

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 décembre 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2016

Participaient à la séance : Philippe DE LADOUCKETTE, président, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application de l'article L.134-2, 4° du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) définit la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz et les évolutions tarifaires.

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 dudit code prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. Par ailleurs, l'article L.452-3 dispose que « *la Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure 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 [...]. La Commission de régulation de l'énergie [...] procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie. La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel [...], ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française [...]* ».

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dits « tarifs ATRT5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans. Ils prévoient une mise à jour des grilles tarifaires des deux GRT au 1^{er} avril de chaque année, à compter du 1^{er} avril 2014, selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 13 décembre 2012¹.

Les délibérations de la CRE en date du 29 janvier 2014² et du 19 mars 2015³ ont porté sur les deux premières mises à jour des tarifs ATRT5.

Par ailleurs, deux délibérations en date du 30 octobre 2014⁴ ont fait évoluer les tarifs ATRT5 afin, d'une part, de mettre en œuvre des mesures transitoires dans l'optique de la création d'une zone de marché du gaz unique à l'horizon 2018, et, d'autre part, de définir un mécanisme de régulation incitative applicable aux

¹ [Délibération du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

² [Délibération du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2014](#)

³ [Délibération du 19 mars 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2015](#)

⁴ [Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative à l'évolution du tarif ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018 ; Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne-midi](#)

projets Val de Saône et Gascogne/Midi⁵.

La présente délibération a pour objet l'évolution des tarifs ATRT5 à compter du 1^{er} avril 2016.

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^{er} avril 2016 est de +4,6 %. Cette évolution s'explique, d'une part, par la baisse de 0,7% des souscriptions de capacités et, d'autre part, par une augmentation de 3,9% du revenu autorisé. Cette hausse de revenu est liée principalement à la hausse des charges de capital à couvrir dans la trajectoire de l'ATRT5.

La hausse moyenne du tarif de TIGF au 1^{er} avril 2016 est de +5,0 %. Cette évolution s'explique, d'une part, par la baisse de 1,1% des souscriptions de capacités et, d'autre part, par une augmentation de 3,9% du revenu autorisé. Cette hausse de revenu est liée principalement à la hausse des charges de capital à couvrir dans la trajectoire de l'ATRT5.

Création d'un produit unique aux Points d'interface transport stockage (PITS) de GRTgaz

GRTgaz commercialisera un nouveau produit appelé Capacité d'interface transport stockage (CITS) aux PITS, en lieu et place des produits ferme et interruptible. L'introduction de ce produit permet de simplifier l'offre aux PITS de GRTgaz, en particulier Nord-Atlantique et Sud-Atlantique. Le niveau initial du tarif de ce produit est fixé de manière à maintenir le revenu de GRTgaz constant aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique. Après prise en compte de cet effet structure, la CRE fait évoluer les termes tarifaires aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique selon les mêmes modalités que les autres termes tarifaires aux PITS.

Régulation incitative de la qualité de service des transporteurs de gaz

La CRE introduit deux nouveaux indicateurs de suivi des maintenances des GRT :

- La CRE demande aux GRT de publier, en même temps que leurs programmes engageants (soit le minimum de capacités disponibles), leurs meilleures prévisions de disponibilité de la capacité, non engageantes. Le premier nouvel indicateur porte sur la qualité de ces prévisions non engageantes, en les comparant au réalisé.
- Le second nouvel indicateur vise à mieux appréhender l'impact réel des interruptions pour les clients en suivant, en plus de la disponibilité des capacités fermes, le taux de disponibilité des capacités souscrites.

Par ailleurs, afin de suivre la qualité de l'indicateur de stock en conduite projeté, la CRE demande aux GRT de publier un indicateur identifiant les variations anormales des valeurs publiées.

Les indicateurs nouvellement créés ne sont pas incités financièrement. Leurs premiers résultats devront être présentés en Concertation en septembre 2016 afin d'établir un retour sur expérience.

⁵ [Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi](#)

DELIBERATION	1
METHODOLOGIE	6
I. CADRE DE REGULATION : RAPPEL DES DISPOSITIONS DES TARIFS ATRT5	6
II. REVENU AUTORISE DE GRTGAZ	7
A. Charges d'exploitation (OPEX)	7
1. <i>Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie</i>	7
2. <i>Révision des charges d'énergie</i>	7
3. <i>Charges nettes d'exploitation</i>	8
B. Charges de capital normatives	8
C. Apurement du CRCP	8
D. Revenu autorisé	9
III. REVENU AUTORISE DE TIGF	10
A. Charges d'exploitation (OPEX)	10
1. <i>Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie</i>	10
2. <i>Révision des charges d'énergie</i>	10
3. <i>Charges nettes d'exploitation</i>	11
B. Charges de capital normatives	11
C. Apurement du CRCP	11
D. Revenu autorisé	12
IV. HYPOTHESES DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES DE TRANSPORT	13
A. GRTgaz	13
B. TIGF	13
V. EVOLUTION MOYENNE DES TARIFS DE GRTGAZ ET DE TIGF	13
VI. STRUCTURE TARIFAIRE	14
A. Offre tarifaire aux Points d'interface transport stockage (PITS)	14
1. <i>Tarifification infra-annuelle aux PITS</i>	14
2. <i>Création d'un produit unique aux PITS</i>	15
B. Commercialisation de capacités fermes supplémentaires à Obergailbach, dans le sens France vers Allemagne	15
C. Synthèse sur l'évolution des grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF	16
D. Mise à jour de la régulation incitative de la qualité de service des GRT	17
TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	18
I. DEFINITIONS	18
II. TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ	20
A. Trajectoire de revenu autorisé	20
B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1 ^{er} avril 2016	20
1. <i>Acheminement sur le réseau principal</i>	20

2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	24
3.	<i>Livraison du gaz</i>	24
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1^{er} avril 2016</i>	26
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	26
6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	27
7.	<i>Souscription de capacités quotidiennes</i>	27
8.	<i>Commercialisation de court terme des capacités quotidiennes et intra-journalières</i>	28
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	28
10.	<i>Offre d'acheminement interruptible à préavis court</i>	29
11.	<i>Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud</i>	29
12.	<i>Offre de souscription quotidienne de capacités journalières de livraison à préavis court</i>	30
13.	<i>Injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz</i>	30
14.	<i>Conversion de qualité de gaz</i>	30
15.	<i>Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite</i>	31
16.	<i>Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés</i>	32
C.	Détermination du solde du CRCP	32
III.	TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF	32
A.	Trajectoire de revenu autorisé	32
B.	Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2016	33
1.	<i>Acheminement sur le réseau principal</i>	33
2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	34
3.	<i>Livraison du gaz</i>	35
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2016</i>	35
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	36
6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	36
7.	<i>Souscription de capacités quotidiennes</i>	37
8.	<i>Modalités de commercialisation de court-terme des capacités quotidiennes et intra-journalières</i>	37
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	37
10.	<i>Injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz</i>	38
11.	<i>Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite</i>	38
C.	Détermination du solde du CRCP	38
IV.	REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS DE RECETTES D'ENCHERES	39
A.	Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016	39
B.	Excédents de recettes d'enchères	39
C.	Calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017	39
1.	<i>Principes généraux</i>	39
2.	<i>Calcul des montants unitaires annuels de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017</i>	40
3.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits trimestriels du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017</i>	40
4.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016</i>	40
5.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016</i>	41
6.	<i>Publication des montants unitaires de redistribution du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017</i>	41
7.	<i>Modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères</i>	41
V.	CESSION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ	

ET TIGF	42
VI. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	42
A. Pénalités pour dépassement de capacité journalière	42
1. <i>Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière</i>	42
2. <i>Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière</i>	42
B. Pénalités pour dépassement de capacité horaire	43
C. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité	43
VII. POINTS NOTIONNELS D'ÉCHANGE DE GAZ SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	44
VIII. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	45
A. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière	45
1. <i>Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires</i>	45
2. <i>Qualité des quantités journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain</i>	46
3. <i>Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée</i>	47
4. <i>Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT</i>	49
5. <i>Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée</i>	50
B. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT, non incités financièrement	51
6. <i>Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud</i>	51
7. <i>Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage</i>	51
8. <i>Retour au stock en conduite de la veille</i>	52
9. <i>Suivi des informations publiés sur les sites publics des GRT et servant à l'équilibrage</i>	52
10. <i>Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance</i>	54
11. <i>Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs</i>	55
12. <i>Indicateurs relatifs à l'environnement</i>	55
13. <i>Indicateur relatif aux délais de transmission des données</i>	56
IX. ANNEXES	56

METHODOLOGIE

I. Cadre de régulation : rappel des dispositions des tarifs ATRT5

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une période d'environ quatre ans.

L'ATR5 intègre des mécanismes de régulation incitative portant sur trois volets différents :

- une régulation incitative des investissements : elle est composée, d'une part, d'une incitation à la réalisation des investissements nécessaires à l'amélioration du fonctionnement du marché français et à son intégration au sein du marché européen et, d'autre part, d'une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement ;
- une régulation incitative des charges d'exploitation : les charges nettes d'exploitation des gestionnaires de réseau de transport (GRT) évoluent chaque année, à partir du niveau retenu pour 2013, selon l'inflation et un coefficient d'évolution annuel. Ce coefficient intègre un objectif de productivité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période ATRT4. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés au-delà de cette trajectoire sont conservés par chaque GRT. De façon symétrique, les surcoûts éventuels sont supportés par les GRT ;
- une régulation incitative de la qualité de service qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché.

L'ATR5 reconduit le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) qui permet de couvrir tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur certains postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation, lissée sur 4 ans, des revenus à recouvrer par les tarifs. Afin d'assurer la neutralité financière du CRCP, les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque fixé à 4,0 % par an, nominal avant impôt.

La délibération tarifaire du 13 décembre 2012 prévoit que la grille tarifaire des deux GRT évolue le 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2014 selon les principes suivants :

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
 - la trajectoire de charges de capital définie par la CRE ;
 - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année selon l'inflation et un coefficient prédéfini ;
 - la mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » ;
- mise à jour des hypothèses de souscription de capacités ;
- apurement d'un quart du solde global du CRCP ;
- évolutions de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment pour réduire le nombre de places de marché et mettre en œuvre les codes de réseau européens.

