

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2014 portant projet de décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1^{er} avril 2015

Participaient à la séance : Philippe DE LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application de l'article L.134-2, 4° du code de l'énergie, la CRE dispose du pouvoir de préciser 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 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.

La première mise à jour des tarifs ATRT5 a fait l'objet d'une délibération de la CRE en date du 29 janvier 2014².

Par ailleurs, deux délibérations en date du 30 octobre 2014 ont fait évoluer les tarifs ATRT5 afin de mettre en œuvre des mesures transitoires³ dans l'optique de la création d'un point d'échange de gaz (PEG) unique à l'horizon 2018 d'une part, et de définir le mécanisme de régulation incitative applicable aux projets Val de Saône et Gascogne/Midi⁴ d'autre part.

La présente délibération a pour objet de faire évoluer les tarifs ATRT5 à compter du 1^{er} avril 2015.

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 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](#)

⁴ [Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi](#)

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 2015 est de 2,5 %. Cette évolution s'explique par une hausse de 1,2 % des souscriptions de capacités et par une augmentation de 3,7 % du revenu autorisé due 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 2015 est de 3,1 %. Cette évolution s'explique par une hausse de 1,2 % des souscriptions de capacités et par une augmentation de 4,3 % du revenu autorisé due principalement à la hausse des charges de capital à couvrir dans la trajectoire de l'ATRT5.

Création d'une zone de marché commune aux zones d'équilibrage de TIGF et GRTgaz Sud

Au 1^{er} avril 2015, conformément à ce qui avait été décidé par la CRE dans sa délibération tarifaire du 13 décembre 2012, une zone de marché commune aux zones d'équilibrage de TIGF et GRTgaz Sud est créée⁵.

Cela se traduit par les évolutions de la structure tarifaire suivantes :

- suppression du terme tarifaire au point d'interconnexion des réseaux de GRTgaz et TIGF (PIR Midi) ;
- mise en cohérence des termes tarifaires aux Points d'interface transport stockage (PITS) de GRTgaz et de TIGF ;
- création d'un PEG Commun associé à la *trading region* formée des zones d'équilibrage GRTgaz et TIGF.

Intégration du marché français dans le marché européen

Comme annoncé dans la délibération tarifaire du 29 janvier 2014, les tarifs des entrées en France, les coûts des transits depuis le Nord vers l'Italie et l'Espagne et les tarifs des interfaces avec les stockages sont maintenus stables en euros constants, jusqu'à la fin de la période tarifaire ATRT5.

Raccordement du terminal méthanier de Dunkerque GNL

Le terminal de Dunkerque sera raccordé au réseau de GRTgaz via le point d'interface transport-terminaux méthaniers Dunkerque GNL (PITTM Dunkerque GNL). Un tarif pour ce PITTM est donc défini dans la présente délibération, égal à celui des autres PITTM du réseau de GRTgaz.

La CRE confirme également le tarif de 45 €/MWh/j/an pour la prestation de transport de gaz réalisée par GRTgaz au profit de Fluxys, au titre des capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal de Dunkerque.

Création du Point d'interconnexion réseau Alveringem

L'*open season* menée par GRTgaz entre 2010 et 2011, en coordination avec Fluxys, a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer une nouvelle interconnexion avec la Belgique à compter de fin 2015.

Comme la CRE l'avait annoncé à titre indicatif lors de l'*open season*, le tarif des capacités fermes de la zone Nord vers la Belgique via le point d'interconnexion d'Alveringem est fixé à 45 €/MWh/j/an.

Régulation incitative de la qualité de service des transporteurs de gaz

La CRE, en plus de modifier le calcul de certains indicateurs, crée un nouvel indicateur portant sur la disponibilité annuelle de l'ensemble des capacités fermes et interruptibles à la liaison Nord-Sud qui ne fera pas l'objet d'une incitation financière pour la première année.

Cette délibération sera soumise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

⁵ Les modalités de fonctionnement de ce PEG commun ont été définies par la CRE dans la délibération du 22 mai 2014 portant décision sur les règles de fonctionnement de la place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015

DELIBERATION	1
METHODOLOGIE	7
I. CADRE DE REGULATION : RAPPEL DES DISPOSITIONS DES TARIFS ATRT5	7
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>	8
3. <i>Charges nettes d'exploitation</i>	8
B. Charges de capital normatives	8
C. Apurement du CRCP	9
D. Revenu autorisé	10
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	11
C. Apurement du CRCP	11
D. Revenu autorisé	12
IV. HYPOTHESES DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES DE TRANSPORT	13
A. GRTgaz	13
1. <i>Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités</i>	13
2. <i>Réseau principal</i>	13
3. <i>Réseau régional</i>	13
B. TIGF	13
1. <i>Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités</i>	13
2. <i>Réseau principal</i>	13
3. <i>Réseau régional</i>	14
V. EVOLUTION MOYENNE DES TARIFS DE GRTGAZ ET DE TIGF	14
VI. STRUCTURE TARIFAIRE	14
A. Réduction du nombre de places de marchés	14
1. <i>Création d'une place de marché commune GRTgaz Sud-TIGF</i>	14
2. <i>Création d'un PEG unique France</i>	15
B. Mise en œuvre des codes de réseau et intégration des marchés européens du gaz	16
1. <i>Maintien en euros constants des termes tarifaires aux entrées et sorties des réseaux des GRT</i>	16
2. <i>Tarifification des produits intra-journaliers</i>	16
C. Mise en service du terminal méthanier de Dunkerque LNG	17
1. <i>Tarif des capacités d'entrée au PITTm Dunkerque GNL</i>	17
2. <i>Evolution des règles de souscription de capacités aux PITTm de Fos, Montoir et Dunkerque GNL</i>	17
D. Création du PIR Alveringem	18
1. <i>Capacités vers la Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque et depuis la zone Nord</i>	18
2. <i>Capacités dans le sens Belgique vers France</i>	18

3.	<i>Création d'un PIR virtuel France-Belgique</i>	19
E.	Autres éléments de structure	19
1.	<i>Redistribution des excédents de recettes d'enchères</i>	19
2.	<i>Demandes spécifiques concernant les consommateurs gazo-intensifs</i>	20
3.	<i>Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud</i>	20
F.	Synthèse sur l'évolution de la grille tarifaire de GRTgaz et TIGF	21
G.	Mise à jour de la régulation incitative de la qualité de service des GRT	22
1.	<i>Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain et qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée</i>	22
2.	<i>Disponibilité des portails publics et expéditeurs</i>	23
3.	<i>Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage</i>	23
4.	<i>Ecart entre le stock en conduite de J+1 et le stock en conduite de J, à 6h, en pourcentage du stock en conduite total</i>	23
5.	<i>Disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud</i>	23
	TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	25
I.	DEFINITIONS	25
II.	TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ	27
A.	Trajectoire de revenu autorisé	27
B.	Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1^{er} avril 2015	27
1.	<i>Acheminement sur le réseau principal</i>	27
2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	31
3.	<i>Livraison du gaz</i>	31
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de GRTgaz au 1^{er} avril 2015</i>	33
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	33
6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	34
7.	<i>Souscription de capacités quotidiennes</i>	34
8.	<i>Commercialisation de court terme des capacités quotidiennes et intra-journalières</i>	35
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	35
10.	<i>Offre d'acheminement interruptible à préavis court</i>	35
11.	<i>Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud</i>	36
12.	<i>Offre de souscription quotidienne de capacités journalières de livraison à préavis court</i>	36
13.	<i>Injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz</i>	37
14.	<i>Conversion de qualité de gaz</i>	37
15.	<i>Tolérance optionnelle d'équilibrage</i>	38
16.	<i>Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés</i>	38
C.	Evolution de la grille tarifaire de GRTgaz à compter du 1^{er} avril 2016	39
1.	<i>Mise à jour des charges de capital</i>	39
2.	<i>Mise à jour des charges d'exploitation nettes</i>	39
3.	<i>Prise en compte du solde du CRCP</i>	39
4.	<i>Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités</i>	40
III.	TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF	40
A.	Trajectoire de revenu autorisé	40
B.	Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2015	40
1.	<i>Acheminement sur le réseau principal</i>	41
2.	<i>Acheminement sur le réseau régional</i>	42
3.	<i>Livraison du gaz</i>	42
4.	<i>Synthèse de la grille tarifaire de TIGF au 1^{er} avril 2015</i>	43
5.	<i>Souscription de capacités trimestrielles</i>	44

