



## DELIBERATION N° 2017-278

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2017 portant projet de décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2018

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT6 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017 pour une période 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 2018, selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 15 décembre 2016<sup>1</sup>.

La présente délibération a pour objet l'évolution du tarif ATRT6 à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018.

La CRE a consulté les parties intéressées du 19 octobre au 10 novembre 2017, concernant la demande d'évolution tarifaire soumise par GRTgaz et TIGF et les analyses préliminaires de la CRE sur cette demande, ainsi que les différentes évolutions de structure ou de cadre tarifaire envisagées. Les GRT ont été auditionnés le 7 décembre 2017.

### ***Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont les suivantes :***

#### **Evolution du niveau tarifaire moyen**

La hausse moyenne du tarif de GRTgaz au 1<sup>er</sup> avril 2018 est de +3,0 %, à comparer avec une évolution moyenne envisagée de +2,8 % dans la trajectoire ATRT6. Cette évolution s'explique, d'une part, par la baisse des souscriptions de capacités et, d'autre part, par une augmentation du revenu autorisé (liée notamment à l'évolution des charges d'énergie, au développement du projet GRTgaz 2020 et aux coûts de levée des congestions). Ces évolutions se traduiront, en application des principes prévus par la délibération du 15 décembre 2016, par une hausse des termes du réseau principal de l'inflation, soit +1,0 %, et des termes du réseau régional de +4,8 %. Ces évolutions sont à comparer aux hausses envisagées de +1,0 % pour les termes du réseau principal et +4,5 % pour les termes du réseau régional dans la trajectoire tarifaire.

La hausse moyenne du tarif de TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2018 est de +4,6 %, à comparer avec une évolution moyenne envisagée de +4,6 % dans la trajectoire ATRT6. Cette évolution s'explique, d'une part, par une augmentation du revenu autorisé (en particulier les charges d'énergie et les coûts de levée des congestions) et, d'autre part, par une stagnation des souscriptions de capacités. Ces évolutions se traduiront, en application des principes prévus par la délibération du 15 décembre 2016, par une hausse des termes du réseau principal de l'inflation, soit +1,0 %, et des termes du réseau régional de +5,5 %. Ces évolutions sont à comparer aux hausses envisagées de +1,0 % pour les termes du réseau principal et +5,4 % pour les termes du réseau régional dans la trajectoire tarifaire.

#### **Conséquences de la création de la place de marché unique prévue au 1<sup>er</sup> novembre 2018**

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF

La délibération du 15 décembre 2016 a fixé plusieurs principes d'évolution tarifaires prenant effet à la date de création de la place de marché unique, prévue le 1<sup>er</sup> novembre 2018 :

- à cette date, le terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sera supprimé, dans les sens Nord vers Sud (208,04 €/MWh/j/an) et Sud vers Nord (50 €/MWh/j/an) ;
- le terme de liaison Nord-Sud sera partiellement reporté sur le terme de sortie au PIR Pirineos (soit +117,9 €/MWh/j/an).

La présente délibération prévoit par ailleurs l'alignement des termes tarifaires aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique au moment de la création de la place de marché unique sur ceux des autres PITS. En revanche, dans un souci de lisibilité de l'offre des GRT, les deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique resteront commercialement distincts jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2019.

Enfin, la création de la place de marché unique supprimera la liaison Nord-Sud, source de la majorité des excédents d'enchères. Dans ce contexte, la CRE simplifie le système de redistribution prévisionnel au 1<sup>er</sup> novembre 2018 pour le remplacer par un reversement annuel *a posteriori*.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil Supérieur de l'Energie.

# SOMMAIRE

<b>1. METHODE .....</b>	<b>6</b>
1.1 RAPPEL DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS LE TARIF ATRT6 .....	6
1.2 EVOLUTIONS DU CADRE TARIFAIRE : COUVERTURE DES COUTS DE LEVEE DES CONGESTIONS .....	7
1.3 EVOLUTIONS DE LA STRUCTURE TARIFAIRE.....	7
1.3.1 Conséquences de la création de la zone de marché unique en France prévue au 1 <sup>er</sup> novembre 2018 ....	7
1.3.1.1 Rappel des dispositions prévues par la délibération du 15 décembre 2016.....	7
1.3.1.2 Traitement des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique à compter de la création de la zone de marché unique.....	7
1.3.1.3 Evolution du niveau des termes aux PITS liée à la perte d’attractivité pour les stockages du sud de la France l’année de création de la zone de marché unique .....	8
1.3.1.4 Synthèse des évolutions tarifaires prévues au 1 <sup>er</sup> avril et au moment de la création de la place de marché unique sur le réseau principal .....	9
1.3.2 Mise en place du PIV France Belgique .....	9
1.3.3 Création du terme d’entrée au PIR Oltingue .....	10
1.3.4 Evolution de l’offre aux PITTM.....	10
1.3.5 Evolution du prix de la redevance versée par Fluxys à GRTgaz au titre de l’acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu’à la frontière belge.....	11
1.3.6 Evolution de la méthode de redistribution des excédents d’enchères .....	11
1.4 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	11
1.4.1 Rappel du dispositif en vigueur .....	11
1.4.2 Demande de TIGF .....	12
<b>2. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D’EVOLUTION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF AU 1ER AVRIL 2018 .....</b>	<b>13</b>
2.1 REVENU AUTORISE 2018 DES GRT.....	13
2.1.1 Charges de capital .....	13
2.1.2 Charges nettes d’exploitation (hors énergie) .....	13
2.1.3 Poste « Energies et quotas de CO <sub>2</sub> » .....	13
2.1.4 Calcul du CRCP .....	16
2.1.5 Annuité de reversement inter-opérateur .....	18
2.1.6 Demandes de couverture additionnelles .....	18
2.1.7 Par ailleurs, la CRE rappelle que le cadre de régulation du tarif ATRT6 ne prévoit pas de couverture au CRCP pour cette catégorie de recettes d’exploitation dont la trajectoire est fixée pour la période 2017-2020. Cela ne remet pas en cause la position favorable de la CRE au verdissement du gaz. Revenu autorisé 2018 .....	20
2.2 HYPOTHESES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES POUR L’ANNEE 2018.....	21
2.2.1 GRTgaz .....	21
2.2.2 TIGF.....	22
2.2.3 Total France (réseau principal) .....	23
2.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2018 .....	23
2.3.1 GRTgaz .....	23
2.3.2 TIGF.....	23
<b>3. TARIF D’UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2018.....</b>	<b>24</b>
3.1 REGLES TARIFAIRES .....	24

3.1.1 Définitions .....	24
3.1.2 Souscription de capacités .....	25
• Souscription de capacités aux PIR aux enchères .....	25
• Souscription de capacités aux PIR Dunkerque et Jura.....	25
• Souscription de capacités aux PITS.....	26
• Souscription de capacités aux PITTM.....	26
• Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional .....	26
• Souscription de capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz.....	26
3.1.3 Redistribution des excédents des recettes d’enchères de capacité.....	27
3.1.3.1 Excédents de recettes d’enchères.....	27
3.1.3.2 Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1 <sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018	27
27	
3.1.3.3 Solde du système actuel .....	27
3.1.3.4 Redistribution pour la période du 1 <sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019 .....	29
3.1.4 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF .....	29
3.2 GRILLE TARIFAIRE D’UTILISATION DES RESEaux DE GRTGAZ ET DE TIGF AU 1ER AVRIL 2017 .....	30
3.2.1 Revenus autorisés à percevoir par le tarif de transport.....	30
• Revenu autorisé 2018 de GRTgaz.....	30
3.2.2 Tarifs applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalières d’acheminement et de livraison .....	30
3.2.2.1 Tarification des Points d’Interconnexion des Réseaux (PIR) .....	30
3.2.2.2 Tarification des Points d’Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM).....	32
3.2.2.3 Tarification de la liaison entre les zones d’équilibrage Nord et Sud de GRTgaz.....	32
3.2.2.4 Tarification des Points d’Interface Transport Stockage (PITS) .....	32
3.2.2.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison .....	33
3.2.2.6 Tarification de l’acheminement sur le réseau régional .....	33
3.2.3 Multiplicateurs tarifaires pour les souscriptions de capacité d’acheminement et de livraison d’une durée inférieure à l’année.....	35
3.2.3.1 Aux points d’Interconnexion des Réseaux (PIR).....	35
3.2.3.2 Aux Points d’Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM).....	35
3.2.3.3 A la liaison entre les zones d’équilibrage Nord et Sud de GRTgaz .....	35
3.2.3.4 Aux Points d’Interface Transport Stockage (PITS).....	36
3.2.3.5 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison.....	36
3.2.4 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 .....	36
3.2.5 Tarification des points notionnels d’échange de gaz .....	36
3.2.6 Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés .....	37
3.2.7 Offres d’acheminement interruptibles à préavis court.....	37
3.2.7.1 Offre d’acheminement interruptible à préavis court de GRTgaz.....	37
3.2.7.2 Offre transitoire d’acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud .....	38
3.2.8 Terme de proximité.....	38
3.2.9 Conversion de qualité du gaz.....	39
3.2.9.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B .....	39
3.2.9.2 Service de conversion de gaz B en gaz H.....	39

3.2.9.3 Tarif de conversion contractuelle a posteriori B vers H .....	39
3.2.9.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B : .....	40
3.2.10 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite .....	40
3.2.11 Pénalités pour dépassement de capacité .....	40
3.2.11.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière .....	40
• Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière.....	40
• Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière.....	40
• Pénalités pour dépassement de capacité horaire .....	41
• Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité .....	41
3.3 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DES GRT A COMPTE DU 1 <sup>ER</sup> AVRIL 2018.....	41
<b>3.3.1</b> Mise à jour des charges de capital normatives .....	41
<b>3.3.2</b> Mise à jour des charges d'exploitation nettes .....	42
<b>3.3.3</b> Prise en compte du solde du CRCP .....	42
<b>3.3.4</b> Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités.....	42
<b>4. DECISION.....</b>	<b>44</b>
<b>ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2018.....</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE 1BIS : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE A LA DATE DE LA CREATION DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE (PREVUE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2018) .....</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT .....</b>	<b>49</b>
<b>ANNEXE 3 : LISTES DES NTR PAR SITE.....</b>	<b>59</b>
<b>ANNEXE 4 : DONNEES PUBLIEES PAR LES GRT.....</b>	<b>59</b>

## **1. METHODE**

### **1.1 Rappel des principes généraux en vigueur dans le tarif ATRT6**

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

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

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), GRTgaz et TIGF, dit « tarif ATRT6 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017 pour une période d'environ quatre ans.

La délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF fixe pour cette période un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire normative des charges de capital ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs ;
- les principes d'évolution des différents termes tarifaires du réseau de transport à l'occasion des mises à jour tarifaires ;
- les principales conséquences tarifaires de la création de la zone de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 comprend des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

- une régulation incitative des dépenses d'investissements :
  - introduction d'une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors réseaux » ;
  - renforcement de l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets de développement du réseau de transport avec la fixation d'un budget-cible pour les projets de plus de 20 M€ ;
  - modification du régime d'incitation au développement d'interconnexions fondé sur un bonus/malus financier qui sera versé à la date de mise en service effective des infrastructures ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des GRT évoluent chaque année à partir du niveau retenu pour 2017, selon un indice égal à la somme de l'inflation et d'un coefficient d'évolution annuelle qui intègre un objectif d'efficacité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période ATRT5. Les gains ou les pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont conservés par chaque GRT ;
- une régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) : les montants alloués à la R&D et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge ;
- 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.

Le tarif ATRT6 prévoit une mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 15 décembre 2016 :

- la prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
  - la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE ;
  - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année de l'inflation et d'un coefficient d'évolution annuelle ;

- la mise à jour du poste spécifique « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » ;
- l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs ;
- le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, correspondant à l'écart annuel entre la trajectoire des recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel du GRT ;
- l'apurement d'un quart du solde global du CRCP calculé au 31 décembre de l'année N-1 ;
- la mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- les évolutions de la structure tarifaire liées à la création le 1<sup>er</sup> novembre 2018 de la place de marché unique en France, avec un mouvement tarifaire spécifique intervenant à cette date ;
- les autres évolutions éventuelles de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'évolution de l'offre des GRT.

## **1.2 Evolutions du cadre tarifaire : couverture des coûts de levée des congestions**

Le tarif ATRT6 prévoit que « dans le cas où, sur la base du (des) mécanisme(s) ayant fait l'objet d'une consultation du marché et approuvé(s) par la CRE, les GRT devraient conclure des contrats avec des contreparties pour assurer la résorption de congestions résiduelles consécutives à la création de la place de marché unique, les charges et recettes additionnelles correspondantes seront prises en compte lors de l'évolution annuelle du tarif. »

Comme décidé dans la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018, « les coûts induits par la gestion des congestions seront intégrés au tarif de transport, sous la forme d'une trajectoire annuelle. Les écarts à la trajectoire seront intégrés au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux » seront traités de la même manière. »

Les coûts supportés par les GRT seront ainsi intégrés au tarif, sous la forme d'une trajectoire annuelle définie en tenant compte de l'évaluation du coût des mécanismes et des estimations de leur fréquence d'occurrence et en se fondant sur le retour d'expérience des années réalisées. Ils seront mis à jour à l'occasion de chaque évolution annuelle du tarif ATRT6, sur la base des meilleures estimations des GRT. Les écarts à la trajectoire seront intégrés à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), afin de lisser la charge en cas de variation forte des coûts d'une année sur l'autre.

## **1.3 Evolutions de la structure tarifaire**

### **1.3.1 Conséquences de la création de la zone de marché unique en France prévue au 1<sup>er</sup> novembre 2018**

#### **1.3.1.1 Rappel des dispositions prévues par la délibération du 15 décembre 2016**

La délibération du 15 décembre 2016 a entériné plusieurs principes d'évolution tarifaire prenant effet à la date de création de la zone de marché unique, prévue le 1<sup>er</sup> novembre 2018 :

- à cette date, le terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sera supprimé, dans les sens Nord vers Sud (208,04 €/MWh/j/an) et Sud vers Nord (50 €/MWh/j/an) ;
- le terme de liaison Nord-Sud sera partiellement reporté sur le terme de sortie au PIR Pirineos (soit +117,9 €/MWh/j/an), afin d'aligner les coûts des deux routes de transit France-Espagne et France-Italie au moment de la création de la zone de marché unique.