Données transmises par les GRT pour la mise à jour tarifaire

Lors de chaque mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, les GRT transmettent à la CRE, pour les postes « Énergie et quotas de CO₂ », « CRCP » et « souscriptions » :

- les données définitives pour l'année N-1 ;
- les données estimées pour l'année en cours, sur la base des données définitives pour la période janvier-août de l'année N, et prévisionnelles pour la période septembre-décembre de l'année N ;
- les données prévisionnelles pour l'année N+1.

Dans la suite du document, il sera fait référence :

- au « réalisé 2014 » pour qualifier les données définitives pour l'année 2014 ;
- à l'« estimé 2015 » pour qualifier les données estimées par les GRT pour l'année en cours ;
- au « prévisionnel 2015 » pour qualifier les données prévisionnelles retenues par la CRE pour l'année 2015 lors de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2015 ;
- au « prévisionnel 2016 » pour qualifier les données prévisionnelles qui ont été transmises par les GRT pour l'année 2016 ;
- au « tarif ATRT5 » lorsqu'il s'agira des trajectoires définies par la CRE pour l'année considérée dans la délibération ATRT5 du 13 décembre 2012.

II. Revenu autorisé de GRTgaz

A. Charges d'exploitation (OPEX)

1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif de transport de GRTgaz, hors variation des charges d'énergie étaient de 766,7 M€ pour 2013 (tarif ATRT5), de 761,2 M€ pour 2014 et de 754,0 M€ pour 2015 (évolution du tarif ATRT5 au 1^{er} avril 2015). Le niveau d'OPEX retenu pour 2015 est de 753,3 M€ après prise en compte de la valeur réelle de l'inflation pour 2014.

Le tarif ATRT5 de GRTgaz prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les OPEX nettes de l'année 2016 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2015 « un pourcentage de variation égal à IPC – 1,45 %, 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 2015 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances pour 2016 étant de + 0,1 %⁶, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2016, hors variation du prix de l'énergie, baisseront de 1,35 % par rapport à celles retenues pour l'année 2015, soit un montant de 743,1 M€. L'écart entre l'hypothèse d'inflation pour 2015 prise en compte par la CRE et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application du tarif ATRT5, la CRE met à jour le montant prévu pour les charges d'énergie de GRTgaz en 2016.

Les besoins de GRTgaz en énergie pour 2016 sont en baisse par rapport à 2015. Cette évolution s'explique par la poursuite de la baisse observée sur l'utilisation de la liaison Nord-Sud dans un contexte de marché moins tendu sur le GNL, ainsi que par la baisse des prix d'achat du gaz carburant et de l'électricité.

Le montant des charges d'énergie retenu par la CRE pour la mise à jour au 1^{er} avril 2016 est inférieur de 10,1 M€ à la demande initiale de GRTgaz (107,6 M€⁷). La CRE a retenu une réduction des flux Nord-Sud plus forte que GRTgaz pour les consommations prévisionnelles de gaz carburant et d'électricité motrice.

Les charges d'énergie de GRTgaz prévues pour 2016 sont également plus faibles que celles initialement prévues dans le tarif ATRT5. Cela est principalement dû à des prix d'achats de l'énergie motrice significativement plus faibles que dans le tarif ATRT5, compte tenu de la baisse des prix de marchés, et à la diminution de l'utilisation des capacités souscrites.

⁶ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 30 septembre 2015 du projet de loi de finances pour 2016, n° 3096

⁷ Les demandes initiales des GRT sont détaillées dans la note de consultation publique de la CRE relative à la mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF au 1er avril 2016, en date du 15 octobre 2015.

	2013 – Réalisé		2014 – Réalisé		2015 – Estimé à nov. 2015		2016 – Prév. Tarif ATRT5		2016 – Mis à jour	
	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€
Gaz carburant	1 924	43,2	1 911	48,0	1807	47,5	2192	59,6	1773	42,0
Ecart de bilan technique	970	25	1 032	26,8	1059	28,0	1125	30,6	1000	23,7
Electricité	427	29,6	420	28,1	385	28,0	293	28,7	378	25,0
TICGN	-	-	1 443	1,9	-	4,6	-	-	-	6,9
Quotas CO₂	-	-	-	-	-	-	-147	1,9	-	-
Total	-	97,8	-	104,8	-	108,2	-	120,8	-	97,5

La mise à jour du poste « énergie » de GRTgaz conduit à une baisse de 23,3 M€ par rapport à la prévision du tarif ATRT5 relative à ce poste pour l'année 2016, principalement en raison de prix d'achats de l'énergie motrice significativement plus faibles que dans le tarif ATRT5, compte tenu de la baisse des prix de marchés, et de la diminution de l'utilisation des capacités souscrites.

3. Charges nettes d'exploitation

Après mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » pour 2016, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de GRTgaz pour 2016 s'élèvent à 719,8 M€⁸. Ces charges sont en baisse de 26,3 M€⁹ par rapport à celles retenues pour 2015, soit -3,5 %.

B. Charges de capital normatives

La délibération tarifaire du 13 décembre 2012 fixe la trajectoire prévisionnelle des charges de capital à retenir chaque année pour la mise à jour du tarif de GRTgaz. En application de cette délibération, les charges de capital prévisionnelles de GRTgaz retenues pour 2016 sont de 1142,0 M€. Elles sont en hausse de 97,2 M€ par rapport à 2015, soit +9,3 %.

C. Apurement du CRCP

A fin 2014, le montant actualisé du CRCP était de -65,6 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2015 a conduit à reprendre 18,1 M€ à GRTgaz. Le stock actualisé¹⁰ restant à apurer est de -50,2 M€ (en valeur 2015).

Le solde du CRCP définitif pour l'année 2014 est supérieur de 0,5 M€ à l'estimation faite dans la mise à jour de l'ATR5 en novembre 2014. L'écart s'ajoute au montant du CRCP, et est à restituer à GRTgaz.

Le montant du CRCP pour l'année 2015 est estimé par la CRE à -23,5 M€ à fin novembre 2015, à restituer aux consommateurs (cf tableau ci-dessous).

⁸ Ce montant correspond à la somme des charges d'exploitation à retenir pour 2016 (743,1 M€) et de l'ajustement à effectuer sur les charges énergies prévues dans le tarif ATR5 (-23,3 M€).

⁹ Dans le revenu autorisé 2015, les charges d'exploitation nettes s'établissaient à 746,1 M€ (charges d'exploitations: 754,0 M€ et ajustement des charges d'énergie : -7,9 M€)

¹⁰ Actualisation à l'équivalent du taux sans risque, soit 4,0 % par an nominal avant impôt.

en M€	Tarif 2015	Estimé nov. 2015	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	1277,7	1264,6	-13,1	13,1
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	486,0	474,9	-11,2	5,6
Charges de capital normatives	1 044,8	997,3	-47,5	-47,5
Poste énergie	114,9	108,2	-6,7	-5,3
Recettes de raccordement	12,3	0,0	-12,3	12,3
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	34,2	33,2	-1,0	-1,0
Régulation incitative de la qualité de service	0,0	0,0	0,0	0,0
Ecart d'OPEX dû à l'IPC	754,0	753,3	-0,7	-0,7
CRCP TOTAL				-23,5

Le montant du CRCP 2015 provisoire retenu par la CRE pour la mise à jour au 1^{er} avril 2016 est inférieur de 4,9 M€ à la demande initiale de GRTgaz (-18,6 M€), en raison, d'une part, d'une prise en compte dans le calcul des charges d'énergie de la réduction des flux Nord-Sud et, d'autre part, d'une mise à jour à la hausse des prévisions de souscriptions aux PITD pour la fin d'année.

En sommant le montant actualisé de CRCP restant à régulariser des années précédentes (soit -50,2 M€), l'écart actualisé sur le CRCP 2014 (soit +0,5 M€) et le CRCP provisoire 2015 (soit -23,5 M€), on obtient un montant global actualisé de -73,1 M€, à restituer aux consommateurs.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à GRTgaz 20,2 M€ chaque année sur quatre ans à partir de 2016 (voir tableau ci-dessous).

en M€	2015	2016	2017	2018	2019
Montant du CRCP	-65,6	- 73,1			
Apurement d'un quart du montant global	-18,1	-20,2	-20,2	-20,2	-20,2

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de GRTgaz en 2016 est de 1841,6 M€, en hausse de 3,9 % par rapport à 2015 :

en M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital normatives	893,6	973,8	1044,8	1142,0
Charges nettes d'exploitation	766,7	761,7	754,0	743,1
Charges d'énergie révisées	-	-21,3	-7,9	-23,3
Apurement du CRCP	2,2	-4,5	-18,1	-20,2
Total revenu autorisé	1 662,4	1 709,8	1 772,8	1841,6

III. Revenu autorisé de TIGF

A. Charges d'exploitation (OPEX)

1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif de transport de TIGF, hors variation des charges d'énergie, étaient de 64,2 M€ pour 2013 (tarif ATRT5), de 66,2 M€ pour 2014 et de 68,2 M€ pour 2015 (évolution du tarif ATRT5 au 1^{er} avril 2015). Le niveau d'OPEX retenu pour 2015 est de 68,1 M€ après prise en compte de la valeur réelle de l'inflation pour 2014.

Le tarif ATRT5 de TIGF prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les OPEX nettes de l'année 2016 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2015 « un pourcentage de variation égal à IPC + 2,45%, 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 2015 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances pour 2016 étant de +0,1 %¹¹, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2016, hors variation du prix de l'énergie, augmenteront de 2,55 % par rapport à celles retenues pour l'année 2015, soit un montant de 69,9 M€. L'écart entre l'hypothèse d'inflation pour 2015 prise en compte par la CRE et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application du tarif ATRT5, la CRE met à jour le montant prévu pour les charges d'énergie de TIGF en 2016.

Les besoins de TIGF en énergie prévus pour 2016 sont en baisse par rapport à 2015. Ceci s'explique, d'une part, par la baisse des flux anticipée à la frontière franco-espagnole pour l'année 2016, en raison notamment de la reprise des arrivées de GNL en Europe et, d'autre part, par la baisse des prix d'achats du gaz carburant et de l'électricité.