6.	<i>Souscription de capacités mensuelles</i>	44
7.	<i>Souscription de capacités quotidiennes</i>	44
8.	<i>Modalités de commercialisation de court-terme des capacités quotidiennes et intra-journalières</i>	45
9.	<i>Souscription de capacités horaires de livraison</i>	45
10.	<i>Injection de gaz sur le réseau de transport à partir d'une installation de production de gaz</i>	46
C.	Evolution de la grille tarifaire de TIGF à compter du 1^{er} avril 2015	46
1.	<i>Mise à jour des charges de capital</i>	46
2.	<i>Mise à jour des charges d'exploitation nettes</i>	46
3.	<i>Prise en compte du solde du CRCP</i>	46
4.	<i>Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités</i>	47
IV.	REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS DE RECETTES D'ENCHERES	48
A.	Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015	48
B.	Excédents de recettes d'enchères	48
C.	Calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016	48
1.	<i>Principes généraux</i>	48
2.	<i>Calcul des montants unitaires annuels de redistribution pour les excédents d'enchères du produit annuel du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016</i>	49
3.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits trimestriels du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016</i>	49
4.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015</i>	49
5.	<i>Calcul des montants unitaires trimestriels de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015</i>	50
6.	<i>Publication des montants unitaires de redistribution du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016</i>	50
7.	<i>Modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères</i>	50
V.	CESSION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	51
VI.	PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	51
A.	Pénalités pour dépassement de capacité journalière	51
1.	<i>Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière</i>	51
2.	<i>Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière</i>	51
B.	Pénalités pour dépassement de capacité horaire	52
C.	Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité	52
VII.	POINTS NOTIONNELS D'ECHANGE DE GAZ SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	53
VIII.	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	54
A.	Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière	54
1.	<i>Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires</i>	54
2.	<i>Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain</i>	55
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>	56
4.	<i>Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT</i>	58
5.	<i>Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en</i>	

<i>cours de journée</i>	59
B. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT	60
6. <i>Incitation à la mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud</i>	60
7. <i>Suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage</i>	60
8. <i>Retour au stock en conduite de la veille</i>	61
9. <i>Suivi des informations publiés sur les sites publics des GRT et servant à l'équilibrage</i>	61
10. <i>Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance</i>	62
11. <i>Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs</i>	63
12. <i>Indicateurs relatifs à l'environnement</i>	63
13. <i>Indicateur relatif aux délais de transmission des données</i>	64

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 de 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 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.

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) et de 761,7 M€ pour 2014 (évolution du tarif ATRT5 au 1^{er} avril 2014). Le niveau d'OPEX retenu pour 2014 est de 761,2 M€ après prise en compte de la valeur réelle de l'inflation pour 2013.

Le tarif ATRT5 de GRTgaz prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les OPEX nettes de l'année 2015 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2014 « 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 2014 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances pour 2015 étant de + 0,5 %⁶, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2015, hors variation du prix de l'énergie, baisseront de 0,95 % par rapport à celles retenues pour l'année 2014, soit un montant de 754,0 M€. L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2014 prise en compte par la CRE et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application des règles du tarif ATRT5, la CRE modifie le montant prévu pour les charges d'énergie de GRTgaz en 2015.

Les besoins de GRTgaz en énergie pour 2015 sont globalement stables par rapport à 2014. Les besoins d'énergie carburant se maintiennent à un niveau élevé, du fait de prévisions de flux Nord-Sud importants liés à la situation du marché du GNL.

Les charges d'énergie de GRTgaz prévues pour 2015 sont plus faibles que celles initialement prévues dans le tarif ATRT5. Cela est principalement dû à la baisse des prix du gaz et aux optimisations réalisées par GRTgaz concernant les flux de gaz sur son réseau et l'écart de bilan technique.

	2013 – Réalisé		2014 - estimation à novembre 2014		2015 (prév. tarif ATRT5)		2015 mis à jour	
	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€
Gaz carburant	1 924	43,2	2 066	51,6	2 192	60,3	2 066	52
Ecart de bilan technique	970	25	944	23,6	1 325	33,6	878	22,1
Electricité	427	29,6	482	32,2	293	27,5	482	35,4
TICGN	-	-	1 532	2	-	-	2 000	5,4
Quotas CO₂	-	-	-	-	116 kt	1,4	-	-
Total	-	97,8	-	109,4	-	122,8		114,9

La mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » de GRTgaz conduit à une baisse de -7,9 M€ de la prévision relative à ce poste pour l'année 2015.

3. Charges nettes d'exploitation

Après mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » pour l'année 2015, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de GRTgaz pour 2015 s'élèvent à 746,1 M€. Ces charges sont en hausse de 5,7 M€ par rapport à celles retenues pour 2014, soit 0,8 %.

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 2015 sont de 1 044,8 M€. Elles sont en hausse de 71 M€ par rapport à 2014, soit +7,3 %.

⁶ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 1^{er} octobre 2014 du projet de loi de finances pour 2015, n° 2234

C. Apurement du CRCP

A fin 2013, le montant actualisé du CRCP était de -16,2 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2014 a conduit à reprendre 4,5 M€ à GRTgaz. Le stock actualisé⁷ restant à apurer est de -12,4 M€ (en valeur 2014).

Le solde du CRCP définitif pour l'année 2013 est supérieur de 9,1 M€ à l'estimation faite dans la mise à jour de l'ATRT5 en novembre 2013 du fait principalement de charges de capital définitives 2013 supérieures de 8,5 M€ aux charges estimées. L'écart est restitué à GRTgaz.

Le montant du CRCP pour l'année 2014 est estimé à -62,7 M€ à fin novembre.

en M€	Tarif 2014	Estimé nov. 2014	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	1203,0	1223,9	20,9	-20,9
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	494,4	509,3	14,9	-7,5
Charges de capitaux normatives	973,8	934,0	-39,8	-39,8
Poste énergie	104,1	109,4	5,3	4,2
Recettes de raccordement	3,3	2,3	-1,0	1,0
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,6	33,2	-0,4	-0,4
Régulation incitative de la qualité de service	0,0	1,1	1,1	1,1
Ecart d'OPEX dû à l'IPC	761,7	761,2	-0,5	-0,5
CRCP TOTAL				-62,7

En ajoutant le montant actualisé de CRCP restant à régulariser des années précédentes (soit -12,4 M€), l'écart actualisé sur le CRCP 2013 (soit +9,5 M€) et le CRCP provisoire 2014 (soit -62,7 M€), on obtient un montant global actualisé de -65,6 M€, à restituer aux consommateurs.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à GRTgaz 18,1 M€ chaque année sur quatre ans à partir de 2015.

en M€	2014	2015	2016	2017	2018
Montant du CRCP	-16,2	- 65,6			
Apurement d'un quart du montant global	-4,5	-18,1	-18,1	-18,1	-18,1

⁷ Actualisation à l'équivalent du taux sans risque, soit 4,0 % par an nominal avant impôt

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de GRTgaz en 2015 est de 1772,8 M€, en hausse de 3,7 % par rapport à 2014 :

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

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 hors variation des charges d'énergie, étaient de 64,2 M€ pour 2013 (tarif ATRT5) et 66,3 M€ pour 2014 (évolution du tarif ATRT5 au 1^{er} avril 2014). Le niveau d'OPEX retenu pour 2014 est de 66,2 M€ après prise en compte de la valeur réelle de l'inflation pour 2013.

Le tarif ATRT5 de TIGF prévoit que, hors variation du prix de l'énergie, les OPEX nettes de l'année 2015 sont calculées en appliquant aux OPEX de l'année 2014 « 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 2014 sur laquelle est fondé le projet de loi de finances pour 2015 étant de +0,5 %⁸, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2015, hors variation du prix de l'énergie, augmenteront de 2,95 % par rapport à celles retenues pour l'année 2014, soit un montant de 68,2 M€. L'écart entre l'inflation prévisionnelle pour 2014 prise en compte par la CRE et l'inflation réellement constatée sera couvert par le CRCP.

2. Révision des charges d'énergie

En application des règles du tarif ATRT5, la CRE modifie le montant prévu pour les charges d'énergie de TIGF en 2015.

En 2014, les flux vers l'Espagne se sont maintenus à un niveau très élevé et aucun flux physique dans la direction Espagne vers France n'a été constaté. La prévision pour 2015 est voisine des valeurs constatées en 2014.

⁸ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 1^{er} octobre 2014 du projet de loi de finances pour 2015, n° 2234

	2013 – Réalisé		2014 - estimation à novembre 2014		2015 (prév. tarif ATRT5)		2015 mis à jour	
	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€	Volume GWh	Montant M€
Gaz carburant	309	8,7	252	6,7	167	4,7	261	7
Ecart de bilan technique	139	3,9	122	3,2	-	-	110	3
Electricité	15	1,3	15	1,4	10	0,9	15	1,4
Total	-	13,9	-	11,3	-	5,6	-	11,4

La mise à jour du poste « énergie et quotas de CO₂ » de TIGF conduit à une augmentation de 5,8 M€ de la prévision relative à ce poste pour l'année 2015.