Les paragraphes suivants apportent des précisions sur le traitement des PITS Nord et Sud Atlantique et des PITS du sud de la France au moment de la création de la zone de marché unique.

#### **1.3.1.2 Traitement des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique à compter de la création de la zone de marché unique**

Les PITS (points d'interface transport stockage) Nord-Atlantique et Sud-Atlantique de GRTgaz sont situés de part et d'autre de la liaison Nord-Sud. Le PITS Nord-Atlantique est actuellement rattaché à la zone de marché PEG Nord, tandis que le PITS Sud-Atlantique est rattaché à la TRS (Trading Region South), alors qu'ils sont tous deux localisés physiquement au même endroit.

Cette distinction avait été introduite en raison de l'existence de plusieurs zones d'équilibrage en France. A compter de la création de la zone unique, cette distinction n'aura plus lieu d'être.

La création de la zone unique interviendra néanmoins au 1<sup>er</sup> novembre 2018, c'est-à-dire au milieu de l'année de stockage 2018-2019. Pour assurer davantage de lisibilité aux utilisateurs des stockages, GRTgaz propose de conserver la distinction Nord-Atlantique Sud-Atlantique jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2019, début de l'année de stockage suivante et date d'entrée en vigueur de la mise à jour suivante des tarifs ATRT.

Dans la consultation publique du 19 octobre 2017, la CRE observait que le regroupement commercial ou le maintien de deux PITS distincts n'avait aucune conséquence du point de vue tarifaire, et n'avait pas d'objection au maintien par GRTgaz, jusqu'au 31 mars 2019, de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable au maintien, jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2019, de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts. Ils considèrent que cela faciliterait la lisibilité et la gestion opérationnelle de ces deux PITS.

Seul un acteur souhaite que les PITS en question soient fusionnés dès le 1<sup>er</sup> novembre 2018.

En conséquence, la CRE retient le maintien par GRTgaz de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique jusqu'au 31 mars 2019, pour ne pas dégrader la lisibilité de l'offre commerciale. Les deux PITS seront fusionnés à l'occasion de la mise à jour au 1<sup>er</sup> avril 2019 du tarif ATRT6.

Par ailleurs, la mise en service des infrastructures liées à la création de la zone de marché unique permettra d'affermir les capacités aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique aujourd'hui partiellement interruptibles : en conséquence, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, le terme tarifaire aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique sera aligné sur celui des autres PITS.

### **1.3.1.3 Evolution du niveau des termes aux PITS liée à la perte d'attractivité pour les stockages du sud de la France l'année de création de la zone de marché unique**

L'année de la création de la zone de marché unique, les expéditeurs qui soutireront du gaz depuis les stockages du sud à l'hiver 2018-2019 revendront leur gaz à un prix unique France (PEG) qui devrait avoisiner, selon toute vraisemblance, le prix PEG Nord actuel. Néanmoins, ils auront injecté ce gaz durant la période de remplissage à l'été 2018, alors que les deux zones de marché seront encore présentes. Or, le prix PEG Nord est historiquement moins élevé que le prix TRS.

TIGF constate qu'il existe un risque que ce changement de place de marché en cours d'année de stockage rende moins attractifs les stockages du sud. TIGF, dans son dossier tarifaire, souligne ainsi que les souscripteurs de stockage au sud supporteront :

- les surcoûts associés à la liaison Nord-Sud, qui disparaîtra à la date de création de la zone unique, pour les volumes injectés depuis le PEG Nord ;
- une perte de valeur liée au différentiel de prix de marché (les expéditeurs capteront le différentiel PEG hiver-TRS été, alors qu'ils auraient, toutes choses égales par ailleurs, capté le différentiel TRS hiver-TRS été).

TIGF considère que cette perte de valeur pourrait désinciter à la souscription dans les stockages du sud de la France pour 2018-2019, et a mandaté un consultant pour valoriser la perte de valeur des stockages du sud de la France, qui l'a estimée à 1 €/MWh stocké. Cette estimation conduit TIGF à demander à la CRE de compenser cette perte de valeur.

Dans sa consultation publique, la CRE a constaté, comme TIGF, que l'existence d'un *spread* Nord-Sud sur les produits de *spread* été-hiver au moment des réservations de stockage est de nature à rendre moins compétitifs les stockages de la TRS. Elle a toutefois souligné que ce constat devrait être nuancé, dans la mesure où il est peu probable qu'un *spread* PEG Nord - TRS se matérialise en été si les stockages du sud ne sont pas souscrits, la seule consommation de la zone TRS en été n'étant pas suffisante pour saturer durablement la liaison Nord-Sud.

La CRE a également noté que le niveau de la perte de valeur des stockages du sud de la France est particulièrement difficile à anticiper. Toute mesure consistant en une modification substantielle du niveau des PITS aurait donc un effet difficilement prévisible : trop bas la mesure n'aurait aucun effet, trop haut elle désinciterait à la souscription de stockage au Nord.

En conséquence, la CRE a indiqué dans sa consultation publique qu'elle envisageait, à ce stade, de ne pas retenir les propositions de TIGF.

La majorité des contributeurs est favorable à la proposition de la CRE, notamment dans la mesure où les volumes souscrits dans les stockages dépendent principalement des produits proposés et des besoins des fournisseurs, et où un ajustement mal calibré pourrait avoir des effets néfastes. Un contributeur considère par ailleurs qu'une correction du tarif de certains PITS serait potentiellement discriminatoire. Plusieurs de ces contributions indiquent qu'il existe des alternatives pour répondre à la problématique soulevée par TIGF, notamment sa prise en compte dans

la détermination du prix de réserve des capacités de stockage, en ayant recours à un système de contrôle permettant de favoriser la non-coupage des PITS du Sud vis-à-vis des PITS du Nord.

Toutefois, une minorité d'expéditeurs se sont déclarés en faveur d'une adaptation des termes tarifaires aux PITS ou de la mise à zéro du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud.

La CRE considère, comme dans sa consultation, qu'une prise en compte *ex ante* de la perte d'attractivité des stockages du sud de la France serait complexe à dimensionner et pourrait avoir des conséquences défavorables.

### 1.3.1.4 Synthèse des évolutions tarifaires prévues au 1<sup>er</sup> avril et au moment de la création de la place de marché unique sur le réseau principal

€/ MWh / j / an	1 <sup>er</sup> avril 2017	1 <sup>er</sup> avril 2018	1 <sup>er</sup> nov. 2018 (date prévue de création de la place de marché unique)
Entrées PIR	102,3	103,3	103,3
Entrées PITTM	96,6	97,6	97,6
Entrées PITS	8,9	9,0	9,0
Entrées PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique	6,2	6,3	9,0
Sorties PITS	20,8	21,1	21,1
Sorties PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique	14,6	14,8	21,1
Sortie Oltingue	396,7	400,6	400,6
Sortie Pirineos	494,2	499,2	617,1
Liaison Nord-Sud	208,0	208,0	0
Sorties vers le réseau régional	89,4	90,3	90,3
Coût du transit France-Espagne (€/MWh/j/an)	804,6	810,5	720,4
Coût du transit France-Italie (€/MWh/j/an)	498,9	503,9	503,9

### 1.3.2 Mise en place du PIV France Belgique

La délibération de la CRE du 2 février 2017<sup>2</sup> a approuvé la création d'un point d'interconnexion virtuel (PIV) entre la France et la Belgique, nommé Virtualys, et a précisé les règles de commercialisation, par GRTgaz, des capacités sur ce même point.

Depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2017, les capacités anciennement commercialisées séparément aux PIR Taisnières H et Alveringem, sont désormais commercialisées sur l'unique point Virtualys. Ces capacités sont de type ferme et re-bours et sont commercialisées sur la plateforme PRISMA<sup>3</sup>, selon le calendrier du code de réseau CAM.

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 2 février 2017 portant décision sur la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique

<sup>3</sup> Plateforme de vente des capacités de transport accessible depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013

Les volumes de capacité qui sont commercialisés au PIV Virtualys sont synthétisés ci-dessous :

Capacité (GWh/j)	Belgique vers France	France vers Belgique
Ferme	640	270 – DK vers Belgique*
Rebours	4	200

\* L'offre de capacité ferme dans le sens France vers Belgique est de 270 GWh/j, auxquels on soustrait la quantité qui a été souscrite à la sortie du terminal de Dunkerque vers la Belgique. Les réservations du terminal vers la Belgique s'élèvent à 220 GWh/j jusqu'en 2030.

### 1.3.3 Création du terme d'entrée au PIR Oltingue

La délibération n° 2017-188 de la CRE du 27 juillet 2017<sup>4</sup> a précisé les règles de commercialisation de la nouvelle capacité en entrée au PIR Oltingue.

A compter de la mise en service de la nouvelle capacité à Oltingue, prévue au plus tard le 1<sup>er</sup> octobre 2018, 100 GWh/j de capacités fermes et 100 GWh/j de capacités interruptibles seront proposés dans le sens Suisse vers France. Cette capacité s'appuiera sur les ouvrages de cœur de réseau existants, dimensionnés pour les PIR Taisnières H et Obergailbach. Ainsi, ces 100 GWh/j de capacités fermes ne pourront être vendus entièrement si les capacités d'entrées à Taisnières H et Obergailbach le sont également.

Cette capacité sera commercialisée sur la plateforme PRISMA à des pas de temps annuel, trimestriel, mensuel, quotidien et infra-quotidien. Les capacités annuelles ne seront commercialisées que pour l'année suivante après la commercialisation des capacités aux PIR Taisnières H et Obergailbach. Les capacités interruptibles ne seront commercialisées qu'aux pas de temps trimestriel et mensuel, à condition que toutes les capacités d'entrée fermes (sur chaque point ou sur la somme des trois points Taisnières H, Obergailbach et Oltingue) sur ces échéances aient été vendues.

La CRE a proposé d'appliquer aux nouvelles capacités d'entrée à Oltingue le même terme tarifaire que celui applicable aux autres capacités d'entrée en France, et d'appliquer le même coefficient d'abattement aux capacités interruptibles, soit 50 %.

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à appliquer les mêmes principes de tarification à Oltingue qu'aux autres points d'entrée du gaz sur le réseau de transport français.

Le terme de capacité d'entrée (TCE) appliqué aux capacités fermes d'entrée à Oltingue sera donc identique à celui des autres PIR de la zone H. Le coefficient applicable aux capacités interruptibles sera identique à celui applicable aux PIR du nord de la France, soit 50 %. Par ailleurs, les capacités proposées dans le sens France vers Suisse seront inchangées et la capacité rebours sera maintenue jusqu'à la mise en œuvre effective des nouvelles capacités.

### 1.3.4 Evolution de l'offre aux PITT

La délibération tarifaire du 15 décembre 2016 précise que la détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants.

Dans le cas d'un expéditeur ayant des souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an, l'expéditeur se voit attribuer un bandeau de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription. En cas de décalage de la date d'arrivée d'un navire, cet expéditeur n'a pas la possibilité de décaler sa souscription transport correspondante. Or, le programme de livraison d'un navire peut être décalé pour de nombreuses raisons liées à des imprévus sur la chaîne d'approvisionnement amont.

GRTgaz propose d'accorder la possibilité d'un décalage des souscriptions en entrée sur le réseau de transport pour les clients intra-annuels des terminaux méthaniers, avec un préavis de sept jours. L'expéditeur concerné pourrait décaler la date de début du bandeau de capacité qui lui a été alloué, ainsi que sa durée sous réserve d'une durée d'émission totale minimale de 10 jours, et à condition de conserver l'intégralité du volume de capacité souscrite.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à une telle évolution. Plusieurs acteurs considèrent qu'elle conduira à rendre les terminaux méthaniers plus attractifs.

La CRE est favorable à l'évolution proposée par GRTgaz.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 27 juillet 2017 portant décision sur l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque, sur l'évolution des modes de commercialisation de la capacité interruptible, et sur la création d'une capacité en entrée à Oltingue



### 1.3.5 Evolution du prix de la redevance versée par Fluxys à GRTgaz au titre de l'acheminement depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'à la frontière belge

L'open season menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer le point d'interconnexion d'Alveringem. Les capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque sont commercialisées par Fluxys, le transport sur le réseau de GRTgaz faisant l'objet d'une prestation de service de GRTgaz à Fluxys.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011<sup>5</sup>, la CRE a indiqué, au regard des coûts prévisionnels de développement de ces capacités, que le tarif facturé par GRTgaz à Fluxys pour le transport du terminal vers la Belgique serait de 45 €/MWh/j/an. La CRE a prévu que ce montant serait réévalué en fonction du niveau réel des investissements.

Conformément à la délibération susmentionnée, la CRE a recalculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison du projet. En conséquence, le prix de la prestation s'élèvera, au 1<sup>er</sup> avril 2018, à 44,80 €/MWh/j/an.

### 1.3.6 Evolution de la méthode de redistribution des excédents d'enchères

Actuellement, les excédents perçus par les GRT lors des enchères de capacités sont reversés aux expéditeurs au prorata de leur consommation dans la zone aval du point concerné, via le calcul de montants unitaires de redistribution. Ces montants sont calculés sur une assiette de consommation de référence relative à l'année précédant le calcul, et donnent donc lieu à des corrections a posteriori. Les montants unitaires de redistribution des excédents d'enchères qui s'appliqueront jusqu'au 30 septembre 2018 ont été publiés par GRTgaz<sup>6</sup> et TIGF<sup>7</sup>.

