la CRE met à jour les hypothèses de coûts de congestion (spread localisé) en raison des congestions créées par la baisse des flux au PIR Dunkerque en décembre 2022 (+1,4 M€).

<sup>9</sup> Délibération de la CRE 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 1er avril 2022

<b>Teréga – CRCP au 31 décembre 2022</b>		
<b>Teréga</b>	<b>Demande Teréga (M€)</b>	<b>Montants retenus par la CRE (M€)</b>
<b>Reliquat de CRCP antérieur</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>
<b>Ecart entre le CRCP estimé pour 2021 au 1<sup>er</sup> avril 2022 et le CRCP réalisé pour 2021</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,5</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-0,7	-0,7
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-1,7	-1,7
<i>dont charges d'énergie</i>	0,2	0,2
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,2	0,2
<i>dont reversement interopérateurs (ITC)</i>	0,2	0,2
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	1,0	1,0
<i>dont plus-value de cession d'actifs</i>	0,1	0,1
<i>dont charges de consommables</i>	-0,1	-0,1
<b>Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2022</b>	<b>-1,1</b>	<b>-5,7</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	1,9	1,9
<i>dont excédents d'enchères de capacité</i>	-4,9	-4,9
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	0,7	0,6
<i>dont charges de capital normatives</i>	3,5	3,5
<i>dont charges d'énergie</i>	-1,0	-1,1
<i>dont contrat interopérateurs</i>	1,2	1,3
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	3,1	3,4
<i>dont retraitement lié à la classification des dépenses d'inspection et de réhabilitation</i>	0	-6,0
<i>dont qualité de service</i>	0,6	0,6
<i>dont reversement interopérateurs (ITC)</i>	-1,2	-1,1
<i>dont coûts de traitement des congestions</i>	2,2	3,5
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-1,8	-1,8
<i>dont raccordement des unités de biométhane</i>	-1,9	-1,9
<i>dont raccordement des unités des stations de GNV</i>	-0,1	-0,1
<i>dont plus-value de cession d'actifs immobiliers</i>	-1,4	-1,4
<i>dont coûts échoués</i>	0,2	0
<i>dont contrats avec les opérateurs adjacents</i>	-1,9	-1,9
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2022</b>	<b>0,5</b>	<b>-4,1</b>

Le montant au titre des écarts de l'année 2022 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2023.



**4.1.3.3 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 2021, le bonus annuel au titre de la qualité de service pour l’année s’est élevé à 1,60 M€ pour GRTgaz, et à 0,625 M€ pour Teréga. Ce montant est intégré au CRCP définitif pour l’année 2021. La répartition des bonus pour GRTgaz et Teréga est la suivante :

Indicateurs incités financièrement (k€)	GRTgaz	Teréga
Qualité des quantités mesurées aux PILD et transmises aux GRD le lendemain	370	160
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	330	15
<b>Total</b>	<b>1600</b>	<b>625</b>

En 2021, chez les deux opérateurs, le montant global d’incitation financière est en baisse par rapport à 2020. 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 1<sup>er</sup> avril 2020, ce qui réduit le montant global d’incitation en 2021.

Par rapport à 2020, on constate une légère dégradation chez les deux GRT de l’indicateur évaluant la qualité des quantités mesurées aux PILD et transmises aux GRD le lendemain. Les opérateurs justifient cette baisse dans la qualité de mesure par des incidents techniques ponctuels ou des problèmes de comptage.

En revanche la qualité des prévisions de consommation est en hausse chez GRTgaz et Teréga. Sur les prévisions fournies la veille, Teréga affiche néanmoins un résultat en baisse par rapport à 2020. Selon l’opérateur, cette baisse est due à la difficulté d’adapter les modèles de prévision aux confinements et à de mauvaises prévisions météo au mois d’août. Pour rappel, en 2020, cet indicateur avait déjà baissé de façon conséquente en raison du COVID-19 et des confinements successifs. De son côté GRTgaz est revenu à un niveau comparable à celui des années 2018-2019.

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.

Les délais de traitements des réclamations sont également satisfaisants chez les deux opérateurs.

Les bonus, au titre de l’année 2022, sont estimés à 1,5 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.

**4.1.4 Charges à couvrir pour 2023**

Les charges à couvrir de GRTgaz et de Teréga pour l’année 2023 (avant limitation du coefficient « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d’exploitation (cf. 4.1.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. 4.1.1) ;
- 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 2022 (cf. 4.1.3).



**4.1.4.1 GRTgaz**

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

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2023
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	871,1
Charges de capital normatives	1009,3
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2021 + estimé 2022)	-240,6
<b>Charges à couvrir hors reversement et lissage</b>	<b>1 648,7</b>
<i>Evolution par rapport à 2022</i>	<i>-6,2 %</i>
Reversement interopérateurs au titre des recettes perçues à Pirineos	-20,2
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3
Lissage ATRT7	-22,2
<b>Charges à couvrir</b>	<b>1 600,0</b>
<i>Evolution par rapport à 2022</i>	<i>-6,4 %</i>

**4.1.4.2 Teréga**

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

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	2023
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	89,8
Charges de capital normatives	179,7
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	0,2
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2021 + estimé 2022)	-4,1
<b>Charges à couvrir hors reversement et lissages</b>	<b>265,7</b>
<i>Evolution par rapport à 2022</i>	<i>+0,9 %</i>
Reversement interopérateurs au titre des recettes perçues à Pirineos	20,2
Lissage ATRT6 (reliquat)	-0,8
Lissage ATRT7	-15,8
<b>Charges à couvrir</b>	<b>269,2</b>
<i>Evolution par rapport à 2022</i>	<i>- 4,3 %</i>