3. Charges nettes d'exploitation

Après mise à jour du poste énergie pour l'année 2015, les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de 2015 s'élèvent à 74,0 M€. Elles sont en hausse de 3,1 M€ par rapport à 2014, soit + 4,4 %.

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 2015 sont de 164,5 M€. Elles sont en hausse de 7,2 M€ par rapport à 2014, soit + 4,6 %.

C. Apurement du CRCP

A fin 2013, le montant actualisé du CRCP était de -2,5 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement d'un quart de ce montant sur 2014 a conduit à reprendre 0,7 M€ à TIGF. Le stock actualisé⁹ restant à apurer est de -1,9 M€ (en valeur 2014).

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2013 est supérieur de 2,7 M€ à l'estimation faite dans la mise à jour de l'ATR5 en novembre 2013, principalement du fait de charges d'énergie définitives plus élevées que celles estimées (+1,8 M€) et de souscriptions réelles inférieures aux prévisions sur le réseau régional (-0,6 M€). L'écart est restitué à TIGF.

Le montant du CRCP pour l'année 2014 est estimé à -5,6 M€ à fin novembre.

⁹ Actualisation à l'équivalent du taux sans risque, soit 4,0% par an nominal avant impôt

en M€	Tarif 2014	Estimé nov. 2014	Ecart	Versé au CRCP
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	120,3	122,3	2,0	-2,0
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	103,3	100,0	-3,3	1,7
Charges de capitaux normatives	157,3	150,4	-6,9	-6,9
Poste énergie	10	11,4	1,4	1,1
Contrat de prestation entre GRTgaz et TIGF	33,8	33,2	-0,6	0,6
Régulation incitative de la qualité de service	0,0	0,1	0,1	0,1
Ecart d'OPEX dû à l'IPC	66,3	66,2	0,0	0,0
CRCP TOTAL				-5,6

En ajoutant le solde actualisé de CRCP restant à régulariser des années précédentes (soit -1,9 M€), l'écart actualisé sur le CRCP 2013 (soit +2,8 M€) et le CRCP provisoire 2014 (soit -5,6 M€), on obtient un montant global actualisé de -4,7 M€, à restituer aux consommateurs.

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, l'apurement de ce montant conduit à reprendre à TIGF 1,3 M€ chaque année sur quatre ans à partir de 2015.

en M€	2014	2015	2016	2017	2018
Montant du CRCP	-2,5	-4,7			
Apurement d'un quart du montant global	-0,7	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3

D. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de TIGF en 2015 est de 237,2 M€, en hausse de 4,3 % par rapport à 2014 :

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

IV. Hypothèses de souscription des capacités de transport

A. GRTgaz

1. *Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités*

Les souscriptions prévisionnelles 2015 sont en hausse de 1,2 % par rapport aux prévisions retenues pour 2014 lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014.

Les souscriptions de capacités estimées pour l'année 2014 sont en hausse moyenne de 1,7 % par rapport aux prévisions retenues pour 2014 lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014. Cette hausse s'explique principalement par des recettes plus élevées que prévues concernant le service transport-stockage (JTS) et le couplage de marché, ainsi que des souscriptions élevées aux PITS.

Les souscriptions prévisionnelles retenues par la CRE pour 2015 sont en baisse de 0,5 % par rapport aux souscriptions estimées pour l'année 2014.

2. *Réseau principal*

Sur le réseau principal, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2015 sont en hausse moyenne de 6 % par rapport aux prévisions retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014 (en baisse de 0,9 % par rapport à l'estimé 2014).

3. *Réseau régional*

En sortie du réseau principal vers le réseau régional et en acheminement et livraison sur le réseau régional, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités sont en baisse de 1 % par rapport à celles retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014 (et en baisse de 0,6 % par rapport à l'estimé 2014). Cette baisse est principalement due à une baisse des souscriptions de capacités des clients industriels.

Les hypothèses de souscriptions retenues par la CRE pour 2015 ne prennent pas en compte de nouvelles mises sous cocon de centrales électriques en 2015.

B. TIGF

1. *Evolution globale des hypothèses de souscription de capacités*

Les souscriptions prévisionnelles pour 2015 sont en hausse de 1,2 % par rapport aux prévisions retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014.

Les souscriptions de capacités estimées pour l'année 2014 sont en hausse moyenne de 0,4 % par rapport aux prévisions retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014. Cette hausse s'explique principalement par des écarts concernant les souscriptions aux PITS plus élevés que prévu (+25 %). Les souscriptions prévisionnelles 2015 sont en hausse de 0,8 % par rapport à l'estimé 2014.

2. *Réseau principal*

Sur le réseau principal, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2015 sont en hausse moyenne de 1,7 % par rapport aux prévisions retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014 (et en hausse de 1 % par rapport à l'estimé 2014). La CRE a retenu des souscriptions légèrement en baisse aux PITS par rapport au premier trimestre 2015 et a reconduit le niveau de souscription constaté en 2014 au PIR Pirineos.

3. Réseau régional

Sur le réseau régional, les nouvelles hypothèses de souscription de capacités pour l'année 2015 sont stables par rapport aux prévisions retenues lors de l'évolution du tarif au 1^{er} avril 2014 (et en hausse de 0,2 % par rapport à l'estimé 2014).

V. Evolution moyenne des tarifs de GRTgaz et de TIGF

Pour GRTgaz, les prévisions retenues pour l'année 2015 conduisent à une hausse de 3,7 % du revenu autorisé et à une hausse de 1,2 % 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 2,5 % au 1^{er} avril 2015.

Pour TIGF, les prévisions retenues pour l'année 2015 conduisent à une hausse de 4,3 % du revenu autorisé et de 1,2 % 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 3,1 % au 1^{er} avril 2015.

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 afin notamment de « réduire le nombre de places de marché et mettre en œuvre les codes de réseau européens. »

Dans ses décisions du 19 juillet 2012¹⁰, du 13 décembre 2012¹¹ et du 7 mai 2014¹², la CRE a défini une feuille de route pour la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Dans ce cadre, elle a décidé de la création d'une place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au plus tard au 1^{er} avril 2015.

La présente décision tarifaire intègre les changements de structure nécessaires à la prise en compte de ces évolutions, des modifications destinées à améliorer l'intégration du marché français au sein du marché européen du gaz et diverses évolutions à caractère technique.

La CRE a mené une consultation publique relative aux évolutions de structure envisagées du 30 octobre au 20 novembre 2014¹³. Les réponses non confidentielles sont disponibles sur le site internet de la CRE.

A. Réduction du nombre de places de marchés

1. Création d'une place de marché commune GRTgaz Sud-TIGF

Au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF sera créée, ce qui se traduira par :

- la disparition du terme de capacité d'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- la mise en cohérence des tarifs aux PITS en zones GRTgaz Sud et TIGF ;
- la création d'un PEG commun aux zones d'équilibrage de GRTgaz Sud et TIGF ainsi que la disparition des PEG Sud et PEG TIGF.

¹⁰ [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

¹¹ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

¹² [Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018](#)

¹³ [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 1^{er} avril 2015](#)

a) Liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF

Afin de préparer la création du PEG commun, le tarif ATRT5 prévoit une diminution progressive du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud pour atteindre 0 au 1^{er} avril 2015. Ce terme a déjà diminué de 140 €/MWh/j par an à 100 €/MWh/j par an au 1^{er} avril 2013, puis à 50 €/MWh/jour par an au 1^{er} avril 2014.

Au 1^{er} avril 2015, le terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud est supprimé. Les expéditeurs auront accès à une zone de marché composée des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF, sans avoir besoin de souscrire des capacités pour transporter du gaz entre les deux zones.

b) Tarifification des PITS

La CRE a confié au cabinet Pöyry une étude sur la tarification des capacités aux PITS, achevée en octobre 2013 et dont le rapport final est disponible sur le site de la CRE¹⁴.

Sur la base notamment des conclusions de cette étude, la CRE a retenu, dans sa délibération du 29 janvier 2014 sur la mise à jour des tarifs ATRT5, un coefficient multiplicateur de 1,33 entre les tarifs aux PITS de TIGF et ceux de GRTgaz Sud au 1^{er} avril 2015.

