



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE DU 19 OCTOBRE 2017 N° 2017-014 RELATIVE A LA MISE A JOUR DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ DE GRTGAZ ET TIGF AU 1^{ER} AVRIL 2018

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF, dit « tarif ATRT6 » est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017 pour une période d'environ quatre ans.

Il prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 15 décembre 2016¹. Cette dernière fixe notamment pour toute la période tarifaire un certain nombre de paramètres et principes tels que les trajectoires de charges de capital et de charges d'exploitation, les conséquences tarifaires de la création de la place de marché unique, et les règles d'évolution du niveau des termes tarifaires du réseau principal et du réseau régional.

A la suite de la présente consultation publique et des travaux d'analyse préparatoires à l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2018, la CRE envisage de prendre une décision tarifaire mi-décembre.

GRTgaz et TIGF ont soumis à la CRE une demande d'évolution tarifaire reposant principalement sur une mise à jour de leurs prévisions de recettes de souscriptions, de charges d'énergie et d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Ils associent à leur demande d'évolution du niveau un certain nombre de demandes d'évolutions du cadre ou de la structure tarifaire.

Les évolutions tarifaires demandées par GRTgaz et TIGF à l'occasion de la mise à jour au 1^{er} avril 2018 sont considérées élevées par la CRE, notamment au regard des évolutions prévisionnelles qui figuraient dans la trajectoire tarifaire. En application des principes d'évolution prévus par la délibération du 15 décembre 2016, soit une évolution limitée à l'inflation pour les termes du réseau principal, et une évolution des termes du réseau régional en fonction de l'évolution du revenu autorisé à couvrir, ces demandes conduisent aux évolutions suivantes :

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

Demande des GRT (évolutions 2017/2018)	GRTgaz		TIGF	
	Tarif*	Demande	Tarif*	Demande
Evolution du revenu autorisé	+0,1 %	+1,5 %	+2,8 %	+3,2 %
Evolution des souscriptions	-1,1 %	-1,9 %	-0,1 %	-1,5 %
↓	↓	↓	↓	↓
Evolution tarifaire moyenne	+2,8 %	+5,8 %	+4,6 %	+7,1 %
réseau principal	+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %	+1,0 %
réseau régional	+4,5 %	+9,6 %	+5,4 %	+11,2 %

* Les colonnes intitulées « Tarif » dans cette consultation publique renvoient à la trajectoire prévisionnelle retenue dans la délibération du 15 décembre 2016.

La CRE est attachée à la maîtrise des charges des opérateurs de réseaux de transport et veille à retenir la trajectoire prévisionnelle d'évolution du tarif la plus pertinente au regard des conditions de marché, des scénarios de flux et des tendances historiques observées. Elle envisage ainsi un certain nombre d'ajustements sur les trajectoires prévisionnelles qui lui ont été soumises par GRTgaz et TIGF. A ce stade, les orientations envisagées par la CRE aboutissent aux évolutions tarifaires suivantes :

- GRTgaz : +2,8 % d'évolution tarifaire moyenne, soit +1,0 % sur les termes du réseau principal et +4,4 % sur les termes du réseau régional ;
- TIGF ; +4,5 % d'évolution tarifaire moyenne, soit +1,0 % sur les termes du réseau principal et +5,3 % sur les termes du réseau régional.

L'année tarifaire sera également marquée par la création de la zone de marché unique, prévue au 1^{er} novembre 2018. La délibération du 15 décembre 2016 prévoit à cette date la disparition du terme à la liaison Nord-Sud, ainsi que son report partiel sur le terme de sortie au PIR Pirineos.

La présente consultation aborde d'autres conséquences de la création de la place de marché unique :

- le devenir des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique ;
- la crainte exprimée par TIGF concernant la perte d'attractivité des stockages du sud de la France pour l'année 2018.

Cette consultation aborde également d'autres questions, notamment :

- la possibilité d'introduire une incitation financière sur l'indicateur de la qualité de service lié à la disponibilité des capacités ;
- la proposition de simplification du mécanisme de redistribution des excédents d'enchères ;
- l'évolution de l'offre aux PITTM ;
- la proposition conjointe de GRTgaz et TIGF d'introduire dans l'ART de la biométhane une prise en charge partielle des coûts de raccordement des installations de biométhane qui viendraient se raccorder au réseau de transport de gaz.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 10 novembre 2017.

Paris, le 19 octobre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	5
2. EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2018 : DEMANDE DES GRT	6
2.1 CHARGES DE CAPITAL	6
2.2 MISE A JOUR DU POSTE « ENERGIE ET QUOTAS DE CO ₂ »	6
2.2.1 GRTgaz	6
2.2.2 TIGF	7
2.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION (HORS ENERGIE)	7
2.4 CALCUL DU CRCP	8
2.4.1 GRTgaz	8
2.4.2 TIGF	8
2.5 ANNUITE DE REVERSEMENT INTER-OPERATEUR	9
2.6 DEMANDES ADDITIONNELLES DE GRTGAZ	9
2.6.1 Couverture du stock de sécurité supplémentaire à Manosque	9
2.6.2 Couverture par le tarif des coûts de levée des congestions	10
2.6.3 Prise en charge par l'ATRT d'une partie des coûts de raccordement des installations d'injection de biométhane sur le réseau de transport	11
2.6.4 Mise à jour du niveau de la redevance Fluxys à Alveringem	11
2.7 REVENU AUTORISE 2018 DES GRT	11
2.7.1 GRTgaz	12
2.7.1 TIGF	12
2.8 MISE A JOUR DES HYPOTHESES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES	13
2.8.1 GRTgaz	13
2.8.2 TIGF	14
2.9 EVOLUTIONS TARIFAIRES DEMANDEES PAR LES GRT	15
2.9.1 GRTgaz	15
2.9.2 TIGF	15
2.10 ANALYSE DE LA CRE SUR LES DEMANDES D'EVOLUTION TARIFAIRE DES GRT	15
2.10.1 GRTgaz	15
2.10.2 TIGF	16
3. EVOLUTIONS DE LA STRUCTURE TARIFAIRE	17
3.1 CONSEQUENCES DE LA CREATION DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN FRANCE AU 1 ^{ER} NOVEMBRE 2018	17
3.1.1 Maintien de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts	17
3.1.2 Evolution du niveau des termes aux PITS liée à la perte d'attractivité pour les stockages du sud de la France l'année de création de la zone de marché unique	17
3.2 DEMANDES RELATIVES A REGULATION DE LA QUALITE DE SERVICE	19
3.3 REDISTRIBUTION DES EXCEDENTS D'ENCHERES	20
3.4 CREATION DU TERME D'ENTREE A OLTINGUE	20
3.5 EVOLUTION DE L'OFFRE AUX PITTM	21
3.6 PRISE EN CHARGE PAR L'ATRT D'UNE PARTIE DES COÛTS DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMETHANE SUR LE RESEAU DE TRANSPORT	21

4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS	22
5. MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE	23

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

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

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

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

Il prévoit une mise à jour au 1^{er} avril de chaque année de la grille tarifaire des deux GRT selon des modalités fixées dans la décision tarifaire de la CRE du 15 décembre 2016 :

- prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
 - la trajectoire des charges de capital normatives définie par la CRE ;
 - la trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année de l'inflation et d'un coefficient d'évolution annuelle ;
 - la mise à jour du poste spécifique « Energie et quotas de CO₂ » ;
 - l'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateurs ;
 - le terme de lissage du revenu autorisé sur quatre ans, correspondant à l'écart annuel entre la trajectoire des recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel du GRT ;
- apurement d'un quart du solde global du CRCP ;
- mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- évolutions de la structure tarifaire liées à la création le 1^{er} novembre 2018 de la place de marché unique en France, avec un mouvement tarifaire spécifique intervenant à cette date ;
- autres évolutions éventuelles de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'évolution de l'offre des GRT.

