

## DÉLIBÉRATION N°2026-28

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 janvier 2026 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2026

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, 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 NaTran et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT8 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2024 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 2025, selon des modalités fixées dans la délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga<sup>1</sup> (ci-après « la délibération ATRT8 »).

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le tarif ATRT8 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026 selon les modalités prévues dans la délibération ATRT8 et de prendre en compte les charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942<sup>2</sup> (« Règlement méthane »).

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

#### **Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026**

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026 fait suite à une baisse en 2025, liée à un niveau important de CRCP à rendre aux utilisateurs, conduisant à des facteurs k d'apurement du CRCP de -1,70 % à -3,00 %. Les niveaux de CRCP pour 2026 à rendre aux utilisateurs sont nettement plus faibles qu'en 2025 : pour couvrir les charges de 2026, globalement cohérentes avec les trajectoires définies en 2024, le tarif remonte ainsi par rapport au précédent mouvement et se rapproche de son niveau prévisionnel. Il reste cependant moins élevé de 1,3 à 2,5 %<sup>3</sup> par rapport au tarif prévu lors de l'établissement de l'ATRT8 en 2024.

<sup>1</sup> [Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga \(ATRT8\).](#)

<sup>2</sup> [Règlement \(UE\) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement \(UE\) 2019/942.](#)

<sup>3</sup> Selon qu'il s'agit des termes tarifaires du réseau principal ou des réseaux régionaux.

La CRE retient donc une hausse de +3,41 % des termes tarifaires de NaTran et de Teréga par rapport à 2025. Cette évolution prend en compte :

- l'hypothèse d'inflation pour 2026 retenue par le projet de loi de finances pour l'année 2026<sup>4</sup> (1,30 %), ainsi que l'écart entre l'inflation estimée de l'année 2025 (0,91 %) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2025 retenu dans le projet de loi de finances pour l'année 2025 (1,80 %), soit  $1,30 \% + (0,91 \% - 1,80 \%) = 0,41 \%$  ;
- l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des GRT calculé au 31 décembre 2024 (facteurs k dans le tableau qui suit).

	IPC	k	Evolution au 1 <sup>er</sup> avril 2026 (IPC + k)
Réseau principal	0,41 % <sup>5</sup>	3,00 %	3,41 %
Réseau régional de NaTran		3,00 %	3,41 %
Réseau régional de Teréga		3,00 %	3,41 %

### **Intégration des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La délibération ATRT8 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges supplémentaires induites par le Règlement méthane qui est entré en vigueur après l'adoption de la délibération ATRT8.

A l'issue d'une consultation publique du 19 juin 2025, la CRE donne des moyens additionnels aux opérateurs de transport pour respecter leurs obligations vis-à-vis du Règlement méthane, avec sur la période ATRT8 :

- 43,4 M€ de charges nettes d'exploitation (CNE), sur les quatre années du tarif ATRT8. Ces charges sont intégrées forfaitairement via le compte de régularisation des charges et des produits et sont donc incitées à 100% ;
- 158,5 M€ d'investissements, qui conduisent à 21,3 M€ de charges de capital normatives (CCN) sur les quatre années du tarif ATRT8. Les investissements feront l'objet d'une approbation par la CRE lors des exercices annuels d'approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport et les charges réelles seront couvertes à 100% via le compte de régularisation de charges et de produits.

Au global, ces charges représentent environ 0,7% du revenu autorisé des opérateurs de transport sur la période tarifaire ATRT8.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 27 janvier 2026.

<sup>4</sup> Projet de loi de finances pour 2026, n° 1906, déposé le mardi 14 octobre 2025.

<sup>5</sup>  $0,41 \% = 1,30 \% + (0,91 \% - 1,80 \%)$  (PLF 2025)).

## Sommaire

<b>1. Cadre juridique et compétence de la CRE .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Cadre de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026 .....</b>	<b>5</b>
2.1. Rappels des principes généraux en vigueur en ATRT8 .....	5
2.2. Rappels des principes de mise à jour tarifaire .....	6
2.3. Coûts additionnels liés à la mise en œuvre du Règlement méthane.....	8
<b>3. Prise en compte des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane .....</b>	<b>8</b>
3.1. Niveau des charges additionnelles .....	9
3.1.1. NaTran.....	9
3.1.2. Teréga .....	10
3.2. Cadre de régulation .....	11
<b>4. Prise en compte des demandes de changement de cadre de régulation de Teréga .....</b>	<b>13</b>
<b>5. Paramètres et évolutions du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2026 ..</b>	<b>14</b>
5.1. Revenu autorisé 2026 des GRT.....	14
5.1.1. Charges de capital .....	14
5.1.2. Charges nettes d'exploitation pour 2026 .....	14
5.1.3. Calcul du CRCP.....	15
5.1.4. Régulation incitative de la qualité de service .....	22
5.1.5. Charges à couvrir pour 2026.....	22
5.2. Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des GRT.....	24
5.3. Evolution tarifaire au 1 <sup>er</sup> avril 2026 .....	25
5.3.1. Réseau principal .....	25
5.3.2. Réseaux régionaux .....	25
5.4. Mise à jour des trajectoires de référence pour 2026.....	26
5.4.1. Poste « énergie et quotas de CO <sub>2</sub> » .....	26
5.4.2. Poste « charges de consommables ».....	30
5.4.3. Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2026 .....	30
<b>6. Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga applicable au 1<sup>er</sup> avril 2026.....</b>	<b>33</b>
6.1. Règles tarifaires .....	33
6.1.1. Définitions .....	33

6.1.2. Souscriptions de capacités .....	35
6.1.3. Cession des capacités de transport sur les réseaux de NaTran et de Teréga36	
6.2. Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de NaTran et Teréga au 1 <sup>er</sup> avril 2026 .....	37
6.2.1. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison .....	37
6.2.2. Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS).....	42
6.2.3. Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d'acheminement et de livraison d'une durée inférieure à l'année .....	45
6.2.4. 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 .....	46
6.2.5. Tarification des points notionnels d'échange de gaz.....	46
6.2.6. Service de flexibilité intrajournalière pour les sites fortement modulés .....	47
6.2.7. Conversion de qualité du gaz.....	47
6.2.8. Service d'équilibrage fondé sur le stock en conduite .....	48
6.2.9. Pénalités pour dépassement de capacité .....	48
6.2.10. Redevance versée à NaTran par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge .....	49
<b>Décision de la CRE .....</b>	<b>51</b>
<b>Annexe 1 : Tableau de synthèse de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026.....</b>	<b>52</b>
<b>Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT... 54</b>	
<b>Annexe 3 : Evolution des souscriptions de capacité fermes sur la période ATRT8 .....</b>	<b>64</b>
<b>Annexe 4 : Liste des NTR par site.....</b>	<b>66</b>
<b>Annexe 5 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga .....</b>	<b>67</b>

## 1. Cadre juridique et compétence 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. 452-2 prévoient que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

L'article L. 452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité.* »

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de transport NaTran et Teréga dit « tarif ATRT8 » est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2024.

La délibération ATRT8 prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT (cf. 2.2).

Par la présente délibération, la CRE fixe la grille tarifaire qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2026.

Le paragraphe 1 de l'article 3 du Règlement méthane dispose que les autorités de régulation tiennent compte des coûts supportés et des investissements réalisés par les opérateurs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel pour se conformer au Règlement méthane dans la mesure où ils correspondent à ceux d'une entité efficace.

La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs liées à la mise en œuvre du Règlement méthane et décrite dans la partie 3 de la présente délibération.

## 2. Cadre de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026

### 2.1. Rappels des principes généraux en vigueur en ATRT8

La délibération du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran 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 ATRT8 prévoit des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
  - incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux », avec un mécanisme incitatif de TOTEX pour les charges relatives au SI de Teréga ;
  - 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 sont mises à jour chaque année afin de tenir compte de l'inflation. A l'exception de certains postes couverts en tout ou partie au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT ;
- 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'ATRT8 dans le cadre de la mise à jour de mi-période tarifaire.

A la suite de la consultation publique du 19 juin 2025 portant sur la prise en compte des coûts additionnels liés à la mise en œuvre du règlement européen sur les émissions de méthane, la CRE introduit un mécanisme de régulation incitative (voir partie 3).

## **2.2. Rappels des principes de mise à jour tarifaire**

La délibération ATRT8 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 notamment sur la mise à jour de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans, qui est constituée :

- de la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE dans la délibération ATRT8 ;
- de la trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE dans la délibération ATRT8 et mise à jour de l'inflation ;
- de l'apurement du solde du CRCP de chaque GRT, calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- du flux financier de reversement interopérateurs résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal ;
- du terme de lissage défini par la CRE dans la délibération ATRT8.

La délibération ATRT8 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par chaque GRT au bout de deux ans. Ni NaTran ni Teréga ne l'ont activée.

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 +/- 3 % 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 +/- 3 %, 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 «  $k_{NaTran}$  » pour NaTran et «  $k_{Teréga}$  » pour Teréga, ces deux termes n'ayant aucune raison d'être identiques.

Toutefois, le tarif ATRT8 prévoit que l'évolution annuelle est identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal. Cette évolution uniforme est nécessaire pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre la part des coûts du réseau principal portée par les utilisateurs effectuant du transit et celle portée par les utilisateurs alimentant la consommation nationale.

En conséquence, les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit «  $k_{national}$  », calculé comme la moyenne du  $k_{NaTran}$ , non plafonné et du  $k_{Teréga}$  non plafonné pondérée par les recettes de souscription de capacités sur le réseau principal de chaque opérateur.

Les termes du réseau régional de NaTran évoluent du coefficient  $k_{\text{NaTran}}$ , 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 ATRT8 évolue annuellement, à compter de 2025, 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 :

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

Où :

- $Z_{\text{national}}$  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 : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- $k_{\text{national}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités sur le réseau principal des coefficients  $k_{\text{NaTran}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$  non plafonnés.

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 NaTran en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{NaTran}} = \text{IPC} + k_{\text{NaTran}}$$

Où :

- $Z_{\text{NaTran}}$  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 : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- $k_{\text{NaTran}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de NaTran.

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

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

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 : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
- $k_{\text{Teréga}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

Par exception, ces modalités d'évolution ne s'appliquent ni aux tarifs d'accès au PEG, qui restent constant. Le timbre d'injection biométhane évolue selon les dispositions prévues par le tarif ATRD7<sup>6</sup>.

Enfin, la délibération ATRT8 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).
- le flux interopérateurs entre NaTran et Teréga.

La présente délibération fixe donc les trajectoires prévisionnelles de ces postes pour l'année 2026 (voir 5.4).

Pour les charges d'énergie motrice et les achats et ventes de quotas de CO<sub>2</sub>, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 90 % au CRCP, dans la limite de +/- 50 % de la trajectoire prévisionnelle, puis à 100 % au CRCP au-delà.

Pour les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont en entrée aux interconnexions (PIR) et depuis les terminaux méthaniers (PITTM), l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 90 % au CRCP.

Pour les charges de consommables, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de ce poste et le réalisé est couvert à 80 % au CRCP.

Pour le flux interopérateurs, l'écart est couvert à 100 % au CRCP.

### **2.3. Coûts additionnels liés à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La délibération ATRT8 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges supplémentaires induites par le Règlement méthane.

La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs liées à la mise en œuvre du Règlement méthane, décrites dans la partie 3 de la présente délibération.

## **3. Prise en compte des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane**

Le Règlement méthane définit des règles relatives à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie dans l'Union européenne, ainsi qu'à la réduction de ces émissions.

---

<sup>6</sup> [Délibération n° 2024-40 de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)



La délibération ATRT8 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges additionnelles qui seraient liées à la mise en œuvre de ce règlement.