Le montant des charges d'énergie retenu par la CRE pour la mise à jour au 1^{er} avril 2016 est inférieur de 2,2 M€ à la demande initiale de TIGF (9,8 M€). La CRE a pris en compte la réduction observée des flux France-Espagne pour les consommations prévisionnelles de gaz carburant et d'électricité motrice et a corrigé à la baisse les prix d'achats de l'énergie, au vu de l'évolution baissière des prix de marché et de la sortie de TIGF des tarifs réglementés de vente.

	2013 – Réalisé		2014 – Réalisé		2015 – Estimé à nov. 2015		2016 – Prév. Tarif ATRT5		2016 – Mis à jour	
	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€
Gaz carburant	309	8,7	246	6,7	218	5,3	167	4,7	190	4,2
Ecart de bilan technique	139	3,9	135	3,7	100	2,5	0	0,0	110	2,4
Electricité	15	1,3	16	1,4	14	1,3	15	1,3	13	1,1
Total	-	13,9	-	11,8	-	9,1	-	6,0	-	7,6

La mise à jour du poste « énergie » de TIGF conduit à une augmentation de 1,6 M€ de la prévision du tarif ATRT5 relative à ce poste pour l'année 2016.

¹¹ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 30 septembre 2015 du projet de loi de finances pour 2016, n°3096

3. Charges nettes d'exploitation

Après mise à jour du poste énergie pour 2016, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de TIGF pour l'année 2016 s'élèvent à 71,5 M€¹². Ces charges sont en baisse de 2,5 M€¹³ par rapport à 2015, soit -3,4 %.

B. Charges de capital normatives

La délibération tarifaire du 13 décembre 2012 fixe la trajectoire prévisionnelle des charges de capital à retenir chaque année pour la mise à jour du tarif de TIGF. En application de cette délibération, les charges de capital normatives prévisionnelles de TIGF retenues pour 2016 sont de 176,8 M€. Elles sont en hausse de 12,3 M€ par rapport à 2015, soit + 7,5 %.

C. Apurement du CRCP

A fin 2014, le montant actualisé du CRCP était de -4,7 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2015 a conduit à reprendre 1,3 M€ à TIGF. Le stock actualisé¹⁴ restant à apurer est de -3,6 M€ (en valeur 2015).

Le solde du CRCP définitif pour l'année 2014 est inférieur de 0,9 M€ à l'estimation faite dans la mise à jour de l'ATRT5 en novembre 2014. L'écart est intégré au montant du CRCP, et est à restituer par TIGF.

Le montant du CRCP pour l'année 2015 est estimé par la CRE à -2,5 M€ à fin novembre 2015, à restituer aux consommateurs (cf tableau ci-dessous).

en M€	Tarif 2015	Estimé nov. 2015	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	134,9	133,2	-1,7	1,7
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	100,5	96,3	-4,3	2,1
Charges de capital normatives	164,5	158,3	-6,2	-6,2
Poste énergie	11,4	9,1	-2,3	-1,8
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	34,4	33,2	-1,2	1,2
Régulation incitative de la qualité de service	0,0	0,5	0,5	0,5
Ecart d'OPEX dû à l'IPC	68,2	68,1	-0,1	-0,1
CRCP TOTAL				-2,5

Le montant du CRCP 2015 provisoire retenu par la CRE pour la mise à jour au 1^{er} avril 2016 est proche de la demande initiale de TIGF (-2,7 M€).

¹² Ce montant correspond à la somme des charges d'exploitation à retenir pour 2016 (69,9 M€) et de l'ajustement à effectuer sur les charges énergies prévues dans le tarif ATRT5 (1,6 M€).

¹³ Dans le revenu autorisé 2015, les charges d'exploitation nettes s'établissaient à 74,0 M€ (charges d'exploitations: 68,2 M€ et ajustement des charges d'énergie : 5,8 M€)

¹⁴ Actualisation à l'équivalent du taux sans risque, soit 4,0% par an nominal avant impôt

En sommant le solde actualisé de CRCP restant à régulariser des années précédentes (soit -3,6 M€), l'écart actualisé sur le CRCP 2014 (soit -0,9 M€) et le CRCP provisoire 2015 (soit -2,5 M€), on obtient un montant global actualisé de -7,0 M€, à restituer aux consommateurs.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à TIGF 1,9 M€ chaque année sur quatre ans à partir de 2016 (voir tableau ci-dessous).

en M€	2015	2016	2017	2018	2019
Montant du CRCP	-4,7	-7,0			
Apurement d'un quart du montant global	-1,3	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de TIGF en 2016 est de 246,4 M€, en hausse de 3,9 % par rapport à 2015 :

en M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital normatives	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges nettes d'exploitation	64,2	66,3	68,2	69,9
Révision des charges d'énergie	-	4,7	5,8	1,6
Apurement du CRCP	-3,2	-0,7	-1,3	-1,9
Total revenu autorisé	204,9	227,5	237,2	246,4

IV. Hypothèses de souscription des capacités de transport

A. GRTgaz

Pour l'année 2015, les souscriptions de capacités estimées sont en baisse moyenne de 1,2 % par rapport aux prévisions qui avaient été retenues pour 2015 lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2015. Cette baisse s'explique principalement par la forte diminution des recettes liées aux produits *Joint Transport Storage* (JTS) (-8,0 M€) et couplage de marché (*Market coupling*, -16,5 M€) commercialisés à la liaison Nord-Sud, partiellement compensée par des recettes liées à l'acheminement sur le réseau régional en hausse par rapport aux prévisions (+6,1 M€).

Pour l'année 2016, les souscriptions prévisionnelles retenues par la CRE sont en hausse de 0,8 % par rapport aux souscriptions estimées pour l'année 2015. Les principales évolutions sont les suivantes :

- sur le réseau principal, les hypothèses de souscription de capacités retenues par la CRE pour l'année 2016 sont en hausse moyenne de 2,9 % par rapport aux souscriptions de capacités estimées pour l'année 2015 en raison, notamment, de la mise en service du terminal de Dunkerque ;
- en sortie du réseau principal vers le réseau régional et en acheminement et livraison sur le réseau régional, les hypothèses de souscription de capacités retenues par la CRE pour l'année 2016 sont en baisse de 0,1 % par rapport à l'estimé 2015. Cette baisse est principalement due à une baisse des souscriptions de capacités des clients industriels.

Les hypothèses de souscriptions retenues par la CRE pour 2016 ne prennent pas en compte de mise sous cocon de centrales électriques en 2016.

B. TIGF

Pour l'année 2015, les souscriptions de capacités estimées sont en baisse moyenne de 2,6 % par rapport aux prévisions qui avaient été retenues pour 2015 lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2015. Cette baisse s'explique principalement par des souscriptions trimestrielles et mensuelles moins importantes que prévues en sortie Pirineos (-3,5 M€), partiellement compensées par des souscriptions plus élevées aux PITS (+1,4 M€).

Pour l'année 2016, les souscriptions prévisionnelles retenues par la CRE pour 2016 sont en hausse de 1,3 % par rapport aux souscriptions estimées pour l'année 2015. Les principales évolutions sont les suivantes :

- sur le réseau principal, les hypothèses de souscription de capacités retenues par la CRE pour l'année 2016 sont en baisse moyenne de 0,3 % par rapport à l'estimé 2015, en raison, d'une part, de la baisse des souscriptions de capacités trimestrielles au point de sortie vers l'Espagne et, d'autre part, de la disparition des recettes d'*Use it or Buy it* (UBI) du PIR Midi consécutive à la création de la TRS ;
- en sortie du réseau principal vers le réseau régional et en acheminement et livraison sur le réseau régional, les hypothèses de souscription de capacités retenues par la CRE pour l'année 2016 sont en hausse moyenne de 2,8 % par rapport à l'estimé 2015. Cette tendance est principalement liée à une hypothèse de hausse de +8,6% des souscriptions industrielles.

V. Evolution moyenne des tarifs de GRTgaz et de TIGF

Pour GRTgaz, les prévisions retenues pour l'année 2016 conduisent à une hausse de 3,9 % du revenu autorisé et à une baisse de 0,7 % des souscriptions de capacités, par rapport aux niveaux retenus lors de la dernière mise à jour tarifaire. Il en résulte une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de 4,6 % au 1^{er} avril 2016.

Pour TIGF, les prévisions retenues pour l'année 2016 conduisent à une hausse de 3,9 % du revenu

autorisé et à une baisse de 1,1 % des souscriptions de capacités, par rapport aux niveaux retenus lors de la dernière mise à jour tarifaire. Il en résulte une hausse moyenne du tarif de TIGF de 5,0 % au 1^{er} avril 2016.

Ces hausses de revenu sont liées principalement à la hausse des charges de capital à couvrir dans la trajectoire de l'ATRT5. Certains contributeurs à la consultation publique soulignent ce point. Au vu du contexte économique actuel et du faible niveau de l'inflation, ils anticipent que le solde du CRCP des années suivantes intégrera la régularisation mécanique des écarts entre la trajectoire tarifaire et les charges de capital réelles. Ils estiment que ce dispositif pénalise les consommateurs finals, le solde du CRCP étant apuré sur quatre années. En conséquence, un contributeur demande à la CRE de limiter l'augmentation des charges de capital dans la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2016. La CRE constate que le niveau d'inflation réel sur la période tarifaire est inférieur à celui retenu dans la trajectoire ATRT5. Toutefois, le cadre de régulation ATRT5 prévoit que les charges de capital normatives ne sont pas soumises à révision lors des mises à jour tarifaires : le montant retenu pour l'année 2016 correspond donc à celui mentionné dans la délibération du 13 décembre 2012.

VI. Structure tarifaire

La méthodologie d'élaboration des tarifs ATRT5 retenue par la CRE dans sa décision du 13 décembre 2012 précise que celle-ci peut décider d'évolutions en structure de ces tarifs.

La CRE a mené, du 15 octobre 2015 au 9 novembre 2015, une consultation publique relative aux évolutions de structure envisagées pour la mise à jour des tarifs ATRT5 au 1^{er} avril 2016¹⁵. Les réponses non confidentielles à la consultation publique sont disponibles sur le site internet de la CRE.

La présente décision tarifaire intègre des changements de structure visant notamment à simplifier l'offre de GRTgaz aux PITS et à améliorer la qualité du service rendu par les GRT.