Par ailleurs, les tarifs ATRT6 comprennent des mécanismes de régulation incitative portant sur quatre volets différents :

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

- une régulation incitative de la qualité de service qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché.

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs sur l'évolution des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril 2018 concernant :

- les évolutions de la structure et du cadre de régulation des tarifs ;
- les demandes des GRT en termes de niveaux tarifaires, qui feront par ailleurs l'objet d'une analyse approfondie de la CRE en vue de fixer le niveau des tarifs à compter du 1^{er} avril 2018.

2. EVOLUTION DU REVENU AUTORISE 2018 : DEMANDE DES GRT

Dans leur dossier de demande pour la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2018, GRTgaz et TIGF ont communiqué à la CRE trois trajectoires :

- le niveau réalisé des charges, recettes et souscriptions pour l'année 2016 (« Réalisé » dans les tableaux suivants) ;
- le niveau estimé à fin août 2017 des charges, recettes et souscriptions, pour l'année 2017 (« Estimé » dans les tableaux suivants) ;
- le niveau prévisionnel des charges, recettes et souscriptions pour l'année 2018 (« Prévisionnel » dans les tableaux suivants).

La CRE analyse les dossiers tarifaires des GRT et pourra, au terme de cet examen, décider de certains ajustements.

2.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire de l'ATR6. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100% par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors réseaux » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

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

2.2 Mise à jour du poste « Energie et quotas de CO₂ »

2.2.1 GRTgaz

GRTgaz estime que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 91,4 M€ en 2017, à comparer au niveau de 91,8 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire lors des travaux d'élaboration du tarif ATR6. GRTgaz explique cette faible évolution par une baisse des besoins des compresseurs gaz grâce à des pressions de livraison élevées à Dunkerque et au recours aux swaps, partiellement compensée par la forte sollicitation des électrocompresseurs au cours des tensions de l'hiver et par une hausse prévisionnelle de l'écart de bilan technique (EBT)². GRTgaz indique par ailleurs anticiper des optimisations de ses consommations d'énergie lui permettant de ne pas avoir à acheter de quotas de CO₂.

Pour l'année 2018, GRTgaz anticipe un niveau de charges de 98,6 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 12,3 M€ par rapport à la trajectoire retenue lors des travaux ATR6, d'une part, par une forte hausse de l'EBT ainsi que des volumes de consommation d'énergie, en lien avec les scénarios de flux envisagés par GRTgaz pour l'année 2018, et, d'autre part, par la hausse du prix de l'électricité et de la Taxe Intérieure sur la Consommation (TIC) qui s'applique aux consommations de gaz carburant de GRTgaz.

² L'écart de bilan technique (EBT) est la différence, due aux erreurs de mesure, entre les quantités de gaz comptées en entrée et en sortie du réseau de GRTgaz.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ »	2016			2017			2018		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	80,2	66,7	-13,5	62,9	60,8	-2,1	58,1	65,5	+4,7
Volumes (GWh)	3 443	2 979	-464	3 004	3 026	+22	2 971	3 189	+218
Electricité (M€)	31,7	32,0	+0,3	27,9	30,7	+2,8	28,2	33,1	+4,9
Volumes (GWh)	423	414	-8	396	435	+39	396	439	+43
CO ₂	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	0,0
Total charges d'énergie	111,9	98,7	-13,2	91,8	91,4	-0,4	86,3	98,6	+12,3

2.2.2 TIGF

TIGF estime que le poste « Energie et quotas de CO₂ » s'établira à 7,5 M€ en 2017, à comparer au niveau de 7,1 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT6. TIGF explique cette hausse par l'augmentation des quantités acheminées sur la zone TIGF sur la période de janvier à juin 2017 par rapport à la même période en 2016.

Pour l'année 2018, TIGF anticipe un niveau de charges de 7,3 M€, et justifie cette prévision, en hausse de 0,4 M€ par rapport aux prévisions tarifaires 2018, par l'intégration d'une charge CO₂, en prévision de l'introduction du projet d'une taxe carbone complémentaire, non prise en compte lors de la définition de l'ATRT6.

Poste « Energie et quotas de CO ₂ »	2016			2017			2018		
	Est.	Réal.	Var.	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Gaz (M€)	7,2	5,7	-1,5	5,7	6,0	+0,4	5,5	5,5	0,0
Volumes (GWh)	349,8	276,5	-73,3	309,9	332,0	22,1	307,3	306,3	-1,0
Electricité (M€)	1,5	1,2	-0,3	1,3	1,5	0,2	1,4	1,4	0,0
Volumes (GWh)	11,8	12,0	0,2	11,8	15,7	3,9	12,7	12,7	0,0
CO ₂	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	-0,2	0,0	0,0	0,0
Fiscalité CO ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4
Total charges d'énergie	8,8	7,0	-1,8	7,1	7,5	0,4	6,9	7,3	0,4

2.3 Charges nettes d'exploitation (hors énergie)

Pour l'année 2017, les charges nettes d'exploitation, hors variation des charges d'énergie, retenues dans le tarif ATRT 6 étaient de 763,8 M€ pour GRTgaz et 76,3 M€ pour TIGF.

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

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

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

2.4 Calcul du CRCP

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

2.4.1 GRTgaz

Lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT6, le montant global actualisé du CRCP au 31 décembre 2016 s'établissait à -104,6 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement d'un quart de ce solde sur l'année 2017 a conduit GRTgaz à rendre 27,9 M€ aux consommateurs. Le stock restant à apurer est, après actualisation, de 79,5 M€.

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2016 est supérieur de 8,4 M€ à l'estimation, ce montant étant à restituer aux consommateurs. Les écarts proviennent notamment d'une surestimation de l'écart bilan technique et de moindres consommations des compresseurs grâce à des pressions de livraison élevées en entrée à Dunkerque. Ils résultent également de recettes de souscriptions supérieures aux prévisions à la liaison Nord-Sud et sur le *Market Coupling*, en lien avec les tensions de l'hiver.