La CRE a recueilli les avis des acteurs de marché concernant la prise en compte de charges additionnelles liées à la mise en œuvre Règlement méthane et le cadre de régulation applicable à ces charges en menant une consultation publique s'étant tenue du 9 juillet 2025 au 10 septembre 2025.

11 acteurs ont répondu à cette consultation, dont cinq gestionnaires de réseaux et d'infrastructures de gaz, trois associations de professionnels et deux associations de consommateurs et d'utilisateurs de réseaux.

### 3.1. Niveau des charges additionnelles

#### 3.1.1. NaTran

*Proposition de la CRE lors de la consultation publique*

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour NaTran compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes, soumises à consultation, étaient constituées, d'une part, de la demande de NaTran pour la borne haute et, d'autre part, des conclusions d'un audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE, pour la borne basse.

k€ courants	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Borne haute – Demande de l'opérateur</b>	<b>876</b>	<b>7 636</b>	<b>22 160</b>	<b>29 448</b>	<b>60 119</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	677	5 806	17 115	18 447	42 044
<i>Charges de capital normatives</i>	199	1 830	5 045	11 001	18 075
<b>Borne basse – Ajustement de l'auditeur et analyses préliminaires de la CRE</b>	<b>731</b>	<b>6 700</b>	<b>20 967</b>	<b>28 269</b>	<b>56 667</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	532	4 870	15 922	17 268	38 592
<i>Charges de capital normatives</i>	199	1 830	5 045	11 001	18 075

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

Sept acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé pour NaTran par la CRE dans sa consultation publique.

Trois acteurs, dont NaTran, sont défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE et considèrent que la trajectoire demandée par NaTran devrait être retenue (supérieure d'environ 8 %). Ces répondants considèrent que les mesures introduites par le Règlement méthane constituent un changement de paradigme et qu'il n'est donc pas pertinent d'effectuer des ajustements à partir d'expériences passées alors que la trajectoire envisagée par la CRE est issue de l'analyse d'un consultant et est partiellement fondée sur des retours d'expérience pour certains postes de coûts.

Un acteur considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risque de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France.

Trois acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour NaTran.

#### *Analyse de la CRE*

La CRE rappelle que la trajectoire soumise à consultation est issue d'une analyse menée par un cabinet d'audit externe ainsi que d'une analyse de la CRE. La CRE considère que les ajustements en résultant (-8 %) sont justifiés. En effet, une partie de ces ajustements reposent sur une exigence d'efficacité dans la mise en œuvre du Règlement méthane. En ce qui concerne les ajustements reposant sur des retours d'expérience, la CRE considère qu'en l'absence d'autres informations supplémentaires, il est pertinent

d'établir des projections de coûts à partir de coûts passés connus. Ainsi, la CRE considère que la trajectoire de la borne basse donne les moyens appropriés à NaTran pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre de ce Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATRT8 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Par ailleurs, Storengy et NaTran ont décidé de mutualiser, dans une filiale commune, Trensitis, les moyens et l'expertise nécessaires à la mise en œuvre des solutions de compression mobile pour récupérer le gaz lors de travaux nécessitant la mise hors pression d'équipements. Cette mutualisation permet de réduire les coûts totaux des deux opérateurs sur la durée d'amortissement des machines, expliquant la nouvelle trajectoire de charges additionnelles suivantes retenue par la CRE :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
	<b>709</b>	<b>6 815</b>	<b>19 921</b>	<b>24 121</b>	<b>51 567</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	532	4 870	14 457	15 690	<b>35 549</b>
<i>Charges de capital normatives</i>	178	1 944	5 464	8 431	<b>16 018</b>

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissements suivante :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<i>Investissements</i>	<b>11 415</b>	<b>30 701</b>	<b>45 232</b>	<b>39 269</b>	<b>126 617</b>

### 3.1.2. Teréga

#### *Proposition de la CRE lors de la consultation publique*

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour Teréga compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes, soumises à consultation, étaient constituées, d'une part, de la demande de Teréga pour la borne haute et, d'autre part, des conclusions d'un audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE, pour la borne basse.

k€ courants					
	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Borne haute – Demande de l'opérateur</b>	<b>2</b>	<b>3118</b>	<b>4783</b>	<b>6375</b>	<b>14277</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	0	2 953	3 007	3 061	<b>9 021</b>
<i>Charges de capital normatives</i>	2	165	1 776	3 314	<b>5 256</b>
<b>Borne basse – Ajustement de l'auditeur</b>	<b>20</b>	<b>2666</b>	<b>4496</b>	<b>5905</b>	<b>13087</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	19	2503	2707	2577	<b>7 806</b>
<i>Charges de capital normatives</i>	1	163	1 789	3 328	<b>5 281</b>

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

Neuf acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé pour Teréga par la CRE dans sa consultation publique.

Un acteur est défavorable à la trajectoire envisagée par la CRE. Il considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission*

*Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risquerait de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France.

Un acteur est favorable à la trajectoire proposée par la CRE, à condition que tout écart à cette trajectoire soit couvert à 100 % au CRCP. Similairement, Teréga rappelle que sa demande initiale visait à couvrir les besoins anticipés.

Sept acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour Teréga.

#### *Analyse de la CRE*

La CRE rappelle que la trajectoire soumise à consultation est issue d'une analyse menée par un cabinet d'audit externe ainsi que d'une analyse de la CRE. La CRE considère que les ajustements en résultant sont justifiés et donnent les moyens appropriés à Teréga pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre de ce Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATRT8 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

En conséquence, la CRE décide de maintenir la trajectoire de charges additionnelles suivante :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>20</b>	<b>2666</b>	<b>4496</b>	<b>5905</b>	<b>13087</b>
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	19	2503	2707	2577	<b>7 806</b>
<i>Charges de capital normatives</i>	1	163	1 789	3 328	<b>5 281</b>

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissement suivante :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
<i>Investissements</i>	<b>95</b>	<b>10 575</b>	<b>10 308</b>	<b>10 908</b>	<b>31 887</b>

## **3.2. Cadre de régulation**

### *Proposition de la CRE lors de la consultation publique*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, la CRE proposait dans sa consultation publique de maintenir l'évolution annuelle des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz dans une fourchette établie dans la délibération ATRT8.

Ainsi, la CRE proposait de maintenir une évolution annuelle des termes tarifaires limitée à IPC + k.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN additionnelles, la CRE proposait dans sa consultation publique de les couvrir via le CRCP. A cet égard, elle proposait de maintenir le cadre de l'ATR8, sauf pour l'année 2024. Ainsi, la CRE proposait de couvrir entièrement les charges (CNE et CCN) dépensées en 2024. En revanche, pour les années 2025 à 2027 :

- concernant les CNE, la CRE proposait de les inciter entièrement, c'est-à-dire de ne couvrir que les CNE issues d'une trajectoire prévisionnelle, et de ne pas couvrir les écarts entre les dépenses réalisées et celles prévues par cette trajectoire ;
- les CCN, la CRE proposait de couvrir à 100 % les écarts à la trajectoire de CCN initialement prévue dans la délibération ATRT8.

La CRE proposait de couvrir ces nouvelles dépenses pour la mise en œuvre du Règlement méthane via le CRCP.

*Synthèse des réponses à la consultation publique*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles :

- trois opérateurs de réseaux ou d'infrastructures de gaz français, dont NaTran, ainsi qu'une association de professionnels sont défavorables à la proposition de la CRE. Les opérateurs proposent d'intégrer les charges supplémentaires directement dans le revenu autorisé de l'opérateur correspondant, par exemple via la création d'un terme d'évolution tarifaire dédié. Ils justifient cette position en soulignant le risque de décalage temporel entre dépenses et recettes si la proposition de la CRE était mise en place ;
- Teréga n'est pas défavorable à la proposition de la CRE mais souligne tout de même l'existence du risque de décalage temporel entre dépenses et recettes associées ;
- 3 associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, en tant qu'elle permet de satisfaire aux exigences de visibilité et de stabilité tarifaire ;
- deux associations de professionnels ne se prononcent pas sur ce sujet. Cependant, l'une d'entre elles note que le report de charges potentiellement induit par la mise en place de la proposition de la CRE ne lui semble pas opportun, dans un contexte de diminution progressive de la demande de gaz et incidemment de hausse du coût unitaire d'utilisation des infrastructures.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN :

- NaTran et Teréga sont défavorables à la proposition de la CRE. En particulier, Teréga demande une couverture à 100 % au CRCP de l'ensemble de ses coûts, potentielles pénalités comprises, en raison des d'incertitudes élevées liées à la mise en œuvre du Règlement méthane ;
- deux opérateurs de réseau et d'infrastructure de gaz français et trois associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, rappelant l'importance d'avoir une incitation des opérateurs à l'efficacité.

*Analyse de la CRE*

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, la CRE note les inquiétudes relatives au risque de décalage temporel entre dépenses et recettes. Elle note également que l'intégration au revenu autorisé des charges additionnelles représenterait une augmentation du revenu autorisé moyen sur la période ATRT8 de +0,7 % pour NaTran et de +1,3 % pour Teréga.

La CRE décide de maintenir la fourchette d'évolution des termes tarifaires prévue par le tarif ATRT8.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN, la CRE reconnaît l'existence d'incertitudes dans la mise en œuvre du Règlement méthane mais considère que le cadre actuel d'incitation des CNE et des CCN prévu par l'ATR8 est efficace et doit donc également être mis en œuvre pour la prise en compte des charges additionnelles prévisionnelles dues au Règlement méthane.

En conséquence, la CRE décide que les charges additionnelles induites par le Règlement méthane sont couvertes au travers du CRCP :

- concernant les CNE, un poste au CRCP « Charges d'exploitation dues au Règlement méthane » est créé. Les trajectoires de référence visées aux parties 3.1.1 et 3.1.2 pour NaTran et Teréga respectivement, telles que retenues par la CRE, sont intégrées au CRCP de chaque opérateur. Les écarts entre les dépenses effectivement réalisées par les opérateurs et la trajectoire de référence ne sont pas intégrés au CRCP. Les trajectoires de référence au titre des exercices 2024 et 2025 sont prises en compte dans le CRCP de l'exercice 2025 calculé lors de l'évolution annuelle de l'année 2026, tandis que les trajectoires de référence des exercices 2026 et 2027 sont prises en compte respectivement dans les CRCP des exercices 2026 et 2027. Les trajectoires de référence sont mises à jour de l'inflation chaque année ;
- concernant les CCN, les trajectoires de référence restent celles de l'ATR8. Conformément au cadre en vigueur de l'ATR8, tout écart à la trajectoire de référence est couvert à 100 % au CRCP. Ainsi, les CCN réellement induites par la mise en œuvre du Règlement méthane seront couvertes au titre de ces écarts.

Les premiers éléments sur les charges d'exploitation estimées pour l'année 2025 font apparaître, pour un opérateur, des dépenses inférieures à la trajectoire retenue. Un autre opérateur n'a pas encore fourni de suivi spécifique de ces dépenses à la CRE. En cas de sous-réalisation, la CRE s'assurera qu'il s'agit de report et, dans le cas contraire, pourra réviser la trajectoire de dépenses pour l'année 2025. La différence sera couverte par le biais du CRCP.

## **4. Prise en compte des demandes de changement de cadre de régulation de Teréga**

### *Risque d'accumulation du CRCP*

Comme décrit dans la délibération du 29 janvier 2025<sup>7</sup>, le CRCP de Teréga estimé pour l'année 2024 comportait un déficit de recettes de souscriptions. Ce déficit était composé d'un manque à gagner pour Teréga, à hauteur de 6,7 M€ pour les recettes issues de la consommation (à 100 % au CRCP), et à hauteur de 2,8 M€ pour les recettes issues du PIR Pirineos. Le déficit total de recettes de souscriptions était donc de 9,5 M€, largement compensé par d'autres postes, pour atteindre un total de CRCP 2024 estimé de -4,6 M€, à restituer aux utilisateurs du réseau.

