

## **Objet : Réponse à la consultation publique de la CRE relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés**

**Question 1** Considérez-vous que la CRE a appréhendé les grands enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel à l'horizon 2020 ?

TIGF considère que les principaux enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel ont globalement été abordés par la CRE, notamment

- La création d'une **zone de marché unique en France fin 2018** :  
L'expérience acquise avec la Trading Region South (TRS) en 2015 doit permettre aux acteurs français d'étendre ce concept novateur et désormais éprouvé à l'échelle de la France, et de créer une Trading Region France (TRF) efficiente, tout en maîtrisant les impacts de cette évolution sur les tarifs de transport gazier.
- La **transition énergétique** :  
TIGF soutient le fait qu'il est crucial de bien prendre en considération l'enjeu de la transition énergétique et de mettre en place, par l'intermédiaire du prochain tarif ATRT6, les leviers permettant au gaz d'y jouer un rôle clé.

En revanche, la mise en place de la **régulation des stockages au 1<sup>er</sup> avril 2017**, soit au démarrage de la prochaine période tarifaire, n'est pas évoquée alors qu'il s'agit d'un évènement majeur dans l'organisation du marché gazier français. Le mécanisme retenu par les autorités gouvernementales (enchères et éventuelle compensation via le tarif transport) pourrait, s'il n'est pas implémenté de façon équilibrée, entraîner des montants importants à compenser par le tarif transport et donc directement par le consommateur final.

Par ailleurs, TIGF soulève un point d'attention sur l'état des **souscriptions de long terme (post-2023)**. Si les souscriptions de capacités durant la période ATRT6 sont à un niveau élevé, ces dernières diminuent de manière substantielle durant la période suivante. TIGF alerte sur l'importance de tenir compte de cette situation dès l'élaboration des tarifs ATRT6 en s'assurant notamment de l'attractivité des termes tarifaires susceptibles de concentrer des souscriptions de moyen à long-terme.

**Question 2** : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6 ?

Le calendrier proposé par la CRE contraint les GRTs à proposer des trajectoires de couts moyens terme en dehors de leurs processus financiers internes.

De plus, ces trajectoires seront soumises à des audits de la CRE qui, pour être efficaces, doivent permettre aux opérateurs de produire tous les éléments complémentaires demandés dans **des délais raisonnables**.

**La deuxième consultation publique** de la CRE pourrait donc être **décalée à septembre** afin de permettre un meilleur déroulement des différentes étapes.

**Question 3** Etes-vous favorable à un maintien du calendrier de l'ATRT5, soit une évolution du tarif de transport au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, assortie d'une bonne visibilité sur l'évolution du tarif aux interconnexions pour l'ensemble de la période tarifaire ATRT6 ?

TIGF est favorable au maintien du calendrier de l'ATRT5 prévoyant une **évolution du tarif de transport au 1<sup>er</sup> avril de chaque année**. En effet, ce calendrier permet notamment de maintenir la synchronisation du calendrier tarifaire avec le calendrier des souscriptions de capacités de stockage.

Le décalage de la date d'entrée en vigueur du tarif ou de la date des mises à jour tarifaires, à octobre par exemple, conduirait à modifier de nombreux processus internes actuellement en place au sein des GRT au détriment de la qualité des prévisions de charges.

Par souci de simplicité et d'efficacité, **TIGF souhaite maintenir, pour l'ATRT6, le calendrier tarifaire actuel** et en parallèle se prononce en faveur de la publication d'une trajectoire d'évolution des termes tarifaires aux PIR sur l'ensemble de la période tarifaire.

A ce titre, TIGF considère **qu'une trajectoire d'évolution basée sur une hypothèse d'inflation normative** constituerait une solution satisfaisante car elle aurait l'avantage d'offrir **un horizon de visibilité de 4 ans aux expéditeurs** désireux de construire des schémas d'approvisionnement de moyen-terme. Cette solution a le mérite de donner de la **visibilité** au marché tout en donnant les moyens aux opérateurs de réaliser leurs trajectoires de façon optimale.

**Question 4** Etes-vous favorable à une évolution annuelle des tarifs ATRT6 ainsi qu'à une évolution spécifique du niveau des termes tarifaires à la date de la création de la zone unique ?

TIGF est favorable à une évolution spécifique du niveau des termes tarifaires **à la date de la création de la zone unique** sous réserve que cette dernière ne génère pas de discontinuité forte des différents termes tarifaires (cf réponse à la question 30).

TIGF considère, en outre, qu'il est nécessaire de maintenir **une fréquence annuelle des mises à jour tarifaires**.