Dans la demande de GRTgaz, le montant estimé du CRCP pour l'année 2017, s'établit à 29,5 M€, à restituer aux consommateurs. Ce montant est lié notamment aux souscriptions prévisionnelles supérieures à la trajectoire tarifaire (en particulier à la liaison Nord-Sud et en sortie du réseau principal) et à des charges de prestation de conversion H-B moins importantes que prévu.

Au total, le CRCP au 31 décembre 2017 atteint ainsi le montant global actualisé de 117,4 M€, à restituer par GRTgaz aux consommateurs. L'apurement de ce montant sur quatre ans conduit à diminuer chaque année le revenu autorisé de GRTgaz de 31,4 M€.

GRTgaz - CRCP au 31 décembre 2017

GRTgaz (demande)	Montant en M€*
Reliquats des CRCP antérieurs	-79,5
Ecart entre le CRCP estimé pour 2016 au 1 ^{er} avril 2017 et le CRCP réalisé pour 2016	-8,4
Écarts estimés sur les charges et les produits pour 2017	-29,5
Solde du CRCP au 31 décembre 2017	-117,4
Annuité d'apurement du CRCP	-31,4

* un signe négatif signifie que le montant est à rendre aux consommateurs

2.4.2 TIGF

Lors des travaux d'élaboration du tarif ATRT6, le montant global actualisé du CRCP au 31 décembre 2016 s'établissait à 3,4 M€, à reverser aux consommateurs. L'apurement d'un quart du CRCP sur l'année 2017 a conduit TIGF à rendre 0,9 M€ aux consommateurs. Le stock restant à apurer est, après actualisation, de 2,6 M€ à rendre aux consommateurs.

Le montant du CRCP définitif pour l'année 2016 est supérieur de 1,6 M€ à l'estimation, ce montant étant à restituer aux consommateurs. Les écarts proviennent principalement d'une surestimation des besoins en énergie, et une augmentation des recettes d'acheminement.

Dans la demande de TIGF, le montant estimé du CRCP pour l'année 2017, s'établit à 3,1 M€ à restituer au GRT.

Au total, le CRCP au 31 décembre 2017 atteint ainsi le montant global actualisé de 1,2 M€, à restituer aux consommateurs. L'apurement de ce montant sur quatre ans conduit à diminuer chaque année le revenu autorisé de TIGF de 0,3 M€.

³ Voir l'exposé des motifs lors du dépôt le 27 septembre 2017 du projet de loi de finances pour 2018, n° 235

TIGF – CRCP au 31 décembre 2017	
TIGF (demande)	Montant en M€
Reliquats des CRCP antérieurs	-2,6
Ecart entre le CRCP estimé pour 2016 au 1 ^{er} avril 2017 et le CRCP réalisé pour 2016	-1,6
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2017	3,1
Solde du CRCP au 31 décembre 2017	-1,2
Annuité d'apurement du CRCP	-0,3

* un signe négatif signifie que le montant est à rendre aux consommateurs

2.5 Annuité de reversement inter-opérateur

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

Ce transfert de TIGF à GRTgaz est égal à la hausse du terme tarifaire au PIR Pirineos due au report partiel du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud sur le terme tarifaire au PIR Pirineos au moment de la création de la place de marché unique. Il évoluera par la suite au 1^{er} avril de chaque année de l'inflation.

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

Flux inter-opérateurs, en M€ _{courants}	2018
GRTgaz	-2,9
TIGF	3,0

La légère différence constatée entre ces deux montants provient du fait que pour TIGF, le niveau du flux financier est obtenu en appliquant le terme unitaire reporté à une nouvelle trajectoire de souscriptions demandée par l'opérateur en sortie au PIR Pirineos, tandis que GRTgaz a reconduit le montant prévisionnel figurant dans la trajectoire tarifaire. La CRE s'assurera de la cohérence entre les montants définitivement retenus dans les revenus autorisés 2018 de GRTgaz et TIGF.

S'agissant des modalités de calcul du montant reversé, GRTgaz souhaite qu'il soit déterminé sur la base des souscriptions prévisionnelles retenues par la CRE dans sa mise à jour tarifaire, puis régularisé une fois par an via le CRCP. TIGF demande en revanche que le calcul repose sur les souscriptions réalisées au PIR Pirineos.

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

2.6 Demandes additionnelles de GRTgaz

2.6.1 Couverture du stock de sécurité supplémentaire à Manosque

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a demandé à GRTgaz de constituer avant l'hiver 2017-2018, à titre de précaution, un stock supplémentaire de 1 TWh de gaz naturel, localisé dans les salins afin de contribuer

le cas échéant à la sécurité d'approvisionnement⁴. Sa localisation, permettant à GRTgaz de disposer de gaz à Manosque, constitue, en outre, un outil supplémentaire dans le sud-est de la France au cas où les appels au marché ne suffiraient pas à lever les congestions.

A cet effet, GRTgaz a souscrit, au cours de l'été, les capacités de stockage nécessaires auprès de Storengy, et a procédé à l'achat de 1 TWh de gaz. GRTgaz demande la prise en compte dans le revenu autorisé 2018 du coût de souscription des capacités de stockage à Manosque, pour un montant de 14,8 M€.

La CRE rappelle que la trajectoire des charges d'exploitations est fixée pour la période tarifaire ATRT6. Par ailleurs, le cadre tarifaire prévoit une rémunération des actifs couvrant les risques supportés par les opérateurs, y compris le risque réglementaire. Enfin, la CRE rappelle que la sécurité d'approvisionnement ne relève pas des missions du GRT prévues par le code de l'énergie.

Toutefois, compte tenu de l'enjeu lié à la sécurité d'approvisionnement, le Président de la CRE a adressé un courrier à GRTgaz lui indiquant que la couverture des charges de souscription du stock de sécurité additionnelle serait étudiée à l'occasion des travaux de mise à jour tarifaire, en tenant compte du niveau global des charges d'exploitation atteint par GRTgaz en 2017 par rapport à la trajectoire de charges d'exploitation qui a été fixée par le tarif.

Les premiers éléments que GRTgaz a transmis à la CRE ne font pas apparaître que les charges globales de GRTgaz ne seraient pas couvertes par les montants alloués dans la trajectoire ATRT6. La CRE poursuit toutefois ses analyses : si un écart significatif était avéré au détriment de GRTgaz, sur la base d'hypothèses réalistes, il pourrait être envisagé de couvrir tout ou partie de ce montant dans le revenu autorisé de GRTgaz pour assurer la couverture globale de ses coûts.

S'agissant du volume de gaz acheté à destination du stock de sécurité, GRTgaz estime à ce jour un impact nul sur les charges de GRTgaz, retenant une hypothèse de revente des volumes à un prix équivalent à leur prix d'achat. GRTgaz demande par ailleurs la couverture à 80 % au CRCP des écarts qui pourraient apparaître entre les montants d'achat et de revente, comme c'est le cas pour les charges d'énergie pour les besoins de compression.