Comme détaillé dans la partie 5.1.3.2 de la présente délibération, le CRCP estimé pour 2025 de Teréga est constitué d'un déficit de recettes de souscriptions, dû à un manque de recettes au PIR Pirineos, à hauteur de 10,8 M€, et à un manque de recettes issues de la consommation, à hauteur de 4,5 M€. Ce déficit total de 14,8 M€, est partiellement compensé par d'autres postes pour atteindre un total de 6,3 M€, à restituer à l'opérateur.

Teréga estime que ce déficit de revenu répété, lié au manque de souscription de capacité au PIR Pirineos et en consommation nationale, devrait s'amplifier durant les années tarifaires restantes, en n'étant que partiellement compensé par d'autres postes du CRCP. L'opérateur considère ainsi qu'il existe un risque important d'accumulation du CRCP, à restituer à l'opérateur, en fin de tarif ATRT8.

L'opérateur considère que ce montant est particulièrement important, notamment au regard de son revenu autorisé, et souhaiterait couvrir les recettes manquantes à un rythme plus rapide que ne le permet le cadre tarifaire actuel. Teréga souhaiterait en particulier un rehaussement du plafond d'évolution tarifaire annuel (facteur k).

La CRE considère que, pour la mise à jour du 1<sup>er</sup> avril 2026, de telles mesures ne sont pas envisageables car elles auraient nécessité une consultation des acteurs de marché. Cependant, la CRE partage qu'il pourrait être pertinent de mettre en place des mesures permettant de limiter le phénomène d'accumulation du CRCP à restituer à l'opérateur en fin de période tarifaire.

### *Intégration d'une activité externalisée*

Teréga souhaiterait intégrer une activité de services de systèmes informatiques (SI), externalisée au moment de l'élaboration de l'ATRT8. Cette activité était alors effectuée par la branche non régulée de Teréga. Or, l'application du cadre de régulation incitative des charges SI, défini dans le tarif ATRT8, engendre des coûts de réintégration de cette activité pour Teréga. L'opérateur demande donc à modifier le cadre de régulation incitative des charges SI en vigueur. Il demande, notamment, une modification de la BAR SI et de la trajectoire de CCN.

La CRE considère que, pour la mise à jour du 1<sup>er</sup> avril 2026, de telles modifications du cadre de régulation ne sont pas envisageables car elles auraient nécessité une consultation des acteurs de marché. Cependant, la CRE estime que la question de l'intégration de cette activité SI doit être traitée.

### *Conclusion*

En conséquence, la CRE envisage d'organiser durant l'année 2026 une consultation publique visant à recueillir l'avis des acteurs de marché concernant l'adaptation du cadre de régulation, en vue :

- de limiter l'accumulation du CRCP à restituer à Teréga en fin de période tarifaire ;

---

<sup>7</sup> [Délibération de la CRE du 29 janvier 2025 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 2025 \(ATRT8\)](#)

- de neutraliser, le cas échéant, les effets de la régulation incitative des charges SI sur l'intégration d'une activité SI externalisée.

## 5. Paramètres et évolutions du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2026

### 5.1. Revenu autorisé 2026 des GRT

#### 5.1.1. Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire ATRT8. 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 infrastructures » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles	2024	2025	2026	2027
NaTran	1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5
dont CCN « hors infrastructures »	119,9	124,3	125,9	121,7
Teréga	184,6	186,1	187,9	194,2
dont CCN « hors infrastructures – immobilier et véhicules »	5,5	5,2	6,0	6,3
dont CCN « systèmes d'information »	14,6	12,8	11,7	11,0

#### 5.1.2. Charges nettes d'exploitation pour 2026

Pour l'année 2026, les charges nettes d'exploitation (CNE) de référence retenues par la délibération ATRT8 étaient de 892,9 M€ pour NaTran et 79,3 M€ pour Teréga.

L'annexe 4 de la délibération ATRT8 prévoit que les charges nettes d'exploitation pour l'année 2026 sont égales à la valeur de référence rappelée ci-dessus :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre 2022 et 2026 prévue dans la délibération ATRT8 (11,76 %) ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2022 et 2024 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2024 et 2025, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2026, prise en compte dans le projet de loi de finances pour 2026.

La CRE retient pour la mise à jour une inflation cumulée de 9,13 % :

- une inflation réalisée entre 2022 et 2024 de 6,76 % ;
- une hypothèse d'inflation provisoire 2025 de 0,91 %, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois d'octobre 2025 ;
- une hypothèse d'inflation du projet de loi de finances pour 2026 de 1,3 %.

Les charges nettes d'exploitation sont donc fixées à 871,9 M€ pour NaTran et à 77,5 M€ pour Teréga.



Charges nettes d'exploitation (CNE) – M€	2026 Délibération ATRT8	2026 Mise à jour de l'inflation	Evolution
NaTran	892,9	871,9	-21,0
Teréga	79,3	77,5	-1,8

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour les années 2025 et 2026 pris 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.

### 5.1.3. 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 4 de la délibération ATRT8. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATRT8.

#### 5.1.3.1. NaTran

Dans son dossier tarifaire, NaTran a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2025 à -9,7 M€<sup>8</sup> à restituer aux utilisateurs<sup>9</sup>. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 lors de l'élaboration du tarif ATRT8 et le CRCP définitif 2024 (soit -37,2<sup>10</sup> M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2025 (soit +27,4 M€).

Le solde du CRCP au 31 décembre 2025 retenu par la CRE s'élève à -8,9 M€ à restituer aux utilisateurs. L'écart par rapport à la demande de NaTran s'explique principalement par les ajustements suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 lors de l'élaboration du tarif ATRT8 et le CRCP définitif 2024 (soit -37,7 M€). La CRE applique deux ajustements mineurs liés à une correction de calcul dans le fichier renseigné par NaTran, et la prise en compte d'un malus de régulation incitative sur le projet de raccordement d'une centrale à cycle combiné gaz, et actualise le solde du CRCP définitif 2024 selon les modalités fixées dans la délibération ATRT8 ;
- au titre du CRCP estimé pour 2025 (soit 28,7 M€). La CRE retient notamment les ajustements suivants :
  - un ajustement de +8,1 M€ sur le poste « charges d'énergie » induit par une correction d'EBT prenant en compte le réalisé jusque fin novembre 2025, ainsi que par la remodelisation des flux sur le réseau de NaTran ;

<sup>8</sup> Dans cette partie, les montants sont exprimés en M€<sub>2026</sub>.

<sup>9</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.

<sup>10</sup> Cet écart s'explique en grande partie en raison de charges d'énergie inférieures à l'estimé, du fait d'une correction d'EBT en fin d'année compte tenu du comptage défectueux l'interface avec Elengy à Fos Cavaou et d'un hiver doux.



- un ajustement de -0,5 M€ sur le poste « recettes d'acheminement incitées », pour prendre en compte les souscriptions réalisées à fin novembre 2025 ;
- un ajustement de -2,1 M€ sur le poste ANE induit par la prise en compte des prix révisés du gaz et de l'électricité à fin d'année 2025, ainsi qu'une mise à jour des hypothèses d'inflation ;
- un ajustement de -1,8 M€ sur le poste au CRCP des « coûts induits par les mécanismes de résorptions des congestions ». La CRE a retenu les charges de *spread* localisé réellement supportées pour l'année 2025 jusqu'à mi-décembre ;
- un ajustement de -1,4 M€ sur le poste « recettes d'acheminement couvertes à 100 % CRCP », lié à la non-prise en compte de la demande de prise en charge des impayés d'un client s'étant retrouvé sans fournisseur. La société concernée a été placée en liquidation judiciaire, mais NaTran n'a pas encore reçu son certificat d'irrécouvrabilité. La CRE pourra étudier cette demande ultérieurement lorsque NaTran aura fourni ce certificat ou un document équivalent ;
- un ajustement de l'estimation des charges nettes d'exploitation associées à la mise en œuvre du Règlement méthane (-1,1 M€).

NaTran – CRCP au 31 décembre 2025 (1/2)		
NaTran	Demande NaTran (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
<b>Ecart actualisé entre le CRCP estimé pour 2024 au 1<sup>er</sup> avril 2025 et le CRCP réalisé pour 2024</b>	<b>-37,2</b>	<b>-37,7</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-5,5	-5,5
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 90 %</i>	-2,8	-2,8
<i>dont excédents de recettes d'enchères de capacité</i>	0,0	0,0
<i>dont reversement timbre d'injection biométhane</i>	-0,2	-0,2
<i>dont charges de capital normatives</i>	1,9	1,9
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,5	0,0
<i>dont charges d'énergie</i>	-22,3	-22,3
<i>dont charges de consommables</i>	-1,4	-1,4
<i>dont ANE (écarts de prix)</i>	0,0	0,0
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	1,1	1,1
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-3,8	-3,8
<i>dont charges au titre de la prestation de conversion H-B</i>	-3,2	-3,2
<i>dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions</i>	0,3	0,3
<i>dont charges relatives au contrat entre NaTran et Teréga</i>	0,0	0,0
<i>dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés</i>	-2,7	-2,7
<i>dont qualité de service</i>	0,2	0,2
<i>dont coûts échoués</i>	0,0	0,0
<i>dont plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)</i>	0,2	0,2
<i>dont bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative</i>	0,5	0,5
<i>dont charges d'exploitation dues au Règlement méthane</i>	0,0	0,0

NaTran – CRCP au 31 décembre 2025 (2/2)		
NaTran	Demande NaTran (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
<b>Ecart estimé sur les charges et les produits 2025</b>	<b>27,4</b>	<b>28,7</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-13,0	-14,4
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 90 %</i>	36,4	35,9
<i>dont excédents de recettes d'enchères de capacité</i>	-2,2	-2,2
<i>dont reversement timbre d'injection biométhane</i>	1,0	1,0
<i>dont charges de capital normatives</i>	-14,8	-14,8
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	-8,4	-8,4
<i>dont charges d'énergie</i>	5,7	13,8
<i>dont charges de consommables</i>	-2,5	-2,5
<i>dont ANE (écarts de prix)</i>	0,1	-2,0
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	7,9	7,9
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	7,9	7,9
<i>dont charges au titre de la prestation de conversion H-B</i>	4,9	4,9
<i>dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions</i>	-3,7	-5,5
<i>dont charges relatives au contrat entre NaTran et Teréga</i>	0,8	0,8
<i>dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés</i>	-0,5	-0,5
<i>dont qualité de service</i>	1,6	1,6
<i>dont coûts échoués</i>	0,0	0,0
<i>dont plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)</i>	0,0	0,0
<i>dont bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative</i>	-0,3	-0,3
<i>dont charges d'exploitation dues au Règlement méthane</i>	6,7	5,6

L'ajustement de certains postes correspond également 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 NaTran, liée à l'écart entre l'hypothèse d'inflation de NaTran et celle retenue par la CRE.

Le montant au titre des écarts de l'année 2025 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2026.

#### 5.1.3.2. Teréga

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2025 à +4,2 M€<sup>11</sup> à restituer à l'opérateur<sup>12</sup>. Ce solde est le résultat des principaux points suivants :

- au titre de l'écart actualisé entre le solde estimé pour 2024 et le CRCP définitif 2024 (soit - 2,5 M€) ;
- au titre du CRCP estimé pour 2025 (soit +6,7 M€).