En effet, TIGF constate l'existence **d'incertitudes croissantes** sur différents éléments de coûts et de revenus qui justifient de ne pas diminuer cette fréquence de mise à jour :

- Incertitudes croissantes sur les **prix de l'énergie et du CO<sub>2</sub>**, aujourd'hui couverts seulement partiellement au travers du CRCP ;
- Incertitudes sur les **réservations de court-terme aux PIR**, dues notamment à l'incertitude sur les parts relatives du gaz pipe et du GNL dans l'approvisionnement européen ;
- Incertitudes liées à l'introduction du futur terme de **compensation stockage** facturé par les GRT à leurs expéditeurs.

**Question 5** Quel est votre retour d'expérience sur le tarif ATRT5 ? Partagez-vous le bilan dressé par la CRE ? Etes-vous favorable aux orientations proposées par la CRE concernant le cadre de régulation pour la période ATRT6 ?

TIGF souhaite partager différentes observations sur le tarif ATRT5 et orientations pour la période ATRT6.

TIGF est globalement **favorable aux orientations proposées par la CRE pour l'ATRT6**, d'autant qu'elles conduisent à une stabilité du cadre de régulation par rapport à l'ATRT5. La stabilité du cadre réglementaire est une attente du marché et contribue à lui apporter de la visibilité.

Cependant :

- TIGF souligne la difficulté rencontrée par les GRT à prévoir le **niveau des souscriptions de court-terme et les dépenses d'énergie**. Cette difficulté se traduit par une forte variabilité du CRCP.
- TIGF considère que le **mécanisme d'incitation à la qualité de service** est performant mais gagnerait à être **simplifié** pour l'ATRT6, au travers notamment de la réduction du nombre d'indicateurs.
- Concernant la **régulation incitative des investissements** :
  - L'ATRT5 a déjà introduit des mécanismes de régulation incitative sur les investissements. Les principes retenus reconnaissent la **spécificité des investissements sur le réseau de transport**
  - De plus, TIGF demande que les investissements lancés durant la période ATRT5 **conservernt le taux de rémunération dans lequel ils ont été décidés** (non rétroactivité du taux de rémunération), sans quoi leur business plan s'en trouverait modifié
  - Enfin, TIGF souligne l'importance d'introduire dans la régulation incitative des investissements une **incitation réelle à effectuer des investissements destinés à favoriser la place du gaz dans le mix énergétique**.
- TIGF a largement optimisé les leviers maîtrisables du poste énergie au cours de l'ATRT5. Ce poste reste très dépendant des flux de gaz dont la volatilité est difficilement prévisible par les opérateurs.
- TIGF considère que l'incertitude sur l'évolution de la réglementation fiscale fait peser un risque non maîtrisable aux opérateurs
- L'application de la hausse tarifaire uniquement à partir du 1<sup>er</sup> avril entraîne **un décalage de perception des revenus** pour le 1<sup>er</sup> trimestre de chaque année. A ce stade, les opérateurs n'ont aucune visibilité sur la date de recouvrement de ces revenus.

**Question 6** La non-reconduction de la bonification de 300 points de base pour la période ATRT6 vous paraît-elle désormais souhaitable ?

TIGF considère qu'il serait **inopportun de limiter, par principe**, l'intérêt de nouveaux investissements.

En effet, TIGF souligne que certaines situations, qu'elles soient liées au marché ou à la sécurité d'approvisionnement européen, aujourd'hui non prévisibles, pourraient nécessiter de nouveaux investissements. Considérant qu'il serait aventureux de préjuger de l'absence de besoins futurs de nouvelles capacités, TIGF considère qu'il n'est pas souhaitable d'exclure, par principe, la possibilité d'introduire des incitations à l'investissement du même type que celles de l'ATRT5.

TIGF considère ainsi qu'une décision **au cas par cas** sur l'application, ou non, du mécanisme d'incitation à chaque investissement constitue une solution adéquate, permettant de se prémunir contre toute évolution impactant par exemple la sécurité d'approvisionnement.

De surcroît, TIGF insiste sur l'importance de proposer une incitation aux investissements en faveur du développement de l'usage du gaz « vert » : relais de croissance de la consommation (GNC, bio-GNC), injection de bio-méthane dans les réseaux, etc. TIGF considère qu'un mécanisme de régulation incitative favorisant de nouveaux raccordements serait une innovation opportune.

**Question 7** Etes-vous favorable à l'étude de la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ?

Le dispositif proposé par la CRE s'applique de façon beaucoup moins pertinente à un GRT possédant un réseau de transport de taille limitée avec des **investissements spécifiques**, qu'à un GRD ayant des travaux beaucoup plus standardisés sur une plus large assiette lui permettant un foisonnement (ex du compteur intelligent Gazpar). TIGF estime donc que **la notion de coût unitaire moyen n'est pas adaptée**.