La CRE est, à ce stade, favorable à la demande de couverture à 80 % au CRCP des écarts qui pourraient apparaître entre le prix d'achat et de revente du gaz : l'achat et la revente de ce gaz relèvent de l'activité d'optimisation des achats/ventes d'énergie menée régulièrement par GRTgaz pour ses besoins d'énergie propres. Le niveau de couverture à 80 % au CRCP permettra de couvrir GRTgaz des éventuelles variations des prix de marché, tout en l'incitant marginalement à optimiser sa stratégie de revente.

2.6.2 Couverture par le tarif des coûts de levée des congestions

- **L'hiver 2017-2018**

L'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est, provoquée par de faibles approvisionnements en GNL dans le Sud de la France, couplés avec une consommation importante dans cette zone. La construction des ouvrages permettant de fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz n'étant pas achevée, le risque de congestion Sud-Est pour l'hiver 2017-2018 subsiste. En conséquence, GRTgaz prévoit un total de 4 M€ de coûts de levée de congestion, basés sur l'historique de l'hiver 2016-2017 (Avis d'Instructions Opérationnelles pour un total de 188 GWh et utilisation de 210 GWh du stock de sécurité), et répartis comme suit :

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

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

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

La CRE n'est pas favorable à une couverture anticipée des coûts de levée de congestions pour l'hiver à venir dans le revenu autorisé 2018 de GRTgaz. En effet, la demande de GRTgaz repose sur l'hypothèse d'une situation identique cet hiver à celle de l'hiver dernier. La CRE rappelle que la situation de l'hiver 2016-2017 était exceptionnelle, les problématiques GNL ayant été particulières. Dans le cas où des coûts de levée des congestions surviendraient, la CRE envisage leur couverture au CRCP, au même titre que les coûts de levée des congestions résiduelles après la création de la zone unique.

- **Traitement des congestions à compter de la fusion des zones**

⁴ Voir la consultation publique du 27 juillet 2017 n° 2017-012 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018.

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

GRTgaz et TIGF proposent que les coûts induits par la gestion des congestions soient comptabilisés dans un compte de recouvrement, le compte de neutralité congestion. Celui-ci serait facturé aux expéditeurs à une fréquence mensuelle, en M+2, sur la base d'une clé de répartition journalière dépendant des quantités livrées en France et transitées aux interconnexions. Dans le cas où la CRE écarterait la création d'un compte de neutralité au profit d'une couverture de ces coûts dans le tarif ATRT, GRTgaz demande la prise en compte de ces coûts dans le revenu autorisé 2018. GRTgaz estime ces coûts de traitement des congestions, à la maille France, à 10,3 M€/an, dont :

- 7,7 M€ par an correspondant au coût moyen annuel de levée des congestions pour les quatre limites NS1 à NS4 sur la base du scénario de référence appliqué aux années 2012 à 2016 (soit 1 M€ pour les mois de novembre et décembre 2018) ;
- 2,6 M€ correspondant aux coûts de levée des congestions pour petits travaux dans le cadre d'une année complète en zone unique.

La CRE estime que la couverture de ces coûts dans le tarif ATRT se justifie par leur nature : les mécanismes mis en œuvre permettent de réduire l'investissement dans le développement de nouveaux ouvrages. Ces dépenses évitées auraient été couvertes par le tarif. De ce fait, il apparaît pertinent de les couvrir de la même façon.

Concernant le niveau de ces coûts, la CRE rappelle que le scénario de référence utilisé pour le choix des mécanismes de levée des congestions aboutit à un coût total compris entre 1,3 M€/an et 13,6 M€/an, pour la zone France, selon les estimations des GRT, et que seuls deux mois de l'année 2018 connaîtront la zone de marché de gaz unique. Par ailleurs, les modélisations réalisées par les GRT montrent que les mois de novembre et décembre sont habituellement les moins congestionnés. Sur la base de ces éléments, la CRE estime que le coût de levée de congestion prévisionnel sur l'année 2018 devrait être de 0,6 M€ (dont, par exemple, 0,5 M€ pour GRTgaz et 0,1 M€ pour TIGF). La CRE envisage à ce stade d'intégrer ces montants aux revenus autorisés de GRTgaz et TIGF. Les écarts avec les coûts réalisés seront couverts à 100% au CRCP.

2.6.3 Prise en charge par l'ATRT d'une partie des coûts de raccordement des installations d'injection de biométhane sur le réseau de transport

La demande de GRTgaz d'introduire dans le tarif ATRT la prise en charge d'une partie des coûts de raccordement des installations d'injection de biométhane sur le réseau de transport est étudiée dans le paragraphe 3.6. de la présente consultation.

GRTgaz demande, au titre de cette mesure, la couverture de 0,5 M€ dans le revenu autorisé 2018. TIGF pour sa part, estime les coûts liés à ce mécanisme à 1 M€ pour la période 2018-2023, sans toutefois avoir intégré cette augmentation de charges dans sa demande de revenu autorisé.

La CRE n'envisage pas, à ce stade, de retenir cette demande.

2.6.4 Mise à jour du niveau de la redevance Fluxys à Alveringem

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

Dans sa délibération du 12 juillet 2011⁵, 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.

Conformément à ladite délibération, GRTgaz a recalculé le prix de la prestation en tenant compte des coûts à terminaison. En conséquence, le prix de la prestation devrait s'élever, au 1^{er} avril 2018, à 44,80 €/MWh/j/an.

2.7 Revenu autorisé 2018 des GRT

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

- des charges de capital pour l'année 2018, dont la trajectoire est fixée par la délibération ATRT6 ;

⁵ Délibération 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

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

2.7.1 GRTgaz

Les demandes de GRTgaz aboutissent à un revenu autorisé 2018 de 1803,8 M€ (soit une hausse de 1,5 % par rapport au revenu autorisé 2017), décomposé comme suit :

GRTgaz – Revenu autorisé demandé

GRTgaz, en M€courants	2017	2018	
	Tarif	Tarif	Demande
Charges nettes d'exploitation	763,9	777,1	777,1
Charges de capital normatives	993,4	1006,9	1006,9
Variation du poste Energie et quotas de CO ₂	-	-	12,3
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2016 + estimé 2017)	-27,9	-27,9	-31,4
Demandes additionnelles de GRTgaz	-	-	15,3
Flux inter-opérateurs	-	-2,9	-2,9
Revenu autorisé avant lissage	1729,3	1753,2	1777,4
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+1,4 %	+2,8 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	47,7	26,4	26,4
Revenu autorisé	1777,1	1779,6	1803,8
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+0,1 %	+1,5 %

2.7.1 TIGF

Les demandes de TIGF aboutissent à un revenu autorisé 2018 de 246,9 M€ (soit une hausse de 3,2 % par rapport au revenu autorisé 2017), décomposé comme suit :

