

## **Consultation publique relative à la modification des tarifs ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique et la régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi**

Dans sa délibération du 7 mai 2014<sup>1</sup>, la CRE a décidé la création d'une place de marché unique (PEG) en France en 2018 sur la base du schéma d'investissement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi.

La CRE a également demandé à GRTgaz et à TIGF de préparer la mise en œuvre de plusieurs mesures transitoires visant à réduire la tension sur l'approvisionnement en gaz de la zone Sud en attendant la création du PEG unique. Les GRT ont présenté ces mesures en Concertation Gaz le 24 et le 30 juin 2014.

Par ailleurs, les tarifs de transport de GRTgaz et de TIGF en vigueur, dits tarifs « ATRT5 », définissent un cadre général de régulation incitative pour les investissements des GRT. La CRE envisage d'adapter ce cadre de régulation pour l'appliquer aux projets Val de Saône et Gascogne-Midi.

La présente consultation publique a pour but de recueillir l'avis des acteurs sur :

- les mesures transitoires à appliquer dès l'hiver 2014/2015 pour réduire la tension sur l'approvisionnement en gaz du sud de la France ;
- la régulation incitative applicable aux projets Val de Saône et Gascogne-Midi.

Cette consultation publique sera suivie d'une délibération de la CRE prise après consultation du Conseil supérieur de l'énergie. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant dans cette note de consultation au plus tard le 29 août 2014.

### Question préliminaire sur les changements observés récemment sur le marché du GNL

Cette consultation a lieu au moment où l'on observe des changements sur le marché du GNL. Depuis le mois d'avril 2014, des quantités élevées de GNL ont été importées sur le marché britannique et, dans une moindre mesure, sur le terminal de Zeebrugge.

Pendant cette période, une part importante des capacités des terminaux de Fos est restée inutilisée, alors que les prix du gaz au PEG Sud ont été, en moyenne depuis avril 2014, supérieurs de 4 à 5 €/MWh à ceux des marchés nord-ouest européens.

La CRE souhaite, à l'occasion de cette consultation, recueillir l'opinion des acteurs de marché sur cette question. Parallèlement, la CRE va interroger directement les expéditeurs disposant de capacités sur les terminaux de Fos, ainsi que les opérateurs Elengy et Fosmax, sur leur analyse de cette situation.

**Question préliminaire : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certains terminaux au nord-ouest de l'Europe ?**

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018 ([cliquez ici](#))

## TABLE DES MATIERES

I.	Mesures transitoires avant la création d'un PEG unique en France.....	3
1)	Optimisation de l'utilisation de la liaison Nord Sud.....	3
2)	Rabais tarifaire au PITTM Fos.....	5
3)	Rééquilibrage, via des mécanismes de marché, des flux à la frontière espagnole en cas de situation de tension importante dans le sud.....	7
4)	Régulation incitative des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud .....	7
5)	Baisse du tarif des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud .....	8
II.	Régulation incitative applicable aux projets Val de Saône et Gascogne-Midi .....	9
1)	Les projets Val de Saône et Gascogne-Midi .....	9
2)	Le cadre de régulation incitative défini par les tarifs ATRT5 .....	10
3)	Les modifications du cadre défini par les tarifs ATRT5 envisagées par la CRE .....	10
III.	Synthèse des questions.....	12

## I. Mesures transitoires avant la création d'un PEG unique en France

Si les conditions de marché actuelles persistent, la congestion entre le nord et le sud du réseau de transport de GRTgaz ne pourra être résorbée avant la mise en service des investissements Val de Saône et Gascogne-Midi prévue en 2018. Durant la période intermédiaire, les conditions d'approvisionnement du nord et du sud de la France resteront différentes, conduisant à des prix de marché structurellement plus élevés dans la zone Sud que dans la zone Nord.

La CRE estime souhaitable, dans l'intérêt des consommateurs de gaz, de prendre des mesures pour réduire autant que possible les effets du désavantage auquel est confrontée la zone Sud. A ce titre, dans sa délibération du 7 mai 2014, elle a demandé aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de préparer la mise en œuvre d'un ensemble de mesures transitoires dont, en premier lieu, l'optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud en mettant à contribution l'ensemble des infrastructures gazières.