La création de la place de marché unique, prévue au 1<sup>er</sup> novembre 2018, supprimera la liaison Nord-Sud, source de la majorité des excédents d'enchères. Dans ce contexte, les GRT proposent d'arrêter le système de redistribution prévisionnel au 1<sup>er</sup> novembre 2018 pour le remplacer par un reversement annuel a posteriori. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, ils proposent que les excédents perçus aux interconnexions sur la période 1<sup>er</sup> novembre 2018 – 30 septembre 2019 soient redistribués en une fois, aux expéditeurs livrant des clients finals en France, au prorata des volumes consommés pour la période considérée au plus tard sur la facture de novembre 2019.

Par ailleurs, afin de solder les reliquats du mécanisme en vigueur, les GRT proposent que (i) les excédents sur la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 septembre 2018 non pris en compte dans le prix unitaire publié jusqu'au 30 septembre 2018, (ii) les excédents portants sur le mois d'octobre 2018, ainsi que (iii) la correction entre la redistribution réalisée et la redistribution cible jusqu'au 30 septembre 2018 soient reversés en une fois sur la facture de novembre 2018, au prorata des consommations observées entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018, minorées des volumes exclus au titre de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs dans le cas de la liaison Nord vers Sud.

Toutes les réponses à la consultation publique sont favorables à cette évolution. Les acteurs de marché considèrent qu'elle simplifiera le système de redistribution des excédents d'enchères.

La CRE est favorable à cette évolution. En effet, elle considère qu'elle permettra de simplifier le dispositif de redistribution tout en maintenant les droits identiques pour chaque expéditeur à percevoir les excédents d'enchères.

## 1.4 Régulation incitative de la qualité de service

Les indicateurs de suivi de la qualité de service ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 2.

### 1.4.1 Rappel du dispositif en vigueur

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.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2017, la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 20 indicateurs. Parmi ces 20 indicateurs, cinq font l'objet d'une incitation financière afin d'améliorer la qualité et la mise à disposition des données pour les expéditeurs.

Les 20 indicateurs suivis portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT (5 indicateurs) ;

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

<sup>6</sup> Communication de GRTgaz portant sur les montants unitaires

<sup>7</sup> Communication de TIGF portant sur les montants unitaires

- les informations publiées et les modes d'intervention des GRT sur les marchés dans le cadre du système d'équilibrage mis en place au 1<sup>er</sup> octobre 2015 (5 indicateurs) ;
- le respect des prévisions fournies aux expéditeurs concernant les programmes de travaux des GRT (6 indicateurs) ;
- la fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté (1 indicateur) ;
- la disponibilité de la liaison Nord-Sud (1 indicateur) ;
- l'impact environnemental des GRT (2 indicateurs).

L'indicateur sur le respect du programme de maintenances portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord Sud publié en M-2 n'est actuellement pas calculé par GRTgaz et sera supprimé. En effet la disponibilité de la capacité interruptible sur la liaison Nord-Sud ne dépend pas du programme des maintenances mais elle dépend surtout des conditions du réseau et des conditions climatiques.

#### 1.4.2 Demande de TIGF

TIGF a transmis à la CRE des propositions d'évolutions concernant le suivi de l'impact des maintenances sur la disponibilité des capacités aux PITS et aux PIR. En effet, TIGF considère que la mise en place de la zone de marché unique conduirait à une mutualisation avec GRTgaz des impacts des maintenances sur la disponibilité de ses infrastructures.

En conséquence, TIGF propose que les indicateurs de suivi de la qualité de service sur l'impact des maintenances sur la disponibilité des infrastructures soient associés, dès le 1<sup>er</sup> avril 2018, à des incitations financières. Ces incitations porteraient en particulier sur la disponibilité des capacités et le respect des programmes de maintenance aux PITS et aux PIR.

Plusieurs acteurs considèrent que cette incitation n'est pas utile dans l'immédiat au vu des progrès récents réalisés par GRTgaz et souhaitent qu'un retour d'expérience soit présenté en Concertation Gaz afin d'envisager, le cas échéant, la mise en place de cette incitation pour l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019. D'autres acteurs estiment malgré tout qu'une incitation financière est pertinente afin que les efforts des GRT en matière de réduction des disponibilités se poursuivent.

Compte tenu des actions entreprises par GRTgaz afin d'optimiser ses travaux de maintenance, qui ont conduit à une diminution de 10 % entre 2016 et 2017 des restrictions appliquées, et du retour positif des expéditeurs en Concertation Gaz, la CRE propose, à ce stade, de ne pas inciter les GRT sur ces indicateurs.

## **2. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'EVOLUTION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF AU 1ER AVRIL 2018**

### **2.1 Revenu autorisé 2018 des GRT**

#### **2.1.1 Charges de capital**

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire du tarif ATRT6. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Charges de capital normatives (CCN)	2017	2018	2019	2020
GRTgaz	993,4	1006,9	1068,1	1070,8
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>	93,9	98,3	104,1	101,1
TIGF	158,7	164,9	175,3	180,4
<i>dont CCN « hors réseaux »</i>	18,9	21,7	20,7	22,4

La base d'actifs régulés des opérateurs se décompose comme suit :

Bases d'actifs régulés (BAR) au 01/01/N	2017	2018	2019	2020
<b>GRTgaz</b>	<b>8 281,2</b>	<b>8 270,3</b>	<b>8 863,8</b>	<b>8 941,6</b>
<i>Canalisations et branchements</i>	5 178,3	5 139,1	5 525,0	5 564,3
<i>Compression</i>	1 380,2	1 411,4	1 572,9	1 572,9
<i>Postes de livraison, détente et comptage</i>	521,4	549,6	586,9	616,0
<i>Immobilier, construction, terrains</i>	589,0	595,2	587,8	589,7
<i>Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)</i>	612,2	574,9	591,2	598,6
<b>TIGF</b>	<b>1 338,4</b>	<b>1 353,4</b>	<b>1 496,1</b>	<b>1 560,0</b>
<i>Canalisations et branchements</i>	956,1	945,3	1 072,9	1 120,4
<i>Compression</i>	171,6	189,0	201,3	218,8
<i>Postes de livraison, détente et comptage</i>	52,9	55,1	57,2	59,2
<i>Immobilier, construction, terrains</i>	42,2	42,3	42,4	42,5
<i>Autres (matériel, outillage, logiciels, SI etc.)</i>	115,6	121,8	122,3	119,0

#### **2.1.2 Charges nettes d'exploitation (hors énergie)**

Pour l'année 2017, les charges nettes d'exploitation, hors variation des charges d'énergie, retenues dans le tarif ATRT6 étaient de 763,8 M€ pour GRTgaz et 76,3 M€ pour TIGF.

Le tarif ATRT6 prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les charges nettes d'exploitation de l'année 2018 sont calculées en appliquant aux charges nettes d'exploitation de l'année précédente un pourcentage de variation égal à IPC +0,74 % pour GRTgaz et IPC +1,04 % pour TIGF, « où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ».

L'hypothèse d'inflation pour 2017 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances (PLF) pour 2018 étant de +1,0 %, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2018, hors variation du prix de l'énergie, augmentent de 1,74 % pour GRTgaz, soit d'un montant de +13,3 M€ et augmentent de 2,04 % pour TIGF, soit d'un montant de +1,6 M€, par rapport à celles retenues pour l'année 2017.

L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2017 prise en compte par la CRE pour la mise à jour des charges nettes d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

#### **2.1.3 Poste « Energies et quotas de CO<sub>2</sub> »**

- **GRTgaz**

GRTgaz estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 91,4 M€ en 2017, à comparer au niveau de 91,8 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT6.

GRTgaz explique cette évolution par une baisse des besoins des compresseurs gaz grâce à des pressions de livraison élevées à Dunkerque et au recours aux swaps, partiellement compensée par la forte sollicitation des électrocompresseurs au cours des tensions de l'hiver et par une hausse prévisionnelle de l'écart de bilan technique (EBT)<sup>8</sup>. GRTgaz indique par ailleurs anticiper des optimisations de ses consommations d'énergie lui permettant de ne pas avoir à acheter de quotas de CO<sub>2</sub>.

Pour l'année 2018, GRTgaz anticipe un niveau de charges de 98,6 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 12,3 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATRT6, d'une part, par une forte hausse de l'EBT ainsi que des volumes de consommation d'énergie, et, d'autre part, par la hausse du prix de l'électricité et de la Taxe Intérieure sur la Consommation (TIC) qui s'applique aux consommations de gaz carburant de GRTgaz.

**GRTgaz – Charges d'énergie demandées**

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2016			2017			2018		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	73,9	61,3	-12,6	53,3	53,0	-0,3	48,5	53,2	+4,7
Volumes (GWh)	3 443	2 979	-464	3 004	3 026	+22	2 971	3 189	+218
Prix (€/MWh)	21,5	20,6	-0,9	17,7	17,5	-0,2	16,3	16,5	+0,2
<b>Electricité (M€)</b>	31,7	32,0	+0,3	27,9	30,7	+2,8	28,2	33,1	+4,9
Volumes (GWh)	423	414	-10	396	435	+39	396	439	+43
Prix (€/MWh)	74,9	77,3	+2,4	70,5	70,5	-	71,2	75,4	+4,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>9</sup></b>	6,3	5,4	-0,9	9,6	7,8	-1,9	9,5	12,3	+2,8
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>111,9</b>	<b>98,7</b>	<b>-13,2</b>	<b>91,8</b>	<b>91,4</b>	<b>-0,4</b>	<b>86,3</b>	<b>98,6</b>	<b>+12,3</b>

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de consommation d'énergie prévus pour l'année 2018 pour les compresseurs sont ramenés au niveau estimé pour l'année 2017 et prennent en compte les économies d'énergie prévues dans le cadre du programme GRTgaz 2020 ;
- les volumes d'EBT (Ecart de Bilan Technique) sont révisés à la baisse, notamment pour prendre en compte le niveau réalisé des années précédentes.

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

<sup>8</sup> L'écart de bilan technique (EBT) est la différence, due aux erreurs de mesure, entre les quantités de gaz comptées en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz.

<sup>9</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation



Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2017			2018		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	53,3	50,4	-2,9	48,5	47,3	-1,2
Volumes (GWh)	3 004	2 876	-128	2 971	2 833	-161
Prix (€/MWh)	17,7	17,5	-0,2	16,3	16,5	+0,2
<b>Electricité (M€)</b>	27,9	30,7	+2,8	28,2	32,8	+4,6
Volumes (GWh)	396	435	+39	396	435	+39
Prix (€/MWh)	70,5	70,5	0,0	71,2	75,4	+4,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	1,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>11</sup></b>	9,6	7,6	-2,0	9,5	11,5	+2,0
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>91,8</b>	<b>88,6</b>	<b>-3,2</b>	<b>86,3</b>	<b>91,6</b>	<b>+5,4</b>

• **TIGF**

TIGF estime que le poste « Energie et quotas de CO<sub>2</sub> » s'établira à 7,5 M€ en 2017, à comparer au niveau de 7,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT6. TIGF explique cette hausse par l'augmentation des quantités acheminées sur la zone TIGF sur la période de janvier à juin 2017 par rapport à la même période en 2016. TIGF indique par ailleurs anticiper des optimisations de ses consommations d'énergie lui permettant de ne pas avoir à acheter de quotas de CO<sub>2</sub>.

Pour l'année 2018, TIGF anticipe un niveau de charges de 7,3 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 0,4 M€ par rapport aux prévisions tarifaires 2018, par l'intégration d'une charge CO<sub>2</sub> en prévision de l'introduction du projet d'une taxe carbone complémentaire, non prise en compte lors de la définition du tarif ATRT6.

**TIGF - Charges d'énergie demandées**

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (demande)	2017			2018		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	5,7	6,0	+0,3	5,5	5,5	0,0
Volumes (GWh)	310	332	+22	307	306	-1,0
Prix (€/MWh)	18,3	18,2	-0,1	17,9	18,0	+0,1
<b>Electricité (M€)</b>	1,3	1,5	+0,2	1,4	1,4	0,0
Volumes (GWh)	12	16	+4	12,7	12,7	0,0
Prix (€/MWh)	107,2	93,1	-14,1	107,2	107,2	0,0
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,2	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>10</sup></b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	+0,4
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>7,1</b>	<b>7,5</b>	<b>+0,4</b>	<b>6,9</b>	<b>7,3</b>	<b>+0,4</b>

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

<sup>10</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation



- les volumes d'EBT (Ecart de Bilan Technique) sont révisés à la baisse, notamment pour prendre en compte le niveau réalisé des années précédentes ;
- le prix de l'électricité est revu à la baisse, notamment pour prendre en compte le prix obtenu les années précédentes.

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

Poste « Energie et quotas de CO <sub>2</sub> » (retenu par la CRE)	2017			2018		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
<b>Gaz (M€)</b>	5,7	6,0	+0,3	5,5	5,1	-0,4
<i>Volumes (GWh)</i>	310	332	+22	307	281	-26
<i>Prix (€/MWh)</i>	18,3	18,2	-0,1	17,9	18,0	+0,1
<b>Electricité (M€)</b>	1,3	1,5	+0,2	1,4	1,2	-0,2
<i>Volumes (GWh)</i>	12	16	+4	12,7	12,7	0,0
<i>Prix (€/MWh)</i>	107,2	93,1	-14,1	107,2	93,1	-14,1
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,2	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0
<b>TIC<sup>11</sup></b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total charges d'énergie</b>	<b>7,1</b>	<b>7,5</b>	<b>+0,4</b>	<b>6,9</b>	<b>6,3</b>	<b>-0,6</b>

### 2.1.4 Calcul du CRCP

Le solde du CRCP au 31 décembre 2017 sera apuré sur une période de 4 ans. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, il est actualisé au taux d'intérêt de 2,7 % correspondant au taux sans risque nominal pour la période ATRT6.

- **GRTgaz**

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2017 à 117,4 M€ en déduction des charges à couvrir.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2017 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à 123,5 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. Cette valeur s'appuie sur les reliquats actualisés des CRCP antérieurs, l'écart actualisé entre le solde du CRCP réalisé pour 2016 et le solde du CRCP qui avait été estimé pour 2016 lors de l'élaboration du tarif ATRT6, ainsi que sur le solde actualisé du CRCP estimé pour 2017. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz provient de la correction des hypothèses sur les charges d'énergie et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2017.