**4.2 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)	- 13,00 %	- 0,11 %	- 1,76 %
k limité à +/- 2%	- 2,00 %	- 0,11 %	

Les revenus autorisés pour 2023 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	871,1	89,8
Charges de capital normatives	1009,3	179,7
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT6)	8,7	0,2
Apurement du solde du CRCP (reliquat antérieur + solde 2021 + estimé 2022)	-116,0	-4,1
Reversement interopérateurs au titre des recettes perçues à Pirineos	-20,2	20,2
Lissage ATRT6 (reliquat)	-6,3	-0,8
Lissage ATRT7	-22,2	-15,8
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1724,6</b>	<b>269,2</b>
<i>Reliquat de CRCP</i>	<i>-124,6</i>	<i>0</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 2023, GRTgaz reversera 1,0 M€ à Teréga.** Ainsi, chaque opérateur percevra son revenu autorisé par la somme des recettes de souscription (1725,6 M€ pour GRTgaz et 268,2 M€ pour Teréga) et du reversement interopérateurs.

Le solde de CRCP de GRTgaz issu du plafonnement du coefficient « k » non apuré est reporté à l'année suivante.

### 4.3 Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2023

#### 4.3.1 Réseau principal

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars 2023 évoluent du pourcentage de variation Z, défini tel que  $Z = IPC + X + k_{national}$

Où :

- o IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2023, soit +4,2 % ;
- 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  $k_{Teréga}$  égal à -1,76 %.

**Les termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et Teréga évoluent donc de +2,08 % au 1<sup>er</sup> avril 2023.**

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2023.

#### 4.3.2 Réseaux régionaux

##### 4.3.2.1 GRTgaz

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars 2023 évoluent du pourcentage de variation  $Z_{GRTgaz}$ , défini tel que  $Z_{GRTgaz} = IPC + X_{GRTgaz} + k_{GRTgaz}$

Où :

- o IPC est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2023, soit +4,2 % ;
- o  $X_{GRTgaz}$  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, égal à -2,00 %.

**Les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz évoluent donc de +2,02 % au 1<sup>er</sup> avril 2023.**

#### 4.3.2.2 Teréga

La délibération ATRT7 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars 2023 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 2023, soit +4,2 % ;
- $X_{Teréga}$  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 -0,11 %.

**Les termes tarifaires du réseau régional de Teréga évoluent donc de +2,75 % au 1<sup>er</sup> avril 2023.**

### 4.4 Mise à jour des trajectoires de référence pour 2023

La délibération ATRT7 prévoit la mise à jour annuelle des trajectoires de références de certains des postes couverts à 80 % au CRCP. La présente délibération fait évoluer la couverture des charges d'énergie à 90 % (cf. partie 3.2). Les montants mis à jour par la CRE fixés dans les paragraphes suivants sont rappelés en annexe 5 de la présente délibération.

#### 4.4.1 Poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> »

##### 4.4.1.1 GRTgaz

Pour l'année 2022, GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 94,7 M€, en hausse par rapport au niveau prévisionnel de 90,7 M€ retenu lors de la fixation de la trajectoire tarifaire ATRT7. GRTgaz explique que cette évolution résulte à la fois de l'augmentation des prix du gaz et d'une forte hausse de la consommation de gaz carburant. La hausse de la consommation est due à une reconfiguration importante des flux de gaz par suite de la baisse des livraisons de gaz russes. Cette reconfiguration s'est matérialisée par l'augmentation des entrées depuis les terminaux méthaniens et le PIR Dunkerque, pour pallier une forte baisse des entrées à Taisnières et Obergailbach. Également, l'augmentation du transit (à destination de la Suisse, et de l'Italie et pour la première fois de l'Allemagne) génère une surconsommation sur certaines stations de compression.

Pour l'année 2023, GRTgaz anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO<sub>2</sub> de 291,8 M€ (à comparer au niveau de 91 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7).

Cette forte augmentation est directement liée à la crise des prix de gros de l'énergie (électricité, gaz). Le prix du gaz anticipé pour 2023 étant environ quatre fois supérieur à celui établi lors la trajectoire tarifaire.

Le niveau de consommation d'énergie motrice, en hausse, est lié au schéma d'approvisionnement Sud-Nord prévu par GRTgaz pour 2023, avec une prévision de flux soutenus depuis les terminaux méthaniens et depuis l'Espagne pour compenser la baisse des entrées aux PIR du Nord-Est de la France.