### 1) Optimisation de l'utilisation de la liaison Nord Sud

#### a) Mesures proposées par GRTgaz et TIGF

Ces mesures sont destinées à optimiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud. Elles entrent dans les missions des GRT et s'inscrivent dans un cadre juridique bien identifié. En outre, elles présentent l'avantage de ne créer aucun risque de distorsion dans la formation des prix sur le marché.

#### Modification de la clé de répartition entre Cruzy et Castillon

En hiver, la disponibilité de la capacité Nord-Sud peut être limitée par la congestion sud-est sur le réseau de GRTgaz, qui peut se manifester quand très peu de gaz est émis depuis les terminaux méthaniers de Fos. La congestion est atteinte d'autant plus vite que les flux depuis Cruzy sont élevés dans le sens GRTgaz vers TIGF.

L'accord d'interconnexion entre GRTgaz et TIGF prévoit que les flux de GRTgaz vers TIGF transitent pour 2/3 par Cruzy et 1/3 par Castillon. GRTgaz et TIGF envisagent pour l'hiver 2014/2015 de modifier, dans l'accord d'interconnexion, la répartition entre les flux à Castillon et à Cruzy en faisant passer 2/3 des flux par Castillon et 1/3 par Cruzy. Cela permettra d'augmenter la disponibilité de la liaison Nord vers Sud.

Dans ces conditions, GRTgaz indique être en mesure de proposer, pour l'hiver 2014-2015, 20 GWh/j de capacités fermes Nord-Sud supplémentaires qui seraient commercialisés sous forme de produits mensuels, ainsi que 20 GWh/j en moyenne destinés à augmenter la disponibilité de la capacité interruptible Nord vers Sud.

GRTgaz propose de commercialiser les capacités fermes mensuelles supplémentaires aux enchères sur la plateforme PRISMA selon le calendrier prévu par le code de réseau européen sur l'allocation des capacités (code de réseau CAM).

#### JTS pour l'hiver 2014/2015

En 2013, GRTgaz et Storengy ont mis en œuvre un service conjoint transport stockage (JTS<sup>2</sup>) permettant de proposer la veille pour le lendemain des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud et d'améliorer l'accès aux stockages Atlantique Nord et Atlantique Sud.

En hiver, ce service consiste à utiliser toutes les disponibilités des stockages et des capacités de la liaison Nord-Sud. Il nécessite tout d'abord de constituer un stock de gaz dans les stockages salins du sud-est en aval de la congestion, puis dans un second temps d'échanger des quantités de gaz entre les stockages du sud et ceux du nord en fonction des congestions. Ceci permet de dégager des capacités Nord vers Sud quotidiennes supplémentaires. GRTgaz et Storengy proposent de renouveler cette offre pour l'hiver 2014/2015.

Contrairement à la situation de l'hiver 2013/2014, le groupement de stockage Salins est entièrement souscrit par les expéditeurs. Pour assurer le service JTS en début d'hiver, GRTgaz sera amené à délocaliser une partie de son stock de sécurité présent dans les salins.

<sup>2</sup> « Joint transport storage » service

A titre indicatif, GRTgaz estime que le JTS permettra en début d'hiver de proposer de l'ordre de 10 GWh/j de capacité Nord-Sud. Ces quantités seront utilisées pour accroître la capacité Nord vers Sud commercialisée par GRTgaz et pour affermir les capacités d'entrée sur le réseau depuis le PITS Sud-Atlantique. Elles pourront être augmentées au fur et à mesure de l'hiver en fonction du niveau de stocks dans les salins.

GRTgaz étudie la possibilité de commercialiser les capacités quotidiennes JTS sur PRISMA à l'avenir.

#### Gaz circulant pour l'hiver 2014/2015

GRTgaz, en liaison avec Elengy, Fosmax LNG et Storengy, propose de mettre en place un système de gaz circulant pour l'hiver 2014/2015.

Ce système serait fondé sur des échanges de gaz entre un stockage en amont de la congestion Nord-Sud et du gaz naturel préalablement stocké dans les cuves des terminaux de Fos. Il permettrait à GRTgaz de lisser la mise à disposition de la capacité interruptible Nord-Sud.

Dans les périodes de faible disponibilité de la liaison Nord-Sud, le stock de gaz de GRTgaz en cuve serait soutiré des terminaux de Fos pour améliorer la disponibilité de la liaison.