En effet, pour être pertinent, le mécanisme se devrait d'être suffisamment complexe pour refléter les coûts spécifiques à un grand nombre de situations particulières. Par ailleurs ces situations particulières se doivent d'être suffisamment répétitives pour assurer une crédibilité statistique. Une telle complexité engendrerait notamment des coûts de mise en œuvre et de contrôle élevés.

A l'inverse, un mécanisme trop simple aurait pour conséquence de créer un certain nombre de biais. En effet, un tel mécanisme conduirait, en tendance, à une priorisation des investissements dont les coûts seraient inférieurs aux coûts unitaires. La mise en œuvre d'un tel mécanisme introduirait un biais non technique dans les choix d'investissements.

La mise en place d'un tel mécanisme n'est pas appropriée pour les GRTs. TIGF s'interroge sur les éventuels **risques** que le mécanisme pourrait engendrer, **notamment en matière de sécurité**.

Les mécanismes d'incitation actuels, ciblant les investissements d'un certain montant et tenant compte de la nature des projets, reflètent le caractère spécifique de l'activité transport.

Par ailleurs, TIGF rappelle que tous les investissements des GRTs sont **préalablement validés par la CRE** qui a également la possibilité, à postériori, de réaliser des **audits** afin de juger de **l'efficacité des dépenses** engagées par les opérateurs.

**Question 8** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

**TIGF n'est pas favorable** à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant à la maîtrise des charges de capital sur les actifs « hors réseaux » tel que proposé par la CRE.

Dans le cas de TIGF, le mécanisme proposé ne serait pertinent ni pour l'immobilier de par la consistance du marché immobilier dans la région d'exploitation de TIGF, ni pour les véhicules car ceux-ci sont d'ores et déjà loués.

Concernant les Systèmes d'Information, TIGF ne partage pas l'appréciation de la CRE selon laquelle il s'agirait d'une activité « hors réseau ». En effet, l'usage des systèmes d'information est inhérent à l'activité de gestion des réseaux de Transport de gaz. **Les systèmes d'information (SI) constituent une activité cœur de métier des GRT :**

- Ils servent à surveiller, exploiter, piloter le réseau
- Ils sont encadrés par des contraintes réglementaires qui imposent des niveaux de sûreté et de sécurité spécifiques
- leur efficacité est mesurée par plusieurs indicateurs de qualité de service

- Dans le cadre de la **création du marché gazier européen**, leur périmètre évolue de façon continue pour, au-delà du transport du gaz, développer l'activité de fourniture d'information (données de comptage, équilibrage, transparence, REMIT, etc...)

TIGF considère qu'il ne serait pas pertinent d'imposer une trajectoire sur 4 ans au domaine des systèmes d'information dont les **évolutions technologiques et de coûts sont difficilement prévisibles** sur un horizon de 4 ans. Les coûts des systèmes d'information évoluent rapidement, tout comme **les besoins des utilisateurs**. TIGF juge que la fixation d'une trajectoire de charges sur 4 ans poserait des problèmes de manœuvrabilité et d'adaptabilité des SI et rigidifierait les conditions de leur utilisation. TIGF considère donc que le mécanisme proposé par la CRE pourrait fortement **dégrader les conditions d'accès au réseau des expéditeurs en ne permettant pas à TIGF de s'adapter aux meilleurs standards de la profession**.

**Question 9** Avez-vous d'autres propositions à formuler concernant l'évolution de la régulation incitative des investissements de GRTgaz et de TIGF ?

TIGF juge qu'une régulation incitative des investissements basée sur la réalisation **d'audits** est plus adaptée.

**Question 10** Etes-vous favorable à l'introduction pour GRTgaz et TIGF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D et non utilisées par les opérateurs seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

**TIGF est favorable à l'introduction d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D.** Cependant, TIGF souligne que le dispositif proposé n'a, à ce stade, aucun caractère incitatif pour les GRT. Le mécanisme proposé par la CRE incite les GRT à maîtriser leurs coûts d'investissement mais non à investir effectivement.

TIGF constate l'existence en Europe, de mécanismes d'incitation en faveur d'investissements dans de nouvelles technologies, et dont pourrait s'inspirer la CRE.

A titre illustratif, en Italie un système de CMPC bonifié a été mis en place pour le GRT d'électricité Terna pour des investissements dans de nouvelles technologies de stockage d'électricité. Ces investissements bénéficient d'une prime de 200 pdb pour une période de 12 ans. Cette augmentation du taux de rémunération est justifiée par le régulateur par le haut niveau technologique des moyens de stockage de l'électricité et par le niveau de risques associé à leur mise en œuvre.

TIGF considère qu'un mécanisme du même type que celui existant en Italie inciterait les GRT à jouer ce qui devrait être leur véritable rôle dans la **promotion du gaz** dans la transition énergétique.