**GRTgaz – Charges d'énergie et de CO<sub>2</sub> demandées**

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2021			2022			2023		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>23,2</b>	<b>4,3*</b>	<b>-18,9</b>	<b>45,6</b>	<b>54,8</b>	<b>+9,1</b>	<b>45,4</b>	<b>207,0</b>	<b>+161,6</b>
Volumes (GWh)	1684	1281	-403	1849	2210	+361	2507	2828	+321
Prix (€/MWh)	16,2	16,5	-0,3	24,7	24,8	+0,1	18	73,2	+107,1
<b>Electricité (M€)</b>	<b>23,6</b>	<b>19,9</b>	<b>-3,7</b>	<b>33,4</b>	<b>27,0</b>	<b>-6,4</b>	<b>33,6</b>	<b>48,1</b>	<b>+14,5</b>
Volumes (GWh)	293	255	-38	315	252	-63	404	297	-107
Prix (€/MWh)	80,3	77,9	-2,4	106,1	107,1	+1,0	83,1	161,7	+78,6
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>4,1</b>	<b>2,2</b>	<b>-1,9</b>	<b>5,6</b>	<b>5,6</b>	<b>-</b>	<b>4,9</b>	<b>26,8</b>	<b>+21,9</b>
Volumes (kt)	177	133	-44	190	257	+67	182	347	+165
Prix (€/t)	23,0	16,4	-6,6	29,7	21,7	-8,0	27,1	76,8	+50,2
<b>TIC<sup>10</sup></b>	<b>5,1</b>	<b>3,8</b>	<b>-1,3</b>	<b>6,0</b>	<b>7,3</b>	<b>+1,3</b>	<b>7,0</b>	<b>9,9</b>	<b>+2,9</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>55,9</b>	<b>30,2</b>	<b>-25,8</b>	<b>90,7</b>	<b>94,7</b>	<b>+4</b>	<b>91,0</b>	<b>291,8</b>	<b>+200,8</b>

\* montant intégrant les recettes générées au titre de l'équilibrage (-17 M€). Ces recettes, n'étant pas liées à la performance du GRT dans sa gestion du poste énergie, seront neutralisées dans le calcul du bonus/malus de la régulation incitative des charges d'énergie.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2023 :

- La CRE retient un volume d'énergie prévu pour les compresseurs gaz inférieur à celui proposé par GRTgaz. En 2022, l'évolution des flux au cours de l'année a permis, dans une certaine mesure, d'observer les impacts sur la consommation des stations de compression. Cet ajustement se fonde en particulier sur les volumes de gaz consommés en 2022 par les stations de Morelmaison, Pitgam, Taisnières H et Taisnières B. Au vu des flux dépendants de ces stations, la CRE n'anticipe pas de besoin significativement supérieur en 2023 par rapport à 2022. La CRE considère ainsi que la consommation de 2022 est le seul élément tangible sur lequel s'appuyer pour estimer la consommation sur ces stations en 2023. Concernant la compression à partir d'électricité, la CRE retient la demande de GRTgaz, cohérente avec la configuration de flux Sud-Nord attendue et ce qui a été observé en 2022.
- La CRE retient également un volume d'EBT (Ecart Bilan Technique) équivalent à la moyenne des quatre dernières années, soit 667 GWh (-183 GWh par rapport à la demande de GRTgaz). Ce poste, particulièrement difficile à estimer, a été significativement inférieur aux prévisions réalisées les années précédentes. A défaut de pouvoir prévoir les consommations avec fiabilité, la CRE considère qu'il est plus pertinent de se fonder sur le niveau des quatre dernières années.
- La CRE retient un niveau de prix pour l'électricité inférieur à la demande de GRTgaz à 142,9 €/MWh (-5,6 M€ par rapport à la demande de GRTgaz). Ce prix a été calculé par la CRE sur la base des droits ARENH et des prises de position de GRTgaz. A travers ses prises de position et sur la base du volume contracté, le prix obtenu par GRTgaz dans le cadre de son contrat de fourniture apparaît inefficace au vu de ses droits ARENH.
- L'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC et des volumes de quotas de CO<sub>2</sub> en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de GRTgaz.

<sup>10</sup> 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 <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>45,6</b>	<b>54,8</b>	<b>+9,2</b>	<b>45,4</b>	<b>163,8</b>	<b>+118,4</b>
Volumes (GWh)	1849	2210	+361	2507	2363	-144
Prix (€/MWh)	24,7	24,8	+0,1	18,1	69,3	+51,2
<b>Electricité (M€)</b>	<b>33,4</b>	<b>27,0</b>	<b>-6,4</b>	<b>33,6</b>	<b>42,5</b>	<b>+8,9</b>
Volumes (GWh)	315	252	-63	404	297	-107
Prix (€/MWh)	106,1	107,1	+1,0	83,1	142,9	+59,8
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>5,6</b>	<b>5,6</b>	<b>-</b>	<b>4,9</b>	<b>23,0</b>	<b>+18,1</b>
Volumes (kt)	190	257	+67	182	297	+116
Prix (€/t)	29,7	21,7	-8,0	27,1	77,2	+50,2
<b>TIC</b>	<b>6,0</b>	<b>7,3</b>	<b>+1,3</b>	<b>7,0</b>	<b>8,4</b>	<b>+1,4</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>90,7</b>	<b>94,7</b>	<b>+4,0</b>	<b>91,0</b>	<b>237,7</b>	<b>+146,7</b>

**4.4.1.2 Teréga**

Pour l'année 2022, Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 7,1 M€, à un niveau légèrement inférieur à celui fixé dans le cadre de la mise à jour du tarif ATRT7 pour l'année 2022 (7,4 M€). La baisse des charges de gaz a été en partie compensée par une hausse des besoins en électricité.

Pour l'année 2023, Teréga anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO<sub>2</sub> de 9,9 M€ (à comparer au niveau de 8,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT7). Cela représente une hausse d'environ 39 % par rapport à l'estimé 2022. Cette augmentation s'explique principalement par un niveau d'EBT particulièrement bas en 2022, et une hausse des charges d'électricité (effet volume et prix).