Dans les périodes de forte disponibilité de la liaison Nord-Sud, la disponibilité de la liaison serait réduite pour reconstituer le stock de GNL depuis le stockage en amont de la congestion. Le stock physique de GNL en cuve serait reconstitué en limitant les émissions depuis les terminaux de Fos.

Le service offert par Elengy et Fosmax LNG à GRTgaz serait interruptible et n'aurait pas d'effet sur les utilisateurs des terminaux de Fos.

Par ailleurs, GRTgaz étudie avec TIGF la possibilité d'utiliser également les stockages de TIGF.

#### Estimation du coût de ces mesures

GRTgaz indique que le coût marginal de compression pour transporter un MWh supplémentaire de gaz du nord vers le sud est de 0,75 €/MWh. Ce coût s'applique aux quantités supplémentaires transportées grâce au changement de répartition des flux entre Cruzy et Castillon et grâce au service JTS, soit respectivement 6 TWh pour l'hiver 2014/2015 et 4,8 TWh pour l'année 2014 selon les estimations de GRTgaz. Les coûts correspondants seraient donc de 4,5 M€ et 3,6 M€.

Pour le gaz circulant, Elengy et Fosmax LNG proposent de facturer ce service à GRTgaz sur la base d'un terme fixe de 40 k€/mois et d'un terme variable de 0,50 € par MWh cyclé. GRTgaz indique que le stock de gaz en cuve devrait préalablement être acheté et serait compris entre 200 et 400 GWh.

### **b) Analyse préliminaire de la CRE**

#### JTS et changement de la clé de répartition Cruzy-Castillon

A ce stade, la CRE est favorable aux mesures proposées par les GRT et les gestionnaires d'infrastructures adjacents pour améliorer la situation dans le sud de la France en optimisant l'utilisation des infrastructures de gaz. Elle accueille favorablement la prolongation du JTS ainsi que le changement de la clé de répartition des flux aux interfaces entre les réseaux de GRTgaz et TIGF.

Afin de donner de la visibilité au marché, elle est favorable à la proposition de GRTgaz de commercialiser sous forme de produits mensuels 20 GWh/j de capacités Nord vers Sud issues du changement de répartition des flux entre Cruzy et Castillon. Elle souhaite également que ces capacités soient commercialisées selon le code de réseau CAM sur PRISMA, en limitant la demande des expéditeurs à 20% de la capacité commercialisée.

#### Gaz circulant

La CRE note que le gaz circulant ne crée pas de capacité Nord-Sud mais qu'il permet de donner plus de visibilité sur le taux de disponibilité de la capacité, la disponibilité de l'interruptible étant lissée entre les jours où la disponibilité est élevée et ceux où elle est faible. En ce qui concerne la gestion par GRTgaz du gaz en amont de la congestion, deux variantes sont envisageables :

- souscription, comme le propose GRTgaz, d'une capacité de stockage supplémentaire auprès de Storengy. Cette solution permet de ne pas faire appel à des mécanismes de marché. Storengy n'ayant pas fourni le prix de la prestation qu'il réaliserait au profit de GRTgaz, la

CRE n'est pas en mesure de se prononcer sur le coût global de cette variante. Par ailleurs, le gaz utilisé devrait alors être immobilisé et rémunéré au coût moyen pondéré du capital pendant son immobilisation. Ce gaz ne ferait en revanche pas l'objet d'un amortissement ;

- intervention de GRTgaz sur le PEG Nord pour acheter le gaz qui serait ensuite stocké en cuve et pour vendre le gaz lorsque celui-ci est émis depuis le PITTM de Fos. Dans cette variante, le seul coût que porterait GRTgaz (qui devrait donc être répercuté sur son tarif de transport), en plus de ceux facturés par Elengy et Fosmax LNG, serait l'écart entre les prix d'achat et de vente du gaz utilisé. Cette solution est en cours d'étude par GRTgaz quant à sa faisabilité juridique, économique et technique.

#### Estimation du coût de ces mesures

En ce qui concerne le JTS et le changement de clé de répartition, la CRE analyse actuellement le coût marginal de transport Nord vers Sud de 0,75 €/MWh indiqué par GRTgaz.