La CRE retient un solde du CRCP au 31 décembre 2025 de +3,8 M€, à restituer à l'opérateur. L'écart par rapport à la demande de Teréga est de -0,4 M€. Il est dû :

- aux ajustements au titre du CRCP estimé pour 2025. Ainsi, le CRCP estimé pour 2025, retenu par la CRE est de +6,3 M€.

Les ajustements sont décomposés comme suit :

- un ajustement de +1,8 M€ dû à l'application du cadre en vigueur (voir partie 3), concernant les charges nettes d'exploitation additionnelles liées au Règlement méthane.

En effet, l'application de ce cadre se traduit par une prise en compte de la trajectoire prévisionnelle (2,6 M€), et non pas des dépenses effectivement réalisées (0,8 M€). Or, ce sont ces dépenses réalisées que Teréga a intégrées dans sa demande de CRCP pour l'année 2025. En effet, l'opérateur souhaite être couvert à hauteur de ce qu'il dépense pour ce poste, pour l'ensemble de la période tarifaire. Il y a donc un écart de charge, justifiant l'ajustement de +1,8 M€, entre la demande de Teréga et le montant retenu par la CRE.

Cependant, comme rappelé en partie 3.2, la CRE s'assurera que cette sous-réalisation vis-à-vis de la trajectoire prévisionnelle est justifiée par un report de charges. Dans le cas contraire, la CRE pourra réviser la trajectoire de dépenses pour l'année 2025. La différence sera couverte par le biais du CRCP ;

- un ajustement de -1,4 M€ concernant les charges induites par les mécanismes de résorption des congestions. En effet, Teréga retenait des hypothèses de coûts de *spread* localisé trop importantes pour les derniers mois de l'année 2025. La CRE retient à l'inverse les coûts réellement supportés à la date de la présentation délibération ;
- un ajustement de -0,1 M€ concernant les bonus ou malus relatifs à la qualité de service. En effet, la CRE ne retient que le bonus réalisé à la date de la présente délibération, sans prendre d'hypothèses de bonus/malus pour le restant de l'année 2025 ;
- un ajustement de -0,7 M€ concernant les charges d'énergie. En effet, Teréga demande à être couvert de l'achat de quotas de CO<sub>2</sub> en prévision d'une restitution de quotas gratuits trop-perçus. La CRE considère que Teréga aurait pu restituer immédiatement, et donc à coût nul, les quotas trop-perçus. En conséquence, la CRE décide de ne pas couvrir les achats de quotas de CO<sub>2</sub> effectués par Teréga en prévision de la restitution.

<sup>11</sup> Dans cette partie, les montants sont exprimés en M€<sub>2026</sub>.

<sup>12</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.

Teréga – CRCP au 31 décembre 2025 (1/2)		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
Ecart entre le CRCP estimé pour 2024 au 1 <sup>er</sup> avril 2025 et le CRCP réalisé pour 2024	-2,5	-2,5
dont recettes d'acheminement « 100 % CRCP »	-1,3	-1,3
dont excédents de recettes d'enchères de capacité	0,0	0,0
dont reversement timbre d'injection biométhane	0,0	0,0
dont recettes d'acheminement incitées	-0,2	-0,2
dont CCN « infrastructures »	0,0	0,0
dont CCN « hors infrastructures »	0,0	0,0
dont écart de CNE lié à l'IPC	0,0	0,0
dont charges d'énergie	-1,0	-1,0
dont charges de consommables	0,0	0,0
dont produits de raccordement des CCCG et TAC	0,0	0,0
dont produits de raccordement des unités de biométhane	-0,1	-0,1
dont produits de raccordement des unités des stations de GNV	0,0	0,0
dont produits de prestations pour tiers	0,0	0,0
dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	0,0	0,0
dont charges liées aux contrats d'interruptibilité	0,0	0,0
dont produits relatifs au contrat entre NaTran et Teréga	0,1	0,1
dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés	-0,1	-0,1
dont qualité de service	0,0	0,0
dont coûts échoués	0,1	0,1
dont plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	0,0	0,0
dont bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	0,0	0,0
dont charges d'exploitation dues au Règlement méthane	0,0	0,0
dont flux interopérateurs entre NaTran et Teréga lié au facteur $k_{national}$	0,0	0,0

Teréga – CRCP au 31 décembre 2025 (2/2)		
Teréga	Demande Teréga (M€)	Montants retenus par la CRE (M€)
<b>Ecart estimé sur les charges et les produits 2025</b>	<b>6,7</b>	<b>6,3</b>
<i>dont recettes d'acheminement « 100 % CRCP »</i>	4,5	4,5
<i>dont excédents de recettes d'enchères de capacité</i>	0,0	0,0
<i>dont reversement timbre d'injection biométhane</i>	0,0	0,0
<i>dont recettes d'acheminement incitées</i>	10,8	10,8
<i>dont CCN « infrastructures »</i>	-4,0	-4,0
<i>dont CCN « hors infrastructures »</i>	-0,2	-0,2
<i>dont écart de CNE lié à l'IPC</i>	-0,7	-0,7
<i>dont charges d'énergie</i>	-0,8	-1,5
<i>dont charges de consommables</i>	0,0	0,0
<i>dont produits de raccordement des CCCG et TAC</i>	0,0	0,0
<i>dont produits de raccordement des unités de biométhane</i>	0,2	0,2
<i>dont produits de raccordement des unités des stations de GNV</i>	0,1	0,1
<i>dont produits de prestations pour tiers</i>	-2,6	-2,6
<i>dont charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions</i>	0,6	-0,8
<i>dont charges liées aux contrats d'interruptibilité</i>	0,0	0,0
<i>dont produits relatifs au contrat entre NaTran et Teréga</i>	-0,8	-0,8
<i>dont charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés</i>	0,1	0,1
<i>dont qualité de service</i>	0,8	0,7
<i>dont coûts échoués</i>	0,3	0,3
<i>dont plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)</i>	0,0	0,0
<i>dont bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative</i>	-2,5	-2,5
<i>dont charges d'exploitation dues au Règlement méthane</i>	0,8	2,6
<i>dont flux interopérateurs entre NaTran et Teréga lié au facteur <math>k_{national}</math></i>	0,0	0,0

Le montant au titre des écarts de l'année 2025 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au CRCP au 31 décembre 2026.

#### 5.1.4. 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 2024, le bonus annuel au titre de la qualité de service pour l'année s'est élevé à 1,8 M€ pour NaTran, et à 0,7 M€ pour Teréga. Ce montant est intégré au CRCP définitif pour l'année 2024. La répartition des bonus pour NaTran et Teréga est la suivante :

Indicateurs incités financièrement (k€)	NaTran	Teréga
Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain	550	275
Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain	300	150
Qualité des quantités télérelevées 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	329	13
Total	1 779	738

En 2024, le montant global d'incitation financière est en hausse pour NaTran par rapport à 2023. Il est équivalent au niveau de 2023 pour Teréga

Par rapport à 2023, on constate une amélioration chez NaTran de l'indicateur évaluant la qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisée la veille. L'opérateur justifie cette hausse par la prise en compte dans les modèles de prévision des changements de comportement des acteurs, notamment liés aux effets de sobriété énergétique observés depuis 2022.

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 traitement des réclamations sont également satisfaisants chez les deux opérateurs.

Le bonus/malus estimé au titre de l'année 2025 est de +1,6 M€ pour NaTran (bonus) et de 0,7 M€ (bonus) pour Teréga :

Pour les deux opérateurs, la CRE retient le niveau du bonus réalisé de fin d'année.

Les bonus/malus seront calculés définitivement pour la prochaine mise à jour, sur la base des performances définitives des opérateurs.

#### 5.1.5. Charges à couvrir pour 2026

Les charges à couvrir de NaTran et de Teréga pour l'année 2026 (avant calcul des coefficients « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges de capital normatives (cf. 5.1.1) ;
- les charges nettes d'exploitation (cf. 5.1.2) ;



- le flux financier de reversement interopérateurs, résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal, dont la trajectoire est fixée dans la délibération ATRT8<sup>13</sup> ;
- l'apurement du reliquat de CRCP de la période ATRT7 ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2025 (cf. 5.1.3) ;
- du terme de lissage défini par la CRE dans la délibération ATRT8.

#### 5.1.5.1. NaTran

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

NaTran, en M€ <sub>2026</sub>	2026
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	871,9
Charges de capital normatives	1 067,4
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT7)	-15,5
Apurement du solde du CRCP (solde 2024 + estimé 2025)	-8,9
<b>Charges à couvrir hors reversement et lissage</b>	<b>1 914,8</b>
<b>Evolution par rapport à 2025</b>	<b>-2,4 %</b>
Lissage ATRT8	63,3
Reversement interopérateurs ATRT8	8,0
<b>Charges à couvrir</b>	<b>1986,2</b>
<b>Evolution par rapport à 2025</b>	<b>-2,3 %</b>

#### 5.1.5.2. Teréga

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

Teréga, en M€ <sub>2026</sub>	2026
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	77,5
Charges de capital normatives	187,9
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT7)	-0,8
Apurement du solde du CRCP (solde 2024 + estimé 2025)	3,8
<b>Charges à couvrir hors reversement et lissage</b>	<b>268,3</b>
<b>Evolution par rapport à 2025</b>	<b>+4,5 %</b>
Lissage ATRT8	2,0
Reversement interopérateurs ATRT8	-8,0
<b>Charges à couvrir</b>	<b>262,3</b>
<b>Evolution par rapport à 2025</b>	<b>-1,1 %</b>

<sup>13</sup> Fixée à 0 M€ en 2025.

## 5.2. 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 ATRT8 prévoit que l'évolution annuelle est 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 NaTran 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 «  $k_{NaTran}$  » pour NaTran 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  $k_{NaTran}$  et  $k_{Teréga}$  non plafonnés. Ce coefficient  $k_{national}$  est plafonné à +/- 3 %.

Les termes du réseau régional de NaTran évoluent du coefficient  $k_{NaTran}$ , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient  $k_{Teréga}$ . Ces coefficients sont plafonnés à +/- 3 %.

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

	$k_{NaTran}$	$k_{Teréga}$	$k_{national}$
<b>k théorique (non limité)</b>	+3,212 %	+8,929 %	+3,793 %
<b>k limité à +/- 3 %</b>	+3,000 %	+3,000 %	+3,000 %

Les revenus autorisés pour 2026 de NaTran et pour Teréga s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

M€ <sub>2026</sub>	NaTran	Teréga
Charges nettes d'exploitation mises à jour du niveau de l'inflation	871,9	77,5
Charges de capital normatives	1 067,4	187,9
Apurement reliquats CRCP antérieurs (ATRT7)	-15,5	-0,8
Solde du CRCP (solde 2024 + estimé 2025)	-8,9	+3,8
Reversement interopérateurs ATRT8	8,0	-8,0
Lissage ATRT8	63,3	2,0
<b>Charges à couvrir</b>	<b>1 986,2</b>	<b>262,3</b>
Effet de la limitation des $k_{opérateurs}$ et du calcul du $k_{national}$	-2,7	-8,3
<b>Recettes de souscriptions</b>	<b>1 983,5</b>	<b>254,1</b>
Reversement interopérateurs	0,0	0,0
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1 986,2</b>	<b>262,3</b>
<i>Reliquat de CRCP</i>	<i>2,7</i>	<i>8,3</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 2026, le reversement est nul puisque les deux opérateurs ont un coefficient d'évolution k identique.**

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

### 5.3. Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026

#### 5.3.1. Réseau principal

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars 2026 évoluent du pourcentage de variation Z, défini tel que :

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

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +0,41 % ;
- $k_{\text{national}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités sur le réseau principal des coefficients  $k_{\text{NaTran}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$  non plafonnés, et est égal à +3,00 %.