A. Offre tarifaire aux Points d'interface transport stockage (PITS)

1. Tarification infra-annuelle aux PITS

Le tarif ATRT5 prévoit des coefficients de majoration aux Points d'interface transport stockage (PITS) pour les tarifs des produits de maturité infra-annuelle, par rapport aux tarifs des produits annuels. Les prix applicables aux souscriptions trimestrielles, mensuelles et journalières de capacités sont égaux respectivement à 1/3, 1/8^{ème} et 1/240^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme correspondante.

La CRE a consulté les acteurs de marché le 15 octobre 2015 sur la proposition de Storengy de supprimer ces coefficients de majoration.

Les réponses à la consultation sont partagées sur ce sujet. La moitié des contributeurs est favorable à la mise en œuvre de cette mesure dès le 1^{er} avril 2016 ; ils considèrent que celle-ci renforcera l'attractivité des stockages, contribuant à améliorer la sécurité d'approvisionnement. A l'inverse, l'autre moitié des contributeurs est favorable à la proposition de la CRE de reporter au tarif ATRT6 une éventuelle mise en œuvre de cette évolution. Ils partagent l'analyse de la CRE selon laquelle une étude d'impact est nécessaire au préalable. Certains contributeurs considèrent en outre qu'à court terme, cette évolution serait incohérente avec le dispositif existant d'obligations de stockage, qui incite à la souscription de capacités annuelles pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

La CRE ne retient pas l'évolution proposée par Storengy pour la mise à jour du tarif ATRT5 au 1^{er} avril 2016. Au vu notamment des arguments soulevés par les participants à la consultation publique, elle considère qu'une étude approfondie doit être menée par GRTgaz et TIGF sur d'éventuelles baisses des revenus tarifaires aux PITS qu'induirait cette évolution, qui supprimerait, dans les tarifs de transport, l'incitation à souscrire des capacités annuelles aux PITS. La suppression éventuelle des coefficients de

¹⁵ [Consultation publique de la CRE du 15 octobre 2015 relative à la mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF au 1^{er} avril 2016](#)

majoration infra-annuels pourra s'inscrire dans le cadre plus large des réflexions sur la refonte de l'offre aux PITS qui seront menées lors de l'élaboration du tarif ATRT6, en lien avec l'évolution du régime d'accès des tiers aux stockages (ATS).

2. Création d'un produit unique aux PITS

Les capacités d'entrée/sortie commercialisées par GRTgaz aux PITS sont fermes sur tous les PITS à l'exception des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, situés de part et d'autre de la liaison Nord-Sud, pour lesquels GRTgaz commercialise des capacités fermes climatiques¹⁶ et des capacités interruptibles. Lorsque la somme des capacités souscrites par les expéditeurs aux PITS Nord-Atlantique ou Sud-Atlantique est supérieure à la capacité ferme climatique commercialisée, GRTgaz alloue des capacités interruptibles aux expéditeurs, au prorata de leurs capacités souscrites. Pour toute nouvelle souscription d'un expéditeur, GRTgaz recalcule les capacités fermes climatiques et interruptibles allouées à chacun, de manière à éviter que le dernier souscripteur n'ait accès qu'à de la capacité interruptible.

La CRE a consulté les acteurs de marché le 15 octobre 2015 sur la proposition de GRTgaz de simplifier son offre aux PITS, en particulier Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, en commercialisant, en lieu et place des capacités fermes et interruptibles, un nouveau produit de capacité appelé Capacité d'interface transport-stockage (CITS). Ce produit, qui ne modifie pas le niveau des parts fermes climatiques garanti par GRTgaz, a pour vocation principale de simplifier le processus d'allocation. GRTgaz a proposé que le tarif appliqué à la CITS soit calculé de manière à maintenir son revenu aux PITS à un niveau constant.

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à la commercialisation de ce nouveau produit de capacité aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, qui permet de supprimer le processus de réallocation des parts fermes et interruptibles à chaque nouvelle souscription d'un expéditeur et ainsi de réduire le préavis de souscription de dix jours à trois jours.

La CRE est favorable à la proposition de GRTgaz, qui permet de simplifier l'offre aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique sans modification des processus opérationnels et de l'utilisation effective de la capacité, l'écrêtement en cas de restriction étant réalisé, comme aujourd'hui, au prorata des capacités souscrites par les expéditeurs.

GRTgaz commercialisera donc aux PITS un nouveau produit de capacité appelé Capacité d'interface transport – stockage (CITS).

Etant données les caractéristiques du produit présentées ci-avant, le tarif de la CITS est fixé de manière à maintenir un revenu constant pour GRTgaz aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique. Cette méthode de calcul conduit, sur la base des prévisions de souscriptions aux PITS retenues pour 2016, à des termes tarifaires aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique en baisse de 3,9 %, par rapport aux termes en vigueur depuis le 1^{er} avril 2015 pour les capacités fermes sur ces PITS, avant prise en compte de la hausse tarifaire 2016. Cette baisse reflète la proportion de capacités interruptibles qui est incluse dans le nouveau produit CITS.

B. Commercialisation de capacités fermes supplémentaires à Obergailbach, dans le sens France vers Allemagne

Dans la consultation publique, la CRE avait présenté la proposition de GRTgaz, consistant à offrir 20 GWh/j de capacités fermes quotidiennes à compter du 1^{er} avril 2016, en plus des 150 GWh/j de capacités rebours actuellement offertes au PIR Obergailbach dans le sens France vers Allemagne.

Dans son analyse préliminaire, la CRE constatait que les capacités rebours aujourd'hui offertes à Obergailbach ne sont pas intégralement souscrites et que cette offre n'induirait aucune création de flux physiques, ceux-ci étant à ce jour impossibles sur une base ferme dans le sens France vers Allemagne, pour des raisons relatives à l'odorisation du gaz. En outre, l'introduction d'un nouveau terme tarifaire constituerait une modification de structure significative, en cours de période ATRT5.

¹⁶ Le volume de capacités fermes mis à disposition par GRTgaz aux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique est fonction de la température.

Dans leurs réponses, une large majorité de fournisseurs ne voit pas d'intérêt immédiat à ce produit et considère que cette question devrait être traitée de façon approfondie dans le cadre du tarif ATRT6. En outre, certains contributeurs, favorables sur le principe, expriment des réserves quant à la tarification proposée. Un seul expéditeur envisage de souscrire cette nouvelle offre.

En conséquence, la CRE juge préférable d'étudier la création de ces 20 GWh/j de capacité ferme quotidienne et leur tarification dans le cadre de l'ATRT6.

C. Synthèse sur l'évolution des grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF

Dans ses délibérations des 29 janvier 2014 et 19 mars 2015 relatives à l'évolution des tarifs ATRT5 aux 1^{er} avril 2014 et 1^{er} avril 2015, la CRE avait décidé du maintien en euros courants des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et du maintien en euros constants des tarifs des entrées et des sorties aux interconnexions des réseaux des GRT. Elle reconduit ces principes au 1^{er} avril 2016 (cf. tableaux suivants), y compris pour les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique de GRTgaz après prise en compte de l'effet structure lié à l'introduction du produit unique.

Pour GRTgaz, la hausse moyenne de 4,6 % du tarif conduit à une hausse des autres termes tarifaires de 6,6 %. Cette hausse est appliquée de manière uniforme aux termes tarifaires concernés.

GRTgaz	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2016
Baisse tarifaire	-
Maintien en euros courants :	Liaison Nord-Sud
Maintien en euros constants :	Entrées France : <ul style="list-style-type: none"> • PIR (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach) • PITTM PITS Sorties PIR Oltingue, Alveringem
Hausse des autres termes tarifaires :	Jura (+6,6%) Sortie vers le réseau régional (+6,6%) Transport sur le réseau régional (+6,6%) Livraison sur le réseau régional (+6,6%)

Pour TIGF, la CRE avait décidé dans ses délibérations des 29 janvier 2014 et 19 mars 2015 d'un rapprochement des termes tarifaires applicables sur le réseau régional de TIGF avec ceux de GRTgaz, dans la perspective de la création d'une place de marché commune dans le sud de la France au 1^{er} avril 2015. La CRE poursuit cette évolution dans la perspective de la fusion des places de marché Nord (PEG Nord) et Sud (TRS), et applique donc la hausse moyenne de 5,0 % du tarif de TIGF de façon à rapprocher les termes tarifaires du réseau régional de TIGF de ceux du réseau régional de GRTgaz :

- le terme de capacité de sortie du réseau principal vers le réseau régional en zone TIGF est maintenu égal à celui de GRTgaz, sur le même principe que celui de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2015 (+6,6 %) ;
- les termes de transport sur le réseau régional et de capacités de livraison en zone TIGF augmentent de 9,9 %, de façon à les rapprocher de ceux du tarif de GRTgaz.

TIGF	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2016
Baisse tarifaire	-
Maintien en euros constants :	Sortie vers l'Espagne Entrée PIR Espagne (alignée sur les entrées aux PIR de la zone GRTgaz) PITS
Hausse des autres termes tarifaires :	Sortie vers le réseau régional (+6,6 %) <ul style="list-style-type: none"> Transport sur le réseau régional (+9,9 %) Livraison sur le réseau régional PITD (+9,9 %)

D. Mise à jour de la régulation incitative de la qualité de service des GRT

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT5 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs¹⁷. Ce dispositif est adapté régulièrement, pour prendre en compte les besoins des utilisateurs et l'évolution des performances des GRT.

Conformément au code de réseau européen relatif à l'équilibrage¹⁸, depuis le 1^{er} octobre 2015 et à la suite de la délibération de la CRE du 10 septembre 2015, les expéditeurs sont exposés au prix de marché de l'équilibrage dès le premier kilowattheure de déséquilibre. Ce renforcement de l'incitation implique un accès accru aux informations indispensables à leur équilibrage. Or la CRE a constaté une relative dégradation de la qualité des mesures aux PITD fournies par GRTgaz en J+1, en 2014 et en 2015.

Tous les expéditeurs interrogés à l'occasion de la consultation publique sont favorables à un renforcement de l'incitation financière associée à l'indicateur de qualité des données aux PITD. La CRE a décidé de doubler le montant du bonus et du malus applicable à GRTgaz au-delà de la 2^{ième} journée de non-conformité, de façon à inciter le GRT à réduire les périodes de non-conformité. La mise en service du nouveau système informatique de comptage de GRTgaz, prévue courant 2016, devrait permettre une amélioration de la qualité des données, qui sera suivie par la CRE pour adapter l'incitation au besoin.