En ce qui concerne le gaz circulant, la CRE estime à ce stade qu'un terme variable de l'ordre de 0,1 à 0,2 €/MWh reflèterait davantage les coûts que le terme de 0,5 €/MWh proposé par Elengy et Fosmax LNG. Sur la base d'une hypothèse d'utilisation de 600 GWh/j sur l'hiver et en supposant que GRTgaz utilise les services de deux opérateurs, le coût global du dispositif serait de l'ordre de 500 k€.

La CRE regrette que le coût d'une éventuelle prestation de Storengy à GRTgaz pour le gaz circulant ne soit pas connu à ce stade.

**Question 1 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon ? Etes-vous favorable à la commercialisation de 20 GWh/j sous forme de capacités Nord-Sud fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ?**

**Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la poursuite du service de JTS cet hiver ? Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités JTS sur la plateforme PRISMA ?**

**Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud ? Si oui, quelle variante privilégiez-vous ?**

**Question 4 : Avez-vous d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz ?**

## **2) Rabais tarifaire au PITTM Fos**

### **a) Présentation de la mesure envisagée**

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a demandé que soit étudié en Concertation Gaz l'attribution d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos aux quantités de GNL émises au-delà d'un certain seuil.

La mesure a pour objectif de limiter les pics de prix dans le sud. En théorie, le prix du PEG Sud serait alors plafonné au prix du GNL sur le marché mondial diminué du rabais, puisque ce serait la valeur ou le coût d'opportunité du GNL marginal pour les expéditeurs. Aujourd'hui, le prix du PEG Sud est, en théorie, plafonné au prix du GNL sur le marché mondial.

Cette mesure pourrait conduire à augmenter marginalement les quantités de GNL importées dans le sud de la France.

Plusieurs variantes de définition du seuil ont été identifiées et présentées lors de réunions de la Concertation Gaz :

- Variante 1 : seuil individuel calculé à partir des émissions de l'expéditeur sur une période de référence, par exemple les émissions de l'année précédente. Le rabais est octroyé pour chaque expéditeur au-delà de ce seuil ;
- Variante 2 : seuil global calculé par rapport aux émissions globales depuis les terminaux de

Fos sur une période de référence, par exemple les émissions de GNL de l'année précédente depuis les terminaux de Fos. Le rabais est octroyé quand la somme des quantités amenées par les expéditeurs dépasse le seuil, le montant total de rabais étant redistribué aux expéditeurs au prorata de leurs émissions depuis Fos ;

- Variante 3 : seuil individuel fondé sur la proportion moyenne de GNL pour l'approvisionnement du sud de la France (environ 40%). Le seuil par expéditeur serait atteint si les émissions de l'expéditeur au PITTM Fos par rapport aux sorties de gaz de l'expéditeur dans le sud dépassent cette proportion moyenne. Un expéditeur bénéficie donc du rabais si la part de GNL dans son portefeuille est supérieure à la part moyenne de GNL dans l'approvisionnement global de la zone Sud.

Afin de donner de la visibilité aux expéditeurs, le rabais devrait être défini préalablement à l'entrée en vigueur de la mesure. Il devrait être plafonné à l'écart de prix entre les PEG Nord et Sud.

#### **b) Analyse préliminaire de la CRE**

Cette mesure n'a pas pour objectif et ne devrait pas avoir pour effet d'augmenter de manière significative les quantités de GNL dans le sud, faute de quoi le coût global d'approvisionnement en gaz du pays augmenterait. En revanche, une augmentation marginale des quantités importées dans le sud pourrait avoir un effet bénéfique sur le prix de marché au sud, sans conséquence sur le coût global d'approvisionnement.

A ce stade, la CRE n'a pas identifié de solution permettant de mettre en œuvre ce dispositif de manière satisfaisante. Les trois variantes envisagées présentent chacune des inconvénients importants :

La première variante induirait un traitement différencié entre les expéditeurs en privilégiant les expéditeurs qui n'ont pas amené de GNL pendant la période de référence. En outre, des échanges de GNL entre expéditeurs en amont du PITTM avant l'arrivée au terminal ou via des échanges en cuve pourraient conduire à ce que les quantités de GNL fassent l'objet d'un rabais dès le premier kWh importé pour un expéditeur amenant structurellement des quantités significatives de GNL.