**Les termes tarifaires du réseau principal de NaTran et Teréga évoluent donc de +3,41 % au 1<sup>er</sup> avril 2026.**

**Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2026.**

#### 5.3.2. Réseaux régionaux

##### 5.3.2.1. NaTran

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de NaTran en vigueur au 31 mars 2025 évoluent du pourcentage de variation  $Z_{\text{NaTran}}$ , défini tel que :

$$Z_{\text{NaTran}} = IPC + k_{\text{NaTran}}$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +0,41 % ;
- $k_{\text{NaTran}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de NaTran, égal à +3,00 %.

**Les termes tarifaires du réseau régional de NaTran évoluent donc de +3,41 % au 1<sup>er</sup> avril 2026.**

##### 5.3.2.2. Teréga

La délibération ATRT8 prévoit que les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars 2025 évoluent du pourcentage de variation  $Z_{\text{Teréga}}$ , défini tel que :

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

Où :

- IPC est le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1, soit +0,41 % ;

- $k_{\text{Teréga}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga, égal à +3,00 %.

**Les termes tarifaires du réseau régional de Teréga évoluent donc de +3,41 % au 1<sup>er</sup> avril 2026.**

## **5.4. Mise à jour des trajectoires de référence pour 2026**

La délibération ATRT8 prévoit la mise à jour annuelle des trajectoires de références de certains des postes couverts à 80 % ou 90 % au CRCP. Les montants mis à jour par la CRE fixés dans les paragraphes suivants sont rappelés en annexe 5 de la présente délibération.

### **5.4.1. Poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> »**

#### **5.4.1.1. NaTran**

Pour l'année 2025, NaTran estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 168,8 M€, en hausse de 10,0 M€ par rapport au niveau prévisionnel 2025 retenu lors de la précédente mise à jour tarifaire ATRT8. NaTran explique que cette évolution résulte en partie de redressements des quantités estimées au niveau de postes non équipés de compteurs avec GRDF via le compte interopérateur (CIO), ainsi qu'à une mise à jour du niveau de l'Ecart de Bilan Technique (EBT) réalisé à fin novembre 2025. La consommation en énergie motrice est cohérente par rapport aux hypothèses prévisionnelles.

Pour l'année 2026, NaTran anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO<sub>2</sub> de 142,4 M€ (à comparer au niveau de 140,2 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT8).

Cette stabilité résulte d'une augmentation en volume de l'EBT par rapport à la trajectoire ATRT8, contrebalancée par une baisse des prix moyens du gaz et de l'électricité.

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » demande NaTran	2024			2025			2026		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>161,6</b>	<b>146,3</b>	<b>-15,3</b>	<b>111,1</b>	<b>120,3</b>	<b>+9,2</b>	<b>80,4</b>	<b>89,1</b>	<b>+8,7</b>
<i>Volumes (GWh)</i>	2264	2109	-155	2275	2309	+34,2	1885	2228	+343,6
<i>Prix (€/MWh)</i>	69,1	67,2	-1,9	48,8	52,4	+3,5	42,7	40,0	-2,7
<i>CIO (M€)<sup>14</sup></i>	5,2	4,6	-0,6	-	6,7	+6,7	-	-	-
<b>Charges énergie rebours Biométhane (M€)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>+0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>1,5</b>	<b>+0,6</b>
<b>Electricité (M€)</b>	<b>47,0</b>	<b>40,4</b>	<b>-6,6</b>	<b>29,8</b>	<b>33,3</b>	<b>+3,5</b>	<b>40,5</b>	<b>37,8</b>	<b>-2,7</b>
<i>Volumes (GWh)</i>	277	241	-36,1	239	324	+84,6	236	289	53,0
<i>Prix (€/MWh)</i>	179,9	179,4	-0,5	124,5	114,4	-10,1	172,0	131,1	-40,9
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>12,5</b>	<b>11,2</b>	<b>-1,3</b>	<b>10,8</b>	<b>9,3</b>	<b>-1,5</b>	<b>12,7</b>	<b>9,0</b>	<b>-3,6</b>
<i>Volumes (kt)</i>	208	185	-22,4	183	170	-13,6	190	169	-20,9
<i>Prix (€/t)</i>	60,3	59,3	-1,0	59,1	55,0	-4,1	66,6	53,4	-13,2
<b>TIC<sup>15</sup></b>	<b>6,3</b>	<b>5,6</b>	<b>-0,7</b>	<b>6,3</b>	<b>5,1</b>	<b>-1,2</b>	<b>5,7</b>	<b>5,0</b>	<b>-0,7</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>228,0</b>	<b>204,3</b>	<b>-23,7</b>	<b>158,8</b>	<b>168,8</b>	<b>+10,0</b>	<b>140,2</b>	<b>142,4</b>	<b>+2,2</b>

Comme mentionné au paragraphe 6.1.3.1, la CRE a retenu un ajustement sur l'estimation du poste « charges d'énergie » en 2025.

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande pour 2026 :

- NaTran a développé un modèle de prévision d'EBT, comportant une partie modélisée et une partie non modélisée. La CRE ajuste le niveau d'EBT non modélisé pour 2026 à la moyenne des années 2023-2025.
- Une correction des consommations de gaz et d'électricité motrice afin de prendre en compte la réorganisation des flux à la suite de l'indisponibilité de l'artère du Rhône prévue à la date de la présente délibération jusqu'au 31 août 2026.
- Une mise à jour des prix moyens du gaz et d'électricité, à la suite des derniers achats de fin novembre 2025.

<sup>14</sup> Compte Inter-Opérateurs.

<sup>15</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2026 suivante :

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » - NaTran	2024			2025			2026		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>161,6</b>	<b>146,3</b>	<b>-15,3</b>	<b>111,1</b>	<b>129,4</b>	<b>+18,3</b>	<b>80,4</b>	<b>80,2</b>	<b>-0,2</b>
<i>Volumes (GWh)</i>	2264	2109	-155	2275	2462	+187,2	1885	2065	+180,4
<i>Prix (€/MWh)</i>	69,1	67,2	-1,9	48,8	52,0	+2,2	42,7	38,8	-3,8
<i>CIO (M€)<sup>16</sup></i>	5,2	4,6	-0,6	-	8,5	+8,5	-	-	-
<b>Charges énergie rebours Biométhane (M€)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>+0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>0,8</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>1,5</b>	<b>+0,5</b>
<b>Electricité (M€)</b>	<b>47,0</b>	<b>40,4</b>	<b>-6,6</b>	<b>29,8</b>	<b>33,6</b>	<b>+3,8</b>	<b>40,5</b>	<b>34,9</b>	<b>-5,6</b>
<i>Volumes (GWh)</i>	277	241	-36,1	239	320	+80,9	236	297	61,3
<i>Prix (€/MWh)</i>	179,9	179,4	-0,5	124,5	116,7	-7,8	172,0	117,5	-54,5
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>12,5</b>	<b>11,2</b>	<b>-1,3</b>	<b>10,8</b>	<b>8,9</b>	<b>-2,0</b>	<b>12,7</b>	<b>8,2</b>	<b>-4,5</b>
<i>Volumes (kt)</i>	208	185	-22,4	183	166	-17,3	190	156	-33,8
<i>Prix (€/t)</i>	60,3	59,3	-1,0	59,1	53,4	-5,7	66,6	52,5	-14,1
<b>TIC</b>	<b>6,3</b>	<b>5,6</b>	<b>-0,7</b>	<b>6,3</b>	<b>4,9</b>	<b>-1,4</b>	<b>5,7</b>	<b>4,3</b>	<b>-1,4</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>228,0</b>	<b>204,3</b>	<b>-23,7</b>	<b>158,8</b>	<b>177,5</b>	<b>+18,7</b>	<b>140,2</b>	<b>129,1</b>	<b>- 11,1</b>

#### 5.4.1.2. Teréga

Pour l'année 2025, Teréga estime dans son dossier tarifaire que le poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 9,5 M€, en hausse de +0,5 M€ par rapport au niveau prévisionnel retenu lors de la mise à jour tarifaire précédente. Cette hausse est principalement due à la demande de couverture de rachats de quotas de CO<sub>2</sub> à la suite d'un trop-perçu de quotas gratuits (voir partie 6.1.3) : +0,8 M€ par rapport à la trajectoire prévisionnelle. Par ailleurs, un transfert de charges de l'électricité vers le gaz, à la suite de l'indisponibilité sur plusieurs mois d'un électrocompresseur, s'est traduit par une baisse de charges de -0,4 M€. Cette augmentation de consommation de gaz s'est traduite par une augmentation des taxes associées (+0,2 M€).

Comme rappelé précédemment, la CRE décide de ne pas couvrir les charges liées aux quotas de CO<sub>2</sub> gratuits trop-perçus. Ainsi, la trajectoire estimée pour l'année 2025 est de 8,8 M€, en baisse de -0,2 M€ par rapport au niveau prévisionnel.

Pour l'année 2026, Teréga anticipe un niveau de charges liées aux dépenses d'énergie et de quotas de CO<sub>2</sub> de 10,0 M€, en baisse de -1,8 M€, par rapport au niveau retenu dans la trajectoire tarifaire ATRT8 de 11,8 M€.

<sup>16</sup> Compte Inter-Opérateurs.

Cette baisse de -0,8 M€ par rapport à la délibération ATRT8 est justifiée par Teréga par une baisse des charges de gaz (-0,7 M€), une diminution des charges d'électricité (-0,9 M€) et une diminution des charges de quotas de CO<sub>2</sub> et des taxes énergétiques (-0,2 M€) :

- une augmentation des volumes prévisionnels de gaz consommés par rapport aux hypothèses tarifaires (+7 %). Cela s'explique par le choix de Teréga de retenir la moyenne des consommations de gaz des années 2022 à 2025, en excluant l'année 2024. En effet, l'opérateur considère que l'année 2024 n'est pas représentative, car il s'agissait d'une année avec un hiver doux et une faible ventilation des stockages.

Concernant les hypothèses d'EBT et de pertes diffuses, Teréga prend comme hypothèses de volume la moyenne des années 2021-2023 ;

- l'augmentation de volume est largement compensée par une diminution marquée du prix du gaz prévisionnel par rapport aux hypothèses tarifaires (- 18 %) ;
- une diminution des volumes d'électricité prévisionnels par rapport aux hypothèses tarifaires (- 4 %). De la même façon que pour les volumes de gaz, Teréga retient comme hypothèses pour 2026, la moyenne des années 2022-2025, en excluant 2024. Teréga ajoute également à ce résultat une trajectoire de consommation d'électricité liée aux rebours de +0,6 GWh ;
- une diminution marquée du prix de l'électricité par rapport aux hypothèses tarifaires (-15 %) dans un contexte de baisse des tensions sur les marchés de l'électricité ;
- une diminution des charges de quotas de CO<sub>2</sub> liée à une augmentation des volumes de +5 %, largement compensée par une diminution du prix de -21 % ;
- une stabilité des taxes énergétiques en lien avec l'augmentation des hypothèses de volumes d'énergie.

La CRE considère que les hypothèses de prix de Teréga sont justifiées et les retient en conséquence dans la présente délibération.

Concernant les hypothèses de volumes, la CRE considère, comme lors de la dernière mise à jour tarifaire, qu'il n'y a pas de raison d'exclure l'année 2024. La CRE retient en conséquence pour les hypothèses de volumes consommés, la moyenne des quatre dernières années connues (*i.e.* 2022-2025), sauf pour l'EBT où la moyenne 2020-2024 est retenue. En effet, l'EBT est un poste présentant plus d'incertitudes, ce qui requiert de retenir une plage temporelle plus importante.