**Teréga – Charges d'énergie et de CO<sub>2</sub> demandées**

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2021			2022			2023		
	Prév.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>2,7</b>	<b>3,1</b>	<b>+0,5</b>	<b>2,9</b>	<b>1,5</b>	<b>-1,3</b>	<b>4,5</b>	<b>3,0</b>	<b>-1,5</b>
Volumes (GWh)	202	234	+32	201	110	-91	253	167	-86
Prix (€/MWh)	13,3	13,4	+0,1	14,2	13,7	-0,5	17,8	18,2	+0,4
<b>Electricité (M€)</b>	<b>2,4</b>	<b>2,1</b>	<b>-0,3</b>	<b>3,7</b>	<b>4,9</b>	<b>+1,2</b>	<b>2,0</b>	<b>5,8</b>	<b>+3,7</b>
Volumes (GWh)	26	24	-2	22	29	+7	24	31	+7
Prix (€/MWh)	95,3	90,0	-5,2	171,3	171,7	+0,4	83,7	189,2	+99,1
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>0,04</b>	<b>0,2</b>	<b>+0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>-</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>-</b>
Volumes (kt)	2	16	+14	21	18	-4	25	16	-9
Prix (€/t)	24,3	12,4	-11,9	8,6	12,4	+3,8	27,1	44,3	+17,2
<b>TIC</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,4</b>	<b>-0,4</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>5,9</b>	<b>6,1</b>	<b>+0,2</b>	<b>7,4</b>	<b>7,1</b>	<b>-0,2</b>	<b>8,1</b>	<b>9,9</b>	<b>+1,9</b>



La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2023 :

- le besoin de compression pour la station de Mont est ajusté au niveau de 2022, en cohérence avec les hypothèses de schémas de flux retenus pour 2023 ;
- le besoin de compression pour les postes de livraisons est ramené au niveau observé sur la période 2018-2022 ;
- le volume d'EBT est également ramené au niveau observé sur la période 2018-2022 ;
- en ce qui concerne le gaz mis à l'évent et le gaz torché, la CRE retient des volumes cohérents avec ce qui a été observé en 2022 ;
- ces ajustements entraînent une évolution mécanique du prix du gaz pour 2023 par rapport à la demande de Teréga (effet de stock) ;
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC et celle des volumes de quotas de CO<sub>2</sub> en cohérence avec la baisse de la consommation par rapport à la demande de Teréga ;
- la CRE corrige une erreur dans le calcul du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> dans la demande de Teréga.

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

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2022			2023		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>2,9</b>	<b>1,5</b>	<b>-1,3</b>	<b>4,5</b>	<b>2,6</b>	<b>-1,9</b>
Volumes (GWh)	201	110	-91	253	147	-106
Prix (€/MWh)	14,2	13,7	-0,5	17,8	17,9	+0,1
<b>Electricité (M€)</b>	<b>3,7</b>	<b>4,9</b>	<b>+1,2</b>	<b>2,0</b>	<b>5,7</b>	<b>+3,7</b>
Volumes (GWh)	22	29	+7	24	31	+7
Prix (€/MWh)	171,3	171,7	+0,4	83,7	182,9	+99,1
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>-</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>-</b>
Volumes (kt)	21	18	-4	25	14	-10
Prix (€/t)	8,6	12,4	+3,8	27,1	49,9	+22,8
<b>TIC</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,4</b>	<b>-0,5</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>7,4</b>	<b>7,1</b>	<b>-0,2</b>	<b>8,1</b>	<b>9,5</b>	<b>+1,4</b>

#### 4.4.2 Poste « charges de consommables »

##### 4.4.2.1 GRTgaz

Pour 2023, GRTgaz prévoit des charges de consommables supérieures à celles prévues par la trajectoire tarifaire (7,6 M€ contre 4,8 M€ prévus dans le tarif ATRT7). Ce niveau est comparable aux dépenses estimées pour 2022 (7,8 M€). GRTgaz justifie cette demande par une hausse des volumes de THT consommés, une baisse estimée du prix moyen de la molécule et une correction exceptionnelle des stocks comptables en 2022. La CRE retient la proposition de GRTgaz.

##### 4.4.2.2 Teréga

Pour 2023, Teréga prévoit des charges de consommables équivalentes à celles prévues dans la trajectoire tarifaire (soit 196 k€). Ce niveau est légèrement supérieur aux dépenses estimées pour 2022 (150 k€). La CRE retient la proposition de Teréga.

#### 4.4.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2023

La délibération ATRT7 prévoit que les trajectoires de référence des postes de recettes d'acheminement couverts à 80% au CRCP sont 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*).

**4.4.3.1 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 2022, GRTgaz prévoit hausse de 15 % des recettes de souscriptions aux PITTm, une baisse de 2 % aux PIR, et des recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG équivalentes à celles de 2022.

La CRE a procédé à un certain nombre d'ajustements par rapport à la demande de GRTgaz :

- révision à la hausse des hypothèses de souscriptions au PITTm du Havre, en cohérence avec sa date prévisionnelle de mise en service et une hypothèse d'utilisation plus élevée que celle de GRTgaz ;
- utilisation de trajectoires de souscriptions de court terme au PIR Virtualys plus élevées que celles demandées par GRTgaz, en cohérence avec les souscriptions observées sur 2022 y compris durant les mois en fin d'année où les flux étaient orientés dans le sens Sud-Nord ;
- prise en compte de la révision à la baisse des souscriptions aux PIR Dunkerque et Obergailbach demandée par GRTgaz après la remise de son dossier tarifaire en raison des taux de souscriptions observés au mois de décembre 2022 : la CRE ne modifie cependant que les souscriptions des mois de janvier et février 2023 pour lesquels la prolongation de cette situation pourrait être observée.