La deuxième variante, basée sur un seuil global, permettrait un traitement indifférencié pour l'ensemble des expéditeurs. Néanmoins, les expéditeurs qui ont de faibles capacités d'importation de GNL dans le Sud ne sauraient que tardivement si les émissions totales sur la période sont susceptibles de dépasser le seuil global. Ce dispositif ne donnerait donc pas suffisamment de visibilité aux expéditeurs n'ayant pas de capacités d'importation significatives de GNL.

La troisième variante pour calculer le seuil présente également des difficultés : l'utilisation des sorties de gaz de la zone sud pour définir le seuil pourrait conduire certains expéditeurs à limiter leurs nominations en sortie du réseau de transport via des cessions de capacités ou de droit d'usage. Dans ces conditions, le volume bénéficiant du rabais serait augmenté alors que la situation dans le sud n'aurait pas été améliorée. De plus, au même titre que la variante 1, cette méthode permettrait aux expéditeurs des arbitrages via des échanges de GNL en amont du PITTM.

A ce stade, la CRE n'est donc pas favorable à la mise en œuvre de ce dispositif.

#### Estimation du coût de cette mesure :

Les coûts de cette mesure sont difficiles à estimer, dans la mesure où il est impossible de prévoir la quantité de GNL qui sera effectivement amenée aux terminaux de Fos au-delà du seuil retenu.

A titre d'illustration, si le volume incité était limité à 10 TWh et le rabais unitaire fixé entre 2 et 5 €/MWh, le plafond de coût de la mesure serait compris entre 20 M€ et 50 M€ par an.

Les coûts seraient partagés entre les tarifs de GRTgaz et de TIGF suivant une clé de répartition représentative de leur taille et seraient compensés sur une période d'un an au maximum.

**Question 5 : Etes-vous favorable au principe d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos ? Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en œuvre efficace ? Avez-vous d'autres solutions à proposer ?**



### **3) Rééquilibrage, via des mécanismes de marché, des flux à la frontière espagnole en cas de situation de tension importante dans le sud**

Cette mesure consisterait à rééquilibrer les flux à l'interconnexion entre la France et l'Espagne, via un mécanisme de marché, en cas de tension importante sur le prix du gaz ou sur l'approvisionnement dans le sud de la France.

GRTgaz et TIGF réaliseraient conjointement un appel d'offres, qui pourrait porter sur 2 types de produits ou de prestations :

- rachat de capacité de transport France vers Espagne ;
- engagement de flux Espagne vers France.

A ce stade, la CRE est favorable à la mise en œuvre d'un appel d'offres sous la forme d'un engagement de flux plutôt que sous la forme d'un rachat de capacité.

Le produit demandé pour l'appel d'offres pourrait être un engagement ferme de l'ordre de 50 GWh/j de nomination Espagne vers France tous les jours pendant un mois. Pendant la période où ce dispositif serait activé, ces nominations de l'Espagne vers la France viendraient rééquilibrer partiellement les flux dominants de la France vers l'Espagne. Le flux maximum net de la France vers l'Espagne serait alors de 115 GWh/j au lieu de 165 GWh/j. Cet appel d'offres serait déclenché, sur proposition des GRT et décision de la CRE, en cas d'écarts de prix très élevés entre les prix des PEG Nord et Sud constatés sur les produits *day ahead* et *month ahead*.

#### Estimation du coût de cette mesure :

Les coûts de cette mesure dépendront des conditions de marché dans le sud de la France et en Espagne au moment de la réalisation de l'appel d'offres et sont en conséquence impossibles à évaluer par avance.

La CRE considère à ce stade que ces coûts devraient être plafonnés avant le lancement des appels d'offres. Des prix proposés trop élevés conduiraient donc à déclarer l'appel d'offres infructueux.

A titre d'illustration, sur la base du résultat des enchères de capacités trimestrielles Espagne vers France pour le premier trimestre de 2015, le coût unitaire serait d'environ 2 €/MWh. Un engagement de flux de 50 GWh/j pendant un mois représenterait un volume de 1,5 TWh de gaz, soit un coût global d'environ 3 M€ pour le mois considéré.

Les coûts seraient partagés entre les tarifs de GRTgaz et de TIGF suivant une clé de répartition représentative de leur taille et seraient compensés sur une période d'un an au maximum.

**Question 6 : Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France ? Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif ?**

### **4) Régulation incitative des capacités fermes additionnelles à la liaison Nord-Sud**

Actuellement, GRTgaz restitue l'intégralité des revenus liés au service JTS au marché et à Storengy.