En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2025 suivante :

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » - Teréga	2024			2025			2026		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	<b>1,5</b>	<b>1</b>	<b>-0,5</b>	<b>4,1</b>	<b>4,1</b>	<b>0</b>	<b>5,2</b>	<b>4</b>	<b>-1,2</b>
Volumes (GWh)	56	39	-17	147	148	1	151	143	-8
Prix (€/MWh)	27	27	0	28	28	28	34	28	-6
<b>Electricité (M€)</b>	<b>4,5</b>	<b>3,9</b>	<b>-0,5</b>	<b>3,7</b>	<b>3,3</b>	<b>-0,4</b>	<b>5,2</b>	<b>3,7</b>	<b>-1,5</b>
Volumes (GWh)	21	20	-1	28	21	-7	33	28	-5
Prix (€/MWh)	215	193	-22	133	158	25	159	134	-24
<b>CO<sub>2</sub> (M€)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,1</b>	<b>1</b>	<b>0,8</b>	<b>-0,2</b>
Volumes (kt)	11	12	0	15	16	1	14	15	0
Prix (€/t)	62	60	-3	52	52	0	68	54	-14
<b>TIC<sup>17</sup></b>	<b>0,3</b>	<b>0,3</b>	<b>0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,6</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>-1</b>	<b>9</b>	<b>8,8</b>	<b>-0,2</b>	<b>11,8</b>	<b>8,9</b>	<b>-2,9</b>

#### 5.4.2. Poste « charges de consommables »

##### 5.4.2.1. NaTran

Pour 2026, NaTran prévoit des charges de consommables inférieures à celles prévues par la trajectoire tarifaire (4,0 M€ contre 6,8 M€ prévus dans le tarif ATRT8). NaTran explique cette évolution en raison de la baisse des flux en entrée PIR hors GNL. Le gaz non odorisé directement par NaTran est odorisé par les opérateurs de terminaux méthaniers. La CRE retient la demande de NaTran.

##### 5.4.2.2. Teréga

Pour 2026, Teréga prévoit des charges de consommables égales à celles du tarif. La CRE retient la demande de Teréga.

#### 5.4.3. Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2026

La délibération ATRT8 prévoit que les trajectoires de référence des postes de recettes d'acheminement couverts à 90 % 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 NaTran et SET pour Teréga ;

<sup>17</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation.

- les recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or lose it*) et UBI (*Use it and buy it*).

#### 5.4.3.1. NaTran

Dans sa demande, NaTran prévoit une baisse des recettes de souscriptions sur son réseau en 2026, avec notamment :

- une baisse de 17,1 M€ des recettes de souscriptions aux PITTM par rapport aux hypothèses de la délibération ATRT8 (baisse de la capacité d'entrée sur le réseau de transport, liée à la consommation locale à proximité des terminaux qui est limitante à Fos et Montoir et taux de souscription de 50 % au Havre) ;
- une baisse de 22,8 M€ des recettes de souscriptions aux PIR en entrée par rapport aux hypothèses de la délibération ATRT8 (baisse des prévisions de souscriptions à Dunkerque, en lien avec la baisse des consommations, de l'augmentation de la production de biométhane et d'une prévision de fort taux d'utilisation des terminaux à 75 %) ;
- une baisse de 8,9 M€ des recettes de souscriptions aux PIR en sortie par rapport au tarif (plus de souscriptions quotidiennes à Obergailbach, partiellement compensé par une hausse des souscriptions à Oltingue en 2025, projetée en 2026).

Les recettes de souscriptions du service Alizés et des transactions au PEG sont estimées stables et équivalentes à celles de 2025.

Après avoir soumis son dossier d'évolution tarifaire pour l'année 2026 à la CRE, NaTran a formulé deux demandes additionnelles concernant les souscriptions aux PITTM :

- NaTran considère que le PITTM du Havre ne sera plus souscrit, avec le départ prévu du terminal méthanier flottant de TELSIF. La CRE partage cette analyse et retient cet ajustement ;
- NaTran considère que les souscriptions au PITTM de Fos seront réduites à 200 GWh/j jusqu'au 31 août 2026 à la suite de l'accident de Saint-Rémy-de-Provence. La CRE ne retient pas cet ajustement. D'une part, NaTran n'a pas présenté de justificatifs démontrant que la totalité des capacités souscrites indisponibles au PITTM Fos ne sera pas facturée aux expéditeurs. D'autre part, les capacités manquantes à Fos pourraient être compensées, au moins partiellement, par de nouvelles souscriptions sur un autre point d'entrée.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle 2026 suivante :

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ <sub>courants</sub> – NaTran	Souscriptions 2025 (valorisées au tarif 2025)			Souscriptions 2026 (valorisées au tarif 2025)			Souscriptions 2026 (valorisées aux tarifs 2025 et 2026)
	Tarif.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.	Prév. CRE
PIR – entrées + sorties	287,3	259,4	-27,9	252,7	220,9	-31,8	222,2
PITTM	146,3	138,5	-7,8	147,9	122,9	-25	125,9
Revenus au PEG	18,2	19,9	+1,7	18,2	20,3	+2,1	20,3
Autres	1,3	1,8	+0,5	1,3	1,2	-0,1	1,2
<b>TOTAL Recettes couvertes à 90 % au CRCP</b>	<b>453,0</b>	<b>419,7</b>	<b>-33,3</b>	<b>420,1</b>	<b>365,3</b>	<b>-54,8</b>	<b>369,7</b>

#### 5.4.3.2. Teréga

Teréga n'a pas transmis d'hypothèses de souscriptions supplémentaires dans son dossier de demande tarifaire. Ainsi, leur prévision de recettes de souscriptions incitées est égale aux recettes garanties par leurs souscriptions de long terme, d'ores et déjà souscrites.

La CRE constate que l'absence d'hypothèses de souscriptions additionnelles se traduit par une exposition financière nulle de l'opérateur : toute souscription autre que celles déjà effectuées se traduit par un gain pour l'opérateur à hauteur de 10 % de la valeur de la souscription (poste couvert à 90 % au CRCP).

Cependant, la CRE constate également que les souscriptions au PIR Pirineos ont connu un succès limité ces dernières années. Les perspectives de souscriptions de capacités au PIR Pirineos semblent donc limitées.

En conséquence, la CRE décide de retenir la demande de l'opérateur et retient donc la trajectoire prévisionnelle 2026 suivante :

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ <sub>courants</sub> – Teréga	Souscriptions 2025 (valorisées au tarif 2025)			Souscriptions 2026 (valorisées au tarif 2025)			Souscriptions 2026 (valorisées aux tarifs 2025 et 2026)
	Tarif.	Estimé	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.	Prév. CRE
PIR – entrées	35,3	24,0	-11,3	36,5	11,8	-24,7	11,9
PIR – sorties	44,7	44,9	0,2	33,5	33,5	0,0	33,5
Revenus au PEG	2,3	2,6	0,3	2,3	2,6	0,3	2,6
SET et UIOLI	1,1	0,8	-0,2	1,1	0,9	-0,2	0,9
<b>TOTAL Recettes couvertes à 90 % au CRCP</b>	<b>83,3</b>	<b>72,3</b>	<b>-11,0</b>	<b>73,4</b>	<b>48,8</b>	<b>-24,6</b>	<b>48,9</b>

## 6. Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga applicable au 1<sup>er</sup> avril 2026

### 6.1. Règles tarifaires

#### 6.1.1. Définitions

**Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR)** : point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

**Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR)** : point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger.

**Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM)** : point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

**Point d'Interface Transport Stockage (PITS)** : point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un groupement de stockage.

**Point d'Interface Transport Production (PITP)** : point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et une installation de production de gaz encadrée par une concession minière.

**Point d'Interface Transport Distribution (PITD)** : point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution publique.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Consommation annuelle de référence (CAR)** : quantité de gaz estimée consommée sur une année, dans des conditions climatiques moyennes, pour un point de comptage et d'estimation (PCE).

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

**Client « à souscription »** : client relevant des options TF, T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution. Pour ces PDL, le fournisseur réserve librement la capacité souhaitée.

**Part Hiver (PH)** : le rapport entre la consommation du client des mois de novembre à mars inclus et sa consommation sur l'ensemble de l'année civile.

## **6.1.2. Souscriptions de capacités**

### **6.1.2.1. 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) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz dit « Code de réseau CAM ». Les détails des procédures d'enchères et des produits proposés sont publiés par NaTran 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 NaTran.

La contractualisation et la facturation pour le PIR de Pirineos sont réalisées par Teréga.

### **6.1.2.2. 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 NaTran.

### **6.1.2.3. 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.

### **6.1.2.4. 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 NaTran et au réseau belge) cette obligation porte sur la somme des capacités réservées sur le réseau de NaTran 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 NaTran 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 :
  - 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.

- 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.

#### **6.1.2.5. 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 normalisées 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.

#### **6.1.2.6. 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.

#### **6.1.3. Cession des capacités de transport sur les réseaux de NaTran 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.

## 6.2. Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de NaTran et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2026

### 6.2.1. Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d'acheminement et de livraison

#### 6.2.1.1. Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) avant le 1<sup>er</sup> octobre 2026

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	NaTran – Nord B	100,92	50 %
Virtualys (Taisnières H)	NaTran	129,75	50 %
Dunkerque (PIR)	NaTran	129,75	50 %
Obergailbach	NaTran	129,75	50 %
Oltingue	NaTran	129,75	50 %
Pirineos	Teréga	129,75	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	NaTran	51,82	Sans objet
Oltingue	NaTran	437,50	85 %
Obergailbach	NaTran	440,27	Sans objet
Pirineos	Teréga	576,24	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	NaTran	20 %
Virtualys (Taisnières H)	NaTran	20 %
Obergailbach	NaTran	20 %

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Alveringem)	NaTran	125 %

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

#### 6.2.1.2. Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR) à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2026

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	NaTran – Nord B	104,37	50 %
Virtualys (Taisnières H)	NaTran	134,17	50 %
Dunkerque (PIR)	NaTran	134,17	50 %
Obergailbach	NaTran	134,17	50 %
Oltingue	NaTran	134,17	50 %
Pirineos	Teréga	134,17	75 %

- Termes de capacité de sortie aux PIR (TCST)

Sortie à	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCST (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
Virtualys (Alveringem)	NaTran	53,58	
Oltingue	NaTran	452,42	85 %
Obergailbach	NaTran	455,28	Sans objet
Pirineos	Teréga	595,89	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	NaTran	20 %
Virtualys (Taisnières H)	NaTran	20 %
Obergailbach	NaTran	20 %

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
Virtualys (Alveringem)	NaTran	125 %

- Capacités restituables

Le prix d'une capacité annuelle restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

#### 6.2.1.3. Tarification des Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

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

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	NaTran	119,51
Montoir	NaTran	119,51
Fos	NaTran	119,51
Le Havre	NaTran	119,51

#### 6.2.1.4. 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	NaTran	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %
Nord-Est	NaTran	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %
Nord B	NaTran – Nord B	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %
Atlantique	NaTran	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %
Sud-Est	NaTran	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %
Sud-Ouest	Teréga	Ferme climatique	11,18	29,30	50 %

#### 6.2.1.5. 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>
NaTran	127,80	50 %
Teréga	127,80	50 %

#### 6.2.1.6. 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>
NaTran	99,12 x NTR	50 %
Teréga	104,14 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 NaTran et Teréga, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe 4 de la présente délibération.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, NaTran 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) <i>Annuel ferme</i>	TCL (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
NaTran	Consommateur final raccordé au réseau de transport	39,44	50 %
	PIRR	50,64	Sans objet
	PITD	58,23	Sans objet
Teréga	Consommateur final raccordé au réseau de transport	37,74	50 %
	PITD	68,19	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
NaTran	7 611,06
Teréga	4174,02

## 6.2.2. Terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale (TS)

### 6.2.2.1. 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 l'année N, et (ii) les prévisions de recettes perçues directement par l'opérateur au titre de l'année N. 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 2026 sont les suivants :

- i. pour le revenu autorisé, la CRE retient le montant fixé dans sa délibération n°2025-273 du 17 décembre 2025 ;
- ii. pour les recettes prévisionnelles directement perçues par les opérateurs de stockage, la CRE retient notamment :
  - a. les recettes perçues par les opérateurs de stockage au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2025-2026, au titre des 3 premiers mois de 2026 ;
  - b. les recettes perçues par les opérateurs au titre des capacités de stockage et des services additionnels pour 2026-2027, au titre des 9 derniers mois de 2026.