<sup>11</sup> TIC : Taxe intérieure sur la consommation

GRTgaz – CRCP au 31 décembre 2017	
GRTgaz	Montant en M€
Reliquats des CRCP antérieurs	-79,5
Ecart entre le CRCP estimé pour 2016 au 1 <sup>er</sup> avril 2017 et le CRCP réalisé pour 2016	-10,6
<b>Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2017</b>	<b>-33,4</b>
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	-5,1
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-9,3
<i>dont recettes de raccordement CCCG et TAC</i>	1,9
<i>dont charges de capital normatives</i>	-2,9
<i>dont charges d'énergie</i>	-2,5
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	-0,2
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0
<i>dont qualité de service</i>	0,3
<i>dont prestation de conversion H-B (variation des volumes)</i>	-15,2
<i>dont pilote de conversion vers le gaz H de la zone B</i>	-0,1
<i>dont désimbrication des activités de R&amp;D d'avec la maison-mère</i>	-1,7
<i>dont produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement</i>	-0,2
<i>dont coûts du spread localisé constatés depuis novembre (cf. partie 2.1.6)</i>	1,7
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2017</b>	<b>-123,5</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2017 sera apuré en quatre annuités constantes de -33,0 M€, venant en diminution du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2017 est provisoire : la valeur définitive sera intégrée au CRCP lors de la mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019.

- **TIGF**

Dans son dossier tarifaire, TIGF a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2017 à 3,2 M€ en déduction des charges à couvrir.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2017 retenu par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de TIGF s'élève à 1,6 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. Cette valeur s'appuie sur les reliquats actualisés des CRCP antérieurs, l'écart actualisé entre le solde du CRCP réalisé pour 2016 et le solde du CRCP qui avait été estimé pour 2016 lors de l'élaboration du tarif ATRT6, ainsi que sur le solde actualisé du CRCP estimé pour 2017. L'écart par rapport à la demande de TIGF provient de la correction des hypothèses sur les charges d'énergie et les recettes de souscriptions de capacités estimées pour l'année 2017.

TIGF – CRCP au 31 décembre 2017	
TIGF	Montant en M€
Reliquats des CRCP antérieurs	-2,6
Ecart entre le CRCP estimé pour 2016 au 1 <sup>er</sup> avril 2017 et le CRCP réalisé pour 2016	-1,6
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2017	2,6
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 100 %</i>	2,2
<i>dont recettes d'acheminement couvertes à 80 %</i>	-1,2
<i>dont charges de capital normatives</i>	0,9
<i>dont charges d'énergie</i>	-0,1
<i>dont contrat inter-opérateurs</i>	0,2
<i>dont écart d'OPEX dû à l'inflation</i>	0,0
<i>dont qualité de service</i>	0,6
<b>Solde du CRCP au 31 décembre 2017</b>	<b>-1,6</b>

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2017 sera apuré en quatre annuités constantes de -0,4 M€, venant en diminution du revenu autorisé. Le montant au titre des écarts de l'année 2017 est provisoire : la valeur définitive sera intégrée au CRCP lors de la mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019.

### 2.1.5 Annuité de reversement inter-opérateur

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

Ce transfert de TIGF à GRTgaz est égal à la hausse du terme tarifaire au PIR Pirineos due au report partiel du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sur le terme tarifaire au PIR Pirineos au moment de la création de la place de marché unique.

Le montant prévisionnel du reversement de TIGF à GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point de sortie PIR Pirineos est égal à 117,9 €/MWh/j/an, appliqué aux souscriptions prévisionnelles sur ce point de sortie. Le niveau prévisionnel du reversement sera revu à l'occasion de chaque mise à jour tarifaire pour tenir compte des hypothèses de souscriptions révisées retenues par la CRE.

Flux inter-opérateurs, en M€ <sub>courants</sub>	2018
TIGF vers GRTgaz	3,0

Le reversement financier de TIGF à GRTgaz sera effectué sur la base des souscriptions réalisées, à une fréquence convenue entre les deux GRT. En fin d'année, les éventuels écarts qui pourront apparaître entre le montant reversé et le montant prévisionnel seront couverts à 100 % par le CRCP de chaque GRT.

### 2.1.6 Demandes de couverture additionnelles

- **Couverture du stock de sécurité supplémentaire à Manosque**

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a demandé à GRTgaz de constituer avant l'hiver 2017-2018, à titre de précaution, un stock supplémentaire de 1 TWh de gaz naturel, localisé dans les stockages salins. GRTgaz a souscrit, au cours de l'été, les capacités de stockage nécessaires auprès de Storengy, et a procédé à l'achat de 1 TWh de gaz. GRTgaz a demandé dans son dossier tarifaire la prise en compte dans le revenu autorisé pour l'année 2018 du coût de souscription des capacités de stockage à Manosque, pour un montant de 14,8 M€.

Le Président de la CRE a adressé un courrier à GRTgaz lui indiquant que la couverture des charges de souscription du stock de sécurité additionnelle serait étudiée à l'occasion des travaux de mise à jour tarifaire, en tenant compte

du niveau global des charges d'exploitation atteint par GRTgaz en 2017 par rapport à la trajectoire de charges d'exploitation qui a été fixée par le tarif.

La CRE rappelle que la trajectoire des charges d'exploitations est fixée pour la période tarifaire ATRT6. Par ailleurs, le cadre tarifaire prévoit une rémunération des actifs couvrant les risques supportés par les opérateurs, y compris le risque réglementaire.

Les éléments que GRTgaz a transmis à la CRE concernant les charges d'exploitation estimées au 31 décembre 2017 ne font pas apparaître que les charges globales de GRTgaz ne seraient pas couvertes par les montants alloués dans la trajectoire ATRT6. En conséquence, la CRE ne retient pas la demande de couverture de 14,8 M€ dans le revenu autorisé pour l'année 2018 de GRTgaz.

S'agissant du volume de gaz acheté à destination du stock de sécurité, GRTgaz a estimé dans son dossier tarifaire un impact nul sur ses charges, retenant une hypothèse de revente des volumes à un prix équivalent à leur prix d'achat.

- **Couverture par le tarif des coûts de levée des congestions**

L'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est, provoquée par de faibles approvisionnements en GNL dans le Sud de la France, couplés avec une consommation importante dans cette zone. La construction des ouvrages permettant de fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz n'étant pas achevée, le risque de congestion Sud-Est pour l'hiver 2017-2018 subsiste. En conséquence, GRTgaz prévoit dans sa demande tarifaire un total de 4 M€ de coûts de levée de congestion répartis comme suit :

- 1 M€ pour les mois de novembre et décembre 2017 ;
- 3 M€ pour les mois de janvier, février, et mars 2018.

Par ailleurs, GRTgaz demande une anticipation lui permettant de réaliser des mesures exceptionnelles en cas de crise, d'un montant pouvant aller jusqu'à 12 M€.

GRTgaz et TIGF demandent la couverture de tous les coûts de levée des congestions via un compte de neutralité. A défaut, GRTgaz demande l'intégration de ces montants dans son revenu autorisé 2018, et la couverture des écarts éventuels entre les coûts prévisionnels et réalisés à 100 % au CRCP.

Plusieurs acteurs se sont prononcés en faveur d'une couverture *a posteriori* des coûts de traitement des congestions dans le tarif. Ils partagent l'analyse préliminaire de la CRE et considèrent que ces coûts sont difficiles à estimer à ce stade et qu'en tout état de cause le mécanisme du CRCP permettra de couvrir les charges qui auraient été sous-estimées. Seul un acteur estime dommageable pour le marché que ces coûts de traitement des congestions ne soient pas couverts *a priori*. Cela pourrait, selon lui, inciter les GRT à recourir à des mécanismes hors marché pour traiter les éventuelles congestions.

La CRE prévoit la couverture des coûts engagés pour traiter la congestion Sud-Est ayant eu lieu au cours du mois de novembre et au début du mois de décembre 2017. En effet, en raison de cette congestion, GRTgaz a lancé des appels d'offres sur le *spread* localisé ayant permis de couvrir un besoin de 264 GWh pour un montant total d'environ 1,7 M€. Ce montant est inclus dans le solde provisoire du CRCP de GRTgaz au 31 décembre 2017.

La CRE retient également un montant de 1,6 M€ dans le revenu autorisé 2018 de GRTgaz afin de couvrir les coûts de traitement de la congestion Sud-Est si elle venait à persister pour le reste de l'hiver 2017-2018. Dans le cas où les coûts de levée des congestions dépassaient ce montant, les écarts associés seront couverts au CRCP.

Enfin, la CRE retient pour les mois de novembre et décembre 2018 un montant de 0,4 M€ pour GRTgaz et de 0,3 M€ pour TIGF au titre des coûts de levée des congestions qui pourraient subsister à l'issue de la création de la place de marché unique.

- **Prise en charge par le tarif ATRT d'une partie des coûts de raccordement des installations d'injection de biométhane**

Comme pour tous les raccordements en transport, les porteurs de projets d'installations de biométhane raccordées au réseau de transport de gaz de GRTgaz et TIGF prennent à leur charge la totalité des coûts liés au raccordement de l'installation.

GRTgaz et TIGF ont demandé qu'à l'occasion de la mise à jour tarifaire au 1er avril 2018, la CRE introduise une « réfaction transport », dans le but de prendre en charge par le tarif de transport jusqu'à 40 % du coût de raccordement d'une installation d'injection de biométhane.

Les réponses à la consultation publique étaient partagées sur ce sujet :

- la majorité des expéditeurs s'est exprimée contre l'introduction d'une réfaction biométhane supportée par les utilisateurs des réseaux de transport. Ces expéditeurs considèrent qu'une telle mesure conduirait à la

sélection de projets dont le coût total pour la collectivité pourrait être en définitive supérieur à celui de projets qui auront été éliminés ;

- de nombreux porteurs de projets d'injection de biométhane, ainsi que plusieurs collectivités et parties prenantes à de tels projets ont indiqué souhaiter que la réfaction biométhane soit étendue aux réseaux de transport. Ils souhaitent que les mêmes conditions s'appliquent sur les réseaux de distribution et sur les réseaux de transport, d'autant plus que les raccordements sont généralement plus coûteux sur les réseaux de transport.

La CRE note qu'un amendement prévoyant l'extension du principe de réfaction pour les installations de biométhane au réseau de transport a été introduit dans le projet de loi Hydrocarbures. Elle suivra la mise en œuvre de ce dispositif.

**2.1.7 Par ailleurs, la CRE rappelle que le cadre de régulation du tarif ATRT6 ne prévoit pas de couverture au CRCP pour cette catégorie de recettes d'exploitation dont la trajectoire est fixée pour la période 2017-2020. Cela ne remet pas en cause la position favorable de la CRE au verdissement du gaz.  
Revenu autorisé 2018**

Le revenu autorisé pour l'année 2018 correspond à la somme :

- des charges de capital pour l'année 2018, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATRT6 ;
  - des charges nettes d'exploitation pour l'année 2018, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATRT6 ;
  - de la variation du montant du poste énergie entre le prévisionnel 2018 fourni par les opérateurs et le montant prévu par le tarif ATRT6 pour cette même année ;
  - de l'apurement d'un quart du solde du CRCP, estimé à fin 2017 ;
  - de l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs.
- **Revenu autorisé 2018 de GRTgaz**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	763,9	777,1
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	5,4
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	2,0
Charges de capital normatives	993,4	1 006,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-27,9	-33,0
Reversement inter-opérateurs	-	-3,0
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>1 729,3</b>	<b>1 755,5</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+1,5 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	47,7	26,4
<b>Revenu autorisé</b>	<b>1 777,1</b>	<b>1781,9</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+ 0,3 %

- **Revenu autorisé 2018 de TIGF**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	76,3	77,8
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	-0,6
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	0,3
Charges de capital normatives	158,7	164,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-0,9	-0,4
Reversement inter-opérateurs	-	<b>3,0</b>
<b>Revenu autorisé avant lissage</b>	<b>234,0</b>	<b>245,0</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+4,7 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	5,2	1,1
<b>Revenu autorisé</b>	<b>239,2</b>	<b>246,1</b>
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+2,9 %

## 2.2 Hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2018

### 2.2.1 GRTgaz

GRTgaz a transmis dans son dossier tarifaire de nouvelles hypothèses de souscriptions de capacités pour l'année 2018 : ces dernières affichent une baisse de 3 % pour les capacités amont, et de 1 % pour les capacités aval, soit une baisse moyenne d'environ 1,9 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2017 dans la trajectoire tarifaire ATRT6. La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de capacités prévoyait une baisse moyenne annuelle des souscriptions d'environ 1,1 % entre 2017 et 2018.

La CRE a considéré que certaines hypothèses retenues par GRTgaz étaient trop conservatrices, et a en conséquence procédé à un certain nombre d'ajustements. Elle a notamment retenu des trajectoires de souscriptions aux PITS plus élevées que celles demandées par GRTgaz, compte tenu des bénéfices attendus de la réforme du stockage. Elle a également procédé à des corrections à la hausse des souscriptions aux PIR, pour prendre en compte les dernières souscriptions observées à date et a reconduit l'évolution des souscriptions sur le réseau régional retenue dans la trajectoire tarifaire ATRT6. Enfin, la CRE anticipe des recettes de services annexes (JTS, Market coupling, revenus aux PEG) supérieures aux prévisions de GRTgaz, qui semblent plus cohérentes avec l'historique et les besoins du marché.

La trajectoire retenue par la CRE pour l'évolution du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2018 correspond à une évolution des souscriptions d'environ -1,2 % entre 2017 et 2018.