Dans la dernière évolution tarifaire de l'ATRT5 (délibération du 29 janvier 2014), la CRE a introduit une incitation financière à la création de capacités Nord vers Sud fermes additionnelles, qui constitue la seule rémunération de GRTgaz pour le service JTS. Chaque GWh proposé par GRTgaz à la commercialisation (soit par le service JTS, soit sous forme de capacité ferme mensuelle) au-dessus d'un seuil de 3 TWh est rémunéré à 0,2 €/MWh.

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a prévu de renforcer cette incitation en créant un seuil de 5 TWh au-delà duquel chaque MWh serait rémunéré à 0,4 €/MWh.

#### **a) Proposition de GRTgaz**

GRTgaz considère que le système envisagé par la CRE ne permet pas, pour l'année 2014, de couvrir les coûts de compression supplémentaires nécessaires pour proposer le JTS et le changement de clé de répartition entre Cruzy et Castillon.

GRTgaz demande que l'incitation tarifaire débute dès les premiers MWh à 0,2 €, puis que les MWh au-delà de 1,2 TWh soient rémunérés à 0,48 €.

GRTgaz envisage de commercialiser un total de 6 TWh en 2014 (4,8 TWh de JTS et 1,2 TWh de capacité ferme mensuelle Nord-Sud en novembre et décembre). L'application de cette règle génèrerait donc en 2014 un revenu de 2,5 M€ pour GRTgaz, à comparer avec des coûts non couverts par les tarifs ATRT5 en vigueur estimés à 0,7 M€.

Selon GRTgaz, ce revenu potentiel de 2,5 M€ doit permettre la couverture des coûts additionnels liés à la mise en œuvre de ces nouveaux produits (OPEX de compression non couverts estimés à 0,7 M€, mise en place et suivi des contrats avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes, marketing des produits, ...) et constituer pour GRTgaz une incitation financière à développer plus largement ces services

En outre, selon GRTgaz, le niveau de cette incitation serait ainsi comparable à celui de l'incitation mise en place par la CRE pour la vente des capacités sur les autres points d'entrée/sortie sur le réseau principal (50% du revenu régulé des capacités vendues supplémentaires).

#### **b) Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE considère que les coûts de compression supplémentaires supportés par les GRT pour proposer des nouveaux services doivent être couverts.

Si le volume commercialisé en 2014 était effectivement proche de 6 TWh, la règle envisagée dans la délibération du 7 mai 2014 génèrerait un revenu pour GRTgaz de 0,8 M€, supérieur aux coûts de compression non couverts estimés par GRTgaz à 0,7 M€.

La CRE envisage à ce stade de confirmer pour l'année 2014 cette règle, qui couvre les coûts de GRTgaz et crée une forte incitation pour GRTgaz à commercialiser des capacités Nord-Sud supplémentaires.

Le traitement tarifaire de ces services pour l'année 2015 sera défini par la CRE dans le cadre de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2015.

**Question 7 : Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud proposée par la CRE ?**

#### **5) Baisse du tarif des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud**

Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a prévu de diminuer de 1,5 à 1 le multiplicateur entre les produits annuels et mensuels applicable au tarif régulé des capacités mensuels, afin de faciliter les flux du Nord vers Sud même en cas de faible tension sur le marché du sud de la France. En conséquence, le tarif régulé de la capacité quotidienne, égal à 1/30<sup>ème</sup> du tarif de la capacité mensuelle, serait diminué dans la même proportion. La CRE envisage de confirmer cette mesure.

**Question 8 : Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud ?**



## II. Régulation incitative applicable aux projets Val de Saône et Gascogne-Midi

La CRE, dans sa délibération du 7 mai 2014, a retenu le schéma d'investissements associant le projet Val de Saône sur le réseau de GRTgaz et le projet Gascogne-Midi sur les réseaux de GRTgaz et TIGF. Conformément à cette délibération, la CRE mène un audit sur les coûts, les délais et les choix techniques de ces projets, dans l'objectif de définir le budget cible du mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts.