L'étude Pöyry fait également apparaître que les tarifs aux PITS sur les réseaux des autres GRT en Europe sont plus élevés en sortie du réseau vers les stockages qu'en entrée sur le réseau depuis les stockages. Cette structure tarifaire correspond à celle du tarif de TIGF mais pas à celle du tarif de GRTgaz.

Dans la délibération du 29 janvier 2014, la CRE a décidé que les tarifs aux PITS de GRTgaz évolueraient au 1^{er} avril 2015 vers une structure tarifaire conforme à celle des autres GRT européens.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique, de réaliser cette évolution à revenu constant, en euros constants, aux PITS pour GRTgaz. Une très large majorité d'acteurs est favorable à la méthode proposée par la CRE pour fixer les tarifs aux PITS de GRTgaz et TIGF.

La CRE retient l'inversion de la structure des tarifs aux PITS de GRTgaz à revenu constant, en euros constants. Une telle évolution est neutre en termes de coût global d'accès aux stockages de GRTgaz pour l'ensemble des expéditeurs, elle ne conduira donc à aucun transfert financier entre les utilisateurs des stockages et les autres utilisateurs des réseaux de transport de gaz.

Un coefficient de 1,33 sera appliqué au tarif des capacités aux PITS de GRTgaz pour fixer le tarif des capacités aux PITS de TIGF conformément à la délibération du 29 décembre 2014. En application des règles ainsi définies, la grille tarifaire aux PITS est fixée comme suit :

Zone des PITS	TCES¹⁵ (€/MWh/jour par an)	TCSS¹⁶ (€/MWh/jour par an)
GRTgaz Nord	8,17	18,39
GRTgaz Sud	9,00	20,24
TIGF	11,96	26,92

2. **Création d'un PEG unique France**

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a confirmé la création d'un PEG unique sur la base du schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018, sous réserve de l'achèvement des travaux à cette échéance.

¹⁴ [Etude relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS](#)

¹⁵ Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages

¹⁶ Terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages

Dans les évolutions tarifaires au 1^{er} avril 2013 et au 1^{er} avril 2014, la CRE avait décidé le maintien en euros courants des termes tarifaires annuels à la liaison Nord-Sud dans la perspective de création d'une place de marché unique en France en 2018, qui conduira à la disparition de ce terme tarifaire.

Pour la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2015, la CRE maintient les termes tarifaires annuels à la liaison Nord-Sud inchangés en euros courants.

B. Mise en œuvre des codes de réseau et intégration des marchés européens du gaz

1. Maintien en euros constants des termes tarifaires aux entrées et sorties des réseaux des GRT

Dans sa délibération du 29 janvier 2014, la CRE a retenu le principe de maintien en euros constants des termes tarifaires aux points d'interconnexion réseaux (PIR), aux points d'interface transport terminal méthanier (PITTM) ainsi qu'aux PITS (indépendamment de la convergence des tarifs au PITS des zones GRTgaz Sud et TIGF) pendant la période tarifaire ATRT5.

Il en est de même pour le coût des transits vers l'Espagne et l'Italie. Dans le cas du transit vers l'Espagne, la disparition du tarif au PIR Midi doit être compensée par une hausse égale du tarif de sortie du réseau de TIGF au PIR Pirineos, de façon à refléter les coûts de transport du gaz depuis le Nord de la France jusqu'à l'Espagne.

Enfin, le tarif d'entrée sur le réseau de TIGF au PIR Pirineos est aligné, jusqu'à la fin du tarif ATRT5, sur celui des entrées terrestres sur le réseau de GRTgaz.

2. Tarification des produits intra-journaliers

Le règlement européen relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités¹⁷ (« code de réseau CAM »), qui s'appliquera à compter du 1^{er} novembre 2015, prévoit, sur les points d'interconnexion concernés par le code, de commercialiser en cours de journée gazière, lors d'enchères organisées toutes les heures, les capacités fermes restées invendues à l'issue des enchères précédentes. Lors de ces enchères intra-journalières, les capacités sont proposées pour le nombre d'heures restantes de la journée gazière.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique, de fixer le tarif de ces capacités intra-journalières au niveau du tarif des capacités journalières rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière, ce qui est une des options prévues par l'orientation cadre sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport¹⁸.

Les contributeurs sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE. Certains expéditeurs considèrent néanmoins que cette disposition du code de réseau CAM complexifie le processus de commercialisation des capacités et souhaitent en différer la mise en œuvre. Par ailleurs, certains contributeurs considèrent que le tarif des capacités intra-journalières doit être plus élevé que le tarif des capacités journalières, afin d'inciter les expéditeurs à renommer plus tôt.

La CRE retient le mécanisme présenté dans sa consultation publique concernant le tarif des capacités intra-journalières.

Elle considère que la commercialisation des capacités intra-journalières devra être coordonnée entre les GRT français et adjacents. A ce titre, elle demande à GRTgaz et à TIGF de se rapprocher des GRT allemands, belge et espagnol en vue de la mise en œuvre coordonnée des dispositions du code CAM concernant la commercialisation des capacités intra-journalières. GRTgaz et TIGF présenteront un point d'avancement de ces travaux à la CRE au plus tard en juillet 2015.

Elle demande à GRTgaz et TIGF de présenter régulièrement un suivi des renominations des acteurs en Concertation Gaz.

¹⁷ [Règlement \(UE\) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et complétant le règlement \(CE\) n°715/2009 du Parlement européen et du Conseil](#)

¹⁸ [Framework guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas, 29 November 2013, FG-2013-G-01](#)

C. Mise en service du terminal méthanier de Dunkerque LNG

1. Tarif des capacités d'entrée au PITTM Dunkerque GNL

La mise en service du terminal de Dunkerque est prévue pour la fin d'année 2015. Le gaz émis depuis le terminal vers la station de Pitgam pourra être odorisé et émis sur le réseau de GRTgaz en zone Nord ou être directement acheminé sans être odorisé en direction de la Belgique

Il est donc nécessaire de créer un nouveau PITTM « Dunkerque GNL », dont le tarif est défini dans la présente délibération.

Le CRE a fixé dans sa délibération du 12 juillet 2011¹⁹ les conditions financières du raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de GRTgaz. Un test économique a été établi pour valider le niveau tarifaire à appliquer au PITTM Dunkerque GNL en fonction des investissements de raccordement. Ce test économique prend en compte les coûts de raccordement du terminal jusqu'au cœur du réseau de GRTgaz, soit la station de compression et d'interconnexion de Pitgam, ainsi que le niveau de souscriptions de capacités au PITTM Dunkerque.

L'application de ce test économique à la fin de l'année 2014 conduit la CRE à proposer de maintenir le principe d'une péréquation tarifaire du PITTM Dunkerque avec les autres PITTM. Les contributions reçues à la consultation publique menée par la CRE sont majoritairement favorables à cette proposition.

La CRE fixe donc, à partir du 1^{er} avril 2015, le tarif au PITTM Dunkerque GNL au niveau des PITTM de Fos et de Montoir.

2. Evolution des règles de souscription de capacités aux PITTM de Fos, Montoir et Dunkerque GNL

Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers dit ATTM4²⁰ définissent des services « bandeau » ou « spot » qui permettent de regazéifier du GNL et d'émettre le gaz sur le réseau de transport pendant 30 jours consécutifs à un niveau constant.

Le tarif ATRT5 de GRTgaz prévoit que tout expéditeur souscrivant un service « bandeau » ou « spot » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer par GRTgaz une capacité mensuelle ferme (C) de base égale à 1/30^{ème} de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers. Le prix applicable est égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

Le terminal de Dunkerque LNG a obtenu une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire pour 20 ans à compter de la mise en service²¹. De ce fait, il est libre de définir son offre commerciale, sous réserve de l'appliquer de manière non discriminatoire à tous ses utilisateurs et de la communiquer à la CRE.

La CRE a proposé dans la consultation publique de faire évoluer les règles de souscription de capacités aux PITTM, en introduisant un mécanisme plus souple, mieux adapté à l'offre commerciale de Dunkerque LNG. Cette évolution, qui n'entraînerait aucun coût pour GRTgaz, s'appliquerait également aux autres PITTM, permettant ainsi aux terminaux méthaniers régulés de proposer des offres plus flexibles.

Les contributeurs à la consultation publique de la CRE sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE, dont ils considèrent qu'elle répond aux besoins de flexibilité dans les terminaux français.