**GRTgaz – Recettes de souscriptions de capacités**

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2017 (valorisées au tarif 2017)			Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2017)		
	Prév.	Est. CRE	Var.	Tarif	Prév. CRE	Var.
Recettes PIR	279,8	280,0	+0,2	277,2	275,0	-2,2
Recettes PITS	23,4	19,7	-3,7	23,4	17,4	-6,0
Recettes PITTM	92,5	93,0	+0,5	92,5	93,0	+0,5
Recettes liaison Nord-Sud	62,9	69,1	+6,2	48,8	57,9	+9,1
Recettes sorties vers le réseau régional	355,8	359,7	+3,9	353,9	357,6	+3,7
Recettes réseau régional	928,1	928,0	-0,1	922,6	922,3	-0,3
Autres recettes	20,2	23,2	+3,0	24,5	19,3	-5,2
<b>TOTAL Recettes</b>	<b>1762,8</b>	<b>1772,5</b>	<b>+9,7</b>	<b>1742,8</b>	<b>1742,4</b>	<b>-0,4</b>

**2.2.2 TIGF**

TIGF a transmis dans son dossier tarifaire de nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2018. Ces dernières sont en baisse de -1,5 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2017 dans la trajectoire tarifaire ATRT6. La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de capacités prévoyait une baisse moyenne annuelle des souscriptions d'environ -0,1 % entre 2017 et 2018.

La CRE a considéré que certaines hypothèses retenues par TIGF étaient trop conservatrices, et a en conséquence procédé à un certain nombre d'ajustements. Elle a notamment retenu des trajectoires de souscriptions aux PITS plus élevées que dans la demande de TIGF. Cet ajustement prend néanmoins en compte le risque de baisse d'attractivité des stockages du Sud avec la mise en place de la place de marché unique.

La CRE a également procédé à des corrections à la hausse des souscriptions au PIR PIRINEOS compte tenu des niveaux réalisés au cours des dernières années, et a revu à la hausse les souscriptions sur le réseau régional. Enfin, la CRE a retenu des recettes du service *UIOLI (Use It Or Lose It)* supérieures aux prévisions de TIGF, en cohérence avec les niveaux observés durant les trois dernières années.

La trajectoire retenue pour l'évolution du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2018 correspond à une évolution des souscriptions d'environ +0,2 % entre 2017 et 2018.

TIGF – Recettes de souscriptions de capacités

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2017 (valorisées au tarif 2017)			Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2017)		
	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Recettes PIR	92,2	93,5	+1,3	92,0	93,9	+1,9
Recettes PITS	11,0	11,4	+0,4	11,0	10,6	-0,4
Recettes sorties vers le réseau régional	30,4	29,6	-0,8	30,4	29,8	-0,6
Recettes réseau régional	103,7	101,7	- 2,0	103,7	102,4	-1,3
Autres recettes	0,8	0,9	+0,1	0,8	1,2	+0,4
<b>TOTAL Recettes</b>	<b>237,9</b>	<b>237,2</b>	<b>-0,7</b>	<b>237,7</b>	<b>237,9</b>	<b>+0,2</b>

2.2.3 Total France (réseau principal)

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2017 (valorisées au tarif 2017)			Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2017)		
	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Total Entrées (PIR, PITTM, PITS)	310,3	271,6	-38,7	311,3	305,7	-5,6
Total Sorties (PIR, PITS, Sorties vers le réseau régional)	574,4	579,0	4,6	571,8	571,5	-0,3
<b>Total recettes de souscriptions</b>	<b>884,8</b>	<b>850,6</b>	<b>-34,2</b>	<b>883,1</b>	<b>877,2</b>	<b>-5,9</b>

2.3 Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018

2.3.1 GRTgaz

Le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif moyen de GRTgaz de +3,0 % au 1<sup>er</sup> avril 2018.

2018 (par rapport à 2017)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
<b>Evolutions</b>	<b>+ 0,3 %</b>	<b>-1,2 %</b>	<b>+ 3,0 %</b>

La délibération du 15 décembre 2016 prévoit que les termes du réseau principal évolueront au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de l'inflation. La CRE retient l'IPC inscrit dans le projet de loi de finances 2018, soit +1,0 %. En conséquence, les termes du réseau régional évolueront de + 4,8 % (à comparer à une prévision de +4,5 % dans la délibération du 15 décembre 2016).

2.3.2 TIGF

Le revenu autorisé et les prévisions de souscriptions de capacités retenus par la CRE conduisent à une évolution du tarif moyen de TIGF de +4,6 % au 1<sup>er</sup> avril 2018.

2018 (par rapport à 2017)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
<b>Evolutions</b>	<b>+2,9 %</b>	<b>+0,2 %</b>	<b>+ 4,6 %</b>

La délibération du 15 décembre 2016 prévoit que les termes du réseau principal évolueront au 1<sup>er</sup> avril de chaque année de l'inflation. La CRE retient l'IPC inscrit dans le projet de loi de finances 2018, soit +1,0 %. En conséquence, les termes du réseau régional évolueront de +5,5% (à comparer à une prévision de +5,4 % dans la délibération du 15 décembre 2016).

### **3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TIGF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2018**

#### **3.1 Règles tarifaires**

##### **3.1.1 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 ou de biométhane.

###### **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 ;

**TP** : terme de proximité, applicable aux quantités de gaz injectées en un point d'entrée du réseau de transport et soutirées dans une zone de sortie à proximité immédiate de ce point ;

**TCLZ** : terme de capacité de liaison, applicable à la souscription de capacité journalière de liaison entre zones d'équilibrage du réseau principal d'un même GRT ;

**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 ;

**Capacité ferme :**

Capacité de transport de gaz dont le GRT garantit par contrat le caractère non interruptible.

**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.

### 3.1.2 Souscription de capacités

- **Souscription de capacités aux PIR aux enchères**

Les capacités d'acheminement journalières aux points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach, Oltingue et PIRINEOS peuvent être souscrites aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA. Ces capacités sont commercialisées aux enchères selon les modalités prévues par le règlement (UE) n° 984/2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les réseaux de transport de gaz dit « Code de réseau CAM ». Les détails des procédures d'enchères et des produits proposés sont publiés par GRTgaz et TIGF sur leurs sites internet respectifs ou sur la plateforme d'enchère PRISMA.

A titre indicatif, sont disponibles des produits de capacités d'acheminement journalières fermes, interruptibles et à rebours sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infra-journalières.

Le prix de réserve des enchères est égal au prix fixé par le présent tarif.

La contractualisation et la facturation pour les points d'interconnexion réseau (PIR) de Taisnières B, Virtualys (Taisnières H et Alveringem), Obergailbach et Oltingue sont réalisées par GRTgaz.

La contractualisation et la facturation pour le point d'interconnexion réseau (PIR) de PIRINEOS sont réalisées par TIGF.

- **Souscription de capacités aux PIR Dunkerque et Jura**

Les souscriptions de capacités journalières au PIR Dunkerque et au PIR Jura font l'objet de mécanismes de commercialisation particuliers définis selon des règles rendues publiques sur le site internet de GRTgaz.

En particulier, au PIR Dunkerque, sont définies des capacités fermes dites « restituables », que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment en cas de demande de GRTgaz, pour une durée d'un, deux, trois ou quatre ans.

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables au PIR Dunkerque, une fraction de 20 % de la part de sa souscription au-delà de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables en ce point est convertie en capacité restituable.

La CRE a fait évoluer le mode de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 27 juillet 2017<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Délibération de la CRE du 27 juillet 2017 portant décision sur l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque, sur l'évolution des modes de commercialisation de la capacité interruptible, et sur la création d'une capacité en entrée à Oltingue

- **Souscription de capacités aux PITS**

Le GRT alloue automatiquement à l'expéditeur aux Points 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 un groupement de stockages, dans la limite des capacités du réseau.

- **Souscription de capacités aux PITTM**

La détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, pour des durées et des niveaux correspondants. Dans le cas spécifique du terminal de Dunkerque LNG, du fait de la présence d'un double exutoire, cette obligation porte sur la somme des capacités réservées sur le réseau de GRTgaz au PITTM de Dunkerque et des capacités réservées depuis le terminal vers la Belgique.

Au PITTM de Dunkerque, les capacités fermes d'entrée sur le réseau de GRTgaz sont réservées par l'expéditeur sous la forme de bandeaux annuels, sur une période représentant un nombre entier d'années, ou sous la forme de bandeaux d'une durée supérieure ou égale 10 jours.

Aux PITTM de Montoir et de Fos, tout expéditeur ayant souscrit des capacités auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par le GRT une capacité d'entrée journalière ferme, pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes :

- dans le cas de souscriptions de capacités de regazéification pluriannuelles, le niveau de capacité d'entrée journalière ferme attribué correspond à une quote-part de la capacité journalière ferme totale d'entrée au PITTM. Cette quote-part est déterminé par le ratio :
  - o de la capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau des terminaux ;
  - o sur la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou la somme de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Fos Cavaou et de la capacité souscrite ferme totale annuelle de regazéification du terminal de Fos Tonkin pour le PITTM Fos ;
- dans le cas de souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an, l'expéditeur se voit attribuer un bandeau de capacité ferme d'entrée sur la période de sa souscription, d'une durée minimale de 10 jours. Le niveau de capacité attribué correspond à la quantité de capacité de regazéification souscrite, exprimé en GWh, divisé par la durée de souscription associée, exprimée en jours.

Un expéditeur ayant des souscriptions de capacité de regazéification pour une durée inférieure à un an a la possibilité de décaler la date et la durée de sa souscription, avec un préavis de sept jours, sous réserve d'une durée d'émission totale minimale de 10 jours, et à condition de conserver l'intégralité du volume de capacité initialement souscrite.

Au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières de chaque jour du mois précédent. 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 attribué par l'expéditeur.

Les expéditeurs ont la possibilité de céder leurs capacités aux PITTM sans frais.

- **Souscription de capacités en sortie du réseau principal et sur le réseau régional**

La réservation des capacités de livraison aux points de livraison et aux Points d'Interconnexion Réseau Régional (PIRR), des capacités d'acheminement sur le réseau régional et des capacités en sortie du réseau principal s'effectue auprès des GRT selon les modalités publiées par les GRT.

Les capacités fermes de livraison aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) sont allouées automatiquement par les GRT. Ces capacités sont calculées par les GRT, sur la base de données transmises par le gestionnaire de réseau de distribution publique de gaz. La méthode de calcul des capacités de livraison normalisée est établie, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendue publique.

L'expéditeur se voit attribuer une capacité de sortie du réseau principal et une capacité d'acheminement sur le réseau régional égales, pour chaque point de livraison et pour chaque PIRR, à la capacité de livraison en ce point.

- **Souscription de capacités à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz**

Les capacités d'acheminement journalières à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz peuvent être souscrites dans le sens Sud vers Nord comme dans le sens Nord vers Sud. Les règles de commercialisation de ces capacités ont été précisées dans la délibération de la CRE du 3 février 2016<sup>13</sup>.

A titre indicatif, sont disponibles :

- des produits de capacités d'acheminement journalières fermes sur les durées annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et infra-journalières ;
- des produits de capacités d'acheminement journalières interruptibles sur les durées annuelles uniquement.

Les produits sur les durées annuelles, trimestrielles et mensuelles peuvent être souscrits aux enchères via la plateforme de commercialisation de capacités PRISMA.

Les produits quotidiens et infra-journaliers sont accessibles par différents moyens :

- les capacités journalières sont intégrées au couplage de marché et commercialisées en enchères implicites sur Powernext ;
- le service JTS est commercialisé aux enchères sous Prisma en J-1 pour J, uniquement dans le sens Nord vers Sud ;
- les capacités restant invendues sont commercialisées en Use-it-or-Buy-It (UBI), sur la plateforme TRANS@ctions de GRTgaz. Les modalités des procédures d'enchères et les caractéristiques des produits proposés sont publiées par GRTgaz sur son site internet.

La contractualisation et la facturation sont réalisées par GRTgaz.

### **3.1.3 Redistribution des excédents des recettes d'enchères de capacité**

#### **3.1.3.1 Excédents de recettes d'enchères**

Le prix payé par un expéditeur ayant obtenu des capacités lors d'enchères est égal à la somme de la prime d'enchère et du tarif régulé en vigueur au moment de l'utilisation de la capacité.

Les excédents de recettes d'enchères de capacité sont égaux à la prime d'enchère, en €/MWh/j, multipliée par la capacité vendue, en MWh/j.

#### **3.1.3.2 Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018**

Les montants unitaires de redistribution sont calculés jusqu'au 30 septembre 2018 selon les modalités prévues par la délibération de la CRE du 15 décembre 2016<sup>14</sup>. Ils ont été publiés par GRTgaz<sup>15</sup> et TIGF<sup>16</sup>.

Ils intègrent :

- les excédents de recettes des enchères au titre des enchères de capacités annuelles et trimestrielles (1<sup>ère</sup> session d'août 2017) pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 ;
- les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles, quotidiennes et intra-journalières sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017 ;
- les écarts de redistribution du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017.

#### **3.1.3.3 Solde du système actuel**

Afin de solder les reliquats du mécanisme en vigueur, tous les excédents d'enchères non redistribués avant le 31 octobre 2018 seront reversés en une seule fois sur la facture de novembre 2018, au prorata des consommations observées entre le 1<sup>er</sup> octobre 2017 et le 30 septembre 2018, minorées des volumes exclus au titre de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs dans le cas de la liaison Nord vers Sud.

Plus précisément, les excédents perçus :

- à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud, et aux interconnexions en zone GRTgaz Sud et TIGF seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF ;

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 3 février 2016 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

<sup>14</sup> Décision de la CRE sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (dit «ATRT6»)

<sup>15</sup> Communication de GRTgaz portant sur les montants unitaires

<sup>16</sup> Communication de TIGF portant sur les montants unitaires

- à la liaison Nord-Sud dans le sens Sud vers Nord et aux interconnexions en zone GRTgaz Nord seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zone GRTgaz Nord.