TIGF – Revenu autorisé demandé

TIGF, en M€ _{courants}	2017	2018	
	Tarif	Tarif	Demande
Charges nettes d'exploitation	76,3	77,8	77,8
Charges de capital normatives	158,7	164,9	164,9
Variation du poste Energie et quotas de CO ₂	-	-	0,4
Apurement du solde du CRCP (reliquat CRCP antérieurs + solde 2016 + estimé 2017)	-0,9	-0,9	-0,3
Flux inter-opérateurs	-	2,9	3,0
Revenu autorisé avant lissage	234,0	244,8	245,8
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+4,6 %	+5,0 %
Lissage du revenu autorisé sur 4 ans	5,2	1,1	1,1
Revenu autorisé	239,2	245,9	246,9
<i>Evolution par rapport à 2017</i>		+2,8 %	+3,2 %

2.8 Mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacités

Cette partie décrit les prévisions de souscriptions de capacités des GRT, ainsi que les hypothèses sur lesquelles elles reposent. Ces prévisions seront étudiées par la CRE, qui retiendra dans la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2018 les hypothèses les plus pertinentes compte tenu du contexte de marché.

2.8.1 GRTgaz

Les nouvelles hypothèses de souscription transmises par GRTgaz pour l'année 2018 sont en baisse de 3 % pour les capacités amont, et de 1 % pour les capacités aval, soit une baisse moyenne d'environ 1,9 % par rapport aux prévisions de souscription retenues pour l'année 2017 dans la trajectoire tarifaire ATRT6. La trajectoire d'évolution des hypothèses de souscription de capacités prévoyait une baisse moyenne annuelle des souscriptions d'environ 1,1 % entre 2017 et 2018.

GRTgaz explique cette évolution, par rapport aux hypothèses retenues pour 2017, par la forte baisse des souscriptions aux PITS et par une reconduction limitée du niveau atteinte en 2017 par les souscriptions de produits annexes sur le réseau amont (JTS, *Market coupling*) ainsi qu'une évolution de la répartition des souscriptions du réseau régional en faveur de NTR plus faibles.

GRTgaz – Recettes de souscriptions

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2017 (valorisées au tarif 2017)			Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2017)		
	Prév.	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Recettes PIR	279,8	280,0	+0,2	277,2	274,9	-2,3
Recettes PITS	23,4	19,6	-3,8	23,4	15,6	-7,8
Recettes PITTM	92,5	93,0	+0,5	92,5	93,0	+0,5
Recettes liaison Nord-Sud	62,9	68,8	+5,9	48,8	57,6	+8,8
Recettes sorties vers le réseau régional	355,8	359,7	+3,9	353,9	355,7	+1,8
Recettes réseau régional	928,1	928,0	-0,1	922,6	917,5	-5,1
Autres recettes	20,2	20,4	+3,2	24,5	13,7	-10,8
TOTAL Recettes	1762,8	1769,3	+6,5	1742,8	1728,0	-14,8

2.8.2 TIGF

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

TIGF explique cette évolution par rapport aux hypothèses retenues pour 2017, par, d'une part, une baisse des souscriptions aux PITS liée à l'évolution du contexte économique du stockage notamment avec la mise en place de la place de marché unique de gaz en France, et d'autre part, l'évolution à la baisse de la pointe hivernale conduisant à une baisse des souscriptions sur le réseau régional.

TIGF – Recettes de souscriptions

Recettes de souscriptions de capacités, en M€ courants	Souscriptions 2017 (valorisées au tarif 2017)			Souscriptions 2018 (valorisées au tarif 2017)		
	Tarif	Est.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Recettes PIR	92,2	93,5	+1,3	92,0	92,3	+0,3
Recettes PITS	11,0	11,4	+0,4	11,0	10,2	-0,8
Recettes sorties vers le réseau régional	30,4	29,6	-0,8	30,4	29,7	-0,7
Recettes réseau régional	103,7	101,7	-2,0	103,7	101,7	-2,0
Autres recettes	0,8	0,9	+0,1	0,8	0,5	-0,3
TOTAL Recettes	237,9	237,2	-0,7	237,7	234,4	-3,3

2.9 Evolutions tarifaires demandées par les GRT

2.9.1 GRTgaz

2018 (par rapport à 2017)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
Tarif	+0,1 %	-1,1 %	+2,8 %
Demande	+1,5 %	-1,9 %	+5,8 %

La délibération du 15 décembre 2016 prévoit que les termes du réseau principal évolueront au 1^{er} avril de chaque année de l'inflation. Avec un IPC estimé à +1,0 %, la demande de GRTgaz conduirait à une évolution des termes du réseau régional de +9,6 %.

2.9.2 TIGF

2018 (par rapport à 2017)	Evolution du revenu autorisé	Evolution des souscriptions de capacités	Variation du tarif moyen
Tarif	+2,8 %	-0,1 %	+4,6%
Demande	+3,2 %	-1,5 %	+7,1 %

En application des principes d'évolution tarifaire prévus par la délibération du 15 décembre 2016, la demande de TIGF aboutirait à une évolution de +1,0 % pour le réseau principal, et +11,2 % pour le réseau régional.

2.10 Analyse de la CRE sur les demandes d'évolution tarifaire des GRT

La CRE mène des analyses pour s'assurer que les demandes des GRT sont bien cohérentes avec les évolutions attendues au cours de l'année et avec les tendances observées historiquement.

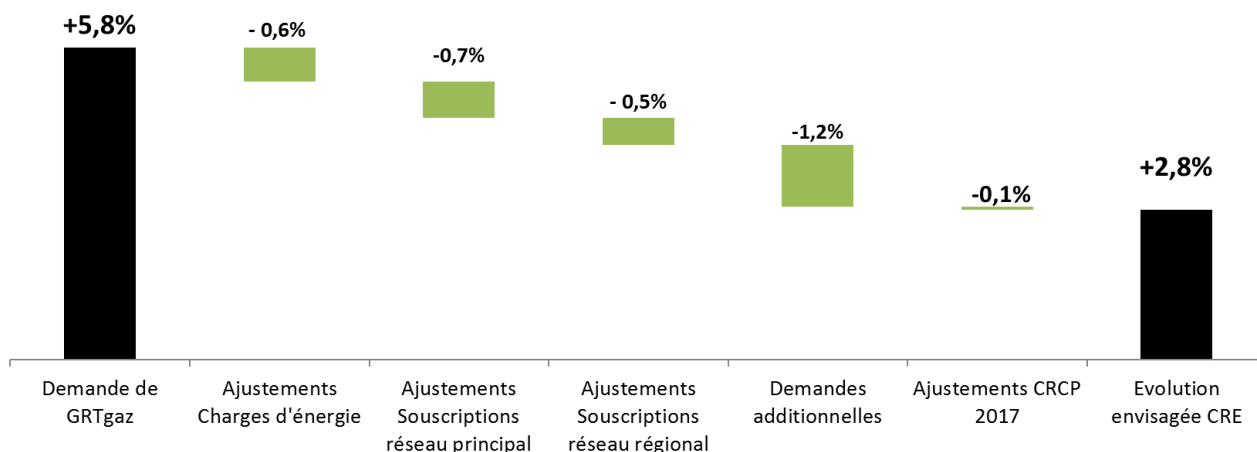
A ce stade, elle considère qu'un certain nombre d'hypothèses retenues par GRTgaz et TIGF sont trop conservatrices et conduisent à des évolutions tarifaires trop élevées. En conséquence, elle envisage de retenir plusieurs ajustements.