La CRE décide qu'à compter du 1^{er} avril 2015, tout expéditeur pourrait réserver une capacité d'entrée constante aux PITTM sur un multiple de 10 jours consécutifs avec un tarif égal, par bloc de 10 jours, à 10/365^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

¹⁹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne](#)

²⁰ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés](#)

²¹ [Arrêté du 18 février 2010 autorisant la société Dunkerque LNG à bénéficier d'une exemption à l'accès régulé des tiers pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque \(NOR : DEVE1005264A\)](#)

Les dépassements seront facturés conformément aux règles en vigueur, à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

La CRE demande à GRTgaz de travailler, pour la prochaine mise à jour tarifaire, à la mise en œuvre d'une réservation plus flexible fondée sur N jours consécutifs avec un minimum de 10 jours. Le niveau de souscriptions serait constant sur l'ensemble de la durée du produit. Ce service serait facturé à $N/365^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme.

D. Création du PIR Alveringem

1. Capacités vers la Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque et depuis la zone Nord

L'*open season* menée par GRTgaz entre 2010 et 2011 en coordination avec Fluxys a permis le lancement des investissements nécessaires pour créer une nouvelle interconnexion avec la Belgique à compter de fin 2015. Cette nouvelle interconnexion permettra d'offrir environ 270 GWh/j de capacités fermes de sortie de la France vers la Belgique, le gaz exporté n'étant pas odorisé.

Capacités du terminal méthanier de Dunkerque vers la Belgique

Les capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal méthanier de Dunkerque seront commercialisées par Fluxys, le transport sur le réseau de GRTgaz faisant l'objet d'une prestation de service de GRTgaz à Fluxys.

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

A ce stade, l'évaluation des coûts à terminaison des projets ne justifie pas la modification du niveau prévisionnel de 45 €/MWh/j/an.

En conséquence, la CRE confirme le prix prévu de 45 €/MWh/j/an pour la prestation de transport de gaz réalisée par GRTgaz au profit de Fluxys au titre des capacités d'entrée en Belgique depuis le terminal de Dunkerque.

Capacités de la zone Nord vers la Belgique

Le tarif de la capacité rebours interruptible vers la Belgique au point Taisnières H est égal à $1/5^{\text{ème}}$ du tarif dans le sens Belgique vers France soit environ 22,8 €/MWh/j/an au 1^{er} avril 2015, conformément à la mise à jour du tarif au 1^{er} avril 2014 qui prévoit une évolution à l'inflation des tarifs en entrée en France.

Le tarif des capacités fermes est égal au double de celui des capacités interruptibles aux PIR. La CRE a donc proposé dans sa consultation publique un tarif proche de 45 €/MWh/j/an pour la capacité ferme France vers Belgique. Les contributions reçues à la consultation publique menée par la CRE sont majoritairement favorables à cette proposition.

La CRE appliquera un tarif de 45 €/MWh/j/an aux capacités fermes zone Nord vers Belgique au point d'interconnexion Alveringem.

2. Capacités dans le sens Belgique vers France

Le code de réseau CAM prévoit que les GRT doivent commercialiser des produits de rebours interruptibles au minimum quotidiens sur les points unidirectionnels. Dans l'attente de la création du point virtuel d'interconnexion France – Belgique, la CRE a proposé d'introduire des capacités de rebours interruptibles quotidiennes au point Alveringem dans le sens Belgique vers France.

La CRE a ainsi proposé de commercialiser 4 GWh/j de capacités rebours interruptibles quotidiennes à un tarif égal au prix des capacités interruptibles Belgique vers France à Taisnières H. La commercialisation ayant lieu sur une base quotidienne, le prix de réserve de ces capacités serait égal au tarif indiqué, multiplié par le coefficient journalier de $1/240^{\text{ème}}$ en vigueur sur l'ensemble des points d'interconnexion non congestionnés.

Les contributeurs sont majoritairement favorables aux propositions de la CRE.

La CRE décide la commercialisation de 4 GWh/j de capacités rebours interruptibles quotidiennes au prix des capacités interruptibles Belgique vers France à Taisnières H de 57,09 €/MWh/j/an.

3. Création d'un PIR virtuel France-Belgique

Le tarif de GRTgaz compte aujourd'hui des tarifs pour deux points d'interconnexion en gaz H avec la Belgique : Taisnières H et Alveringem.

Or, le code de réseau européen CAM prévoit la mise en œuvre de points d'interconnexion virtuels entre pays frontaliers. Les travaux préparatoires à la création d'un point virtuel d'interconnexion entre la France et la Belgique rassemblant les points Taisnières H et Alveringem ne sont pas achevés. Ce point virtuel ne pourra donc vraisemblablement pas être opérationnel lors de l'entrée en vigueur du code au 1^{er} novembre 2015.

La CRE demande à GRTgaz de se rapprocher de Fluxys pour préparer la création d'un PIR virtuel en gaz H entre la France et la Belgique, lors de la prochaine évolution du tarif ATRT5. GRTgaz rendra compte à la CRE de ces travaux au plus tard le 1^{er} juillet 2015.

E. Autres éléments de structure

1. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

Dans sa délibération du 18 juin 2014, le CRE a indiqué vouloir traiter, après consultation publique, les éléments suivants :

- règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères pour les capacités mensuelles et quotidiennes à compter du 1^{er} octobre 2014 ;
- règles concernant les écarts qui seront constatés entre les montants totaux redistribués et les excédents de recettes d'enchères perçus à compter du 1^{er} octobre 2014 ;
- règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères pour les capacités annuelles et trimestrielles à compter du 1^{er} octobre 2015.

Dans sa délibération du 18 juin 2014²², la CRE a défini les modalités de redistribution des excédents de recettes d'enchères annuelles et trimestrielles à la liaison Nord-Sud et à l'interconnexion France / Espagne entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2015.

- a. Règles concernant la redistribution des excédents de recettes d'enchères pour les capacités mensuelles et quotidiennes et les écarts

La CRE a proposé, dans sa consultation publique, deux méthodes possibles :

- ajouter les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes et les écarts constatés entre redistribution et montant perçu par les GRT aux montants à reverser sur l'année suivante ;
- régulariser les recettes des enchères mensuelles et quotidiennes et les écarts de redistribution, en les appliquant aux volumes éligibles à la redistribution sur la base des consommations de l'année en cours.

Les contributeurs sont majoritairement favorables à la première méthode de redistribution. Ils considèrent qu'elle offre plus de transparence et de visibilité. Une minorité d'expéditeurs souhaite néanmoins la mise en œuvre de la seconde méthode qui permet d'effectuer dès que possible les redistributions et les règlements des écarts à redistribuer et évite donc un décalage temporel d'un an entre la consommation et la redistribution.

²² [Délibération de la CRE du 18 juin 2014 portant décision sur les règles de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité de transport de gaz et sur leur application pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015](#)

La CRE retient la première méthode qui permet de publier des montants unitaires de redistribution définitifs pour l'année gazière dès le mois de juillet. Cette méthode plus transparente est favorable au développement de la concurrence sur les prix du gaz au bénéfice des consommateurs.

b. Redistribution des excédents de recettes d'enchères des capacités annuelles et trimestrielles à compter du 1^{er} octobre 2015

La CRE a proposé dans sa consultation publique de reconduire les modalités de redistribution définies dans sa délibération du 18 juin 2014.

Les contributeurs, à l'exception des consommateurs industriels qui souhaitent une redistribution plus favorable aux gazo-intensifs, soutiennent la proposition de la CRE. Certains expéditeurs rappellent néanmoins leur position selon laquelle une redistribution au prorata des capacités souscrites serait préférable à la redistribution au prorata des volumes consommés.

La CRE retient la proposition faite dans la consultation publique.

c. Redistribution des excédents de recettes des enchères de capacités rebours trimestrielles au PIR Jura

La CRE a proposé dans sa consultation publique d'appliquer, à compter d'octobre 2015, les modalités de redistribution définies dans sa délibération du 18 juin 2014 pour les capacités Nord-Sud. Les excédents au PIR Jura seront redistribués une fois par trimestre aux expéditeurs livrant des clients finals en zones GRTgaz Sud et TIGF, au prorata des volumes consommés dans ces zones. Les contributeurs à la consultation publique sont majoritairement favorables à la proposition de la CRE.

La CRE retient la proposition faite dans la consultation publique.

2. Demandes spécifiques concernant les consommateurs gazo-intensifs

Dans sa réponse à la consultation publique du 18 juillet 2014 relative à la mise en œuvre des mesures transitoires avant la création d'un PEG unique, l'UNIDEN a demandé la mise en œuvre de mesures en faveur des consommateurs gazo-intensifs (baisses tarifaires, allocations prioritaires).

La CRE a consulté sur ces évolutions. A l'exception des consommateurs gazo-intensifs, les contributeurs sont défavorables aux demandes de l'UNIDEN.