Ces reliquats à reverser sont de trois types :

- les excédents sur la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 septembre 2018 non pris en compte dans le prix unitaire publié jusqu'au 30 septembre 2018 ;
  - tous les excédents portants sur le mois d'octobre 2018 ;
  - la correction entre la redistribution réalisée et la redistribution cible du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 septembre 2018.
- **Excédents sur la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 septembre 2018 non pris en compte dans le prix unitaire publié jusqu'au 30 septembre 2018**

Ces excédents intègrent :

- les excédents de recettes des enchères au titre des enchères de capacités trimestrielles pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 30 septembre 2018 (enchères de novembre 2017, février 2018 et mai 2018) ;
  - les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles, quotidiennes et intra-journalières sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 septembre 2018.
- **Excédents portant sur le mois d'octobre 2018 ;**

Ces excédents intègrent :

- des excédents de recettes des enchères de capacités annuelles entre le 1<sup>er</sup> octobre 2018 et le 30 septembre 2019 appliqués sur le mois d'octobre 2018 uniquement, soit 1/12 de l'excédent annuel ;
  - les excédents de recettes des enchères de capacité trimestrielles entre le 1<sup>er</sup> octobre 2018 et le 31 décembre 2018 appliqués sur le mois d'octobre 2018, soit 1/3 de l'excédent d'enchère de capacités trimestrielles d'août 2018 ;
  - les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles, quotidiennes et intra-journalières pour le mois d'octobre 2018.
- **Correction entre la redistribution réalisée et la redistribution cible jusqu'au 30 septembre 2018.**

La correction entre la redistribution réalisée et la redistribution cible jusqu'au 30 septembre 2018 comprend les écarts de redistribution positifs ou négatifs entre :

- les montants prévisionnels de redistribution au titre des capacités annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et intra-journalières entre le 1<sup>er</sup> juillet 2017 et le 30 septembre 2018 ;

et

- les montants effectivement redistribués entre le 1<sup>er</sup> juillet 2017 et le 30 septembre 2018 au titre des capacités annuelles, trimestrielles, mensuelles, quotidiennes et intra-journalières.
- **Volumes exclus au titre de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs**

Concernant les excédents de recettes générés à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, les volumes consommés au titre des capacités obtenues entre le 1<sup>er</sup> octobre 2014 et le 30 septembre 2018 par un site gazo-intensif ou par le mandataire d'un site gazo-intensif lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités ne sont pas éligibles à cette redistribution. Pour chaque expéditeur livrant un site gazo-intensif, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total consommé par ce site pour la période considérée ;
- par le quotient de la capacité obtenue lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités par le site concerné ou son mandataire et de la moyenne des capacités totales de livraison souscrites en 2012 et en 2013 pour le site auprès de l'opérateur auquel il est raccordé (GRTgaz ou GRD). Dans le cas où le site est raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

Si le site gazo-intensif est raccordé en aval d'un autre site directement raccordé au réseau de GRTgaz ou d'un GRD, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total mesuré par GRTgaz au point de comptage du site directement raccordé au réseau ;

- par le quotient de la capacité obtenue lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités par l'expéditeur pour le site gazo-intensif en aval du site raccordé et de la moyenne des capacités totales de livraison souscrites en 2012 et en 2013 pour le site directement raccordé au réseau. Dans le cas où le site gazo-intensif est en aval d'un site raccordé à un réseau de distribution, le GRD concerné transmettra à GRTgaz les volumes consommés par le site raccordé à son réseau.

Les capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités sont de deux types : ferme ou interruptible. Afin de tenir compte de la nature de la capacité, le calcul des volumes exclus du périmètre de la redistribution prendra en compte une capacité égale à :

- 100 % de la capacité ferme obtenue ;
- 50 % de la capacité interruptible obtenue.

#### **3.1.3.4 Redistribution pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019**

Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019, tous les excédents d'enchères perçus sur cette période seront redistribués en une seule fois, au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et au réseau de distribution en zone France du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019.

Les montants individuels de redistribution pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 30 septembre 2019 seront calculés par chaque GRT et redistribués au plus tard sur la facture de novembre 2019.

Chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire des excédents de recettes d'enchères ainsi redistribués.

#### **3.1.4 Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF**

Les capacités de transport souscrites aux points d'entrée, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage 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, 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.

### 3.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de GRTgaz et de TIGF au 1er avril 2017

#### 3.2.1 Revenus autorisés à percevoir par le tarif de transport

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chacun des GRT. Le revenu autorisé 2018 est décrit dans les tableaux suivants.

- **Revenu autorisé 2018 de GRTgaz**

GRTgaz, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	763,9	777,1
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	5,4
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	2,0
Charges de capital normatives	993,4	1 006,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-27,9	-33,0
Reversement inter-opérateurs	-	-3,0
Revenu autorisé avant lissage <i>Evolution par rapport à 2017</i>	<b>1 729,3</b>	<b>1 755,5</b> +1,5 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	47,7	26,4
Revenu autorisé <i>Evolution par rapport à 2017</i>	<b>1 777,1</b>	<b>1781,9</b> + 0,3 %

- **Revenu autorisé 2018 de TIGF**

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	2017	2018
Charges nettes d'exploitation	76,3	77,8
Variation du poste Energie et quotas de CO <sub>2</sub>	-	-0,6
Variation du poste Coûts de levée des congestions	-	0,3
Charges de capital normatives	158,7	164,9
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2015 + estimé 2016)	-0,9	-0,4
Reversement inter-opérateurs	-	3,0
Revenu autorisé avant lissage <i>Evolution par rapport à 2017</i>	<b>234,0</b>	<b>245,0</b> +4,7 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	5,2	1,1
Revenu autorisé <i>Evolution par rapport à 2017</i>	<b>239,2</b>	<b>246,1</b> +2,9 %

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

##### 3.2.2.1 Tarification des Points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)

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>
<b>Taisnières B</b>	GRTgaz – Nord B	80,37	50 %
<b>Virtualys</b> (Taisnières H)	GRTgaz - Nord	103,32	50 %
<b>Dunkerque (PIR)</b>	GRTgaz - Nord	103,32	50 %
<b>Obergailbach</b>	GRTgaz - Nord	103,32	50 %
<b>Oltingue</b>	GRTgaz – Nord	103,32	50%
<b>Pirineos</b>	TIGF	103,32	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>
<b>Virtualys</b> (Alveringem)	GRTgaz – Nord	40,72	Sans objet
<b>Oltingue</b>	GRTgaz – Nord	400,61	75 %
<b>Jura</b>	GRTgaz – Sud	95,01	75 %
<b>Pirineos (jusqu'à la fusion des zones)</b>	TIGF	499,16	75 %
<b>Pirineos (à partir de la fusion des zones)</b>	TIGF	617,08	75 %

- Termes de capacité de sortie à rebours

Entrée à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme de sortie <i>Annuel à rebours</i>
<b>Virtualys</b> (Alveringem)	GRTgaz – Nord	125 %
<b>Oltingue</b>	GRTgaz - Nord	20 %
<b>Jura</b>	GRTgaz – Sud	20 %

- Termes de capacité d'entrée à rebours

Sortie à	Zone d'équilibrage	Coefficient sur terme ferme d'entrée <i>Annuel à rebours</i>
<b>Virtualys</b> (Taisnières H)	GRTgaz – Nord	20 %
<b>Obergailbach</b>	GRTgaz - Nord	20 %

- Capacités restituables

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

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

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

Entrée à	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an) <i>Souscriptions fermes</i>
Dunkerque GNL	GRTgaz - Nord	97,58
Montoir	GRTgaz - Nord	97,58
Fos	GRTgaz - Sud	97,58

### 3.2.2.3 Tarification de la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz

- Termes de capacité de liaison entre zones d'équilibrage (TCLZ)

Liaison	Sens de la liaison	TCLZ (€/MWh/jour par an)	
		<i>Annuel ferme</i>	<i>TCLZ (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible</i>
GRTgaz Nord/Sud (jusqu'à la fusion des zones)	Nord vers Sud	208,04	50 %
	Sud vers Nord	50,00	50 %

A compter de la date de création de la place de marché unique, prévue le 1<sup>er</sup> novembre 2018, ce terme disparaîtra dans les deux sens.

### 3.2.2.4 Tarification des Points d'Interface Transport Stockage (PITS)

- Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages (TCES et TCSS)

PITS	Zone d'équilibrage	Type de capacité	Entrée - TCES (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>	Sortie - TCSS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel</i>
Nord-Ouest	GRTgaz - Nord	Ferme climatique	9,01	21,05
Nord-Est	GRTgaz - Nord	Ferme climatique	9,01	21,05
Nord B	GRTgaz - Nord B	Ferme climatique	9,01	21,05
Nord Atlantique (jusqu'à la fusion des zones)	GRTgaz - Nord	Partiellement interruptible	6,31	14,74
Nord Atlantique (à partir de la fusion des zones)	GRTgaz	Ferme climatique	9,01	21,05
Sud Atlantique (jusqu'à la fusion des zones)	GRTgaz - Sud	Partiellement interruptible	6,31	14,74
Sud Atlantique (à partir de la fusion des zones)	GRTgaz	Ferme climatique	9,01	21,05
Sud-Est	GRTgaz - Sud	Ferme climatique	9,01	21,05
Sud-Ouest	TIGF	Ferme climatique	9,01	21,05

### 3.2.2.5 Tarification de la capacité de sortie du réseau principal vers les points de livraison

- Termes de capacité de sortie du réseau principal

Sortie depuis	TCS (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCS (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	90,33	50 %
TIGF	90,33	50 %

### 3.2.2.6 Tarification de l'acheminement sur le réseau régional

- Termes de capacité de transport sur le réseau régional (TCR)

Réseau régional	TCR (€/MWh/jour par an) <i>Annuel ferme</i>	TCR (coefficient sur terme ferme) <i>Annuel interruptible</i>
GRTgaz	77,91 x NTR	50 %
TIGF	75,78 x NTR	50 %

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional (TCR) est le produit d'un terme unitaire fixé et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré.

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz et TIGF, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe 3 du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz ou TIGF calculent la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur leurs sites internet respectifs.

- Termes de de capacité de livraison (TCL)

Réseau de transport	Type de point de livraison	TCL (€/MWh/jour par an) Annuel ferme	TCL (coefficient sur terme ferme) Annuel interruptible
GRTgaz	Consommateur final raccordé au réseau de transport	31,00	50 %
	Consommateur final fortement modulé <sup>17</sup> raccordé au réseau de transport	32,41	50 %
	PIRR	39,80	Sans objet
	PITD	45,77	Sans objet
TIGF	Consommateur final raccordé au réseau de transport	27,46	50 %
	PITD	49,62	Sans objet

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur final raccordé au réseau de transport ou un PIRR, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacités de livraison.

Le tarif de livraison au PITD inclut, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2017, pour GRTgaz, les charges relatives aux opérations de réparation, renouvellement et remplacement (dites « opérations 3R ») des équipements des postes de livraison, et pour TIGF les charges d'exploitation, maintenance, réparation des postes et branchements ainsi que le renouvellement à l'identique des postes.

En application du système de souscription normalisée de capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les points de livraison (PDL) « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Une évolution des coefficients A est possible au 1<sup>er</sup> avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition des GRT pour leurs zones d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur ces zones.

- Termes fixes par poste de livraison

Les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR s'acquittent d'un terme fixe par poste de livraison :

Terme fixe par poste	€/poste par an
GRTgaz	5 982,45
TIGF	3 037,47

<sup>17</sup> Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (voir paragraphe 17)  
34/59



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

**3.2.3.1 Aux points d'Interconnexion des Réseaux (PIR)**

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	En cas de congestion	1/4 du terme annuel
	Sans congestion	1/3 du terme annuel
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel
	Sans congestion	1/8 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel
Infra-journalière	Sans objet	Prorata du terme quotidien au nombre d'heures restantes

Un point est considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

**3.2.3.2 Aux Points d'Interface Transport Terminaux Méthanier (PITTM)**

Capacité	Coefficient
Quotidienne	1/365 du terme annuel

**3.2.3.3 A la liaison entre les zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz**

- Sens : Nord vers Sud

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	Sans objet	1/4 du terme annuel
Mensuelle	Sans objet	1/12 du terme annuel
Quotidienne	Commercialisation via le « <i>market coupling</i> »	sans prix de réserve
	Autres	1/30 du terme mensuel

- Sens : Sud vers Nord

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Trimestrielle	En cas de congestion	1/4 du terme annuel
	Sans congestion	1/3 du terme annuel
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel
	Sans congestion	1/8 du terme annuel
Quotidienne	Commercialisation via le « <i>market coupling</i> »	sans prix de réserve
	Autres	1/30 du terme mensuel

Un point est considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

**3.2.3.4 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

**3.2.3.5 En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison**

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février	8/12 du terme annuel
	Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

- 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, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix *p*, égal à :

$$p = (C_{max} - C) \times 10 \times (TCL + TCR)$$

Avec :

*C<sub>max</sub>* : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur ;

*C* : Capacité horaire de livraison réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison ;

*TCL* : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de livraison ;

*TCR* : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de transport sur le réseau régional.

**3.2.4 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**

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur les réseaux des GRT à partir des Points d'Interface Transport Production (PITP) sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est de 9,40 €/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 ;
- pour les PITP concernant les installations produisant du biométhane dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure ou égale à 5 GWh/j, le terme applicable est égal à 0.

**3.2.5 Tarification des points notionnels d'échange de gaz**

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, deux points notionnels d'échange de gaz (PEG) offrent la possibilité aux expéditeurs d'échanger des quantités de gaz :

- le PEG Nord, relatif à la zone d'équilibrage Nord de GRTgaz ;



- la TRS (*Trading Region South*), relative à la zone de marché (« *trading region* ») formée des zones d'équilibrage Sud de GRTgaz et TIGF.

Les modalités de fonctionnement des 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 aux points d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal à 6 000 € par point d'échange ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal à 0,01 €/MWh.

Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement avec GRTgaz, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG Nord et à la TRS auprès de GRTgaz.

Lorsqu'un expéditeur a signé des contrats d'acheminement avec GRTgaz et TIGF, il s'acquitte des tarifs d'accès au PEG Nord et à la TRS auprès de GRTgaz.

Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement uniquement auprès de TIGF, il s'acquitte du tarif d'accès à la TRS auprès de TIGF.

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 aux 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.

A compter de la mise en place de la zone de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018, les contrats d'acheminement souscrits auprès des GRT sont maintenus. Les expéditeurs détenteurs du terme fixe de livraison au PEG Nord ou à la TRS bénéficieront automatiquement d'un accès au PEG, au prix fixe de 6000 €/an et au prix variable de 0,01 €/MWh livré.