### 1) Les projets Val de Saône et Gascogne-Midi

#### a) Val de Saône

Le projet Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, a fait l'objet d'un débat public du 18 septembre au 18 décembre 2013. A l'issue des études de base qui se sont achevées au premier trimestre 2014, GRTgaz a transmis à la CRE les meilleures estimations dont il dispose sur le budget et le calendrier du projet. GRTgaz prévoit un budget total de 744 M€ et une mise en service fin 2019.

Le budget apparaît en hausse par rapport à l'estimation établie en 2012 et figurant dans la délibération de la CRE du 19 décembre 2013<sup>3</sup> approuvant le programme d'investissements de GRTgaz, qui était de 605 M€.

Sous-projet		M€ courants
Val de Saône	Artère Val de Saône	539
	Interconnexion de Voisines	51
	Interconnexion de Palteau	43
	Interconnexion et compression d'Étrez	108
	Total	<b>744</b>

GRTgaz a informé la CRE des contraintes administratives pesant sur le respect des délais. En effet, en raison de modifications réglementaires du délai d'instruction de l'autorisation ministérielle de construire et d'exploiter et du code forestier, GRTgaz considère que les travaux de pose ne pourront très vraisemblablement pas commencer avant l'été 2018, ce qui impliquerait une mise en service fin 2019.

#### b) Gascogne-Midi

Ce projet, composé d'investissements sur les réseaux des deux opérateurs, a été identifié au cours de l'étude coût-bénéfice sur la création d'un PEG unique en France réalisée par la CRE au second semestre 2013. Il se compose :

- sur le réseau de TIGF, du renforcement de 60 km de canalisations entre Lussagnet et Barran (artère de Gascogne) et de l'adaptation de la station de compression de Barbaïra ;
- sur le réseau de GRTgaz, de l'adaptation des deux stations d'interconnexion de Cruzy et Saint Martin de Crau.

Le budget prévisionnel est de 151,4 M€ pour TIGF et 21,3 M€ pour GRTgaz.

Sous-projet		M€ courants	
Gascogne-Midi	TIGF	Station de compression de Barbaïra	27,1
		Artère de Gascogne (DN 800)	124,3
		Total	<b>151,4</b>
Gascogne-Midi	GRTgaz	Adaptation de la station de Cruzy	7,8
		Inversion de sens à Saint Martin de Crau	13,5
		Total	<b>21,3</b>

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 19 décembre 2013 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2014 de GRTgaz et TIGF ([cliquez ici](#))

TIGF étudie également l'opportunité de réaliser l'artère de Gascogne avec un tuyau en DN 900, au lieu du DN 800. Ce choix technique générerait un surcoût de 13,5 M€ par rapport au budget prévisionnel du projet chez TIGF, portant le coût du projet à 164,9 M€.

TIGF et GRTgaz prévoient que le projet Gascogne-Midi sera mis en service fin 2018.

## **2) Le cadre de régulation incitative défini par les tarifs ATRT5**

La CRE, dans les tarifs de transport de gaz (dits « ATRT5 ») a décidé d'appliquer une prime de rémunération de 300 points de base pendant 10 ans « *aux deux projets majeurs restant à réaliser pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen :*

- *le doublement de l'artère de Bourgogne, qui est un projet nécessaire à la fusion des zones Nord et Sud ;*
- *l'odorisation décentralisée du gaz naturel, permettant un flux physique de gaz de la France vers l'Allemagne ou vers la Belgique. »*

En outre, dans l'objectif d'inciter les opérateurs à maîtriser leurs dépenses pour les projets bénéficiant de la prime de 300 points de base, les tarifs ATRT5 prévoient le mécanisme suivant :

- dans la limite de 110% du budget cible, le GRT est rémunéré pour son investissement au coût moyen pondéré du capital auquel s'ajoute la prime de 300 points de base pendant dix ans ;
- si les dépenses d'investissements sont supérieures à 110% du budget cible, le GRT ne bénéficie plus de la prime de 300 points de base pour la part excédant ce seuil ;
- la part du coût du projet supérieure à 130% du budget cible est rémunérée au taux des immobilisations en cours ;
- si les dépenses d'investissements sont inférieures à 90% du budget cible, le GRT reçoit un bonus correspondant à l'application de la prime de 300 points de base pendant dix ans sur l'écart entre le budget réalisé et 90% du budget cible.

Le budget cible de chaque projet sera déterminé par la CRE après un audit approfondi des coûts présentés par les opérateurs.