En conséquence, la CRE ne retient pas les mesures proposées par l'UNIDEN en faveur des consommateurs gazo-intensifs.

3. Offre transitoire d'acheminement interruptible à préavis court en zone GRTgaz Sud

Certains expéditeurs de la zone Sud ont demandé que soit mise en place une offre d'acheminement interruptible à préavis court en zone Sud.

La CRE a proposé dans sa consultation publique une offre transitoire qui serait applicable en zone Sud avant la création d'une place de marché unique en France. Elle pourrait être souscrite par les sites situés en zone Sud réservant une capacité journalière supérieure à 10 GWh/j. Les sites concernés pourraient être interrompus en cas d'interruption totale de la capacité interruptible Nord-Sud.

Les contributeurs sont partagés, avec une légère majorité favorable, sur la mise en œuvre d'une telle offre. Plusieurs acteurs notent que cette mesure offre à GRTgaz un outil supplémentaire pour gérer les tensions sur la liaison Nord-Sud. Certains expéditeurs considèrent néanmoins que cette mesure renchérit le coût de l'acheminement de ceux qui n'en bénéficieront pas. Deux acteurs rappellent qu'il existe déjà une offre interruptible à préavis court mais que son objectif est de minimiser le coût des investissements dans les réseaux de transport. Or, les sites concernés par cette nouvelle offre sont déjà raccordés au réseau de transport.

La CRE considère que cette offre présenterait potentiellement des avantages pour le bon fonctionnement du marché du gaz :

- rendre interruptibles des capacités de livraison importantes en zone Sud ;
- éviter la résiliation d'importantes souscriptions de capacités qui contribuent pour une part significative à l'équilibre du tarif de GRTgaz.

La CRE retient la mise en œuvre de cette offre pour les sites fortement modulés en zone Sud réservant une capacité journalière supérieure à 10 GWh/j du fait de leur contribution à l'équilibre du système énergétique français.

F. Synthèse sur l'évolution de la grille tarifaire de GRTgaz et TIGF

Les évolutions en structure décrites précédemment génèrent des pertes de revenu et des manques à gagner devant être compensés sur les autres termes tarifaires :

- la perte de revenu liée à la suppression des tarifs de la liaison GRTgaz Sud –TIGF ;
- la perte de revenu liée à la baisse des tarifs des PITS de la zone TIGF ;
- le maintien en euros courants des tarifs de la liaison Nord-Sud ;
- le maintien en euros constants des tarifs des entrées, des sorties (PIR, PITTM et PITS) ;
- le maintien en euros constants du transit.

La hausse moyenne de 2,5 % du tarif de GRTgaz conduit, après prise en compte de ces effets de structure, à une hausse des autres termes tarifaires de 5 %. Cette hausse est appliquée de manière uniforme aux termes tarifaires concernés.

GRTgaz	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2015
Baisse tarifaire	Liaison GRTgaz Sud-TIGF (-100 %)
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 (inversion des termes) Sorties PIR Oltingue
Hausse des autres termes tarifaires :	PIR Jura (+5 %) Sortie vers le réseau régional (+5 %) Transport sur le réseau régional (+5 %) Livraison sur le réseau régional (+5 %)

(Valeurs arrondies au pourcent)

Pour TIGF, dans la perspective de la création d'une place de marché unique au Sud de la France au 1^{er} avril 2015, la hausse moyenne de 3,1 % est appliquée, après prise en compte des effets de structure, 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 égal à celui de GRTgaz (+5 %) ;
- les termes de capacités de livraison en zone TIGF augmentent (+25 %) plus fortement que le tarif d'acheminement sur le réseau régional (+14,4 %), de façon à les rapprocher de ceux du tarif de GRTgaz.

TIGF	Variation du tarif au 1 ^{er} avril 2015
Baisse tarifaire	Liaison GRTgaz Sud-TIGF (-100 %) PITS (-19,4 %)
Maintien en euros constants :	Le maintien du coût du transport du Nord de la France vers l'Espagne implique une hausse de la sortie vers l'Espagne (+12,1 %) Entrées PIR Espagne (alignées sur les entrées aux PIR de la zone GRTgaz)
Hausse des autres termes tarifaires :	Sortie vers le réseau régional (+5 %) Transport sur le réseau régional (+14,4 %) Livraison sur le réseau régional PITD (+25 %) Livraison sur le réseau régional PIC (+25 %)

(Valeurs arrondies au pourcent)

G. 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 utilisateurs²³. Il convient donc d'adapter régulièrement ce dispositif pour prendre en compte les besoins des utilisateurs et l'évolution des performances des GRT. Dans ce cadre, à chaque mise à jour tarifaire, la CRE fait évoluer les indicateurs et des incitations financières.

1. *Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain et qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée*

A l'heure actuelle, la référence prise pour évaluer la qualité des mesures et des prévisions des clients raccordés au réseau de transport et transmises la veille ou en cours de journée est la valeur du lendemain (J+1). La référence prise pour évaluer la qualité des données des PITD est la mesure définitive établie en M+1.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé d'harmoniser la référence utilisée pour calculer la qualité des données transmises par GRTgaz et TIGF en utilisant la mesure définitive établie en M+1.

Les contributeurs ont majoritairement approuvé cette mesure qui accroît la lisibilité des indicateurs. Le calcul de l'ensemble des indicateurs permettant de mesurer la qualité des données transmises par GRTgaz et TIGF prendra comme référence la valeur définitive du mois M+1, à compter du 1^{er} avril 2015.

De même, la CRE a proposé d'aligner le calcul de l'indicateur de qualité des mesures transmises le lendemain sur le modèle utilisé pour suivre la qualité des mesures intrajournalières transmises par GRTgaz.

Au lieu de suivre le pourcentage de comptages conformes sur un mois, le nouvel indicateur permet de suivre le pourcentage d'informations de très bonne, bonne et mauvaise qualité, jour par jour. La précédente méthode ne prenait pas en compte les défauts de comptage dont la durée était inférieure à trois jours. L'évolution introduite permet de détecter les écarts supérieurs à 3%, 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, dès le premier jour d'écart constaté.

Selon ce nouveau calcul, 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). Si l'écart est inférieur à 100kWh, l'information est de très bonne qualité.

Dans leurs réponses, les contributeurs se sont prononcés favorablement, tout en laissant à la CRE le soin de définir les niveaux de bonus/malus. La CRE retient donc sa proposition d'harmoniser le calcul des indicateurs journaliers et intrajournaliers pour GRTgaz et TIGF.

²³ [Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF - Rapport 2013](#)

2. Disponibilité des portails publics et expéditeurs

Le taux de disponibilité des portails étant largement satisfaisant, la CRE a proposé de supprimer le bonus attribué aux GRT en cas d'atteinte de l'objectif cible sur la disponibilité des portails, et de conserver le malus. Cette proposition sera mise en œuvre à compter du 1^{er} avril 2015.

De plus, la CRE a proposé d'identifier les cinq informations les plus utiles sur SMART GRTgaz et Data gas et de créer un indicateur permettant de suivre leur qualité. Les contributeurs ont, dans leur majorité, accueilli favorablement cette initiative, certains proposant d'ores et déjà les informations qui leur sont les plus utiles au quotidien. La CRE demande donc aux GRT de déterminer, en Concertation équilibrage, avant le 1^{er} avril 2015, la liste des cinq informations sur SMART GRTgaz et Data gas qui feront l'objet d'un indicateur de qualité de service, pour l'instant non incité financièrement.

Enfin, la CRE a proposé que soit créé un indicateur portant sur le respect des délais contractuels de publication des avis de réalisation et d'équilibrage. Dans leurs contributions, plusieurs expéditeurs ont estimé que la qualité des avis était toute aussi importante que sa publication à heure fixe. D'autres expéditeurs ont souligné que les délais étaient contractuels et qu'à ce titre il était superflu de prévoir un bonus lorsqu'ils étaient respectés. De ce fait la CRE demande aux GRT de présenter les délais de publication en Concertation gaz, sans qu'ils ne soient suivis par un nouvel indicateur.

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

La CRE a proposé de créer un indicateur mesurant l'écart entre le prix des interventions des GRT et le prix moyen constaté sur un PEG un jour donné. Dans un premier temps, cet indicateur ne serait pas incité financièrement, l'objectif étant d'observer les conditions d'intervention des GRT dans le système d'équilibrage cible. Les contributeurs sont favorables à cet indicateur, afin d'éviter que le GRT n'intervienne à des prix aberrants.