### 3.2.6 Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

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

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

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

Le service de flexibilité intra-journalière n'est pas facturé.

### 3.2.7 Offres d'acheminement interruptibles à préavis court

#### 3.2.7.1 Offre d'acheminement interruptible à préavis court de GRTgaz

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée pour les clients raccordés au réseau de gaz H de GRTgaz, qui remplissent simultanément les conditions suivantes :

- la souscription annuelle de capacité journalière de livraison est supérieure à 10 GWh/j ;
- le point de raccordement du site sur le réseau de GRTgaz est situé à moins de 50 km, à vol d'oiseau, d'un PITTM ou d'un des points d'entrée Dunkerque, Taisnières H ou Obergailbach.

Pour bénéficier de cette offre, le client concerné doit s'engager auprès de GRTgaz, avant la décision de raccordement, à souscrire ou faire souscrire cette offre par un expéditeur.

Cette offre prévoit une réduction ou une interruption de l'alimentation des sites concernés à la demande de GRTgaz, avec un préavis minimum de 2 heures, lorsque les deux conditions suivantes sont remplies :

- la quantité de gaz injectée physiquement sur le réseau au point d'entrée le plus proche est inférieure à la souscription de capacité journalière de livraison des sites bénéficiant de cette offre interruptible dans le périmètre de ce point d'entrée ;

- la température du jour est inférieure à la température moyenne journalière susceptible d'être statistiquement atteinte ou dépassée à la baisse plus de 20 jours par an, au risque 2 %.

Les conditions d'interruption sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Les expéditeurs souscrivant cette offre bénéficient d'une réduction tarifaire égale à la capacité de livraison qu'ils ont souscrite pour ce point de livraison multipliée par la somme de :

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 50 % du terme de capacité d'entrée sur le réseau principal au point d'entrée le plus proche.

Pour un même site, un expéditeur ne peut pas cumuler la réduction tarifaire consentie au titre de cette offre optionnelle avec les réductions tarifaires consenties aux titres :

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;
- du terme de proximité pour les clients situés dans les zones de sortie « Région Dunkerque », « Région Taisnières H », « Région Obergailbach » ;
- de l'offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud.

La résiliation de cette offre optionnelle fait l'objet d'un préavis minimum de quatre ans.

### **3.2.7.2 Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud**

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée, à titre transitoire jusqu'à la création d'une place de marché unique en France, pour les clients fortement modulés raccordés au réseau de la zone Sud de GRTgaz dont la souscription annuelle de capacité journalière de livraison est supérieure à 10 GWh/j.

Cette offre prévoit une réduction ou une interruption de l'alimentation des sites concernés à la demande de GRTgaz, avec un préavis minimum de 2 heures, lorsque le taux d'interruption des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud est égal à 100 %.

Les conditions d'interruption sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes, et rendues publiques sur son site internet.

Les expéditeurs souscrivant cette offre bénéficient d'une réduction tarifaire égale à la capacité de livraison qu'ils ont souscrite pour ce point de livraison multipliée par la somme de :

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 25 % du tarif régulé à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud.

Pour un même site, un expéditeur ne peut pas cumuler la réduction tarifaire consentie au titre de cette offre optionnelle avec les réductions tarifaires consenties aux titres :

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;
- de l'offre d'acheminement interruptible à préavis court.

A compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, date de la création de la zone de marché unique, cette offre ne sera plus proposée par GRTgaz.

### **3.2.8 Terme de proximité**

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz allouée sur le point d'entrée du réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée.

Le terme de proximité s'applique aux couples points d'entrée / zones de sortie suivants :

Zone d'équilibrage	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz - Nord B	Taisnières B	Région Taisnières B	0,17
GRTgaz - Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,22
GRTgaz - Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,22
GRTgaz - Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,22

### 3.2.9 Conversion de qualité du gaz

#### 3.2.9.1 Service de conversion de pointe de gaz H en gaz B

Un service annuel ferme de conversion de « pointe » de gaz H en gaz B est commercialisé par GRTgaz. Ce service est accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H dans la zone d'équilibrage Nord.

Le niveau de ce tarif est défini dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	161,60	0,02

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz H en gaz B sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination et rendues publiques sur son site internet.

#### 3.2.9.2 Service de conversion de gaz B en gaz H

Le service de conversion de gaz B en gaz H est accessible aux expéditeurs apportant leur propre gaz B depuis le PIR Taisnières B ou un PITP, dans la limite des quantités physiques de gaz B concernées.

Le tarif du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H est le suivant :

- pour l'offre annuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 23,77 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle interruptible, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,97 €/MWh/jour par mois ;
- pour l'offre quotidienne ferme, d'un terme proportionnel à la souscription quotidienne de capacité égal à 0,20 €/MWh/jour par jour.

Un contrôle *a posteriori* des quantités de gaz B converties physiquement en gaz H est effectué sur la base du calcul de l'écart journalier entre les quantités converties et les quantités allouées à Taisnières B et aux PITP du réseau de gaz B, entre le 1<sup>er</sup> avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1.

Les quantités converties, desquelles sont déduites les quantités allouées à Taisnières B et aux PITP du réseau de gaz B, entre le 1<sup>er</sup> avril de l'année N et le 31 mars de l'année N+1, sont comptabilisées dans un compte journalier cumulé :

- chaque jour, en cas de solde positif de ce compte cumulé, l'expéditeur se voit facturer une pénalité de 1 €/MWh à hauteur du déséquilibre journalier cumulé constaté, jusqu'à résorption de ce dernier ;
- en cas de solde positif au 31 mars de l'année N+1, le solde est reporté sur la période du 1<sup>er</sup> avril de l'année N+1 au 31 mars de l'année N+2 ;
- en cas de solde négatif ou nul au 31 mars de l'année N+1, le compte est remis à zéro au 1<sup>er</sup> avril de l'année N+1.

#### 3.2.9.3 Tarif de conversion contractuelle a posteriori B vers H

Un tarif de conversion contractuelle de gaz B en gaz H est facturé *a posteriori* à tout expéditeur dont l'utilisation du PIR Taisnières B, du PITS Nord B et des outils physiques de conversion (convertisseur de pointe H vers B) conduirait à émettre sur le réseau B une quantité de gaz B supérieure à la consommation totale de ses clients raccordés au réseau B.

Ce tarif s'applique à la différence calculée quotidiennement, pour chaque expéditeur, entre la quantité de gaz B injectée sur le réseau et la consommation totale de ses clients raccordés au réseau B. Toutefois, ce tarif ne s'applique ni aux quantités de gaz B injectées aux PITP, ni à (ux) l'expéditeur(s) fournissant à GRTgaz une prestation d'échange de gaz H en gaz B.

Ce tarif ne s'applique pas aux déséquilibres de gaz B imputables à une révision des nominations par suite d'une demande de GRTgaz telle que décrite au paragraphe 3.2.9.4 ci-dessous.

Le niveau de ce tarif est fixé à 1,05 €/MWh après application du niveau de tolérance suivant :

Capacités de livraison souscrites sur le réseau de gaz B	≤ 0,5 GWh/j	>0,5 GWh/j et ≤ 1 GWh/j	> 1 GWh/j
Tolérance avant application du tarif de conversion	15 %	10 %	2,5 %

### 3.2.9.4 Contrôle des nominations sur les infrastructures physiques du réseau B :

GRTgaz peut, dans les circonstances où l'équilibrage physique du réseau B le nécessite, imposer aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur les infrastructures physiques du réseau de transport B, de revoir leurs nominations sur ces infrastructures à la hausse ou à la baisse.

### 3.2.10 Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite

GRTgaz et TIGF 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>18</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.

### 3.2.11 Pénalités pour dépassement de capacité

#### 3.2.11.1 Pénalités pour dépassement de capacité journalière

- **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 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 3 % et 10 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière ;
- pour la part du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 40 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.

- **Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière**
  - Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR :

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

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

<sup>18</sup> Sur les détails de ce service, voir la délibération de la CRE du 9 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1<sup>er</sup> octobre 2015

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 valeur de 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 valeur de 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.

- 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 valeur de 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 valeur de 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.

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.

- Pénalités pour dépassement de capacité horaire

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire de transport sur le réseau régional et 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.

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 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 10 % et 20 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire ;
- pour la part du dépassement supérieure à 20 %, la pénalité est égale à 90 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Les pénalités pour dépassement de capacité horaire ne sont pas appliquées par GRTgaz si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

- Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

Chaque GRT redistribue le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de juin de l'année suivante.

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

### **3.3 Evolution de la grille tarifaire des GRT à compte du 1<sup>er</sup> avril 2018**

En plus des évolutions en structure qui peuvent être décidées par la CRE, la grille tarifaire de GRTgaz et de TIGF est mise à jour au 1<sup>er</sup> avril de chaque année à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018 selon les modalités ci-dessous :

#### **3.3.1 Mise à jour des charges de capital normatives**

Les charges de capital 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 du 2.1.1 de la présente délibération.

### 3.3.2 Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent de la manière suivante, selon les règles prévues par le tarif ATRT6 :

- les OPEX nettes de l'année 2019 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2018 un pourcentage de variation égal à  $IPC + 0,74 \%$  pour GRTgaz et à  $IPC + 0,4 \%$  pour TIGF, où l'IPC correspond à la variation annuelle moyenne réellement constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la CRE utilisera la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100 % par le CRCP ;
- à ce montant d'OPEX nettes pour l'année 2019 est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO<sub>2</sub> » retenue dans la trajectoire d'OPEX nettes (au paragraphe 2.1.7 de la présente délibération) et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2019, ainsi que le montant prévisionnel des coûts de levée des congestions ;
- enfin, les hypothèses annuelles de charges liées à la levée des congestions seront revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019

### 3.3.3 Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités seront revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019.

### 3.3.4 Prise en compte du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

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

<b>GRTgaz, en M€courants</b>	<b>Taux</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Revenus acheminement « aval »	100 %	1 327	1 341
Revenus acheminement « amont »	80 %	451	441
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	2	3
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	900	909
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	92	91
Charges au titre de la prestation de conversion H-B (variation des volumes convertis)	100 %	46	51
Charges incombant à GRTgaz consécutives au projet pilote de conversion vers le gaz H de la zone alimentée en gaz B	100 %	0	0
Charges liées à la désimbrication des activités de R&D d'avec celles de la maison-mère	100 %	4	3
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	34	34
Charges liées à la levée des congestions	100 %	0	2
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport liée à la mise en œuvre des dispositions de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et TIGF (charge)	100 %	34	34
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et TIGF (recette)	100 %	0	3

TIGF, en M€ <sub>courants</sub>	Taux	2017	2018
Revenus acheminement « aval »	100 %	146	147
Revenus acheminement « amont »	80 %	94	99
Produits de raccordement des CCCG et TAC	100 %	0	0
Charges de capital normatives « réseaux »	100 %	140	143
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO <sub>2</sub>	80 %	7	6
Produits de prestations pour tiers liés aux grands projets d'aménagement du territoire	100 %	0	0
Charges liées à la levée des congestions	100 %	0	0,3
Charges éventuelles liées, le cas échéant, à la rémunération des consommateurs raccordés au réseau de transport liée à la mise en œuvre des dispositions de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie	100 %	0	0
Charges et produits relatifs au contrat entre GRTgaz et TIGF (recette)	100 %	34	34
Reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et TIGF (charge)	100 %	0	3

Par ailleurs, les éléments suivants sont également intégrés au CRCP :

- écarts de charges d'exploitation ou de charges de capital « hors réseaux » dus aux écarts entre l'IPC prévisionnel et l'IPC constaté ;
- bonus/malus au titre de la régulation incitative de la qualité de service ;
- primes/pénalités au titre des mécanismes de la régulation incitative des investissements.

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 2,7 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

#### **4. DECISION**

La présente délibération porte projet d'évolutions du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2018 et à la création de la place de marché unique prévue au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

Elle sera transmise pour avis au Conseil Supérieur de l'Energie.

**Délibéré à Paris, le 14 décembre 2017.**  
**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**  
**Le Président,**  
**Jean-François CARENCO**

**ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHÈSE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2018**

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 2.

**Accès aux Points Notionnels d'Echange de Gaz (PEG)**

Terme fixe annuel : 6000 €/point d'échange/an

Terme variable : 0,01 €/MWh échangé

**Principaux termes applicables au réseau Principal**

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Re-bours
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Taisnières B	80,37	50 %	
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	103,32	50 %	20 %
GRTgaz - Dunkerque	103,32	50 %	
GRTgaz - Obergailbach	103,32	50 %	20 %
GRTgaz - Oltingue	103,32	50 %	
TIGF - PIRINEOS	103,32	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interruptible	Re-bours
<b>Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)</b>			
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	40,72		125 %
GRTgaz - Oltingue	400,61	75 %	20 %
GRTgaz - Jura	95,01	75 %	20 %
TIGF - PIRINEOS	499,16	75 %	

	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme		
<b>Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITM)</b>			
GRTgaz - Dunkerque GNL	97,58		
GRTgaz - Montoir	97,58		
GRTgaz - Fos	97,58		

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Entrée	Sortie
<b>Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)</b>		
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est	9,01	21,05
GRTgaz - Nord-Atlantique, Sud-Atlantique	6,31	14,74
TIGF - Sud-Ouest	9,01	21,05

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Liaison Nord-Sud</b>		
Sens Nord vers Sud	208,04	50 %
Sens Sud vers Nord	50,00	50 %

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
<b>Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)</b>		

## DELIBERATION

14 décembre 2017

GRTgaz	90,33	50 %
TIGF	90,33	50 %

### Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux

Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz	77,91 X NTR	50 %
TIGF	75,78 X NTR	50 %

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

Capacité de livraison (TCL)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interruptible
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	31,00	50 %
GRTgaz - Consommateur final fortement modulé	32,41	50 %
GRTgaz - PIRR	39,80	
GRTgaz - PITD	45,77	
TIGF - Consommateur final raccordé au réseau de transport	27,46	50 %
TIGF - PITD	49,62	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
	Ferme
GRTgaz	5 982,45
TIGF	3 037,47

**ANNEXE 1BIS : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE APPLICABLE A LA DATE DE LA CREATION DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE (PREVUE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2018)**

Cette annexe reprend de manière synthétique les principaux termes tarifaires présentés dans la partie 2.