## **3) Les modifications du cadre défini par les tarifs ATRT5 envisagées par la CRE**

### **a) Extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône**

L'identification du projet Gascogne-Midi est postérieure à l'entrée en vigueur du tarif ATRT5. Dans la mesure où cet investissement est indispensable, comme le projet Val de Saône, à la création d'un PEG unique en France, la CRE envisage d'appliquer au projet Gascogne-Midi la régulation incitative définie dans les tarifs ATRT5 (prime de 300 points de base, mécanisme incitatif).

<b>Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône ?</b>
---

### **b) Introduction d'une incitation sur les délais de mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi**

Le calendrier présenté par GRTgaz prévoit une mise en service du projet Val de Saône fin 2019. GRTgaz indique qu'il s'agit d'un calendrier raisonnable prenant en compte les délais maximaux des procédures administratives et les risques de climat défavorable. GRTgaz admet qu'une mise en service de Val de Saône en 2018 est possible, sous réserve de facteurs qu'il ne maîtrise pas.

La CRE partage le point de vue de GRTgaz quant au fait que GRTgaz ne maîtrise pas tous les facteurs et qu'il lui est impossible de garantir une mise en service fin 2018. Toutefois, la CRE

considère, après une analyse approfondie des éléments fournis par GRTgaz, que les délais de mise en service du projet dépendent également pour une large part de l'action du GRT. GRTgaz peut notamment agir sur la qualité des dossiers administratifs et des relations avec les administrations en charge du projet, l'organisation des relations contractuelles avec les prestataires choisis, l'augmentation, le cas échéant, de la cadence de pose.

En ce qui concerne le projet Gascogne-Midi, la CRE constate que le calendrier présenté par TIGF est plus optimiste. Le projet est moins complexe que Val de Saône mais il a démarré plus tard. Une mise en service fin 2018 nécessitera, comme pour Val de Saône, la mobilisation de TIGF et de tous les acteurs concernés et pourra induire des surcoûts.

La partie GRTgaz du projet Gascogne-Midi, quant à elle, devrait être mise en service fin 2018 sans difficulté.

Par ailleurs, une mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 plutôt qu'en 2019 apporterait un bénéfice très important au marché français du gaz. A titre d'illustration, si les conditions de marché actuelles se maintenaient, le bénéfice financier apporté par un gain d'un an sur la date de mise en service serait de l'ordre de 300 M€ (70 TWh de gaz supplémentaire transité du nord vers le sud avec un différentiel de prix Nord / Sud de 4 €/MWh). Les gains socio-économiques induits par l'amélioration de la compétitivité des industries gazo-intensives seraient également importants.

Ces bénéfices sont sans commune mesure avec les coûts supplémentaires éventuels auxquels GRTgaz et TIGF pourraient faire face pour accélérer le calendrier du projet.

Au vu de ces éléments, la CRE envisage d'inciter financièrement GRTgaz et TIGF à mettre en service ces investissements en 2018. L'incitation pourrait prendre la forme d'une prime, définie a priori. A ce stade, la CRE envisage une prime de l'ordre de 5 à 10% du gain estimé pour le marché, soit 15 à 30 M€ à partager entre les deux opérateurs au prorata des budgets cibles d'investissements qui seront définis par la CRE.

**Question 10 : Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en service les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu ?**

**Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?**

### III. Synthèse des questions

Question préliminaire : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certains terminaux au nord-ouest de l'Europe ?

Question 1 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon ? Etes-vous favorable à la commercialisation de 20 GWh/j sous forme de capacités Nord-Sud fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour affermir/améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ?

Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la poursuite du service de JTS cet hiver ? Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités JTS sur la plateforme PRISMA ?

Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud ? Si oui, quelle variante privilégiez-vous ?

Question 4 : Avez-vous d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz ?

Question 5 : Etes-vous favorable au principe d'une mise en œuvre d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos ? Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en œuvre efficace ? Avez-vous d'autres solutions à proposer ?

Question 6 : Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France ? Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif ?

Question 7 : Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud proposée par la CRE ?

Question 8 : Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud ?

Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône ?

Question 10 : Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en service les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu ?

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 29 août 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dirgaz.cp1@cre.fr](mailto:dirgaz.cp1@cre.fr) ;
- 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 votre réponse soit considérée comme **confidentielle ou anonyme**. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.