2.10.1 GRTgaz

La CRE considère tout d'abord, à ce stade, que les charges d'énergie estimées par GRTgaz sont trop élevées. En particulier, la CRE considère les niveaux d'EBT prévus par GRTgaz trop conservateurs, et en rupture avec les dernières données réalisées observées. Elle estime également que les volumes prévisionnels de consommation d'énergie sont trop élevés au regard du niveau réel de 2016 et estimé de 2017, dont ils devraient rester relativement proches.

Par ailleurs, la CRE considère, à ce stade, que les prévisions de souscriptions de capacités de GRTgaz sont trop prudentes. En particulier, les prévisions de GRTgaz concernant les souscriptions aux PITS semblent conservatrices au vu de la mise en œuvre de la réforme du stockage prévue au 1^{er} avril 2018. Les souscriptions de produits annexes semblent également assez faibles au regard des tendances historiques observées et des scénarios de flux attendus pour l'année à venir. Enfin, l'érosion des recettes du réseau régional semble légèrement plus importante que dans les prévisions de long terme d'évolution de la consommation.

Les ajustements envisagés à ce stade par la CRE sur les charges d'énergie et les recettes de souscription de GRTgaz, ainsi que le traitement envisagé en réponse aux diverses demandes additionnelles de GRTgaz évoquées dans la partie 2.6. de la présente consultation publique, conduiraient à une évolution tarifaire moyenne de +2,8 % (+1 % sur le réseau principal et +4,4 % sur le réseau régional), soit un niveau voisin de la trajectoire tarifaire fixée dans la délibération du 15 décembre 2016.

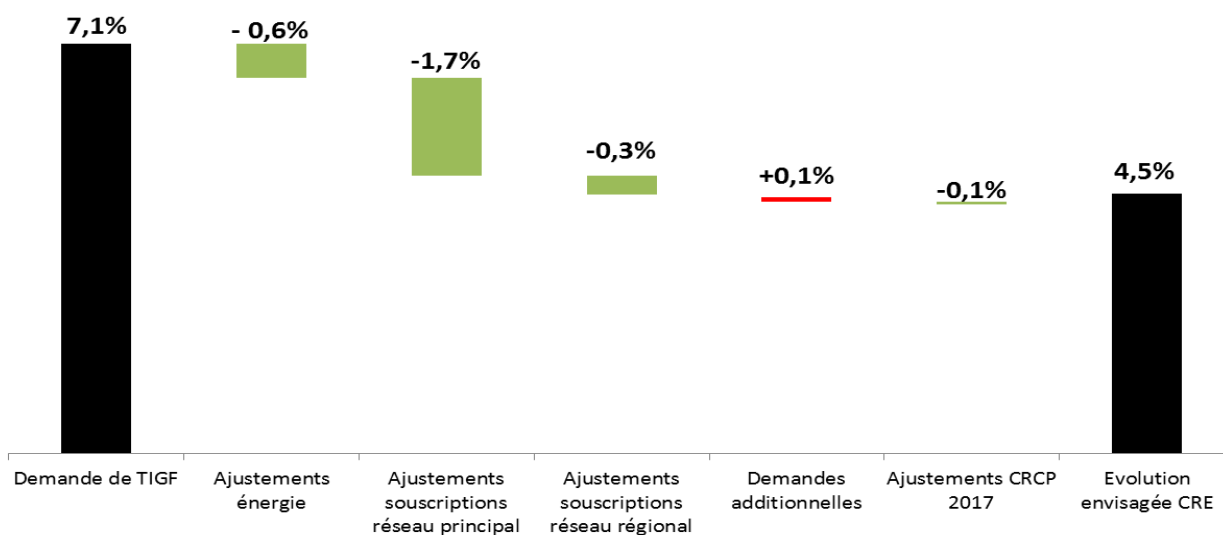


2.10.2 TIGF

La CRE considère tout d'abord, à ce stade, que les charges d'énergie estimées par TIGF sont trop conservatrices. En effet, le prix de l'électricité, et l'EBT prévus pour l'année 2018 semblent élevés par rapport aux tendances observées en 2016 et 2017. De même, les charges de CO₂ ajoutées par TIGF pour l'année 2018 font l'objet d'incertitudes règlementaires.

Par ailleurs, la CRE considère, à ce stade, que les prévisions de souscriptions de capacités de TIGF sont trop prudentes. En effet, la révision à la baisse des souscriptions prévisionnelles aux PITS, d'une part, et de celles des souscriptions sur le réseau régional d'autre part apparaît conservatrice. De plus, les hypothèses de souscription au PIR Pirineos et de souscription du service *Use It Or Lose It (UIOLI)* pourraient être revues à la hausse compte tenu des recettes réalisées en 2016 et de celles estimées en 2017.

Les ajustements envisagés à ce stade par la CRE sur les charges d'énergies et les recettes de souscriptions de TIGF, conduiraient à une évolution tarifaire moyenne de +4,5 % (+1 % sur le réseau principal et +5,3 % sur le réseau régional), soit un niveau voisin de la trajectoire tarifaire fixée dans la délibération du 15 décembre 2016.



Question 1 Avez-vous des remarques à formuler sur les évolutions prévisionnelles retenues par GRTgaz et TIGF dans leur demande tarifaire et sur les ajustements envisagés par la CRE ?

3. EVOLUTIONS DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

3.1 Conséquences de la création de la zone de marché unique en France au 1^{er} novembre 2018

La délibération du 15 décembre 2016 a anticipé les conséquences tarifaires de la création de la zone de marché unique au 1^{er} novembre 2018. Elle prévoit ainsi, à cette date :

- l'extinction du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud dans le sens Nord vers Sud (208,04 €/MWh/j/an) et Sud vers Nord (50 €/MWh/j/an);
- le report partiel du terme de liaison Nord-Sud sur le terme de sortie au PIR Pirineos (soit +117,9 €/MWh/j/an), afin d'aligner les coûts des deux routes de transit France-Espagne et France-Italie.

3.1.1 Maintien de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts

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

Cette distinction commerciale avait été introduite en raison de l'existence de plusieurs zones d'équilibrage en France. A compter de la création de la zone unique, cette distinction n'aura plus lieu d'être : les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique seront ainsi regroupés.