**GRTgaz – Recettes de souscriptions de capacités**

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ <sub>courants</sub>	Souscriptions 2022 (valorisées au tarif 2022)			Souscriptions 2023 (valorisées au tarif 2022)		
	Prév.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Recettes PIR	245,5	291,2	+45,7	231,2	294,3	+63,1
Recettes PITTm	87,9	94,5	+6,6	91,4	111,1	+19,7
Revenus au PEG	16,0	16,6	+0,6	18,2	16,6	-1,6
Autres	0,7	1,2	+0,5	0,9	2,4	+1,5
<b>TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP</b>	<b>350,2</b>	<b>403,6</b>	<b>+53,4</b>	<b>341,7</b>	<b>424,5</b>	<b>+82,7</b>

**4.4.3.2 Teréga**

Teréga a transmis dans son dossier de demande tarifaire de nouvelles hypothèses pour les recettes d'acheminement couvertes à 80 % au CRCP. En cohérence avec les schémas de flux observés depuis la diminution des approvisionnements en gaz russe, le GRT prévoit que les capacités fermes en entrée au PIR Pirineos seront souscrites en totalité en 2023. Teréga utilise par ailleurs une hypothèse de souscriptions de 40 % des capacités interruptibles en entrée. Par ailleurs, Teréga fait l'hypothèse d'une absence de souscriptions de court terme en sortie au PIR Pirineos sur la totalité de l'année 2023. Enfin, le GRT prévoit une forte diminution des revenus d'UBI par rapport à ceux observés en 2021 et en 2022.

La CRE conserve l'hypothèse proposée par Teréga concernant les souscriptions en entrée à Pirineos. En ce qui concerne la sortie à Pirineos, des souscriptions de court terme ayant été observées en 2022 même après la diminution des livraisons de gaz russe, la CRE retient comme hypothèse un niveau de souscriptions de court terme équivalent en 2023. La CRE aligne les hypothèses de revenus au PEG sur celles de GRTgaz pour 2023. Enfin, elle retient une hypothèse de revenus liés à l'UBI supérieure à celle de Teréga (1,8 M€ au lieu de 1,4 M€) : ce niveau, inférieur à celui observé les deux années précédentes, prend en compte le retournement du schéma de flux et le risque de sous-utilisation de ce service en cas de congestions comme cela a été le cas à la fin de l'année 2022.



Teréga – Recettes de souscriptions de capacités – hors reversement interopérateurs à GRTgaz						
Recettes de souscriptions de capacités, en M€ <sub>courants</sub>	Souscriptions 2022 (valorisées au tarif 2022)			Souscriptions 2023 (valorisées au tarif 2022)		
	Prév.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Entrées PIR	18,4	22,3	+3,9	8,3	23,9	+15,7
Sorties PIR	69,7	70,3	+0,5	79,3	50,2	-29,1
Revenus au PEG	2,2	2,1	-0,1	2,5	2,3	-0,2
SET et UBI	1,1	6,9	+5,8	0,8	1,9	+1,1
<b>TOTAL Recettes couvertes à 80% au CRCP</b>	<b>91,4</b>	<b>101,6</b>	<b>+10,2</b>	<b>90,8</b>	<b>78,2</b>	<b>-12,6</b>

## 5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TEREGA APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023

### 5.1 Règles tarifaires

#### 5.1.1 Définitions

**Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :**

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

**Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :**

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

**Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :**

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

**Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :**

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

**Point d'Interface Transport Production (PITP) :**

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

**Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :**

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

**Capacité ferme :**

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

**Capacité ferme climatique :**

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

**Capacité à rebours :**

Capacité permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

**Capacité interruptible :**

Capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz.

**Capacité restituable :**

Capacité ferme, que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment au GRT à sa demande.

**Expéditeur :**

Personne physique ou morale qui conclut avec un GRT un contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire.

**Point de livraison (PDL) :**

Point de sortie d'un réseau de distribution où un gestionnaire de réseau de distribution livre du gaz à un client final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution. A chaque PDL est rattaché en général un point de comptage et d'estimation (PCE), avec un numéro unique à 14 chiffres permettant de l'identifier. Par exception, un PDL peut néanmoins regrouper plusieurs PCE, si ceux-ci sont en aval du même branchement individuel.

**Consommation annuelle de référence (CAR) :**

Quantité de gaz estimée consommée sur une année, dans des conditions climatiques moyennes, pour un point de comptage et d'estimation (PCE).

**Client « non à souscription » :**

Client relevant des options T1, T2, et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Ces options ne comprenant aucun terme de souscription de capacité, les PDL de ces clients sont donc « non à souscription ». A chaque PDL « non à souscription » est associée une capacité dite « normalisée », déterminée à partir de sa CAR, de son profil, de la température de pointe 2% de la station météo à laquelle est rattaché le PDL 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, de Fos et du Havre, 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 1er avril 2023**

### **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 1er octobre 2023**

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 %
Obergailbach	GRTgaz	367,94	Sans objet
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.

#### 5.2.1.2 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1er octobre 2023

Les tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière sont définis dans les tableaux ci-après. Lors de la commercialisation aux enchères, les prix de réserve des enchères sont égaux à ces tarifs.

- Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE)

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCE (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Taisnières B	GRTgaz – Nord B	81,99	50 %
Virtualys (Taisnières H)	GRTgaz	105,70	50 %
Dunkerque (PIR)	GRTgaz	105,70	50 %
Obergailbach	GRTgaz	105,70	50 %
Oltingue	GRTgaz	105,70	50 %
Pirineos	Teréga	105,70	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	42,05	Sans objet
Oltingue	GRTgaz	386,85	85 %
Obergailbach	GRTgaz	375,60	Sans objet
Pirineos	Teréga	587,20	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 (PITM)**

- 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	95,13
Montoir	GRTgaz	95,13
Fos	GRTgaz	95,13
Le Havre	GRTgaz	95,13

**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	9,22	21,53	50 %
Nord-Est	GRTgaz	Ferme climatique	0	0	
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	9,22	21,53	50 %
Atlantique	GRTgaz	Ferme climatique	0	0	
Sud-Est	GRTgaz	Ferme climatique	9,22	21,53	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	9,22	21,53	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	95,20	50 %
Teréga	95,20	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	84,29 x NTR	50 %
Teréga	84,79 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	33,54	50 %
	PIRR	43,06	Sans objet
	PITD	49,52	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	30,73	50 %
	PITD	55,52	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<sup>er</sup> 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	6 472,55
Teréga	3 398,63

## 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 2023, fixé par la CRE dans sa délibération du 5 janvier 2023, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l’opérateur au titre de l’année 2023. 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 2023 sont les suivants :

- pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération du 5 janvier 2023 ;
- pour les recettes prévisionnelles directement perçues par les opérateurs de stockage, la CRE retient notamment :
  - les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2022-2023, au titre des 3 premiers mois de 2023 ;

- b) les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2023-2024, au titre des 9 derniers mois de 2023.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2023.

**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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> novembre N-1 au 31 mars N

- Consommation annuelle : consommation du 1<sup>er</sup> novembre N-1 au 31 octobre N

- Int est la somme des capacités interruptibles contractualisées auprès des gestionnaires de réseaux au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> novembre N-1 et le 31 mars N et la capacité plafond contractualisée pour la période allant du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril de l'année suivante la modulation sera calculée comme la moyenne des deux valeurs de modulation disponibles et enfin au 1<sup>er</sup> 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 GTG<sup>11</sup>.
- 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%).

<sup>11</sup> 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 2023 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2023.

**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<sup>er</sup> avril 2023 en mars 2023 afin de prendre en compte les recettes de la compagnie de commercialisation 2023-2024.

**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>	Coefficient 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 (PITM)**

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 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.

Les clients raccordés au réseau de transport de Teréga bénéficieront de ces modalités de souscription de capacités journalières de livraison émises avec un préavis court à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2023. En revanche, les majorations prévues ne s’appliqueront qu’aux souscriptions ayant eu lieu après 5h59 la veille du jour de livraison.

- 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<sup>ème</sup> 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 9,80 €/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 maillage<sup>12</sup> et/ou une extension mutualisée<sup>13</sup>, 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 D2<sup>14</sup>, en fonction du zonage de raccordement<sup>15</sup> 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 ± 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.<sup>16</sup>

<sup>12</sup> Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.  
<sup>13</sup> Prolongement d’un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisé entre plusieurs sites.  
<sup>14</sup> 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.  
<sup>15</sup> 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.  
<sup>16</sup> Pour les souscriptions de capacités horaires et les pénalités pour dépassement de capacités des clients SFM, le calcul prend en compte le TCL applicable au consommateur final raccordé au réseau de transport (voir 5.2.2.6).



## 5.2.7 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 23,70€/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,96 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,19 €/MWh/jour par jour.
- pour l'offre quotidienne interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,17 €/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/mois<sup>17</sup> 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 ;

<sup>17</sup> 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<sup>er</sup> octobre 2015

- la différence entre la somme des quantités journalières livrées sur la zone de sortie aux PDL « non à souscription » et la somme pour la zone de sortie des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative.
- Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR :

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre la quantité de gaz livrée et la capacité journalière de livraison souscrite.

- Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- la différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de livraison correspondante, si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative ;
- la différence entre la somme des quantités journalières livrées aux PDL « non à souscription » et la somme des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, ou zéro si cette différence est négative.

En cas d'exercice de l'interruptibilité par le GRT, les calculs de dépassement ci-dessus sont effectués en réduisant la capacité interruptible de la part interrompue demandée par le GRT.

- Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière.

Les GRT donnent la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement de capacité est constaté, sous réserve des disponibilités du réseau.

### **5.2.9.2 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 2011<sup>18</sup>, 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.

<sup>18</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie 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

31 janvier 2023

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<sup>er</sup> avril 2020 à 46,18 €/MWh/j/an, à 46,62 €/MWh au 1<sup>er</sup> avril 2021 et à 47,18 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> avril 2022. Il s'élève à 49,61 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> avril 2023.

**DECISION DE LA CRE**

En application des dispositions de la délibération n° 2020-012 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 de Teréga, le tarif ATRT7 évolue au 1<sup>er</sup> avril 2023.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga en partie 4.3.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2.2.3 de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1<sup>er</sup> avril 2023 sont les suivantes :

- une hausse du tarif de 2,08 % sur les termes tarifaires du réseau principal ;
- une hausse du tarif de 2,02 % sur les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz ;
- une hausse du tarif de 2,75 % sur les termes tarifaires du réseau régional de Teréga.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2023 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe 5.