A compter du 1^{er} avril 2015 sera mis en place par GRTgaz et TIGF un indicateur mesurant l'écart entre le prix maximum à l'achat et minimum à la vente du GRT et le prix moyen pondéré des volumes échangés en *day ahead* au cours de la journée calendaire sur le PEG concerné, sur Powernext. Cet indicateur, non incité financièrement, sera présenté régulièrement en Concertation équilibrage.

4. Ecart entre le stock en conduite de J+1 et le stock en conduite de J, à 6h, en pourcentage du stock en conduite total

Dans le système d'équilibrage cible, qui entrera en vigueur au 1^{er} octobre 2015, les GRT interviendront sur les marchés pour équilibrer le réseau. L'indicateur de suivi des interventions des GRT au titre de l'équilibrage ne doit pas décourager les GRT d'intervenir. En effet, le prix des achats-ventes ne doit pas limiter ces interventions lorsque le besoin physique est avéré.

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 décide de créer un indicateur permettant de suivre le retour au stock en conduite de la veille.

Cet indicateur sera établi par GRTgaz et TIGF après travail en Concertation Gaz. Il sera calculé par l'écart entre le stock en conduite de J+1 et le stock en conduite de J, à 6h, en pourcentage du stock en conduite total, pour chacune des zones d'équilibrage, à compter du 1^{er} avril 2015. Il ne fera pas l'objet d'une incitation financière dans un premier temps.

5. Disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud

Depuis le 1^{er} janvier 2014, la mise à disposition du marché par GRTgaz de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud est incitée à hauteur de 0,20 €/MWh au-delà du seuil de 3 TWh, puis 0,4 €/MWh au-delà de 5 TWh. Cette incitation mensuelle porte sur le volume cumulé de capacité journalière ferme commercialisé au-delà du niveau de 270 GWh/j, à l'exception d'éventuelles conversions de capacité interruptible en capacité ferme.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'inciter financièrement GRTgaz à maximiser ce volume global, en remplaçant l'indicateur actuel portant sur la quantité de capacités fermes supplémentaires par un indicateur portant sur la quantité annuelle de capacités interruptibles et fermes mise à disposition du marché au-delà de la capacité ferme de 270 GWh/j.

Les contributeurs sont partagés quant à cette mesure. Une légère majorité y est favorable, considérant qu'il est essentiel de maximiser les flux Nord-Sud par tous les moyens, et qu'une incitation financière de GRTgaz est utile dans cette perspective. Toutefois, une partie importante des contributeurs est défavorable à cette mesure. Certains d'entre eux considèrent que maximiser la disponibilité des capacités interruptibles fait partie des obligations réglementaires du GRT et que celui-ci ne doit pas recevoir de bonus pour faire son métier. Storengy considère que l'indicateur proposé est biaisé car il n'intègre pas les capacités vers et depuis les stockages du centre. De son côté, GRTgaz est défavorable à un tel indicateur, car les résultats dépendent de facteurs hors de sa portée, notamment l'utilisation par les expéditeurs des stockages du centre et des terminaux méthaniers de Fos.

La CRE observe que les évolutions récentes du marché mondial du GNL ont conduit à réduire considérablement le différentiel des prix entre la zone Nord et la zone Sud ce qui conduit à une diminution de l'utilisation de la liaison Nord Sud. En outre, une telle situation, si elle se maintenait pendant tout ou partie de l'année 2015 pourrait biaiser les résultats de l'indicateur. La CRE juge donc prématuré d'inciter financièrement cet indicateur. Il sera néanmoins suivi à compter du 1^{er} janvier 2015 et ses résultats seront présentés en Concertation équilibrage.

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
Charges nettes d'exploitation dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	766,7 125,3	740,4 104,1	746,1 114,9	IPC -1,45% 120,8
CRCP	2,2	-4,5	-18,1	-18,1
Revenu autorisé	1662,4	1709,8	1772,8	

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1^{er} avril 2015

Aux PIR et sur la liaison Nord-Sud, GRTgaz pourra 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 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	88,82	50%
Taisnières H	Nord	114,19	50%
Dunkerque (PIR)	Nord	114,19	50%
Obergailbach	Nord	114,19	50%
Montoir	Nord	107,84	Sans objet
Dunkerque LNG	Nord	107,84	Sans objet
Fos	Sud	107,84	Sans objet

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	398,39	75%
Jura	Sud	98,61	75%
Alveringem	Nord	45,00	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 93,75 €/MWh/jour par an, respectivement 46,88 €/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)
	8,17	18,39

Pour les PITS de la zone GRTgaz Sud :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
	9,00	20,24

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.

Des capacités annuelles interruptibles d'entrée et de sortie aux PITS sont commercialisées aux PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière d'entrée à partir des PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique est égal à 75% du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière de sortie aux PITS Nord Atlantique et Sud Atlantique est égal à 50% du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

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 67,61 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	67,61 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 :

- d'un terme fixe égal à 5 352,81 €/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)
Consommateurs fortement modulés*	29,00
Consommateurs industriels	27,74
PIRR	35,61

* *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	35,61

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 2015

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
PITTM Montoir, Fos, Dunkerque GNL	107,84
Entrées PIR Taisnières H, Dunkerque, Obergailbach, Taisnières B	114,19 88,82
Sorties PIR Oltingue Jura Alveringem	398,39 98,61 45,00
PITS Zone GRTgaz Nord Entrée Sortie	8,17 18,39
PITS Zone GRTgaz Sud Entrée Sortie	9,00 20,24
Liaison GRTgaz Nord-GRTgaz Sud Sens Nord vers Sud Sens Sud vers Nord	208,04 50,00
Sortie du Réseau Principal	93,75
Transport Réseau Régional	67,61
Livraison Clients industriels Sites fortement modulés PITD, PIRR	27,74 29,00 35,61

5. Souscription de capacités trimestrielles

- Aux PIR faisant l'objet d'enchères trimestrielles et à la liaison Nord-Sud :

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*

- Aux PIR et à la liaison Nord-Sud dans le sens Sud vers Nord :

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

- A la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud :

Le terme applicable aux souscriptions mensuelles de capacité journalière à la liaison Nord-Sud est égal à $1/12^{\text{ème}}$ du terme annuel correspondant.

- 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

- "Use it and buy it" (UBI)

Aux PIR et sur 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.

- Vente aux enchères

Aux PIR, et à la liaison Nord-Sud, GRTgaz pourra commercialiser aux enchères les capacités quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités quotidiennes 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 sera égal aux tarifs définis au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes rapportés au nombre d'heures restantes de la journée gazière.

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^{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 :

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

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. 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 Obergaillach » ;
- 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 9,85 €/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 25,59 €/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. Tolérance optionnelle d'équilibrage

GRTgaz commercialise un service optionnel d'équilibrage proportionnel aux capacités de livraison, dont le tarif est égal à 23,95 €/MWh/jour par an.

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 ± 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. Evolution de la grille tarifaire de GRTgaz à compter du 1^{er} avril 2016

En plus des évolutions en structure qui peuvent être décidées par la CRE, la grille tarifaire de GRTgaz est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2016 selon les modalités ci-dessous :

1. Mise à jour des charges de capital normatives

Les charges de capital prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2016 sont celles définies dans le tableau du paragraphe A « Trajectoire de revenu autorisé ».

2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour l'année 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent de la manière suivante, selon les règles prévues par l'ATR5 :

- 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 entière²⁴. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la CRE utilisera la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100% par le CRCP ;
- à ce montant d'OPEX nettes pour l'année 2016 est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO₂ » retenue dans la trajectoire d'OPEX nettes (définie dans le tableau du paragraphe A « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2016.

Dans le cas où les charges éventuelles liées à la flexibilité du réseau de gaz B s'accroîtraient au cours de la période tarifaire – en application de contrats, s'ils sont conclus entre GRTgaz et GDF Suez, que la CRE aurait préalablement approuvés – ces charges additionnelles seront prises en compte lors de l'évolution annuelle suivant cette augmentation.

3. Prise en compte du solde du CRCP

La mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2016 prendra en compte les reliquats du CRCP global précédent, l'écart entre le CRCP définitif 2014 et le CRCP 2014 retenue pour fixer le tarif au 1^{er} avril 2015, ainsi que le CRCP provisoire 2015.

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 :

²⁴ La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

M€	GRTgaz			
	2013	2014	2015	2016
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	1 149,4	1 204,3	1277,7	
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	481,3	493,0	486,0	
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
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	120,8
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

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4%, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités seront revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2016.