Le montant de la compensation est calculé annuellement. Il sera fixé par la CRE au terme de la campagne d'enchères, début mars 2026.

### 6.2.2.2. 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 :

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

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 :

$$CJN = A.zi.CAR$$

Où :

- 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 ;
  - 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>18</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 %).

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 2026 sera précisée dans une délibération ultérieure de la CRE, prévue début mars 2026.

### **6.2.2.3. 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 2026 en mars 2026 afin de prendre en compte les recettes de la campagne de commercialisation 2026-2027.

---

<sup>18</sup> Calcul des coefficients Zi.



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

#### 6.2.3.1. Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

Capacité	Coefficient (entre parenthèses : multiplicateur)
Trimestrielle	1/3 du terme annuel (x 1,33)
Mensuelle	1/8 du terme annuel (x 1,5)
Quotidienne	1/30 du terme mensuel = 1/240 du terme annuel (x 1,52)
Infra-journalière	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes

#### 6.2.3.2. Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

#### 6.2.3.3. 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

#### 6.2.3.4. 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 NaTran et de Teréga, des modalités particulières s'appliquent pour les demandes de souscription de capacités journalières de livraison émises avec un préavis court.

Pour NaTran, lorsque la demande de souscription parvient à NaTran avec un préavis :

- compris entre le préavis standard stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de NaTran 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.

Pour Teréga, 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.

#### **6.2.4. 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**

##### **6.2.4.1. Pour les points d'interface transport production**

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de NaTran 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 12,58 €/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.

##### **6.2.4.2. Pour les points d'injection de biométhane<sup>19</sup>**

Les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone applicables jusqu'au 30 juin 2026 sont fixés par la délibération ATRD7. À partir du 1<sup>er</sup> juillet 2026 jusqu'au 30 juin 2027, les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone seront fixés par la délibération portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2026.

#### **6.2.5. 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 €/an ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal à 0,01 €/MWh.

---

<sup>19</sup> Ou de gaz renouvelable et bas carbone, tel que défini dans la délibération ATRD7 de GRDF.

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.

#### **6.2.6. 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, NaTran évalue ce critère sur la base de l'historique des consommations de l'année précédente. Pour les sites nouvellement raccordés, ce critère est évalué à partir du volume modulé journalier sur les jours de fonctionnement déclarés par le site, puis sur la base d'un bilan trimestriel, avec rétroactivité sur la période passée dès lors que le critère est atteint.

L'opérateur du site pour lequel le service de flexibilité intrajournalière est souscrit déclare au GRT un profil horaire de consommation la veille pour le lendemain et le cas échéant, un nouveau profil en cours de journée en respectant les délais de prévenance publiés. Pour toute modification de la consommation horaire du site inférieure de  $\pm 10\%$  à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficie d'une tolérance lui permettant de ne pas notifier au GRT son nouveau profil horaire de consommation.

Le Terme de Capacité de Livraison pour le point de livraison concerné n'est pas facturé<sup>20</sup>.

#### **6.2.7. Conversion de qualité du gaz**

##### **6.2.7.1. 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 30,43 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,81 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,25 €/MWh/jour par jour ;
- pour l'offre quotidienne interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,22 €/MWh/jour par jour.

##### **6.2.7.2. 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.

---

<sup>20</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.

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

### 6.2.7.3. Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B

NaTran 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.

### 6.2.8. Service d'équilibrage fondé sur le stock en conduite

NaTran 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>21</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.

### 6.2.9. Pénalités pour dépassement de capacité

#### 6.2.9.1. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

- Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

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

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

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

<sup>21</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 1er octobre 2015 et la délibération de la CRE du 15 septembre 2016 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel au 1er octobre 2016

- 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.

#### **6.2.9.2. 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 NaTran si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

#### **6.2.10. Redevance versée à NaTran par Fluxys au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge**

L'open season menée par NaTran 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 NaTran faisant l'objet d'une prestation de service de NaTran à Fluxys.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011<sup>22</sup>, la CRE a indiqué qu'au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, le tarif facturé par NaTran à Fluxys pour le transport du terminal vers la Belgique serait de 45 €/MWh/j/an. La CRE a prévu que ce montant serait réévalué en fonction du niveau réel des investissements.

Conformément à la délibération susmentionnée, la CRE a calculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison du projet. Le prix de la prestation s'élève à 53,49 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> avril 2026.

---

<sup>22</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 NaTran et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne](#)

## **Décision de la CRE**

La présente délibération a pour objet de faire évoluer le tarif ATRT8 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026 selon les modalités prévues dans la délibération n°2024-22 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (« délibération ATRT8 ») et de prendre en compte les charges additionnelles liées à la mise en œuvre du règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942 (« Règlement méthane »).

### **Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2026**

En application des dispositions de la délibération ATRT8, le tarif ATRT8 évolue au 1<sup>er</sup> avril 2026.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026 des grilles tarifaires s'appliquant aux réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga en partie 5.3.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2 de la délibération de la CRE du 30 janvier 2024 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1<sup>er</sup> avril 2026 sont les suivantes :

- une augmentation du tarif de +3,41 % sur les termes tarifaires du réseau principal ;
- une augmentation du tarif de +3,41 % sur les termes tarifaires du réseau régional de NaTran ;
- une augmentation du tarif de +3,41 % sur les termes tarifaires du réseau régional de Teréga.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2026 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe 5.

### **Intégration des charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement méthane**

La délibération ATRT8 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges supplémentaires induites par le Règlement méthane.

La présente délibération inclut la prise en compte des charges additionnelles des opérateurs liées à la mise en œuvre du Règlement méthane et décrite dans la partie 3 de la présente délibération.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 27 janvier 2026.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site de la CRE. Elle sera transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

**Délibéré à Paris, le 28 janvier 2026.**

**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 2026

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 6.2 de la présente délibération.

### Accès au Point Notionnel d'Echange de Gaz (PEG)

Terme fixe annuel : **6 000 €/an**

Terme variable : **0,01 €/MWh échangé**

### Principaux termes applicables au réseau Principal

Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 <sup>er</sup> octobre 2026)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
NaTran - Taisnières B	<b>104,37</b>	50 %
NaTran – Virtualys (Taisnières H)	<b>134,17</b>	50 %
NaTran – Dunkerque	<b>134,17</b>	50 %
NaTran – Obergailbach	<b>134,17</b>	50 %
NaTran – Oltingue	<b>134,17</b>	50 %
Teréga – Pirineos	<b>134,17</b>	75 %

Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR) (au 1 <sup>er</sup> octobre 2026)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
NaTran – Virtualys (Alveringem)	<b>53,58</b>	
NaTran – Oltingue	<b>452,42</b>	85 %
NaTran – Obergailbach	<b>455,28</b>	
Teréga – Pirineos	<b>595,89</b>	85 %

Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	
NaTran - Dunkerque GNL	<b>119,51</b>	
NaTran - Montoir	<b>119,51</b>	
NaTran - Fos	<b>119,51</b>	
NaTran – Le Havre	<b>119,51</b>	



Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Entrée	Sortie	
	Ferme	Interruptible	
NaTran - Nord-Ouest, Nord B, Sud-Est, Nord-Est, Nord B, Atlantique	11,18	29,30	50 %
Teréga – Sud-Ouest	11,18	29,30	50 %

Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
NaTran	127,80	50 %
Teréga	127,80	50 %

**Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux**

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
NaTran	99,12 x NTR	50 %
Teréga	104,14 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
NaTran - Consommateur final raccordé au réseau de transport	39,44	50 %
NaTran - PIRR	50,64	
NaTran - PITD	58,23	
Teréga - Consommateur final raccordé au réseau de transport	37,74	50 %
Teréga- PITD	68,19	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
NaTran	7 611,06
Teréga	4 174,02

## Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » de la présente décision tarifaire, un mécanisme de suivi de la qualité de service est mis en place pour les deux GRT sur les domaines clés de leur activité. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet.

Certains indicateurs particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs suivants font l'objet d'une incitation financière :

- qualité des volumes mesurés aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des volumes journaliers télérelevés aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des volumes intrajournaliers télérelevée 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 ;
- 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 ;
- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations ;
- délai d'installation et de mise en service d'un rebours ;
- respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone ;
- volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrtés.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATRT8. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

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

**1. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à une incitation financière**

**a. Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires**

Calcul :	<b>Nombre de jours non conformes<sup>(1)</sup> par périmètre et par mois</b> une valeur suivie par périmètre, soit une valeur suivie par NaTran et une valeur suivie par Teréga
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- tous GRD confondus</li> <li>- par périmètre</li> </ul>
Suivi :	<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>
Objectif :	<b>NaTran :</b> <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>Teréga :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- objectif de base : 1 jour non conforme par mois</li> </ul>
Incitations :	<b>NaTran :</b> <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 NaTran, est limité à +/- 600 k€ par an.</li> </ul> <b>Teréga :</b> <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>
Date de mise en œuvre	<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**

Calcul :	<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> (trois valeurs suivies pour chacun des GRT)
----------	---

Périmètre :	<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>
Suivi :	<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>
Incitations :	<p><b>NaTran :</b></p> <p>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 NaTran, est limité à 300 k€ pour les bonus et 600 k€ par an pour les malus.</li> </ul> <p><b>Teréga :</b></p> <p>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</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2015</li> </ul>

(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 télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée**

Calcul :	<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>(trois valeurs suivies par NaTran et Teréga par heure)</p>
Périmètre :	<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 télérelevés confondus</li> <li>- arrondi au pourcent</li> </ul>
Suivi :	<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>

Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne horaire mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>NaTran :</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 NaTran, 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>
Date de mise en œuvre	- 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**

Calcul :	<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 3 valeurs suivies par NaTran et 3 valeurs suivies par Teréga)</p>
Périmètre :	<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>
Suivi :	<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>

Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>NaTran :</b></p> <p>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 NaTran, est limité à plus ou moins 600 k€ au total par an.</li> </ul> <p><b>Teréga:</b></p> <p>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>
Date de mise en œuvre :	<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 raccordés au réseau du GRT.

## 2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

### a. Fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique

L'indicateur de stock en conduite projeté est une estimation, faite par les GRT, du niveau de gaz dans chaque périmètre à la fin de la journée gazière en cours (5h00). Cet indicateur renseigne sur la tension du réseau, au même titre que l'indicateur de déséquilibre. La différence entre ces deux indicateurs réside dans la vision du système qu'ils donnent : alors que le premier offre une vision prévisionnelle du système pour la journée en cours, le second propose une vision statique, à un moment donné.

L'indicateur de stock en conduite projeté conditionne les interventions des GRT sur les marchés et informe les expéditeurs de la disponibilité des services de flexibilité basée sur le stock en conduite.

Calcul :	<p>Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit non conforme si au moins une des composantes qui ont été utilisées pour le calculer est non-conforme<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> <p>Ce seuil de tolérance est dimensionné pour isoler les variations qui ne peuvent être la cause d'une reprogrammation des clients et/ou d'une re-prévision de consommation.</p>
Périmètre :	- Une valeur par mois et par périmètre (une valeur pour Teréga et une valeur pour NaTran)
Suivi :	<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>
Date de mise en œuvre :	- 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.