Par ailleurs, la CRE :

- fixe le terme tarifaire et les règles de souscriptions applicables au PITTM du Havre sur le réseau de GRTgaz ;
- met en place un rabais de 100 % aux PITS Nord Est et Atlantique ;
- modifie la régulation incitative applicable aux charges d'énergie de GRTgaz et de Teréga ;
- modifie les modalités de commercialisation de l'offre de capacité de conversion de gaz B en gaz H ;
- étend aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison.

Les modifications de la structure et du cadre tarifaires présentées dans la partie 3 de la présente délibération entrent en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2023, à l'exception de l'extension aux clients raccordés au réseau de transport de Teréga de la souscription quotidienne à préavis court de capacités journalières de livraison, qui entre en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2023.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 26 janvier 2023.

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

Délibéré à Paris, le 31 janvier 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

**ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2023**

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
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1<sup>er</sup> octobre)</b>		
GRTgaz - Taisnières B	<b>81,99</b>	50 %
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	<b>105,70</b>	50 %
GRTgaz - Dunkerque	<b>105,70</b>	50 %
GRTgaz - Obergailbach	<b>105,70</b>	50 %
GRTgaz - Oltingue	<b>105,70</b>	50 %
Teréga - Pirineos	<b>105,70</b>	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1<sup>er</sup> octobre)</b>		
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	<b>42,05</b>	
GRTgaz - Oltingue	<b>386,85</b>	85 %
GRTgaz - Obergailbach	<b>375,60</b>	
Teréga - Pirineos	<b>587,20</b>	85 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITM)</b>		
GRTgaz - Dunkerque GNL	<b>95,13</b>	
GRTgaz - Montoir	<b>95,13</b>	
GRTgaz - Fos	<b>95,13</b>	
GRTgaz - Le Havre	<b>95,13</b>	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
		Ferme	Interruptible
<b>Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)</b>			
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord B, Sud-Est	<b>9,22</b>	<b>21,53</b>	50 %
GRTgaz - Nord-Est, Atlantique	<b>0</b>	<b>0</b>	
Teréga - Sud-Ouest	<b>9,22</b>	<b>21,53</b>	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)</b>		
GRTgaz	<b>95,20</b>	50 %
Teréga	<b>95,20</b>	50 %



Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	84,29 x NTR	50 %
Teréga	84,79 x NTR	50 %

Le Niveau de Tarif Régional (NTR) est défini par point de livraison de 0 à 10

Capacité de livraison (TCL)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	33,54	50 %
GRTgaz - PIRR	43,06	
GRTgaz - PITD	49,52	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	30,73	50 %
Teréga- PITD	55,52	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)	
GRTgaz	6 472,55	
Teréga	3 398,63	

Coefficient de la zone	Terme par poste (€/MWh injecté)	
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**

<b>Calcul :</b>	<b>Nombre de jours non conformes <sup>(4)</sup> par périmètre et par mois</b> une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par GRTgaz et une valeur suivie par Teréga
<b>Périmètre :</b>	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par périmètre
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle



<b>Objectif :</b>	<p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de base : 1 jour non conforme par mois</li> <li>- objectif cible : 0 jour non conforme par mois</li> </ul> <p><b>Teréga :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de base : 1 jour non conforme par mois</li> <li>- objectif cible : 0 jour non conforme par mois</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• 40 k€ pour le 2<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> <li>• 60 k€ par jour non conforme, à partir du 3<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> </ul> </li> <li>- bonus / mois : 50 k€ si l'objectif cible est atteint ;</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><b>Teréga :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 k€ pour le 2<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> <li>• 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3<sup>ème</sup> jour non conforme ;</li> </ul> </li> <li>- bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ;</li> <li>- 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.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2016</li> </ul>

(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**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(4)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- toutes ZET confondues</li> <li>- tous les points de livraison industriels télérelevés</li> <li>- arrondi à une décimale</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>

<b>Incidations :</b>	<p><b>GRTgaz :</b> 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"> <li>- pénalités / mois : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><b>Teréga :</b> 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"> <li>- pénalités / mois : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	- 1 <sup>er</sup> 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 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).

**c. Qualité des quantités intrajournalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(4)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz et Teréga par heure)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul pour chaque heure de la journée</li> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- toutes ZET confondues</li> <li>- tous points de livraison industriels télé-relevés confondus</li> <li>- arrondi au pourcent</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incidations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne horaire mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><b>Teréga :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 10 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	- 1 <sup>er</sup> 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**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(1)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <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>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- une valeur par périmètre</li> <li>- arrondi à une décimale après la virgule</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 80 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 20 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><b>Teréga:</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- 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.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2014</li> </ul>

(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.

<b>Calcul :</b>	<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<sup>(1)</sup> ou si le résultat du calcul est non conforme.</p> <p>Les composantes principales du calcul sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les prévisions de consommation ;</li> <li>- les quantités programmées ;</li> <li>- le stock en conduite physique calculé à 6h.</li> </ul>
<b>Périmètre :</b>	- Une valeur par mois et par périmètre (une valeur pour Teréga et une valeur pour GRTgaz)
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> 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	<b>Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite</b> (une valeur agrégée par type de points <sup>(1)</sup> raccordés au réseau de chaque GRT)	Annuelle	1 <sup>er</sup> avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février par le GRT	<b>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</b> (une valeur agrégée par type de points <sup>(1)</sup> raccordés au réseau de chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2020
Respect des valeurs probables publiées en octobre et février par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité probablement disponible dans le programme de maintenance publié en octobre et février et la capacité réellement mise à</b>		1 <sup>er</sup> avril 2020