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

La CRE observe que le regroupement commercial ou le maintien de deux PITS distincts n'a aucune conséquence du point de vue tarifaire. En conséquence, elle n'a pas d'objection au maintien par GRTgaz, jusqu'au 31 mars 2019, de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts, pour des raisons de lisibilité de l'offre commerciale.

Question 2 Etes-vous favorable au maintien, jusqu'au 1^{er} avril 2019, de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts ?

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

L'année de la création de la zone de marché unique, les expéditeurs qui soutireront du gaz depuis les stockages du sud à l'hiver 2018-2019 revendront leur gaz à un prix unique France (PEG) qui devrait avoisiner, selon toute vraisemblance, le prix PEG Nord actuel. Néanmoins, ils auront injecté ce gaz durant la période de remplissage à l'été 2018, alors que les deux zones de marché seront encore présentes. Or, le prix PEG Nord est historiquement moins élevé que le prix TRS : le différentiel entre les deux prix s'est établi en moyenne à 1,3 €/MWh en 2016.

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

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

TIGF considère que cette perte de valeur pourrait désinciter aux souscriptions dans les stockages du sud de la France pour 2018-2019, et a mandaté un consultant pour valoriser la perte de valeur des stockages du Sud de la France : en se fondant sur les différentiels de prix historiques des prix de marché, et une hypothèse de la part de capacité souscrite à la liaison Nord-Sud pour injecter dans les stockages du sud, elle est estimée à 1 €/MWh stocké.

Cette estimation conduit TIGF à demander à la CRE de compenser cette perte de valeur, TIGF propose pour cela trois options :

- reporter la perte de valeur sur les PITS du sud de la France, en rendant leurs termes tarifaires négatifs (de l'ordre de -20 €/MWh/j/an en soutirage et de l'ordre de -9 €/MWh/j/an en injection) ;
- reporter tout ou partie de la perte de valeur pour les stockages du sud sur les PITS du nord de la France en majorant les tarifs pour les PITS au nord ;
- annuler le tarif de transport à la liaison Nord-Sud dès le 1^{er} avril 2018, soit 7 mois avant la création de la zone unique. TIGF souligne néanmoins que cette solution ne compense qu'une partie de la perte de valeur occasionnée pour les expéditeurs.

Si la CRE constate, comme TIGF, que l'existence d'un spread Nord-Sud sur les produits de *spread* été-hiver au moment des réservations de stockage est de nature à rendre moins compétitif les stockages de la TRS, il convient de nuancer ce constat en notant qu'il est peu probable qu'un *spread* PEG Nord - TRS se matérialise en été si les stockages du sud ne sont pas souscrits, la seule consommation de la zone TRS en été n'étant pas suffisante pour saturer durablement la liaison Nord-Sud.

La CRE note également que même si l'étude réalisée par TIGF fixe le niveau indicatif de 1 €/MWh, il est en réalité particulièrement difficile à anticiper. Toute mesure consistant en une modification substantielle du niveau des PITS aurait donc un effet difficilement prévisible : trop bas la mesure n'aurait aucun effet, trop haut elle désinciterait à la souscription de stockage au Nord.

De plus, il n'est pas dans l'objectif du tarif de transport de compenser l'éventuelle perte de valeur induite pour les stockages du sud par la création de la zone unique en cours d'année de stockage, le GRT s'assurant uniquement d'avoir assez de gaz stocké au sud de la France pour assurer la continuité d'acheminement.

Enfin, la possibilité d'une annulation, dès le 1^{er} avril 2018, du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud avait été rejetée par la CRE dans ses travaux d'élaboration du tarif ATRT6. En effet, cette annulation complexifierait le dispositif, car elle impliquerait de recouvrer le manque à gagner de GRTgaz sur les autres termes tarifaires avant le 1^{er} novembre 2018

Pour ces raisons, la CRE envisage, à ce stade, de ne pas retenir les propositions de TIGF. La CRE sera néanmoins vigilante à l'évolution de la situation, notamment pendant la période de commercialisation des capacités de stockage au printemps 2018.

Question 3 Etes-vous favorable à ne pas corriger le niveau des termes aux PITS au 1^{er} avril 2018, d'une éventuelle perte de valeur des stockages du sud de la France liée à la création de la zone de marché unique compensé par un report de cette valeur sur d'autres termes tarifaires?

Synthèse des évolutions tarifaires prévues au 1^{er} avril et au 1^{er} novembre 2018 sur le réseau principal :

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

3.2 Demandes relatives à régulation de la qualité de service

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. Il convient donc d'adapter ce dispositif régulièrement 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 propose, si nécessaire, des évolutions des indicateurs et des incitations financières.

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

En conséquence, TIGF propose que les indicateurs de qualité de service sur l'impact des maintenances sur la disponibilité des infrastructures soient associés, dès cette mise à jour tarifaire, à des incitations financières. Ces incitations porteraient en particulier sur la disponibilité des capacités et le respect des programmes de maintenance aux PITS et aux PIR.

Dans sa délibération du 15 décembre 2016 la CRE avait considéré qu'au regard des progrès réalisés par GRTgaz, il n'était pas nécessaire d'inciter financièrement cet indicateur.

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

Question 4 Etes-vous favorable, comme la CRE, à ne pas inciter financièrement les GRT sur la disponibilité des infrastructures à ce stade ?

3.3 Redistribution des excédents d'enchères

Actuellement, les excédents perçus par les GRT lors des enchères de capacités sont reversés aux expéditeurs au prorata de leur consommation dans la zone aval du point concerné, via le calcul de montants unitaires de redistribution. Ces montants sont calculés sur une assiette de consommation de référence relative à l'année précédant le calcul, et donnent donc lieu à des corrections a posteriori. Les montants unitaires de redistribution des excédents d'enchères qui s'appliqueront jusqu'au 30 septembre 2018 ont été publiés par GRTgaz⁶.

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

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

La CRE considère que cette évolution permettra de simplifier le dispositif de redistribution tout en maintenant les droits identiques pour chaque expéditeur à percevoir les excédents d'enchères. Elle note que cette proposition a reçu un accueil favorable en Concertation Gaz. A ce stade, elle est donc favorable à la proposition des GRT.

Néanmoins, si à l'avenir d'importants excédents étaient observés à l'interconnexion avec l'Espagne ou aux PIR du Nord de la France, la CRE pourrait envisager de revoir cette méthode de redistribution.

Question 5 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la proposition des GRT concernant l'évolution des modalités de reversement des excédents d'enchères ?

3.4 Création du terme d'entrée à Oltingue

La délibération n° 2017-188 de la CRE du 27 juillet 2017⁷ a précisé les règles de commercialisation de la nouvelle capacité en entrée au PIR Oltingue.

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

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

La CRE prévoit d'appliquer aux capacités fermes d'entrée à Oltingue le même terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) qu'aux PIR de la zone H. Le coefficient applicable aux capacités interruptibles serait identique à celui applicable aux PIR du nord de la France, soit 50 %. Par ailleurs, les capacités proposées dans le sens France vers Suisse seraient inchangées et la capacité rebours serait maintenue jusqu'à la mise en œuvre effective des nouvelles capacités.

⁶ Communication de GRTgaz portant sur les montants unitaires

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2017 portant décision sur l'évolution du mode de commercialisation de la capacité au PIR Dunkerque, sur l'évolution des modes de commercialisation de la capacité interruptible, et sur la création d'une capacité en entrée à Oltingue

Question 6 Etes-vous favorable aux principes de tarification envisagés par la CRE pour le terme d'entrée à Oltingue ?

3.5 Evolution de l'offre aux PITTM

Conformément à la délibération tarifaire du 15 décembre 2016, tout expéditeur qui contractualise de la regazéification auprès des opérateurs de terminaux méthaniers régulés se voit automatiquement allouer de la capacité transport aux PITTM, pour une durée correspondant à sa souscription auprès des terminaux.

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

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

A ce stade, la CRE est favorable à l'évolution proposée par GRTgaz. En effet, cela permet de ne pas pénaliser un expéditeur ayant eu des imprévus sur son approvisionnement tout en assurant des recettes équivalentes pour GRTgaz.

Question 7 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la proposition de GRTgaz de permettre à un expéditeur de décaler un bandeau de souscription sur les PITTM ?

3.6 Prise en charge par l'ATRT d'une partie des coûts de raccordement des installations d'injection de biométhane sur le réseau de transport

Les porteurs de projets d'installations de biométhane raccordées au réseau de transport prennent à leur charge la totalité des coûts liés au raccordement d'une installation de production de biométhane au réseau de transport de gaz de TIGF ou de GRTgaz.

Dans une demande commune, les GRT souhaitent qu'à l'occasion de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2018, la CRE introduise une « réfaction transport », dans le but de prendre en charge par le tarif de transport jusqu'à 40 % du coût de raccordement d'une installation de biométhane.

Les GRT motivent leur demande par le fait qu'une telle disposition pour les sites injectant sur le réseau de distribution ait été introduite par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017. L'article 19 de cette loi dispose que « pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 et qui ont pour société gestionnaire une société mentionnée à l'article L. 111-61, ces coûts comprennent également une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de biogaz. Le niveau de prise en charge ne peut excéder 40 % du coût du raccordement. Il est arrêté par l'autorité administrative, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

Dans la délibération n° 2017-82 de la CRE du 13 avril 2017⁸, la CRE a émis un avis défavorable au projet d'arrêté relatif au niveau de la prise en charge des coûts de raccordement à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie. Elle a expliqué son avis par le fait que d'une part, cet arrêté peut conduire au développement de projets coûteux pour la collectivité car éloignés du réseau, sans lien avec une meilleure qualité technique ou environnementale, et d'autre part, la prise en charge partielle par l'ATRD des coûts de raccordement des installations de biométhane génèrerait une hausse du tarif pour l'ensemble des consommateurs.

⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au niveau de la prise en charge des coûts de raccordement à certains réseaux publics de distribution de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie

De la même manière, la CRE considère que l'introduction d'une réfaction transport aurait comme inconvénients :

- de générer une hausse tarifaire pour l'ensemble des clients : en effet, bien que seuls deux sites injectaient dans les réseaux de transport de gaz fin 2016, de nombreuses installations sont en projet. Par ailleurs, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie⁹ fixe un objectif de 8 TWh de biométhane injecté en 2023. Actuellement, les projets devant injecter sur le réseau de transport représentent 18 % (en énergie) des projets d'injection. Sur la base de cette clé de répartition, 1440 GWh/an seraient injectés sur les réseaux de GRTgaz et TIGF dès 2023. Pour atteindre cette cible, le chiffrage des GRT conclut à un coût total de 2 M€ à recouvrer par le tarif sur la période ATRT6. Par ailleurs, le développement de la filière biométhane pourrait conduire à une envolée de ces coûts pour les prochaines périodes tarifaires. En outre, la CRE rappelle que l'injection de biométhane dans les réseaux de transport ne génère aucune recette pour les GRT.
- d'encourager le développement de projets plus coûteux pour la collectivité sans lien avec une meilleure qualité technique ou environnementale. En effet, entre deux projets présentant les mêmes qualités techniques et environnementales, l'introduction de la réfaction pourrait conduire à attribuer un soutien public au projet le plus cher pour la collectivité en raison d'un coût du raccordement plus élevé : d'une part, dans le cadre actuel des tarifs d'obligation d'achat, les projets les plus coûteux pour la collectivité du fait de coûts de raccordement élevés, pourraient être les plus rentables pour les porteurs de projets et se voir réaliser en priorité. D'autre part, en cas de mise en œuvre de procédure concurrentielle, la prise en charge par le tarif ATRT d'une partie du coût de raccordement pourrait permettre au producteur de ne l'internaliser que partiellement dans le niveau de soutien qu'il propose et d'être désigné lauréat.

Ainsi, bien que la CRE considère que l'atteinte des objectifs de politique énergétique en matière d'énergies renouvelables est une priorité, elle est à ce stade défavorable à l'introduction d'une « réfaction transport » pour les raccordements d'installations de biométhane sur le réseau de transport en l'absence d'une initiative législative sur le sujet.

Question 8 Etes-vous, comme la CRE, défavorable à l'introduction d'une « réfaction transport » pour le raccordement d'installations de biométhane ?

4. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

Question 1 Avez-vous des remarques à formuler sur les évolutions prévisionnelles retenues par GRTgaz et TIGF dans leur demande tarifaire et sur les ajustements envisagés par la CRE ?

Question 2 Etes-vous favorable au maintien, jusqu'au 1^{er} avril 2019, de deux PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique distincts ?

Question 3 Etes-vous favorable à ne pas corriger le niveau des termes aux PITS au 1^{er} avril 2018, d'une éventuelle perte de valeur des stockages du sud de la France liée à la création de la zone de marché unique compensé par un report de cette valeur sur d'autres termes tarifaires ?

Question 4 Etes-vous favorable, comme la CRE, à ne pas inciter financièrement les GRT sur la disponibilité des infrastructures à ce stade ?

Question 5 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la proposition des GRT concernant l'évolution des modalités de reversement des excédents d'enchères ?

Question 6 Etes-vous favorable aux principes de tarification envisagés par la CRE pour le terme

⁹ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

d'entrée à Oltingue ?

Question 7 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la proposition de GRTgaz de permettre à un expéditeur de décaler un bandeau de souscription sur les PITT ?

Question 8 Etes-vous, comme la CRE, défavorable à l'introduction d'une « réfaction transport » pour le raccordement d'installations de biométhane ?

5. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 10 novembre 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions (ou une synthèse de celles-ci) seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

En application des dispositions du Code réseau européen Tarif, merci de bien vouloir prévoir que votre réponse inclue une version non confidentielle appropriée pour la publication. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.