De surcroît, l'intégralité des participants à la consultation publique souhaite que la qualité et la ponctualité de l'indicateur de stock en conduite projeté publié sur les sites publics des GRT soient suivies et puissent faire l'objet d'une incitation financière ultérieurement. La CRE demande aux GRT de mettre en œuvre et de publier un nouvel indicateur, en plus de l'indicateur existant sur la ponctualité de la publication du stock en conduite projeté. Cet indicateur compare chaque valeur horaire du stock en conduite projeté publié avec la précédente valeur jugée conforme¹⁹. Chaque mois, les GRT présenteront le pourcentage d'heures conformes, par zone d'équilibrage. Les résultats de cet indicateur devront être présentés en Concertation gaz au plus tard au 3^{ème} trimestre 2016, afin de décider de son maintien et de son incitation financière éventuelle, dans le cadre de l'ATRT6.

Enfin, une grande majorité des participants à la consultation publique est favorable, comme la CRE, au renforcement de l'incitation au respect des prévisions de maintenance, et à la création d'un mécanisme ayant pour objectif que les capacités fermes soient moins fréquemment interrompues. La CRE introduit par la présente délibération l'obligation pour les GRT de publier leurs meilleures prévisions de maintenance, non engageantes, en même temps que leurs programmes engageants. Un indicateur comparant ces meilleures prévisions au réalisé sera mis en œuvre par les GRT. Les GRT devront également publier un indicateur de disponibilité des capacités fermes en fonction des capacités souscrites, en plus de l'indicateur existant qui porte sur les capacités techniques maximales. De plus, dans le cadre des travaux préparatoires à l'ATRT6, la CRE invitera les acteurs à s'exprimer sur les modalités de mise en œuvre éventuelle d'une incitation financière visant à accroître la disponibilité des capacités.

¹⁷ [Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF - Rapport 2013](#)

¹⁸ Règlement (UE) n°312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz

¹⁹ Une valeur est conforme si la variation avec la précédente heure conforme est inférieure à 100GWh en zone Nord, 50 GWh en zone Sud et 30 GWh en zone TIGF. L'absence de publication est comptabilisée comme une valeur non conforme.

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

I. 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.

Termes d'entrée sur le réseau principal :

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 ;

TCEP : terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir d'une installation de production de gaz, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal à partir d'un PITP ;

Termes de sortie du réseau principal :

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 ;

Terme de liaison entre zones d'équilibrage :

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 ;

Terme de transport sur le réseau régional :

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

Terme de livraison :

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 saisonnière :

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

Capacité à rebours sur le réseau principal :

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'utilisation du 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.

PDL « à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

PDL « non à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T1, T2 et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

Revenu autorisé :

Somme des charges de capital prévisionnelles et des charges d'exploitation prévisionnelles, augmentée ou minorée de l'annuité du CRCP, retenue pour fixer la grille tarifaire de chaque GRT.

II. Tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz

A. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de GRTgaz pour la période ATRT5 est la suivante :

en M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital normatives	893,6	973,8	1044,8	1142,0
Charges nettes d'exploitation dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	766,7 125,3	740,4 104,1	746,1 114,9	719,8 97,5
CRCP	2,2	-4,5	-18,1	-20,2
Revenu autorisé	1662,4	1709,8	1772,8	1841,6

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1^{er} avril 2016

Aux PIR et sur la liaison Nord-Sud, GRTgaz pourra commercialiser aux enchères, conformément au code de réseau européen CAM²⁰, les capacités fermes et interruptibles. Les prix de réserve des enchères sont égaux aux tarifs ci-après.

1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de GRTgaz comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage (TCLZ) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

a) Termes de capacité d'entrée sur le réseau principal :

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an ou saison) Souscriptions fermes	TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Taisnières B	Nord	88,91	50%
Taisnières H	Nord	114,30	50%
Dunkerque (PIR)	Nord	114,30	50%
Obergailbach	Nord	114,30	50%
Montoir	Nord	107,95	Sans objet
Dunkerque LNG	Nord	107,95	Sans objet
Fos	Sud	107,95	Sans objet

²⁰ Règlement (UE) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz

Au PITTM de Dunkerque LNG :

- la détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire, a minima, les capacités fermes pour des durées et des niveaux correspondants depuis le terminal vers la zone Nord sur le réseau de transport de GRTgaz et/ou depuis le terminal vers la Belgique.

Les capacités d'entrée fermes sur le réseau de GRTgaz sont réservées sous la forme de bandeaux annuels ou de 10 jours :

- sur une période représentant un nombre entier d'années, au prix de la souscription annuelle ferme au PITTM en vigueur sur cette période ;
- sur une période multiple de 10 jours, au tarif $10/365^{\text{ème}}$ par tranche de 10 jours du prix de la souscription annuelle ferme au PITTM ;
- au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières du mois précédent. Si elles excèdent la capacité réservée par l'expéditeur, il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire égale à la somme des différences positives entre les émissions journalières du mois précédent et la capacité réservée par l'expéditeur, à un prix égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme au PITTM.

Aux PITTM Montoir et Fos :

- 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 ;
- tout expéditeur souscrivant un service continu auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se verra attribuer une capacité journalière ferme (C), pour la période de souscription de capacités de regazéification correspondantes, égale à :

$$C = (Q_{\text{Aexp}} / Q_{\text{TM}}) * C_{\text{PITTM}}$$

Avec :

Q_{Aexp} = capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau des terminaux ;

Q_{TM} = capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou 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 ;

C_{PITTM} = capacité journalière ferme d'entrée au PITTM.

- toute réservation de capacité au PITTM consécutive à la souscription d'un service continu de regazéification ne pourra être réalisée que sur un nombre entier de mois ;
- tout expéditeur souscrivant un service « bandeau » ou « spot » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer un bandeau de capacité ferme (C) de base égale au multiple de 10 jours le plus proche à la durée de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers. Le prix applicable est égal à $10/365^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme par tranche de 10 jours ;
- au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, les émissions journalières du mois précédent. Si elles excèdent la capacité C calculée selon les modalités définies ci-dessus, alors il facture à ce dernier une souscription de capacité journalière supplémentaire égale à la somme des différences positives entre les émissions journalières du mois précédent et la capacité C, à un prix égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

b) Terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage :

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière de liaison entre les zones d'équilibrage de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Liaison entre zones d'équilibrage	TCLZ (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCLZ (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Nord vers Sud	208,04	50%
Sud vers Nord	50,00	50%

c) Terme de capacité de sortie aux PIR :

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Oltingue	Nord	398,79	75%
Jura	Sud	105,11	75%
Alveringem	Nord	45,05	Sans objet

d) Terme de capacité de sortie du réseau principal :

Chaque zone de sortie du réseau principal de GRTgaz est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme, respectivement interruptible, de capacités de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes, respectivement interruptibles, de capacités de livraison dans cette zone de sortie.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes, respectivement interruptibles, de capacités journalières de sortie du réseau principal de GRTgaz est égal pour toutes les zones de sortie à 99,93 €/MWh/jour par an, respectivement 49,97 €/MWh/j par an.

e) 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)
Nord	Taisnières B	Région Taisnières B	0,19
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,25
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,25
Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,25

f) Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages :

Chaque zone d'équilibrage de GRTgaz comprend plusieurs PITS :

- la zone d'équilibrage Nord comprend quatre PITS : Nord-Atlantique, Nord-Ouest, Nord-Est, Nord B (gaz B) ;
- la zone d'équilibrage Sud comprend deux PITS : Sud-Atlantique et Sud-Est.

Les termes (TCES et TCSS) applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie aux PITS sont définis dans le tableau suivant :

Pour les PITS en zone GRTgaz Nord :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Nord-Atlantique	7,86	17,70
Autres PITS	8,18	18,41

Pour les PITS GRTgaz en zone TRS :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Sud-Atlantique	8,66	19,48
Autres PITS	9,01	20,26

Pour les produits annuels ou pluriannuels commercialisés par les opérateurs de stockage, les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage conditionnelle, et à la capacité journalière nominale d'injection, augmentée le cas échéant de la capacité journalière d'injection conditionnelle, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

g) Capacités rebours sur le réseau principal :

Le prix applicable aux souscriptions annuelles de capacité journalière à rebours est égal à 20% du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière dans le sens dominant à l'exception du point de sortie Alveringem où le coefficient est fixé à 125 %.

La capacité à rebours existe sur les points suivants du réseau de GRTgaz :

Souscriptions à rebours	coefficient sur terme ferme	
Points d'entrée	Taisnières H	20 %
	Obergailbach	20 %
Points de sortie	Alveringem	125 %
Sortie vers PIR	Oltingue	20 %
	Jura	20 %

h) Capacités restituables sur le réseau principal :

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 de 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.

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

Les règles de restitution et de souscription de ces capacités sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

2. **Acheminement sur le réseau régional**

La souscription de capacité ferme, respectivement interruptible, de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme, respectivement interruptible, de livraison en ce point.

a) Souscription annuelle ferme :

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 72,07 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	72,07 x NTR

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

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

b) Souscription annuelle interruptible :

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional est réduit de 50 %.

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

3. **Livraison du gaz**

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport et les PIRR :

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et des PIRR, le terme de livraison est composé :

- o d'un terme fixe égal à 5 705,77 €/an et par poste de livraison ;
- o d'un terme applicable aux souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
Consommateurs fortement modulés*	30,91
Consommateurs industriels	29,57
PIRR	37,96

* Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (voir paragraphe 17)

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport de GRTgaz se voit attribuer les capacités de livraison correspondant à ses besoins.

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.

b) Pour les PITD :

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
PITD	37,96

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 GRTgaz pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition de GRTgaz pour ses zones d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur ces zones.

4. Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1^{er} avril 2016

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
PITTM Montoir, Fos, Dunkerque GNL	107,95
Entrées PIR Taisnières H, Dunkerque, Obergailbach, Taisnières B	114,30 88,91
Sorties PIR Oltingue Jura Alveringem	398,79 105,11 45,05
PITS Zone GRTgaz Nord Entrée Nord-Atlantique Entrée autres PITS Sortie Nord-Atlantique Sortie autres PITS	7,86 8,18 17,70 18,41
PITS Zone GRTgaz Sud Entrée Sud-Atlantique Entrée autres PITS Sortie Sud-Atlantique Sortie autres PITS	8,66 9,01 19,48 20,26
Liaison GRTgaz Nord-GRTgaz Sud Sens Nord vers Sud Sens Sud vers Nord	208,04 50,00
Sortie du Réseau Principal	99,93
Transport Réseau Régional	72,07
Livraison Clients industriels Sites fortement modulés PITD, PIRR	29,57 30,91 37,96

5. Souscription de capacités trimestrielles

- A la liaison Nord-Sud dans le sens nord vers sud

Le prix de réserve lors des enchères des produits trimestriels est égal à 1/4 du tarif de la souscription annuelle.

- Aux PIR faisant l'objet d'enchères trimestrielles et à la liaison Nord-Sud dans le sens sud vers nord :

Le prix de réserve lors des enchères des produits trimestriels est égal à :

- 1/3 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion n'est pas congestionnée ;
- 1/4 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion est congestionnée.

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

- Aux PIR ne faisant pas l'objet d'enchères trimestrielles :

Les termes applicables aux souscriptions trimestrielles fermes de capacité journalière sont égaux à 1/3 des termes annuels correspondants.

- Aux PITS :

Pour des produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités trimestrielles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par GRTgaz. Le prix applicable à des souscriptions trimestrielles de capacité aux PITS est égal à 1/3 du prix de la souscription annuelle correspondante.

6. **Souscription de capacités mensuelles**

- A la liaison Nord sud dans le sens nord vers sud

Le prix de réserve lors des enchères des produits mensuels est égal à $1/12^{\text{ème}}$ du tarif de la souscription annuelle.

- Aux PIR faisant l'objet d'enchères mensuelles et à la liaison Nord-Sud dans le sens sud vers nord :

Le prix de réserve lors des enchères des produits mensuels est égal à :

- $1/8^{\text{ème}}$ du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion n'est pas congestionnée ;
- $1/12^{\text{ème}}$ du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion est congestionnée.

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

- Aux PIR ne faisant pas l'objet d'enchères mensuelles :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière sont égaux à $1/8^{\text{ème}}$ des termes annuels correspondants.

- Aux PITS :

Pour les produits de durée inférieure à un trimestre commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par GRTgaz. Le prix applicable à des souscriptions mensuelles de capacité aux PITS est égal à $1/8^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle correspondante.

- En sortie du réseau principal sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	$8/12^{\text{ème}}$
Décembre	$4/12^{\text{ème}}$
Mars – Novembre	$2/12^{\text{ème}}$
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	$1/12^{\text{ème}}$
Juillet – Août	$0,5/12^{\text{ème}}$

7. **Souscription de capacités quotidiennes**

- Aux PIR et à la liaison Nord-Sud :

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ du prix du terme mensuel correspondant.

- Aux PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles, trimestrielles et mensuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme de capacité en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par GRTgaz pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 50% du terme tarifaire des capacités quotidiennes fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par GRTgaz, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables ont été souscrites pour le jour concerné.

8. Commercialisation de court terme des capacités quotidiennes et intra-journalières

- Vente aux enchères

Aux PIR, et à la liaison Nord-Sud, GRTgaz peut commercialiser aux enchères quotidiennes les capacités restant disponibles au tarif régulé.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet. Le prix de réserve utilisé pour le mécanisme d'enchères est égal aux tarifs définis au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes.

- Mise en œuvre des dispositions du code CAM concernant les capacités intra-journalières

Dans le cas où les dispositions du code CAM concernant les capacités intra-journalières sont mises en œuvre, le prix de réserve de ces capacités est égal aux tarifs définis au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes rapportés au nombre d'heures restantes de la journée gazière.

- "Use it or buy it" (UBI)

A la liaison Nord-Sud, les capacités invendues et les capacités souscrites mais non nominées la veille pour le lendemain sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par GRTgaz, aux tarifs définis au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes.

Les règles de fonctionnement du service UBI sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

9. 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 $1/20^{\text{ème}}$ de la capacité journalière de livraison souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix p , égal à :

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

Avec :

C_{max} : 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.

10. Offre d'acheminement interruptible à préavis court

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 Obergaillbach.

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 Obergaillbach » ;
- 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.

11. 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 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 ;
- 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.

12. Offre de souscription quotidienne de capacités journalières de livraison à préavis court

Une offre optionnelle de souscription de capacités journalières de livraison à préavis court est proposée pour les clients raccordés au réseau de transport de GRTgaz.

Cette offre prévoit que GRTgaz s'engage à répondre à une demande de souscription de capacités journalières de livraison avec un préavis minimum plus court que celui stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz.

L'accès à cette offre est contractualisée entre le client et GRTgaz pour une année à un prix de 2 000 € par an. La mise en œuvre de cette offre est réalisée dans les conditions tarifaires suivantes.

Lorsque la demande de souscription parvient à GRTgaz avec un préavis:

- compris entre le préavis standard stipulé dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz et 9 heures le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est celui prévu dans le présent tarif ;
- après 9 heures le deuxième jour ouvré précédant le jour considéré par la demande, le tarif applicable est majoré de 20%.

13. 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 le réseau de GRTgaz à partir des 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 10,5 €/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 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.

14. Conversion de qualité de gaz

a) 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.

b) 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, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 25,62 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 3,20 €/MWh/jour par an.

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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} avril de l'année N+1.

c) 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 Sédiane 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 chapitre d) 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%

d) 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.

15. Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite

GRTgaz commercialise un service d'équilibrage basé sur le stock en conduite, dont le tarif de souscription est égal à 0,12 €/MWh/j/mois²¹ 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.

²¹ [Sur les détails de ce service, voir la délibération de la CRE du 9 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1er octobre 2015](#)

16. 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 déclaré 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 à GRTgaz son nouveau profil horaire de consommation.

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

C. Détermination du solde du CRCP

Le solde global du CRCP correspond au montant du CRCP calculé pour l'année écoulée, auquel s'ajoute le CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le CRCP est calculé par la CRE pour chaque année écoulée en tenant compte, pour chaque poste concerné, des montants de référence et des taux de couverture définis ci-dessous :

M€	GRTgaz			
	2013	2014	2015	2016
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	1 149,4	1 204,3	1277,7	1 359,7
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	481,3	493,0	486,0	465,0
Recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité, couverts à 50%	0	0	0	0
Produits de raccordement des CCCG et TAC, couverts à 100%	0,9	3,3	12,3	14,5
Charges de capital normatives, couvertes à 100%	893,6	973,8	1044,8	1142,0
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	125,3	104,1	114,9	97,5
Charges liées au contrat inter-opérateur, couvertes à 100%	33	33,6	34,2	34,8
Charges liées à la flexibilité du réseau de gaz B, couvertes, le cas échéant, à 100%	0	0	0	0

III. Tarif d'utilisation du réseau de TIGF

Le tarif ATRT5 d'utilisation du réseau de TIGF défini ci-dessous s'applique pour une durée d'environ quatre ans.

A. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de TIGF pour la période ATRT5 est la suivante :

En M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital normatives	143,8	157,3	164,5	176,8

Charges d'exploitation nettes <i>dont poste « énergie et quotas de CO₂ »</i>	64,2 6,3	70,9 10	74 11,4	71,5 7,6
CRCP	-3,2	-0,7	-1,3	-1,9
Revenu autorisé	204,9	227,5	237,2	246,4

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2016

Au point d'interconnexion PIRINEOS, TIGF peut commercialiser aux enchères, conformément au code de réseau CAM, les capacités fermes et interruptibles. Les prix de réserve des enchères sont égaux aux tarifs ci-après.

1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de TIGF comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

A l'interconnexion avec l'Espagne, les produits saisonniers ne sont plus commercialisés. Pour les capacités saisonnières souscrites antérieurement, le tarif est égal :

- pour la saison d'été, à 7/12^{ème} du tarif annuel ;
- pour la saison d'hiver, à 5/12^{ème} du tarif annuel.

a) Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal :

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de TIGF sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	TCE (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Annuel	Annuel
PIRINEOS	114,30	75 %

b) Terme de capacité de sortie aux PIR :

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

PIR	TCST (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Annuel	Annuel
PIRINEOS	496,89	75 %

c) Terme de capacité de sortie du réseau principal :

Chaque zone de sortie du réseau principal de TIGF est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme, de capacité de

sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes de capacités de livraison dans cette zone de sortie.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de TIGF est égal pour toutes les zones de sortie à 99,93 €/MWh/jour par an.

En outre, TIGF commercialise des capacités de sortie du réseau principal annuelles interruptibles. Pour chaque expéditeur, les souscriptions de ces capacités devront être égales aux souscriptions annuelles de capacités interruptibles de livraison. Les capacités annuelles interruptibles de sortie du réseau principal seront commercialisées à 50% du terme tarifaire de la capacité annuelle ferme correspondante.

Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages :

Le réseau de transport de TIGF comprend un PITS : Stockage du Sud-ouest

Les termes (TCES et TCSS) applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie au PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Stockage du Sud-ouest	11,97	26,95

Pour les produits annuels et pluriannuels commercialisés par les opérateurs de stockage, les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage de pointe, et à la capacité journalière nominale d'injection, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible d'entrée et de sortie au PITS.

2. Acheminement sur le réseau régional

La souscription de capacité ferme, respectivement interruptible, de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme, respectivement interruptible, de livraison en ce point.

a) Souscription annuelle ferme :

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 68,94 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	68,94 x NTR

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

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, TIGF calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

b) Souscription annuelle interruptible :

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional est réduit de 50%.

Les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3. Livraison du gaz

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport :

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport, le terme de livraison est composé :

- d'un terme fixe égal à 2 879,23 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable aux souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	26,03

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport de TIGF se voit attribuer les capacités de livraison correspondant à ses besoins.

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

b) Pour les PITD :

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	33,84

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

En application du système de souscription normalisée des 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 TIGF pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année via une délibération de la CRE sur proposition de TIGF pour sa zone d'équilibrage et pour chaque gestionnaire de réseaux de distribution présent sur cette zone.

4. Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2016

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
Entrées PIR PIRINEOS	114,30
Sorties PIR PIRINEOS	496,89

PITS Zone TIGF	
Entrée	11,97
Sortie	26,95
Sortie du Réseau Principal	99,93
Transport Réseau Régional	68,94
Livraison	
Clients industriels	26,03
PITD	33,84

5. Souscription de capacités trimestrielles

Au PIR PIRINEOS, TIGF propose des produits trimestriels commercialisés aux enchères, conformément au code de réseau CAM.

- Au PIR PIRINEOS :

Le prix de réserve lors des enchères des produits trimestriels est égal à :

- 1/3 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion n'est pas congestionnée ;
- 1/4 du tarif de la souscription annuelle si l'interconnexion est congestionnée.

Le PIR PIRINEOS sera considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits fermes annuels, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

- Aux PITS

Pour des produits de durée inférieure à une année commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités trimestrielles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par TIGF. Le prix applicable à des souscriptions trimestrielles de capacité aux PITS est égal à 1/3 du prix de la souscription annuelle correspondante.

6. Souscription de capacités mensuelles

- Au PIR PIRINEOS :

Le terme applicable aux souscriptions mensuelles de capacité journalière est égal à 1/8^{ème} du terme annuel correspondant.

- Au PITS :

Pour des produits de durée inférieure à un trimestre commercialisés par les opérateurs de stockage, des capacités mensuelles d'entrée et de sortie aux PITS égales aux capacités nominales de soutirage et d'injection sont allouées à chaque expéditeur par TIGF. Le prix applicable à des souscriptions mensuelles de capacité au PITS est égal à 1/8^{ème} du prix de la souscription annuelle correspondante.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	8/12 ^{ème}
Décembre	4/12 ^{ème}
Mars – Novembre	2/12 ^{ème}
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 ^{ème}
Juillet – Août	0,5/12 ^{ème}

7. Souscription de capacités quotidiennes

- Au point d'entrée et à la sortie vers le PIR PIRINEOS :

Le prix de réserve lors des enchères des produits quotidiens est égal à $1/30^{\text{ème}}$ du tarif de la souscription mensuelle correspondante.

- Au PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles, trimestrielles et mensuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par TIGF pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 50% du terme tarifaire des capacités quotidiennes fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables ont été souscrites pour le jour concerné.

8. Modalités de commercialisation de court-terme des capacités quotidiennes et intra-journalières

- Vente aux enchères quotidiennes

Au PIR PIRINEOS, TIGF peut commercialiser aux enchères les capacités restant disponibles au tarif défini au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

- Mise en œuvre des dispositions du code CAM concernant les capacités intra-journalières

Les dispositions du code CAM concernant les capacités intra-journalières sont mises en œuvre, le prix de réserve de ces capacités est égal au tarif défini au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes, rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière.

- "Use it or buy it" (UBI)

Au PIR PIRINEOS, les capacités souscrites mais non nominées la veille pour le lendemain sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par TIGF, à un prix égal au tarif défini au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes.

Les règles de fonctionnement du service UBI sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

9. 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 $1/20^{\text{ème}}$ de la capacité journalière 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_{max} : 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.

10. 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 le réseau de TIGF à partir des 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 10,83 €/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 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.

11. Service d'équilibrage basé sur le stock en conduite

TIGF commercialise un service d'équilibrage basé sur le stock en conduite, dont le tarif de souscription est égal à 0,12 €/MWh/j/mois 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.

C. Détermination du solde du CRCP

Le solde global du CRCP correspond au montant du CRCP calculé pour l'année écoulée, auquel s'ajoute le CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le CRCP est calculé par la CRE pour chaque année écoulée en tenant compte, pour chaque poste concerné, des montants de référence et des taux de couverture définis ci-dessous :

en M€	TIGF			
	2013	2014	2015	2016
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	110,5	120,3	134,9	148,2
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	91,3	103,3	100,5	95,3
Recettes liées aux ventes de capacité additionnelle et coûts générés par les rachats de capacité, couverts à 50%	0	0	0	0
Produits de raccordement des CCCG et TAC, couverts à 100%	0	0	0	0
Charges de capital normatives, couverts à 100%	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	6,3	10	11,4	7,6
Revenus liés au contrat inter-opérateur, couverts à 100%	33,1	33,8	34,4	35,1

IV. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

A. Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016

Les montants unitaires de redistribution sont calculés jusqu'au 30 septembre 2016 selon les modalités prévues par les délibérations de la CRE du 19 mars 2015²² et du 3 septembre 2015²³.

B. Excédents de recettes d'enchères

Le prix payé par un expéditeur ayant obtenu des capacités lors d'enchères CAM 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 liés aux enchères de capacité sont égaux à la prime d'enchère, en €/MWh/j, multipliée par la capacité vendue, en MWh/j.

Les excédents perçus :

- à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud, à l'interconnexion avec l'Espagne et au PIR Jura seront redistribués aux expéditeurs livrant des clients finals en zones GRTgaz Sud et TIGF, au prorata des volumes consommés en zones GRTgaz Sud et TIGF pour la période considérée ;
- 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, au prorata des volumes consommés en zone GRTgaz Nord pour la période considérée.

C. Calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017

1. Principes généraux

Les excédents de recettes liés aux enchères de capacité intégreront, à compter du 1^{er} octobre 2016 :

- les excédents de recettes des enchères au titre des enchères de capacités annuelles et trimestrielles pour la période du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 ;
- les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes sur la période du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016 ;
- les écarts de redistribution du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016.

Le montant unitaire de redistribution est égal au quotient de l'excédent de recettes à redistribuer par la valeur de référence des quantités éligibles à la redistribution.

Pour chaque expéditeur, le montant de la redistribution, effectuée par chaque GRT, est égal au montant unitaire de redistribution multiplié par les quantités éligibles à la redistribution pour la période concernée.

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^{er} 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).

²² Délibération de la CRE du 19 mars 2015 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2015

²³ Délibération de la CRE du 3 septembre 2015 portant rectification des modalités de calcul des écarts de redistribution des excédents d'enchères de capacité de transport définies dans la délibération du 19 mars 2015 sur le tarif ATRT5

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.

2. Calcul des montants unitaires annuels de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017

Le montant unitaire de redistribution au titre du produit annuel entre le 1^{er} octobre 2016 et le 30 septembre 2017 est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités annuelles ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF ;

3. Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits trimestriels du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution au titre des produits trimestriels entre 1^{er} octobre 2016 et le 30 septembre 2017 est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités trimestrielles pour le trimestre considéré ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) du trimestre correspondant de l'année calendaire 2015 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

4. Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution entre le 1^{er} octobre 2016 et le 30 septembre 2017 pour les produits mensuels et quotidiens est égal au quotient de :

- l'excédent de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes pour le trimestre correspondant entre le 1^{er} juillet 2015 et le 30 juin 2016 ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) sur le trimestre correspondant de l'année calendaire 2015 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

5. Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016

Pour chaque trimestre, le montant unitaire trimestriel de redistribution entre le 1^{er} octobre 2016 et le 30 septembre 2017 au titre des écarts de redistribution est égal au quotient :

- des écarts positifs ou négatifs entre :
 - les montants prévisionnels de redistribution au titre des capacités annuelles et trimestrielles pour le trimestre correspondant entre le 1^{er} juillet 2015 et le 30 septembre 2016 ;

et

- les montants effectivement redistribués pour le trimestre correspondant entre le 1^{er} juillet 2015 et le 30 juin 2016 au titre des capacités annuelles et trimestrielles.
- par la consommation réalisée sur la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) sur le trimestre correspondant de l'année calendaire 2015 minorée, pour la liaison Nord vers Sud uniquement, des volumes exclus au titre des capacités obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs situés en zone GRTgaz Sud et TIGF.

6. Publication des montants unitaires de redistribution du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017

Les montants unitaires de redistribution du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 seront calculés par chaque GRT, communiqués à la CRE avant le 15 juillet 2016, et publiés par les GRT avant le 30 juillet 2016 sauf opposition de la CRE.

Pour chaque trimestre, le montant unitaire total de redistribution est égal à la somme :

- du montant unitaire annuel de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères du produit trimestriel du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1^{er} juillet 2015 au 30 juin 2016.

7. Modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères

La redistribution sera réalisée une fois par trimestre au plus tard sur la facture d'acheminement du premier mois du trimestre suivant.

Pour chaque expéditeur, la redistribution sera calculée par chaque GRT en multipliant le montant unitaire total de redistribution pour le trimestre considéré par les volumes qui lui sont alloués par le GRT aux points de consommation, minorés 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.

Dans le cas de la liaison Nord vers Sud, pour chaque expéditeur livrant un site gazo-intensif ayant obtenu, directement ou par un mandataire, des capacités lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs, les volumes exclus de la redistribution sont calculés en multipliant :

- le volume total consommé par ce site sur le trimestre considéré ;
- par le quotient de :
 - la somme de la capacité ferme et de la moitié de la capacité interruptible obtenues lors de la phase d'allocation au prix régulé des capacités pour les sites gazo-intensifs pour le site concerné ;
 - par la capacité moyenne de livraison souscrite pour le site sur les années 2012 et 2013.

V. Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et 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 prévenant toute discrimination, et rendues publiques par les GRT sur leur site internet.

VI. Pénalités pour dépassement de capacité sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

A. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

1. 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.

2. Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière

a) 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.

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

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

- la 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.

c) 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.

B. 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.

C. 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.

VII. Points notionnels d'échange de gaz sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

Depuis le 1^{er} 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 prévenant toute discrimination, 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.

VIII. Régulation incitative de la qualité 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.

Le dispositif de régulation de la qualité de service peut évoluer au cours de la période tarifaire ATRT5. 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.

A. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière

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

Calcul :	Nombre de jours non conformes⁽¹⁾ par zone d'équilibrage et par mois (une valeur suivie par zone d'équilibrage : soit deux valeurs suivies par GRTgaz et une valeur suivie par TIGF)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none">- tous expéditeurs confondus- tous GRD confondus- par ZET
Suivi :	<ul style="list-style-type: none">- fréquence de calcul : mensuelle- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle- fréquence de publication : mensuelle- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	GRTgaz : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 1 jour non conforme par mois- objectif cible : 0 jour non conforme par mois TIGF : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 1 jour non conforme par mois- objectif cible : 0 jour non conforme par mois
Incitations :	GRTgaz : <ul style="list-style-type: none">- pénalités :<ul style="list-style-type: none">• 20 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ;• 30 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme.- bonus : 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 plus ou moins 300 k€ par an et par zone d'équilibrage. TIGF : <ul style="list-style-type: none">- pénalités :<ul style="list-style-type: none">• 15 k€ pour le 2^{ème} jour non conforme ;• 10 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme.- bonus : 12,5 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 plus ou moins 200 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none">- 1^{er} avril 2016

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

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

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

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies pour chacun des GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous les points de livraison industriels télérelevés - arrondi au pourcent, une décimale
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>GRTgaz : L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 60 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité. - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par chaque GRT, est limité à plus ou moins 500 k€ par an. <p>TIGF : L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 30 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité ; - bonus : 500 € par pourcent d'information de très bonne qualité. - plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à plus ou moins 250 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2015

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

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

a) Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de TIGF et transmises en cours de journée

Calcul :	Nombre de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés conformes ⁽³⁾ sur le mois / Nombre total de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télé-relevés sur le mois (une valeur suivie par TIGF par plage horaire)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - tous points de livraison industriels télé-relevés confondus - calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h 7j/7 - arrondi au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base 6h-10h : 65 % par mois - objectif de base 6h-14h : 70 % par mois - objectif de base 6h-18h : 75 % par mois - objectif de base 6h-22h : 80 % par mois - objectif de base 6h-01h : 85 % par mois - objectif cible pour chaque plage horaire : 90 % par mois
Incitations :	<ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 1 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base pour chaque plage horaire - bonus : 1 k€ par point de pourcentage en dessus (strictement) de l'objectif cible pour chaque plage horaire - 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.
Date de mise en œuvre	- 1 ^{er} avril 2014

(3) : Pour un mois donné *M*, un comptage est conforme s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois *M* pour lesquels la mesure de l'énergie de la tranche horaire du jour *J* transmise le jour *J* est de mauvaise qualité. Une mesure transmise le jour *J* est de mauvaise qualité si l'écart, en valeur absolue, avec la mesure définitive de la même tranche horaire du jour *J* transmise en *M+1*, est strictement supérieur à 3 % et à 100 kWh.

b) Qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz et transmises en cours de journée

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁴⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité <p>(trois valeurs suivies par GRTgaz par plage horaire)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul pour les plages horaires suivantes : 6h-10h, 6h-14h, 6h-18h, 6h-22h et 6h-01h - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télérelevés confondus - arrondi au pourcent
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne, toutes tranches horaires confondues, des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 20 k€ par pourcent d'information de mauvaise qualité - bonus : 1 k€ par pourcent d'information de très bonne qualité - Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme, sur toutes les plages horaires, des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à plus ou moins 600 k€ par an.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(4) : 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.

4. Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT

Calcul :	<p>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</p> <p>(une valeur suivie par GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99 % par mois - objectif cible : 100 % par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 1,5 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 1 k€ par dixième de pourcent en dessous de l'objectif de base
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2015

5. Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée

Calcul :	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'information de très bonne qualité⁽⁵⁾ - Taux d'information de bonne qualité - Taux d'informations de mauvaise qualité <p>(un taux par zone d'équilibrage pour les valeurs publiées la veille et en cours de journée, soit quatre valeurs suivies par GRTgaz et deux valeurs suivies par TIGF)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - une valeur par ZET - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	<p>L'incitation financière porte sur la moyenne des taux d'information de très bonne et de mauvaise qualité.</p> <p>GRTgaz : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité - bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité - Plafond : le montant total mensuel, 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 20 k€, par zone d'équilibrage et par indicateur. <p>TIGF : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 40 € par dixième de pourcent d'information de mauvaise qualité - bonus : 10 € par dixième de pourcent d'information de très bonne qualité - Plafond : le montant total mensuel, 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 10 k€, par zone d'équilibrage et par indicateur.
Date de mise en œuvre :	<ul style="list-style-type: none"> - 1^{er} avril 2014

(5) : 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.

B. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT, non incités financièrement

6. Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud

Calcul :	Volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRTgaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud
Périmètre :	- Volume cumulé de capacité journalière interruptible et ferme commercialisé au-delà de 270 GWh/jour
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : annuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} janvier 2015

7. Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage

L'indicateur mesure l'écart entre le prix des interventions des GRT et le prix moyen constaté sur un PEG un jour calendaire donné :

- si l'intervention des GRT reste proche du prix moyen de marché constaté pour un jour donné au PEG correspondant, il dégage un bonus ;
- si l'intervention des GRT s'écarte significativement du prix moyen de marché constaté pour un jour donné au PEG correspondant, il encourt une pénalité.

Calcul :	Ecart en pourcent et en €/MWh entre le prix maximum à l'achat et minimum à la vente du GRT et le prix moyen pondéré des volumes échangés en <i>within-day</i> au cours de la journée calendaire, sur Powernext.
Périmètre :	- Une valeur par zone d'équilibrage (Nord et Sud) de GRTgaz et de TIGF
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2015

8. Retour au stock en conduite de la veille

Afin d'inciter les GRT à retrouver un niveau de stock en conduite constant d'un jour à l'autre, et pour contrebalancer l'incitation créée par l'indicateur de suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage, la CRE a créé en 2015 un indicateur permettant de suivre le retour au stock en conduite de la veille.

Calcul :	Ecart entre le stock en conduite de J+1 et le stock en conduite de J, à 6h, en MWh
Périmètre :	- Une valeur par zone d'équilibrage : Nord, Sud et TIGF
Suivi :	- fréquence de calcul : quotidien - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2015

9. Suivi des informations publiées sur les sites publics des GRT et servant à l'équilibrage

- a) Suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT

Un nouvel indicateur permettant de suivre la mise à jour régulière des cinq informations les plus importantes publiées sur les sites publics des GRT, SMART (GRTgaz) et Datagas (TIGF) est créé.

Les 5 informations suivies par cet indicateur sont les suivantes :

Information	Fréquence de publication	Fréquence de contrôle	Seuil de qualité
Stock en conduite projeté	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	2 fois par heure	Publication de l'heure H avant H+1:15 : indicateur positif Publication de l'heure H entre H+1:16 et H+1:45 : indicateur neutre Publication de l'heure H après H +1:45 : indicateur négatif
Déséquilibre prévisionnel	Une fois par heure avec un décalage d'une heure	2 fois par heure	Publication de l'heure H avant H+1:15 : indicateur positif Publication de l'heure H entre H+1:16 et H+1:45 : indicateur neutre Publication de l'heure H après H +1:45 : indicateur négatif
Prix de règlement des déséquilibres	Horaire, à chaque mise à jour de Powernext	1 contrôle par heure	100% de disponibilité : indicateur positif Entre 98% et 100% : indicateur neutre Moins de 98% : indicateur négatif
Prévision globale de consommation par zone J et J+1	-15h : prévisions J -17h : prévisions J+1	2 fois par jour	Publication constatée avant 15 h15 : indicateur positif Information non publiée à 15h15 mais disponible à 15h45 : indicateur neutre Information indisponible à 15h45: indicateur négatif
Allocations PIRINEOS E et L	Journalier, avant 13h	Contrôle journalier de la présence de la donnée	Indicateur indexé sur la présence de la donnée chaque jour à 14h. Niveaux de qualité applicables : Données présentes tous les jours du mois à indicateur positif ; 1 absence dans le mois à indicateur neutre ; + d'1 absence par mois à indicateur négatif

b) 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 sert de signal de 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.

Calcul :	Pourcentage d'heures, par mois, pour lesquelles le stock en conduite projeté publié est conforme. Une heure est conforme si l'écart avec la dernière heure conforme est inférieur à 100 GWh en zone Nord, 50 GWh en zone Sud et 30 GWh en zone TIGF. 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.
Périmètre :	- Une valeur par mois et par zone d'équilibrage (Nord et Sud) de GRTgaz et de TIGF
Suivi :	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2016

10. 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	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme technique (une valeur par type de points du réseau ⁽⁵⁾ pour chaque GRT)	Mensuelle Indicateur calculé pour les mois de janvier à décembre	1 ^{er} avril 2009
Réduction des capacités souscrites	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme souscrite (une valeur par type de points du réseau ⁽⁵⁾ pour chaque GRT)		1 ^{er} avril 2016
Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT	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 (une valeur par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)		1 ^{er} avril 2009
Respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT	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 (une valeur par type de points du réseau ⁽⁵⁾ pour chaque GRT)		GRTgaz : mi-2009 TIGF : 1 ^{er} avril 2009
Respect de la meilleure prévision de maintenance, non-engageante, publiée en M-2 par le GRT	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 (une valeur par type de points du réseau ⁽⁵⁾ pour chaque GRT)		1 ^{er} avril 2016
Respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz	Exemple : Variation (en pourcentage) entre le programme de maintenance prévisionnel portant sur la capacité interruptible publié en M-2 et le programme de maintenance réalisé sur la liaison Nord-Sud		1 ^{er} avril 2015

(6) : cinq types de points sont retenus :

- 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.

11. Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Suivi des délais de réalisation des raccordements	Ratio du nombre de jours de retard pour la mise en gaz des ouvrages de raccordement par rapport au délai inscrit dans le contrat avec le client (Chaque GRT suit une valeur pour les GRD, une pour les consommateurs industriels et une pour les producteurs de biométhane)	trimestrielle	Objectif : 0% Date de mise en œuvre : 1 ^{er} avril 2013
Fiabilité des informations sur les interfaces clients	Nombre de réclamations portant sur la fiabilité de l'information (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	Objectif : 0 réclamation Date de mise en œuvre : 1 ^{er} avril 2013

12. 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	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) (une valeur suivie par GRT)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 2009
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz acheminé (une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} janvier 2009

13. Indicateur relatif aux délais de transmission des données

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD	Nombre de jours par mois pour lesquels le GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors délai convenu entre le GRT et les GRD (une valeur suivie par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET, tous GRD confondus)	Mensuelle	<i>Objectif</i> : un fichier envoyé hors délai par mois <i>Date de mise en œuvre</i> : 1 ^{er} janvier 2009

IX. Annexes

Annexe 1 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de GRTgaz classés par zone de sortie du réseau principal.

Annexe 2 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de TIGF classés par zone de sortie du réseau principal.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 10 décembre 2015,

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADoucETTE