

Paris, le 10 février 2014

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur la création d'une place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz dits « ATRT4 », entrés en vigueur au 1^{er} avril 2009, ont mis en place une structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport en France fondée sur trois zones d'équilibrage, au lieu de cinq précédemment : les zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et la zone TIGF reliée à la zone GRTgaz Sud.

Ces zones d'équilibrage traduisent d'une part les contraintes physiques des ouvrages de transport et d'autre part la présence de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) sur le territoire français. Les expéditeurs ont l'obligation d'équilibrer sur un pas de temps journalier le bilan entre les quantités de gaz qu'ils font entrer et celles qu'ils font sortir (dont les consommations de leurs clients) de chaque zone d'équilibrage.

A chaque zone d'équilibrage correspond aujourd'hui une place de marché, appelée PEG (Point d'échange de gaz) permettant aux expéditeurs d'acheter ou de vendre du gaz, ce qui conduit à révéler un prix du gaz en fonction de l'équilibre entre l'offre et la demande.

Cette évolution a permis de simplifier les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz et a contribué à l'amélioration du fonctionnement du marché dans le nord de la France, par la création d'une grande zone Nord bien interconnectée aux autres marchés du nord-ouest de l'Europe et disposant d'un approvisionnement diversifié. Cette organisation ne permet toutefois pas d'optimiser le fonctionnement du marché dans le sud de la France.

Les travaux d'amélioration de la structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport et de l'organisation du marché de gros français se sont donc poursuivis. La commission de régulation de l'énergie (CRE), dans sa délibération du 13 décembre 2012¹, a notamment décidé la création, à compter du 1^{er} avril 2015, d'une place de marché commune aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF.

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE, le 31 janvier 2014, un rapport conjoint sur les modalités de fonctionnement de ce PEG commun.

La présente consultation publique vise à recueillir l'avis des acteurs de marché sur les propositions des deux GRT. A l'issue de cette consultation, la CRE prendra une délibération fixant les principes de fonctionnement de ce PEG commun.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans cette note de consultation au plus tard le 13 mars 2014.

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

SOMMAIRE

I.	Rappel du contexte	3
II.	Proposition des GRT	4
A.	Mise en œuvre du modèle de « <i>trading region</i> »	4
B.	Règles de fonctionnement du PEG commun	4
C.	Gestion de l'acheminement	5
1.	Souscription et utilisation des capacités	5
2.	Gestion de l'équilibrage contractuel et physique	5
3.	Gestion des maintenances	6
D.	Gouvernance et coût de mise en œuvre	6
III.	Analyse de la CRE	7
A.	Règles de fonctionnement du PEG commun	7
B.	Gestion de l'acheminement	7
1.	Gestion de l'équilibrage contractuel et physique	7
2.	Gestion des maintenances	9
IV.	Synthèse des questions et modalités de réponse	10

I. Rappel du contexte

Depuis 2009, la CRE a poursuivi les travaux avec les deux GRT et en concertation avec l'ensemble des acteurs du marché pour réduire le nombre de places de marché en France, avec deux axes d'évolution : la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et la fusion des zones GRTgaz Sud et TIGF.

En 2010, GRTgaz et TIGF ont mené conjointement une étude de réseau dans la perspective d'une fusion des zones GRTgaz Sud et TIGF, qui a conclu à l'absence de congestion structurelle entre ces deux zones.

En 2011, GRTgaz, à la demande de la CRE, a mené une étude sur la fusion des zones Nord et Sud sur son réseau. Cette étude, réalisée par la société KEMA, a conclu que les mécanismes contractuels nécessaires pour équilibrer le réseau en cas de fusion de ces deux zones sans autre investissement que le projet Eridan auraient un coût très important.

A la suite de ces travaux et après une large concertation avec l'ensemble des acteurs de marché, la CRE a retenu les décisions et les orientations suivantes (délibérations du 19 juillet 2012² et du 13 décembre 2012³) :

- création d'une place de marché commune (PEG commun) aux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au plus tard le 1^{er} avril 2015 ;
- objectif de création d'une place de marché unique en France au plus tard en 2018, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet Val de Saône), pour un coût estimé à 650 M€.

Pour préparer la création au 1^{er} avril 2015 du PEG commun dans le sud de la France, la CRE a pris les délibérations suivantes :

- la délibération du 5 février 2013⁴, relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de GRTgaz et TIGF, prévoit que les règles d'équilibrage des zones GRTgaz Sud et TIGF devront converger au 1^{er} avril 2015 ;
- la délibération du 11 décembre 2013⁵ sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel prévoit la mise à zéro, au 1^{er} avril 2015, du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud.

Par courrier du 13 juin 2013, la CRE a demandé à TIGF et à GRTgaz de lui faire une proposition conjointe sur les modalités de mise en œuvre du PEG commun. Les deux GRT ont transmis à la CRE, le 31 janvier 2014, leur rapport qui est annexé à la présente note de consultation publique.

Par ailleurs, la CRE a confié au cabinet Pöyry une étude des coûts et bénéfices des investissements dans les réseaux de transport permettant la mise en œuvre d'un PEG France à l'horizon 2018. Les conclusions de cette étude ainsi que les analyses de la CRE feront l'objet d'une consultation publique spécifique qui sera lancée au cours du 1^{er} trimestre 2014.

² [Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France](#)

³ [Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

⁴ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 février 2013 portant décision relative aux règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF](#)

⁵ [Délibération de la CRE du 11 décembre 2013 portant projet de décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1er avril 2014](#)

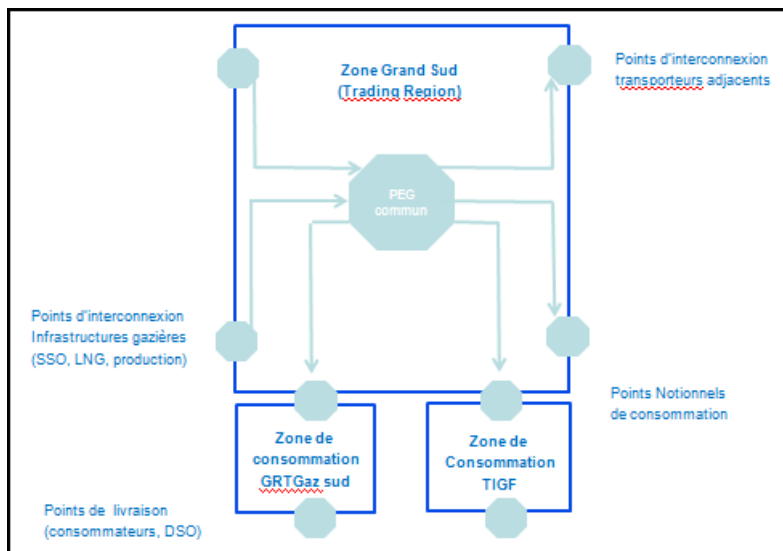
II. Proposition des GRT

A. Mise en œuvre du modèle de « trading region »

Dans sa délibération du 19 juillet 2012, la CRE a indiqué que la mise en œuvre du PEG commun pouvait reposer sur un système de type « trading region », prévu dans le modèle cible européen pour le gaz. Ce système permet de créer un PEG commun tout en répondant à la demande de TIGF de conserver deux zones d'équilibrage distinctes.

GRTgaz et TIGF proposent de décliner ce modèle de la manière suivante (voir le diagramme ci-après) :

- une « trading region » (ou zone Grand Sud) comprenant le PEG commun et l'ensemble des points d'interconnexion existants pour chaque zone d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud (liaison Nord-Sud, interconnexion avec la Suisse (PIR Jura), interconnexions avec l'Espagne (PIR Pirineos), point d'interface transport terminal méthanier ou PITTM de Fos, points d'interface transport stockage ou PITS) ;
- deux zones de consommation, TIGF et GRTgaz Sud, qui sont rattachées à la « trading region » par des points notionnels de consommation. Ces zones de consommation regroupent l'ensemble des points de livraison vers les consommateurs finals dans les zones d'équilibrage TIGF ou GRTgaz Sud (industriels directement raccordés aux réseaux de transport et points d'interface transport distribution ou PITD).



B. Règles de fonctionnement du PEG commun

Le PEG commun permet aux expéditeurs disposant d'un contrat d'acheminement avec l'un des deux GRT d'acheter ou de vendre du gaz, indifféremment de leur présence ou de celle de leurs contreparties chez l'un ou l'autre des deux GRT ou chez les deux.

Les transactions sur ce PEG sont fermes et le gaz échangé peut être livré au niveau de l'ensemble des points rattachés à la « trading region » : points d'interconnexion et zones de consommation.

L'accès au PEG commun fait l'objet de relations contractuelles avec les deux GRT.

Les expéditeurs notifient à GRTgaz (gestionnaire du PEG) les quantités échangées au PEG commun. Les opérations de matching et de vérification des notifications des expéditeurs sont réalisées par GRTgaz selon les mêmes règles que celles en vigueur.

Les revenus au PEG sont répartis entre TIGF et GRTgaz en utilisant une clé de répartition, qui reste à définir.

Chaque GRT facture l'accès au PEG (termes fixes et proportionnels) aux expéditeurs selon des modalités qui restent à définir en lien avec la clé de répartition des recettes au PEG entre les deux GRT.

C. Gestion de l'acheminement

1. Souscription et utilisation des capacités

Les capacités au niveau des points d'interconnexion rattachés à la « *trading region* » continuent à être commercialisées et facturées conformément aux règles en vigueur. La souscription de ces capacités nécessite de signer un contrat d'acheminement avec le GRT concerné.

A ce titre, TIGF reste seul responsable de la commercialisation et de la facturation des capacités au PIR Pirineos et au PITS Sud-Ouest.

De son côté, GRTgaz reste seul responsable de la commercialisation et de la facturation des capacités à la liaison Nord-Sud, au PIR Jura, au PITTM Fos et aux PITS Sud Atlantique et Sud Est.

Les procédures de nomination sur l'ensemble de ces points sont également inchangées.

Les capacités à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ne sont plus commercialisées. Ces capacités, qui correspondent à deux interconnexions physiques entre les réseaux des deux GRT, Cruzy au sud-est du réseau de TIGF et Castillon au nord du réseau de TIGF, seront gérées conjointement par les deux GRT, sans que les expéditeurs aient à faire de nominations sur ces points.

2. Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

GRTgaz et TIGF proposent deux variantes du schéma de « *trading region* » pour la gestion contractuelle et physique de l'équilibrage.

a) Variante 1

i. Gestion de l'équilibrage contractuel des expéditeurs

Dans cette variante, deux types de déséquilibre contractuel sont calculés et facturés pour chaque expéditeur, un déséquilibre de programmation qui n'existe pas aujourd'hui et un déséquilibre de consommation.

Chaque expéditeur assure ses équilibrages de programmation et de consommation en ajustant ses nominations en fonction des informations dont il dispose en cours de journée, notamment sur l'évolution de la consommation de ses clients.

- Déséquilibre de programmation :

Il correspond, pour chaque expéditeur, à la différence entre ses dernières nominations en entrée et en sortie de la « *trading region* » (y compris celles au niveau des points notionnels de consommation).

Le déséquilibre de programmation de chaque expéditeur est réparti entre les GRT au prorata de ses nominations aux points notionnels de consommation et aux autres points de sortie. Il est facturé à l'expéditeur au prix marginal, tel qu'il est défini par le code de réseau équilibrage.

- Déséquilibre de consommation :

Un déséquilibre de consommation est calculé pour chaque expéditeur et pour chaque zone de consommation. Pour chacune des deux zones de consommation, ce déséquilibre correspond à la différence entre les allocations de l'expéditeur au point notionnel de consommation et ses allocations aux points de livraison.

Le déséquilibre de consommation est calculé par chaque GRT pour sa zone de consommation et est facturé à l'expéditeur au prix marginal, tel qu'il est défini par le code équilibrage.

Les GRT proposent d'introduire un service de « *netting* » commercial qui permet de foisonner les déséquilibres de consommation de chaque expéditeur entre les deux zones de consommation.

ii. Gestion de l'équilibrage physique du réseau

Dans cette variante, les nominations des expéditeurs sur les deux points notionnels de consommation GRTgaz Sud et TIGF jouent le même rôle que les nominations à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud, qui disparaissent avec la création du PEG commun. Les GRT s'appuient donc sur ces nominations pour déterminer le flux physique entre les zones GRTgaz Sud et TIGF.

Une fois ce flux déterminé, chaque GRT gère l'équilibrage physique de son réseau avec les mêmes

outils qu'aujourd'hui.

Afin d'éviter des variations de flux trop importantes entre les zones GRTgaz Sud et TIGF, notamment en fin de journée, les deux GRT proposent de contraindre les renominations des expéditeurs à la hausse et à la baisse sur les points notionnels de consommation, selon des modalités identiques à celles en vigueur à la liaison Nord-Sud et au PIR Pirineos. Ces règles sont basées sur un principe de *pro rata temporis* ne permettant pas d'inverser la quantité acheminée ou de dépasser la capacité souscrite (de livraison) sur le restant de la journée.

b) Variante 2

i. Gestion de l'équilibrage contractuel des expéditeurs

Dans cette variante, il n'y a pas de facturation d'un déséquilibre de programmation. Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur est calculé de manière globale, à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ». Pour chaque expéditeur, ce déséquilibre correspond à la différence entre la somme de ses allocations en entrée dans la « *trading region* » et la somme de ses allocations en sortie de la « *trading region* » (y compris ses allocations aux points de livraison).

Pour chaque expéditeur, les GRT proposent de répartir ce déséquilibre global entre les deux zones d'équilibrage en utilisant :

- soit une clé normative de type 50/50, si les règles d'équilibrage sont identiques pour les deux zones d'équilibrage ;
- soit une clé spécifique à chaque expéditeur, fonction de la somme de ses allocations aux points de sortie (y compris aux points de livraison) de chaque zone d'équilibrage, si les règles d'équilibrage ne sont pas identiques entre les deux zones d'équilibrage.

Le déséquilibre est facturé à l'expéditeur au prix marginal, tel qu'il est défini par le code de réseau équilibrage.

Comme pour la variante 1, chaque expéditeur assure son équilibrage en ajustant ses nominations en fonction des informations dont il dispose en cours de journée, notamment sur l'évolution de la consommation de ses clients.

ii. Gestion de l'équilibrage physique du réseau

Dans cette variante, les GRT n'utilisent pas les nominations des expéditeurs sur les points notionnels de consommation pour calculer le flux physique entre les zones TIGF et GRTgaz Sud. Ils déterminent le flux physique entre les zones GRTgaz Sud et TIGF sur la base des nominations des expéditeurs aux points d'interconnexions et de leurs propres prévisions de consommation dans leur zone respective.

Comme pour la variante 1, une fois ce flux déterminé, chaque GRT gère l'équilibrage physique de son réseau avec les mêmes outils qu'aujourd'hui.

3. Gestion des maintenances

GRTgaz et TIGF proposent que les limitations de la capacité physique à l'interconnexion entre leurs deux zones, en cas de congestion ou en cas de travaux, puissent être reportées sur les points d'entrée et/ou de sortie des zones TIGF et GRTgaz Sud.

Ils proposent également de mettre en place des mécanismes garantissant des capacités aux PITS suffisantes pour un remplissage des stockages à hauteur des capacités vendues.

Les GRT souhaitent poursuivre les analyses et échanger avec les acteurs de marché dans le cadre de la Concertation Gaz, avant de finaliser leurs propositions sur les modalités de gestion des limitations de capacité physique à l'interconnexion entre leurs réseaux.

D. Gouvernance et coût de mise en œuvre

La mise en place du PEG commun nécessite des échanges d'informations entre les deux transporteurs. Elle conduit également à une gestion commune de certaines fonctionnalités (par exemple les notifications au PEG des expéditeurs, le calcul de la répartition des déséquilibres par expéditeur, la détermination du flux à l'interface, etc.). Ces fonctionnalités sont réalisées par l'un ou

l'autre des deux transporteurs.

Ces évolutions requièrent donc des évolutions des systèmes d'information (SI) des deux GRT, dont les coûts sont estimés à environ 5 M€.

TIGF et GRTgaz proposent que GRTgaz assure la gestion du PEG dans le sud de la France et porte les évolutions SI nécessaires à sa mise en place.

III. Analyse de la CRE

La CRE estime que les propositions des GRT permettent de répondre à sa décision tarifaire du 13 décembre 2012 :

- création d'une place de marché unique dans le sud permettant aux acteurs de s'échanger du gaz sans restriction comme cela est le cas pour le PEG Nord ;
- maintien de deux zones d'équilibrage permettant à chaque GRT une autonomie pour l'exploitation et la gestion contractuelle de son réseau.

Par rapport à la situation actuelle, la création du PEG commun a des conséquences principalement sur la gestion du PEG et l'équilibrage contractuel des expéditeurs.

A. Règles de fonctionnement du PEG commun

La CRE estime que la proposition des GRT permet de mettre en œuvre au 1^{er} avril 2015 un PEG unique dans le sud de la France offrant le même niveau de service que le PEG Nord. Ainsi, les transactions sur ce PEG seront fermes et pourront être conclues avec tout acteur présent sur le PEG, quelle que soit l'origine ou la destination du gaz. En conséquence, il n'y aura pas de *prorata temporis* ni de restriction en volume sur les transactions.

Par ailleurs les règles de gestion pour ce PEG seront identiques à celles en vigueur au niveau du PEG Nord.

Question 1 : Avez-vous des remarques sur les règles de gestion du PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF proposées par les GRT ?

B. Gestion de l'acheminement

1. Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

La CRE considère que le choix de l'une ou l'autre des deux variantes proposées par les GRT a principalement des conséquences sur l'équilibrage contractuel des expéditeurs.

a) Variante 1

i. Gestion de l'équilibrage physique des GRT

En ce qui concerne l'équilibrage physique des réseaux, cette variante repose comme aujourd'hui sur les nominations des expéditeurs. Elle est donc relativement proche dans son fonctionnement de la situation actuelle. Sa mise en œuvre et sa gestion opérationnelle devraient être simples pour les GRT. Cette simplicité s'obtient au prix d'une plus grande complexité pour les expéditeurs, qui pourraient, dans certaines conditions, être contraints sur leurs renominations.

ii. Gestion de l'équilibrage contractuel des expéditeurs

En ce qui concerne l'équilibrage contractuel, la variante 1 induit une complexité et un risque financier supplémentaires pour les expéditeurs, en introduisant un nouveau type de déséquilibre dit de « programmation », qui n'existe pas aujourd'hui. Les expéditeurs ne pourront pas foisonner leur déséquilibre de programmation et de consommation. A titre d'exemple, un expéditeur ayant un déséquilibre de programmation positif et un déséquilibre de consommation négatif verra ses coûts de déséquilibres se cumuler.

En principe, l'expéditeur devrait être équilibré en programmation à la fin de la journée, puisqu'il peut changer ses nominations sur l'ensemble des points, y compris sur les points notionnels de

consommation. Cependant, le fonctionnement de certains mécanismes peut être à l'origine de déséquilibres de programmation. A titre d'exemple, l'UIOLI ou l'UBI, permettant aux GRT de mettre à disposition des expéditeurs des capacités disponibles ou non utilisées par leur détenteur primaire, peut conduire les expéditeurs souhaitant en bénéficier à être déséquilibrés en programmation à la fin de la journée.

En revanche, le service de « *netting* » commercial envisagé par les GRT pour permettre aux expéditeurs de foisonner leurs déséquilibres de consommation entre les deux zones d'équilibrage serait une amélioration par rapport à la situation actuelle.

La CRE note également que l'utilisation des nominations aux points notionnels de consommation pour déterminer le déséquilibre au niveau de chaque zone de consommation permet aux expéditeurs de choisir la répartition de leur déséquilibre entre les zones TIGF et GRTgaz Sud. Cette variante nécessite donc que les règles d'équilibrage soient strictement identiques entre les deux zones afin d'éviter que les expéditeurs arbitrent entre les deux zones d'équilibrage.

Enfin, la CRE considère que les restrictions sur les renominations aux points notionnels de consommation pourraient être trop contraignantes pour les expéditeurs.

En conclusion, la CRE constate que la variante 1 est la plus proche, dans son fonctionnement, de la situation actuelle en ce qui concerne les processus internes des deux transporteurs relatifs à l'équilibrage. En revanche, pour les expéditeurs, cette variante complexifie les règles d'équilibrage par rapport au système actuel.

Question 2 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre de la variante 1 proposée par les GRT pour la création du PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF ?

b) Variante 2

i. Gestion de l'équilibrage physique des GRT

En ce qui concerne l'équilibrage physique des réseaux, cette variante ne prévoit pas que les GRT s'appuient sur les nominations des expéditeurs pour gérer le flux physique à l'interface entre leurs réseaux. Les GRT utilisent leurs propres analyses de consommation en plus des nominations des expéditeurs sur les autres points d'entrée et de sortie de la zone Grand Sud pour déterminer ce flux.

Comme aujourd'hui, les expéditeurs font des nominations sur les points notionnels de consommation. Dans la variante 2, ces nominations sont seulement indicatives. La CRE s'interroge sur l'utilité de ces nominations aux points notionnels de consommation.

ii. Gestion de l'équilibrage contractuel des expéditeurs

En ce qui concerne l'équilibrage contractuel, la variante 2 permet aux expéditeurs de foisonner leurs déséquilibres entre les zones GRTgaz Sud et TIGF. En outre, elle ne nécessite pas de créer de déséquilibre de programmation.

Le déséquilibre de chaque expéditeur étant réparti entre les zones d'équilibrage sur la base d'une clé, cette option ne soulève pas de problème d'arbitrage potentiel entre les deux zones d'équilibrage.

Concernant la clé utilisée pour répartir le déséquilibre de chaque expéditeur entre les deux zones d'équilibrage, la CRE considère qu'une clé normative de type 50/50 ne permet pas de prendre en compte la situation individuelle de chaque expéditeur. Ainsi, un expéditeur qui ne serait actif que chez l'un des deux GRT serait contraint de signer un contrat d'acheminement avec l'autre GRT, qui lui facturerait sa part de déséquilibre contractuel. La CRE est donc favorable à la seconde clé proposée par les GRT, basée sur les allocations aux points de sortie (y compris au niveau des points de livraison).

En conclusion, la variante 2 est plus éloignée du système existant pour les processus internes des GRT car ceux-ci n'utilisent plus les nominations des expéditeurs pour gérer le flux physique à l'interface entre leurs deux réseaux. En revanche, elle apporte une réelle valeur ajoutée aux expéditeurs par rapport à la situation actuelle, en termes de simplification et d'optimisation de la gestion de leur équilibre.