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 dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	64,2 6,3	70,9 10	74 11,4	IPC+2,45% 6
CRCP	-3,2	-0,7	-1,3	-1,3
Revenu autorisé	204,9	227,5	237,2	

B. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2015

Au point d'interconnexion PIRINEOS, TIGF pourra 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	114,19	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	496,39	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 93,75 €/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	11,96	26,92

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 62,74 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	62,74 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 2 620,10 €/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	23,69

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	30,79

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 2015

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an
Entrées PIR PIRINEOS	114,19
Sorties PIR PIRINEOS	496,39
PITS Zone TIGF Entrée	11,96
Sortie	26,92
Sortie du Réseau Principal	93,75
Transport Réseau Régional	62,74
Livraison Clients industriels	23,69
PITD	30,79

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 $1/8^{\text{ème}}$ 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 $1/8^{\text{ème}}$ 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**

- 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

- "Use it and buy it" (UBI)

Au PIR PIRINEOS, les capacités invendues et 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.

- Vente aux enchères

Au PIR PIRINEOS, TIGF pourra commercialiser aux enchères les capacités quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités quotidiennes 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

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 sera égal au tarif défini au paragraphe 7 pour les souscriptions de capacités quotidiennes correspondantes, rapporté au nombre d'heures restantes de la journée gazière.

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 :

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

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. 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 9,85 €/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.

C. Evolution de la grille tarifaire de TIGF à compter du 1^{er} avril 2015

En plus des évolutions en structure qui peuvent être décidées par la CRE, la grille tarifaire de TIGF est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter du 1^{er} avril 2016 selon les modalités ci-dessous :

1. Mise à jour des charges de capital normatives

Pour l'année 2016, les charges de capital prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril de chaque année sont celles définies dans le tableau du paragraphe A « Trajectoire de revenu autorisé ».

2. Mise à jour des charges d'exploitation nettes

Pour l'année 2016, les charges d'exploitation (OPEX) nettes évoluent de la manière suivante, selon les règles prévues par l'ATRT5 :

- 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 entière²⁵. Si la valeur constatée de l'IPC n'est pas disponible au moment de la mise à jour tarifaire, la CRE utilisera la prévision d'IPC retenue dans le projet de loi de finances. L'écart entre l'inflation réellement constatée et la prévision du projet de loi de finances sera couvert à 100 % par le CRCP ;
- à ce montant d'OPEX nettes pour l'année 2016 est ajouté l'écart entre la prévision du poste « énergie et quotas de CO₂ » retenue dans la trajectoire d'OPEX nettes (définie dans le tableau du paragraphe A « Trajectoire de revenu autorisé ») et la révision de la prévision de ce poste pour l'année 2016.

3. Prise en compte du solde du CRCP

La mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2016 prendra en compte les reliquats du CRCP global précédent, l'écart entre le CRCP définitif 2014 et le CRCP 2014 retenue pour fixer le tarif au 1^{er} avril 2015, ainsi que le CRCP provisoire 2015.

²⁵ La variation annuelle moyenne sur l'année A-1 est égale au taux d'évolution en pourcentage de l'indice moyen annuel, correspondant à la moyenne arithmétique simple des 12 indices mensuels de l'année, soit de janvier à décembre, des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (série n°641194), entre les années A-2 et A-1.

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	
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	91,3	103,3	100,5	
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, couvertes 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	6
Revenus liés au contrat inter-opérateur, couvertes à 100%	33,1	33,8	34,4	35,1

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 % nominal avant impôt, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

4. Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Les hypothèses annuelles de souscriptions de capacités seront revues pour la mise à jour de la grille tarifaire au 1^{er} avril 2016.

IV. Redistribution des excédents de recettes d'enchères

A. Rappel sur le calcul des montants unitaires applicables du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015

Les montants unitaires de redistribution sont calculés jusqu'au 30 septembre 2015 selon les modalités prévues par les délibérations de la CRE du 29 janvier 2014 et du 18 juin 2014.

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 2015 au 30 septembre 2016

1. Principes généraux

Les excédents de recettes liés aux enchères de capacité intégreront, à compter du 1^{er} octobre 2015 :

- les excédents de recettes des enchères au titre des enchères de capacités annuelles et trimestrielles pour la période du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016 ;
- les excédents de recettes des enchères de capacités mensuelles et quotidiennes sur la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015 ;
- les écarts constatés entre les montants de redistribution réalisés et les montants de redistribution perçus par les GRT, du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015.

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). 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 2015 au 30 septembre 2016

Le montant unitaire de redistribution au titre du produit annuel entre le 1^{er} octobre 2015 et le 30 septembre 2016 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 2014 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 2015 au 30 septembre 2016

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution au titre des produits trimestriels entre 1^{er} octobre 2015 et le 30 septembre 2016 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 2014 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} octobre 2014 au 30 juin 2015

Pour chaque trimestre, le montant unitaire de redistribution entre le 1^{er} octobre 2015 et le 30 juin 2016 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} octobre 2014 le 30 juin 2015 ;
- par la consommation constatée de la zone GRTgaz Sud et TIGF (respectivement GRTgaz Nord) sur le trimestre correspondant de l'année calendaire 2014 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} octobre 2014 au 30 juin 2015

Pour chaque trimestre, le montant unitaire trimestriel de redistribution entre le 1^{er} octobre 2015 et le 30 juin 2016 au titre des écarts de redistribution est égal au quotient :

- des écarts positifs ou négatifs entre :
 - les excédents de recettes d'enchères perçus au titre des capacités annuelles et trimestrielles pour le trimestre correspondant entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 juin 2015 ;
- et
- les montants redistribués pour le trimestre correspondant entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 juin 2015 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 2014 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 2015 au 30 septembre 2016

Les montants unitaires de redistribution du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016 seront calculés par chaque GRT, communiqués à la CRE, et publiés par les GRT avant le 15 juillet 2015 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 2015 au 30 septembre 2016 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères du produit trimestriel du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution pour les excédents d'enchères des produits mensuels et quotidiens du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015 ;
- du montant unitaire trimestriel de redistribution au titre des écarts de redistribution constatés du 1^{er} octobre 2014 au 30 juin 2015.

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

A partir du 1^{er} avril 2015, deux points notionnels d'échange de gaz (PEG) offriront la possibilité aux expéditeurs d'échanger des quantités de gaz :

- Le PEG Nord, relatif à la zone d'équilibrage Nord de GRTgaz ;
- Le PEG Commun, relatif à la *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 au PEG Commun auprès de GRTgaz.

Lorsqu'un expéditeur a signé un contrat d'acheminement uniquement auprès de TIGF, il s'acquitte du tarif d'accès au PEG Commun 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 ;• 15 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 GRTgaz, est limité à plus ou moins 200 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	- 1 ^{er} avril 2015
------------------------------	------------------------------

(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	- 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) : - 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> <p>TIGF : Pour les valeurs publiées la veille (J-1) et en cours de journée (J) : - 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.</p>
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

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
Incitations :	- Dans un premier temps, cet indicateur ne sera pas incité financièrement.
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 - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Incitations :	- Dans un premier temps, cet indicateur ne sera pas incité financièrement, l'objectif étant d'observer les conditions d'intervention des GRT dans le système d'équilibrage cible.
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 créé par l'indicateur de suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage, la CRE propose de créer 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
Incitations :	- Dans un premier temps, cet indicateur ne sera pas incité financièrement, l'objectif étant d'observer les conditions d'intervention des GRT dans le système d'équilibrage cible.
Date de mise en œuvre :	- 1 ^{er} avril 2015

9. Suivi des informations publiés 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

La CRE retient la proposition des opérateurs de créer 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 Data gas (TIGF). Ces cinq informations devront être définies dans le cadre de la Concertation, avant le 1^{er} avril 2015. Cet indicateur ne fera pas l'objet d'une incitation financière dans un premier temps.

- b) Suivi des délais de publication des avis de réalisation et d'équilibrage

Les délais de publications des avis contractuels de réalisation et d'équilibrage seront suivis dans le cadre de la Concertation équilibrage.

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 ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)	Mensuelle Indicateur calculé pour les mois de janvier à décembre	1 ^{er} avril 2009
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 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 ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)		GRTgaz : mi-2009 TIGF : 1 ^{er} avril 2009
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 <i>Modalités précises à définir en Concertation Gaz</i>		<i>Date de mise en œuvre :</i> 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
Délai de traitement des demandes de réservation de capacités sur le réseau principal	Délai moyen de traitement des demandes de réservation (une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	Objectif : 2 jours ouvrés par mois Date de mise en œuvre des modifications apportées : 1 ^{er} avril 2010

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

Fait à Paris, le 17 décembre 2014

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

Philippe de Ladoucette