	<b>disposition en fin d'année</b> (une valeur par type de points <sup>1)</sup> 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
<b>Publication des bordereaux de réalisation</b>	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	Mensuelle	1 <sup>er</sup> avril 2020
<b>Publication des avis de programmation</b>	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h		
<b>Publication des avis de réalisation intrajournaliers</b>	1 fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15		
<b>Prix de règlement des déséquilibres</b>	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)		
<b>Ventes de capacités court terme</b>	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		
<b>Appels aux spreads localisés</b>	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		
<b>Information vigilance sur l'état du réseau</b>	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> <sup>(1)</sup> pour les données aux PITD	Données annoncées comme <i>back-up</i> 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 <sup>er</sup> 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 <sup>er</sup> avril 2020
Délai de traitement des réclamations	Délai moyen de traitement (en jours) des réclamations selon le niveau de complexité : - simple - complexe - études		1 <sup>er</sup> 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
<b>Spread moyen end-of-day entre le PEG et le TTF</b>	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 <sup>er</sup> avril 2020
<b>Nombre d'acteurs actifs au PEG</b>	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	
<b>Occurrence d'apparition de congestions sur le réseau</b>	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	
<b>Nombre de restrictions mutualisées</b>	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	
<b>Coût total des spreads localisés</b>	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	



<b>Coût moyen des spreads localisés</b>	Une fois par mois	1 fois par mois (publication ou non de l'information à J+10 du M+1)	<b>Valeur suivie : taux de disponibilité avant J+10 du mois M+1</b>
<b>Impact des maintenances réseau en cas d'une survenue d'une congestion<sup>(1)</sup></b>	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)	<b>Valeur suivie : taux de disponibilité à J+1</b>

(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**

<b>Libellé de l'indicateur</b>	<b>Calcul de l'indicateur</b>	<b>Fréquence de remontée à la CRE et de publication</b>	<b>Date de mise en œuvre</b>
Émissions de gaz à effet de serre	<b>Émissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO<sub>2</sub>)</b> (une valeur suivie par GRT)	Annuelle	1 <sup>er</sup> janvier 2009
Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	<b>Émissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé</b> (une valeur suivie par GRT)		1 <sup>er</sup> janvier 2009
Émissions de méthane rapportées au volume de gaz acheminé	<b>Émissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz acheminé</b> (une valeur suivie par GRT)		1 <sup>er</sup> 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 :

<b>Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
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 :

<b>Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
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<sup>er</sup> avril de chaque année sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€ <sub>courants</sub>	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€ <sub>courants</sub>	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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 :

<b>Ecart annuel, en M€<sub>courants</sub></b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
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.

<b>GRTgaz, en M€<sub>courants</sub></b>	<b>Taux</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	<b>1410,7</b>	<b>1382,8</b>	<b>1372,2</b>	<b>1376,3</b>
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	<b>366,3</b>	<b>351,2</b>	<b>349,3</b>
	80 %	<b>385,2</b>	<b>370,2</b>	<b>350,2</b>	<b>430,9</b>
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	<b>5,4</b>	<b>2,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
produits de raccordement des unités de biométhane	100%	<b>2,8</b>	<b>6,3</b>	<b>6,5</b>	<b>7,8</b>
produits de raccordement des unités des stations de GNV	100%	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	<b>25,4</b>	<b>23,8</b>	<b>24,2</b>	<b>25,5</b>
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100%	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	<b>885,3</b>	<b>894,7</b>	<b>905,3</b>	<b>901,2</b>
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors réseaux » dus à l'inflation	100 %	<b>89,4</b>	<b>101,8</b>	<b>112,0</b>	<b>108,1</b>
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO <sub>2</sub>	100 %	-	<b>98,2</b>	<b>93,1</b>	<b>95,2</b>
	80 % <sup>19</sup>	<b>95,7</b>	<b>87,6</b>	<b>90,7</b>	<b>237,7</b>
Charges de consommables	100 %	-	<b>4,9</b>	<b>5,0</b>	<b>5,0</b>
	80 %	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>6,7</b>	<b>7,6</b>
Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	<b>66,2</b>	<b>65,4</b>	<b>67,3</b>	<b>68,5</b>
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	<b>4,4</b>	<b>4,3</b>	<b>4,5</b>	<b>4,6</b>

<sup>19</sup> A partir de 2023, la couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.



Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges liées aux études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (charge)	100 %	34,9	35,0	36,8	38,4
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 %	37,6	32,3	33,3	34,6
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	1,0
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.

<b>Teréga, en M€ courants</b>	<b>Taux</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	174,5	174,9	175,9	177,2
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	102,6	101,2	91,0
	80 %	105,6	90,1	91,7	79,9
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 <sub>2</sub>	100 %	-	7,9	8,3	8,4
	80 % <sup>20</sup>	8,0	5,9	7,4	9,5
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	0,2	0,2	0,2
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100%	0,6	0,6	0,6	0,6
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges liées aux études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE ou les autres coûts échoués traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et Teréga (recette)	100 %	34,9	35,0	36,8	38,4
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	6,8	7,1	7,5
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	1,0
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 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.

**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.

<sup>20</sup> A partir de 2023, la couverture est de 90 % pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle inférieure ou égale (en valeur absolue) à 50 % de la trajectoire prévisionnelle, et de 100 % au-delà.