Question 3 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre de la variante 2 proposée par les GRT pour la création du PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF ?

Question 4 : Etes-vous favorable à la clé de répartition spécifique à chaque expéditeur pour répartir les déséquilibres journaliers entre les deux zones de consommation dans la variante 2 ? Si ce n'est pas le cas, avez-vous d'autres propositions ?

Question 5 : Jugez-vous utile de demander aux expéditeurs de faire des nominations aux points notionnels de consommation dans la variante 2 ?

2. Gestion des maintenances

Dès la création du PEG commun, la capacité à l'interface entre les deux GRT ne sera plus commercialisée. Les restrictions sur cette capacité liées aux travaux de maintenance ou à des contraintes physiques ne pourront plus être gérées par une limitation des nominations à cette interface comme aujourd'hui.

Les GRT proposent de gérer ces restrictions en réduisant les capacités sur les autres points d'interconnexion des zones GRTgaz Sud et TIGF. Ils ne font pas de proposition concernant la répartition des limitations sur ces points pour le moment. Les GRT souhaitent poursuivre leurs analyses et échanger avec les acteurs de marché avant de proposer des règles pour gérer les restrictions physiques à l'interface entre leur réseau.

A ce stade, la CRE considère que la répartition de ces limitations devrait prendre en compte le sens du flux de gaz à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF. Ainsi, lorsque le flux de gaz est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, les limitations de capacités seraient reportées sur la zone TIGF et dans le cas inverse, elles seraient reportées sur la zone GRTgaz Sud. Cette règle aboutirait à une gestion des restrictions de capacité similaire à celle en vigueur. En effet, actuellement, lorsque l'un des GRT fait des travaux à l'interface entre les deux réseaux, il limite la capacité à cette interface et donc le flux de gaz. Si le flux est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, c'est la zone TIGF qui est touchée et inversement, si le flux est dans l'autre sens TIGF vers GRTgaz Sud, c'est la zone GRTgaz Sud qui est touchée.

Au sein de chaque zone, les restrictions de capacité toucheraient les points de sortie, à l'exception des consommateurs finals. Ainsi, dans la zone TIGF, elles concerneraient le PIR Pirineos et les injections au PITS Sud-ouest. Dans la zone GRTgaz, elles concerneraient la liaison Sud vers Nord ainsi que les PITS Sud Atlantique et Sud Est.

Les modalités de gestion des restrictions de capacité liées aux travaux de maintenance ou à des contraintes physiques seront définies ultérieurement, après prise en compte des propositions des deux GRT.

Question 6 : Etes-vous favorable aux principes envisagés par la CRE concernant la gestion des restrictions de capacité à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ? Si ce n'est pas le cas, avez-vous d'autres propositions ?

Question 7 : Avez-vous d'autres remarques ?

IV. Synthèse des questions et modalités de réponse

Question 1 : Avez-vous des remarques sur les règles de gestion du PEG proposées par les GRT ?

Question 2 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre de la variante 1 proposée par les GRT pour la création du PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF ?

Question 3 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre de la variante 2 proposée par les GRT pour la création du PEG commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF ?

Question 4 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la clé de répartition spécifique à chaque expéditeur pour répartir les déséquilibres journaliers entre les deux zones de consommation dans la variante 2 ? Si ce n'est pas le cas, avez-vous d'autres propositions ?

Question 5 : Jugez-vous utile de demander aux expéditeurs de faire des nominations aux points notionnels de consommation dans la variante 2 ?

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la gestion des restrictions de capacité à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ? Si ce n'est pas le cas, avez-vous d'autres propositions ?

Question 7 : Avez-vous d'autres remarques ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leurs réponses à ces questions, au plus tard le 13 mars 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.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.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que **la confidentialité de votre réponse soit garantie**. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.