#### 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 disposition en fin d'année</b> (une valeur par type de points <sup>(1)</sup> raccordés au réseau de chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2020

(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 :

Capacité ferme disponible  $PI_i$  = Capacité ferme souscrite  $PI_i \times (1 - \text{Taux de réduction ferme superpoint})$

où  $PI_i$  est un point restreint du superpoint.

**c. Suivi de la mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs sur les sites internet des GRT**

Les informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité	Date de mise en œuvre
Publication des bordereaux de réalisation	Une fois par jour à 13h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 13h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 13h	1 <sup>er</sup> avril 2020
Publication des avis de programmation	Une fois par jour à 16h	1 fois par jour (publication ou non de l'information à 16h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant 16h	
Publication des avis de réalisation intrajournaliers	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15	
Prix de règlement des déséquilibres	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure <sup>(1)</sup>	Valeur suivie : moyenne mensuelle des taux de disponibilité globaux pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)	
Ventes de capacités court terme	Une fois par jour	1 fois par jour (publication ou non de l'information à H-20 pour mise en vente à H)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H-20	
Appels aux spreads localisés	Une fois par jour	1 fois par jour à J+1	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Spreads localisés » de NaTran et de celle de Teréga (Tetra) à J+1	



Information vigilance sur l'état du réseau	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	Une fois par heure (publication ou non de l'information à H+1:15)	Valeur suivie : taux de disponibilité de la page « Info vigilance » de NaTran 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	<b>Données annoncées comme back-up par les GRT (en GWh) / Données de <i>back-up</i> réellement transmises par les GRT (en GWh)</b>  (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	<b>Nombre de réclamations par an</b>	Annuelle	1 <sup>er</sup> avril 2020
Délai de traitement des réclamations	<b>Délai moyen de traitement (en jours) des réclamations selon le niveau de complexité :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• simple</li> <li>• complexe</li> <li>• études</li> </ul>		1 <sup>er</sup> avril 2020

**f. Indicateurs relatifs à l'environnement**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Émissions de gaz à effet de serre	<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

**g. Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane**

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane	<b>Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées au GRT dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane</b> (une valeur suivie par GRT)	Mensuel	1 <sup>er</sup> avril 2024
Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane	<b>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M</b> (une valeur suivie par GRT)	Mensuel	1 <sup>er</sup> avril 2024
Délai de mise en service d'un rebours	<b>Délai moyen de réalisation entre l'approbation pour réalisation de la CRE et mise en service du rebours</b> (une valeur suivie par GRT)	Annuel	1 <sup>er</sup> avril 2024
Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone	<b>Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalon D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalon D8). La date faisant foi pour le jalon D8 et la date de signature du procès-verbal (PV) de la mise en service par l'opérateur</b>	Annuel	1 <sup>er</sup> avril 2024

	(une valeur suivie par GRT)		
Volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés	<b>Volume de gaz renouvelables et bas carbone écrêté, par région / Capacité max mensuelle des projets en injection, par région</b> (une valeur par région suivie par GRT)	Annuel	1 <sup>er</sup> avril 2024

## Annexe 3 : Evolution des souscriptions de capacité fermes sur la période ATRT8

Les prévisions d'évolution<sup>23</sup> des capacités fermes souscrites aux points d'entrée du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2024	2025	2026	2027
PITTM Montoir	368	372	365	382
PITTM Fos	405	394	385	405
PITTM Dunkerque	360	362	313	366
PITTM Le Havre	71	71	0	110
PIR Taisnières B	[SDA]	[SDA]	[SDA]	[SDA]
PIR Taisnières H (Virtualys)	234	233	195	93
PIR Dunkerque	491	453	412	520
PIR Obergailbach	299	299	236	40
PIR Pirineos	218	185	91	240
PITS Atlantique	502	665	630	612
PITS Nord-Ouest	278	272	273	519
PITS Nord-Est	151	189	179	176
PITS Nord-B	121	115	90	0
PITS Sud-Est	643	663	642	639
PITS Sud-Ouest	575	582	556	556

<sup>23</sup> Pour 2024 il s'agit des données réalisées, pour 2025 il s'agit des données estimées, pour 2026 il s'agit de données prévisionnelles pour les PIR et les PITTM et des données tarifaires pour les PITS, et pour 2027 il s'agit des données tarifaires.

Les prévisions d'évolution<sup>24</sup> des capacités fermes souscrites aux points de sortie du réseau principal sont présentées ci-dessous :

Evolution des capacités souscrites annuelles fermes (GWh/j)	2024	2025	2026	2027
PIR Alveringem (Virtualys)	65	25	21	19
PIR Oltingue	243	248	220	136
PIR Obergailbach	190	144	61	30
PIR Pirineos	83	78	58	0
PITS Atlantique	298	372	340	283
PITS Nord-Ouest	160	156	159	283
PITS Nord-Est	100	125	125	125
PITS Nord-B	75	57	118	0
PITS Sud-Est	92	95	116	115
PITS Sud-Ouest	311	313	301	301
Sortie vers le réseau régional de NaTran	3 725	3 578	3 493	3 377
Sortie vers le réseau régional de Teréga	309	293	290	282

<sup>24</sup> Pour 2024 il s'agit des données réalisées, pour 2025 il s'agit de données estimées, pour 2026 il s'agit de données prévisionnelles pour les PIR et des données tarifaires pour les PITS et la sortie vers le réseau régional, et pour 2027 il s'agit des données tarifaires.

## **Annexe 4 : Liste des NTR par site**

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

## Annexe 5 : Références pour la mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga

### i. Charges de capital

Pour les années 2024 à 2027, 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>	2024	2025	2026	2027
NaTran	1 074,3	1 080,4	1 067,4	1 064,5
Teréga	184,6	186,1	187,9	194,2

### ii. Charges nettes d'exploitation

Pour les années 2024 à 2027, les charges nettes d'exploitation de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
NaTran	1 024,9	930,8	892,9	864,2
Teréga	76,6	77,6	79,3	80,5

Pour les années 2025 à 2027, 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 2022 et l'année N ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année N	4,80%	7,42%	9,57%	11,76%	13,77%

- multipliée, pour les années 2025, 2026 et 2027, par l'inflation réalisée entre l'année 2022 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 2022 ;
- 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.

### iii. Flux interopérateurs

- 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 ATRT8, un coefficient  $k_{national}$  est calculé pour fixer l'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal (voir 2.3.4 de la Délibération ATRT8). Il induit un écart opposé de recettes entre NaTran et Teréga. Cet écart est reversé entre les GRT.

• **Reversement inter-GRT résultant de la péréquation des termes tarifaires du réseau principal**

Dans le cadre du tarif ATRT8, un reversement de NaTran à Teréga permet à chacun des deux opérateurs de couvrir leurs charges respectives associées au réseau principal, tout en assurant la péréquation des termes tarifaires du réseau principal. Le montant reversé par NaTran à Teréga est le suivant :

Reversement annuel, en M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
Reversement de NaTran à Teréga	0	0	8,0	32,1

**iv. 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 3,8 % est nulle sur la période du tarif ATRT8, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ <sub>courants</sub>	2024	2025	2026	2027
NaTran	-107,0	71,8	63,3	-21,5
Teréga	4,4	8,3	2,0	-18,0

**v. 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.

NaTran, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2024	2025	2026	2027
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	1 540,8	1 599,1	1 572,3	1 546,9
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	459,6	434,1	365,3
	90 %	427,9	402,7	369,7	Mis à jour annuelle ment
Excédents de recettes d'enchères de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100 %	5,5	5,4	5,2	5,1
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	954,4	956,1	941,6	942,8
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	119,9	124,3	125,9	121,7
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO <sub>2</sub>	100 %	-	165,1	140,2	118,2
	90 % <sup>25</sup>	203,1	158,8	129,1	Mis à jour

<sup>25</sup> 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.



					annuelle ment
Charges de consommables	100 %	-	6,8	6,9	7,1
	80 %	6,7	6,3	4,0	Mis à jour annuelle ment
Ecart de charges d'ANE liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE	100 % de l'effet prix	30,4	27,4	29,1	26,9
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de raccordement des unités de biométhane	100 %	12,7	13,5	14,3	15,2
Produits de raccordement des unités des stations de GNV	100 %	0,9	0,9	1,0	1,0
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	23,1	31,0	26,5	31,4
Charges au titre de la prestation de conversion H-B	100 %	151,6	76,0	51,9	43,2
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100 %	7,9	7,1	6,2	5,4
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges relatives au contrat entre NaTran et Teréga	100 %	38,7	39,6	40,4	41,1
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	14,4	14,2	13,5	13,2
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%	1,1	1,4	2,3	3,4
Flux interopérateurs entre NaTran et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	0,7	0,0	Mis à jour annuelle ment
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

Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	31,4	31,6	30,9	30,9
Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane	0 % (charges versées forfaitairement au CRCP)	0,5	4,9	14,5	15,7

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, 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 2022 et l'année *N* ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,80%	7,42%	9,57%	11,76%	13,77%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 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 2022.

Teréga, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2024	2025	2026	2027
Revenus acheminement « 100 % CRCP »	100 %	185,1	186,9	184,9	183,3
Revenus acheminement « Amont »	100 %	-	84,3	75,5	40,5
	90 %	79,7	77,4	48,9	Mis à jour annuel ment
Excédents de recettes d'enchères de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes des pénalités perçues au titre des dépassements de capacité	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	164,5	168,2	170,2	176,9

Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	20,1	18,0	17,6	17,3
Ecarts avec la trajectoire de référence de l'expérimentation « TOTEX »	50 %	24,6	24,5	24,6	24,5
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO <sub>2</sub>	100 %	-	10,4	11,8	11,4
	90 % <sup>26</sup>	9,7	9,0	8,9	Mis à jour annuel ment
Charges de consommables	100 %	-	0,2	0,2	0,2
	80 %	0,2	0,2	0,2	Mis à jour annuel ment
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits de raccordement des unités de biométhane	100 %	1,0	1,0	1,0	1,0
Produits de raccordement des unités des stations de GNV	100 %	0,0	0,1	0,0	0,1
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire (hors participation des tiers aux raccordements)	100 %	0,1	0,1	0,1	0,1
Charges et recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions	100 %	1,1	1,0	0,9	0,7
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
Produits relatifs au contrat entre NaTran et Teréga	100 %	38,7	39,6	40,4	41,1
Charges et produits associés aux contrats avec les autres opérateurs régulés (notamment les opérateurs de stockage)	100 %	5,6	5,5	5,7	5,8
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 interopérateurs entre NaTran et Teréga lié à l'évolution du facteur $k_{national}$	100 %	-	-0,7	0,0	Mis à jour annuel ment

<sup>26</sup> 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 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
Plus-value de cession d'actifs (immobilier ou terrains)	80 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	2,7	2,8	2,2	2,3
Charges nettes d'exploitation liées à la mise en œuvre du Règlement méthane	0 % (charges versées forfaitairement au CRCP)	0,0	2,5	2,7	2,6

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2024 à 2027, 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 2022 et l'année *N* ;

	2023	2024	2025	2026	2027
Inflation prévisionnelle entre l'année 2022 et l'année <i>N</i>	4,80 %	7,42 %	9,57 %	11,76 %	13,77 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2022 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 2022.

#### vi. Evolution du terme tarifaire stockage

L'évolution du terme tarifaire stockage se fait selon les modalités prévues dans le tarif ATRT8 en fonction des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane, et des recettes d'enchères prévisionnelles.