**Accès aux Points Notionnels d'Echange de Gaz (PEG)**

Terme fixe annuel : 6000 €/point d'échange/an

Terme variable : 0,01 €/MWh échangé

**Principaux termes applicables au réseau Principal**

Entrée aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interrup- tible	Re- bours
GRTgaz - Taisnières B	80,37	50 %	
GRTgaz - Virtualys (Taisnières H)	103,32	50 %	20 %
GRTgaz - Dunkerque	103,32	50 %	
GRTgaz - Obergailbach	103,32	50 %	20 %
GRTgaz - Oltingue	103,32	50 %	
TIGF - PIRINEOS	103,32	75 %	

Sortie aux Points d'Interconnexion Réseau (PIR)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme	Interrup- tible	Re- bours
GRTgaz - Virtualys (Alveringem)	40,72		125 %
GRTgaz - Oltingue	400,61	75 %	20 %
GRTgaz - Jura	95,01	75 %	20 %
TIGF - PIRINEOS	617,08	75 %	

Entrée aux Points d'Interconnexion Terminaux Méthaniers (PITTM)	Terme capacité (€/MWh/j/an)		
	Ferme		
GRTgaz - Dunkerque GNL	97,58		
GRTgaz - Montoir	97,58		
GRTgaz - Fos	97,58		

Entrée/Sortie aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Entrée	Sortie
GRTgaz - Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B, Sud-Est, Nord et Sud Atlantique	9,01	21,05
TIGF - Sud-Ouest	9,01	21,05

Sortie du réseau principal vers les points de livraison (TCS)	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interrup- tible
GRTgaz	90,33	50 %
TIGF	90,33	50 %

**Principaux termes applicables aux réseaux Régionaux**

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interrup- tible
Capacité de transport sur le réseau régional (TCR)		
GRTgaz	77,91 X NTR	50 %
TIGF	75,78 X NTR	50 %

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

	Terme capacité (€/MWh/j/an)	
	Ferme	Interrup- tible
Capacité de livraison (TCL)		
GRTgaz - Consommateur final raccordé au réseau de transport	31,00	50 %
GRTgaz - Consommateur final fortement modulé	32,41	50 %
GRTgaz - PIRR	39,80	
GRTgaz - PITD	45,77	
TIGF - Consommateur final raccordé au réseau de transport	27,46	50 %
TIGF - PITD	49,62	

Poste de livraison	Terme par poste (€/poste/an)
	Ferme
GRTgaz	5 982,45
TIGF	3 037,47

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

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

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

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

- qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain ;
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;
- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée ;
- suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT.

Les indicateurs suivants sont suivis sans faire l'objet d'une incitation financière :

- taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT ;
- mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud ;
- fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié par les GRT sur leur page publique ;
- réduction des capacités disponibles ;
- réduction des capacités souscrites ;
- respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT ;
- respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT ;
- respect de la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée en M-2 par le GRT ;
- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service peut évoluer au cours de la période tarifaire ATRT6. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Les GRT sont autorisés à neutraliser une journée par an pour le calcul des indicateurs, lors de la mise en service d'une version majeure d'une application concourant à la production 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**

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

<b>Calcul :</b>	<b>Nombre de jours non conformes<sup>(1)</sup> par zone d'équilibrage et par mois</b> (une valeur suivie par zone d'équilibrage : soit deux valeurs suivies par GRTgaz et une valeur suivie par TIGF)
<b>Périmètre :</b>	- tous expéditeurs confondus - tous GRD confondus - par ZET
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
<b>Objectif :</b>	<b>GRTgaz :</b> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois <b>TIGF :</b> - objectif de base : 1 jour non conforme par mois - objectif cible : 0 jour non conforme par mois
<b>Incitations :</b>	<b>GRTgaz :</b> - 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> - bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à +/- 600 k€ par an toutes zones d'équilibrage confondues. <b>TIGF :</b> - 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> - bonus / mois : 25 k€ si l'objectif cible est atteint ; - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à +/- 300 k€ par an.
<b>Date de mise en œuvre</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016

(1) : Pour une zone d'équilibrage (ZET) donnée, le jour J du mois M est non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 2 % :

- la mesure provisoire de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le 20 du mois M+1.

**1.2 Qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'information de très bonne qualité<sup>(4)</sup></li> <li>- Taux d'information de bonne qualité</li> <li>- Taux d'information de mauvaise qualité</li> </ul> <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- toutes ZET confondues</li> <li>- tous les points de livraison industriels télérelevés</li> <li>- arrondi à une décimale</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p><b>GRTgaz :</b> L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pénalités / mois : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par chaque GRT, est limité à plus ou moins 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b> L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 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).

**1.3 Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Taux d'information de très bonne qualité<sup>(1)</sup></b></li> <li>- <b>Taux d'information de bonne qualité</b></li> <li>- <b>Taux d'information de mauvaise qualité</b></li> </ul> <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz et TIGF par plage horaire)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h</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>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités / mois : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus / mois : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF</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 TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2014</li> </ul>

(1) : Une information est dite de très bonne qualité si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour J transmise le jour J et la mesure définitive de l'énergie de la tranche horaire 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 100kWh, l'information est de très bonne qualité.

**1.4 Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée**

<b>Calcul :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Taux d'information de très bonne qualité<sup>(1)</sup></b></li> <li>- <b>Taux d'information de bonne qualité</b></li> <li>- <b>Taux d'information de mauvaise qualité</b></li> </ul> <p>(un taux par zone d'équilibrage pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit 6 valeurs suivies par GRTgaz et 3 valeurs suivies par TIGF)</p>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous expéditeurs confondus</li> <li>- une valeur par ZET</li> <li>- arrondi à une décimale après la virgule</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p><b>GRTgaz :</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 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 GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ au total par an toutes zones d'équilibrage confondues.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b>                  Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité ;</li> <li>- bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 300 k€ au total par an.</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> avril 2014</li> </ul>

(1) : concernant la prévision réalisée la veille, une information est dite de très bonne, respectivement de bonne et de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement inférieur à 4 %, respectivement compris entre 4 % et 7 % et strictement supérieur à 7 % :

- 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.

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.

### 1.5 Suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT

Un indicateur permettant de suivre la mise à jour régulière des cinq informations les plus importantes publiées sur les sites publics des GRT a été introduit au 1<sup>er</sup> avril 2016. Cet indicateur est désormais incité.

Les 5 informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité
<b>Stock en conduite projeté</b>	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure <sup>(1)</sup> (publication ou non de l'information à H+1 :15)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15
<b>Déséquilibre prévisionnel</b>	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	1 fois par heure <sup>(1)</sup>	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+1:15
<b>Prix de règlement des déséquilibres</b>	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure <sup>(1)</sup>	Valeur suivie : moyenne des taux de disponibilité mensuel global pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal)
<b>Prévision globale de consommation par zone J et J+1</b>	-15h : prévisions J -17h : prévisions J+1	2 fois par jour (publication ou non de l'information à H+15 pour 15h et 17h)	Valeur suivie : taux de disponibilité avant H+15
<b>Allocations PIRINEOS E et L</b>	Journalier, avant 13h	1 fois par jour <sup>(2)</sup>	Indicateur indexé sur la présence de la donnée chaque jour à 14h. Valeur suivie : taux de disponibilité à 14h
<b>Incitations :</b>	<p>Une fois par mois, chaque GRT calcule la moyenne de toutes les valeurs suivies. L'incitation porte sur cette moyenne en pourcents arrondie à une décimale.</p> <p><b>GRTgaz :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- si cette moyenne est égale à 100 %, le bonus est de 40 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est inférieure ou égale à 95 %, le malus est de 40 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est comprise entre 95 % et 100 %, le bonus / malus appliqué est linéaire entre les deux valeurs ci-dessus : <math>incitation = moyenne \times 1600 - 1560</math>, exprimé en k€ ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à +/- 600 k€ par an.</li> </ul> <p><b>TIGF :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- si cette moyenne est égale à 100 %, le bonus est de 20 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est inférieure ou égale à 95 %, le malus est de 20 k€/mois ;</li> <li>- si cette moyenne est comprise entre 95 % et 100 %, le bonus / malus appliqué est linéaire entre les deux valeurs ci-dessus : <math>incitation = moyenne \times 800 - 780</math>, exprimé en k€ ;</li> <li>- plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à +/- 300 k€ par an.</li> </ul>		
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016		

(1) Ces contrôles sont effectués toutes les heures sauf celles de la plage horaire 0h-6h.

(2) Les jours pour lesquels cette valeur aura été modifiée après sa première publication seront comptabilisés comme des jours avec absence de donnée.

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

**2.1 Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT**

<b>Calcul :</b>	Nombre d'heures de disponibilité du portail utilisateurs et de la plateforme publique de données publiques sur le mois / Nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois pour les deux interfaces (une valeur suivie par GRT)
<b>Périmètre :</b>	- calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2015

**2.2 Mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud**

<b>Calcul :</b>	Volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRT-gaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud
<b>Périmètre :</b>	- Volume cumulé de capacité journalière interruptible et ferme commercialisé au-delà de 270 GWh/jour
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> janvier 2015

### 2.3 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 zone d'équilibrage 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. De ce fait, il informe les expéditeurs de la disponibilité des services de flexibilité basée sur le stock en conduite. Interrogés par la CRE dans la consultation publique de mise à jour tarifaire, les expéditeurs ont unanimement souhaité qu'un indicateur soit créé pour s'assurer de la fiabilité de cette information. L'indicateur créé vise à repérer les valeurs aberrantes de prévisions du stock en conduite.

<b>Calcul :</b>	<p>Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit conforme si l'écart avec la dernière valeur de stock en conduite projeté conforme est inférieur à 100 GWh en zone Nord, 50 GWh en zone Sud et 30 GWh en zone TIGF.</p> <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>
<b>Périmètre :</b>	- Une valeur par mois et par zone d'équilibrage (Nord et Sud) de GRTgaz et de TIGF
<b>Suivi :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- 1 <sup>er</sup> avril 2016

2.4 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 disponibles	<b>Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme technique</b> (une valeur suivie par point et une valeur agrégée suivie pour chaque catégorie de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)	Mensuelle  Indicateur calculé pour les mois de janvier à décembre	1 <sup>er</sup> avril 2009
Réduction des capacités souscrites	<b>Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié en début d'année et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2009
Respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié à M-2 et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		GRTgaz : mi-2009 TIGF : 1 <sup>er</sup> avril 2009
Respect de la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée en M-2 par le GRT	<b>Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée à M-2 et le programme de maintenance réalisé</b> (une valeur par type de points du réseau <sup>(1)</sup> pour chaque GRT)		1 <sup>er</sup> avril 2016

(1) : 5 catégories de points sont retenues :

- la liaison Nord / Sud dans les deux sens ;
- les PIR dans le sens dominant ;
- l'entrée aux PITTM ;
- l'entrée et la sortie aux PITS ;
- l'interface GRTgaz Sud / TIGF dans les deux sens.

**2.5 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
Emissions de gaz à effet de serre	<b>Emissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO<sub>2</sub>)</b> (une valeur suivie par GRT)	Trimestrielle	1 <sup>er</sup> janvier 2009
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	<b>Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé</b> (une valeur suivie par GRT)		1 <sup>er</sup> janvier 2009

## **ANNEXE 3 : LISTES DES NTR PAR SITE**

Annexes publiées sur le site internet de la CRE pour GRTgaz<sup>19</sup> et TIGF<sup>20</sup>.

## **ANNEXE 4 : DONNEES PUBLIEES PAR LES GRT**

### **1. Représentation structurelle du réseau de transport**

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/notre-entreprise/notre-reseau.html>

TIGF :

<https://www.tigf.fr/nos-offres/transport.html>

<https://www.tigf.fr/nos-publications/publications-transport/schema-du-reseau-tigf.html>

### **2. Données techniques (longueur et diamètre des gazoducs, puissance des stations de compression)**

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/fr/notre-entreprise/nos-chiffres-cles.html>

TIGF: <https://www.tigf.fr/qui-sommes-nous/nos-metiers/chiffres-cles.html>

### **3. Produits standards de capacité interruptible proposés et probabilité d'interruption**

GRTgaz : [http://www.smart.grtgaz.com/fr/capacites\\_moyen\\_termes/PIP](http://www.smart.grtgaz.com/fr/capacites_moyen_termes/PIP) ; [http://smart.grtgaz.com/fr/programme\\_travaux/CAM/PIR](http://smart.grtgaz.com/fr/programme_travaux/CAM/PIR)

TIGF :

[https://www.tigf.fr/fileadmin/presse/ACTU\\_PDF-FR/2015/GT\\_Allocation\\_30112015\\_TIGF\\_FR.PDF](https://www.tigf.fr/fileadmin/presse/ACTU_PDF-FR/2015/GT_Allocation_30112015_TIGF_FR.PDF)

[https://www.tigf.fr/fileadmin/Nos\\_offres/Transport/Contrat\\_de\\_transport/CG\\_CP\\_CO/MAJ\\_Novembre\\_2017\\_bis/06\\_Annexe\\_E.1\\_Procedure\\_de\\_commercialisation\\_de\\_capacites\\_a\\_u\\_PIV\\_Pirineos.pdf](https://www.tigf.fr/fileadmin/Nos_offres/Transport/Contrat_de_transport/CG_CP_CO/MAJ_Novembre_2017_bis/06_Annexe_E.1_Procedure_de_commercialisation_de_capacites_a_u_PIV_Pirineos.pdf)

### **4. Capacité technique disponible aux points d'entrée et de sortie**

GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/acces-direct/clients/fournisseur-trader/acces-aux-capacites.html>

TIGF : <https://www.tigf.fr/fr/nos-offres/transport/commercialisation-de-capacites/calcul-des-capacites.html>

---

<sup>19</sup> Liste des NTR de GRTgaz

<sup>20</sup> Liste des NTR de TIGF