**Question 11** Que pensez-vous de la mise en place d'un suivi annuel des projets de R&D des GRT ?

Dès lors qu'un mécanisme incitatif serait mis en place pour les projets de R&D, il est normal que la CRE introduise un suivi annuel des projets.

**Question 12** Etes-vous favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service ?

**TIGF est favorable au maintien** d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service. Ce dispositif permet en effet d'améliorer en continu les performances des GRT et la transparence des flux sur les réseaux, au bénéfice des expéditeurs.

Néanmoins, il semblerait judicieux de **rationaliser le nombre d'indicateurs** afin de se concentrer sur les indicateurs les plus pertinents qui ont une réelle valeur ajoutée pour les utilisateurs du réseau de transport.

**Question 13** Etes-vous favorable à la suppression des trois indicateurs portant sur les délais de réalisation des raccordements, le nombre de réclamations et les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PTD ?

**TIGF est favorable** à la suppression de ces indicateurs bien maîtrisés par les GRT.

TIGF précise que ces indicateurs pourront être réintroduits en cas de nécessité.

**Question 14** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des 5 données les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs ?

TIGF souligne le fait que la CRE envisage d'introduire un nouvel indicateur ne portant pas sur l'activité de transport gazier mais bien sur **l'activité purement informatique** de publication de données. Cette orientation illustre à nouveau que la gestion des systèmes d'information ne devrait pas être dissociée des activités cœur de métier et caractérisée comme étant « hors réseau ».

**Question 15** Etes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur de qualité de service portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, ou préférez-vous que l'indicateur actuel soit maintenu, en détaillant les résultats par point ?

TIGF est favorable à ce que les expéditeurs expriment leurs préférences à ce sujet mais alerte la CRE sur la nécessité de **ne pas multiplier le nombre d'indicateurs**.

Concernant l'indicateur proposé portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, TIGF considère que ce dernier est moins précis et traduit moins finement le niveau réel de disponibilité des capacités que l'indicateur actuel portant directement sur le taux de disponibilité des capacités.

Par conséquent, **TIGF est favorable au maintien de l'indicateur actuel**.

**Question 16** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes ? Sur quels points des réseaux de GRTgaz et de TIGF une incitation financière vous paraît-elle la plus pertinente ?

TIGF souhaite alerter la CRE sur le fait qu'il ne dispose pas de l'ensemble des leviers nécessaires pour gérer la disponibilité de ses propres capacités. En effet, selon les mécanismes de fonctionnement de la TRS retenus par la CRE, **certaines maintenances réalisées sur le réseau de GRTgaz impactent directement la disponibilité des capacités sur le réseau de TIGF**.

Il ne serait donc pas acceptable pour TIGF de se voir facturer un bonus ou un malus pour des niveaux de disponibilité de capacités qui ne dépendent pas exclusivement de ses actions.

TIGF n'est donc pas favorable à l'introduction d'une incitation financière sur ce sujet.

Par ailleurs, TIGF rappelle une nouvelle fois que **les maintenances ont trait à la sécurité** du réseau et estime que relier les maintenances à une incitation financière n'est pas compatible avec les obligations de service public d'un opérateur prudent et efficace.

**Question 17** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur les prévisions non-engageantes de maintenance ?

TIGF rappelle à la CRE que la notion de maintenance non engageante ne correspond pas à ses propres méthodes de définition des **programmes de maintenance qui sont, par construction, engageants**.

Néanmoins, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2016, TIGF publiera, à la demande de la CRE (délibération du 15 décembre 2015) des programmes de maintenances non-engageantes. Ces programmes ne seront en fait que les reprises des publications de GRTgaz selon les principes de fonctionnement de la TRS (report des maintenances à l'interface TIGF-GRTgaz sur les points de sortie de TIGF).

TIGF ne saurait donc être incité financièrement sur cet indicateur.

**Question 18** Souhaitez-vous que soit supprimé le mécanisme existant de régulation incitative à la commercialisation des capacités ou préférez-vous que le taux de couverture au CRCP des recettes afférentes soit porté à 80% ?

L'application du **code de réseau CAM** et l'usage de la plateforme **Prisma** suppriment pour les opérateurs tout levier d'optimisation des souscriptions de capacités sur leurs réseaux amont.

Par conséquent, il paraît justifié de tenir compte de cette situation dans **le niveau de couverture au CRCP** des recettes de souscriptions de capacités sur le réseau amont.

Pour autant, TIGF souhaite que les GRT soient incités à développer les flux et les volumes consommés à partir de leurs réseaux. A ce titre, TIGF juge qu'il est important de compenser le recul de la marge de manœuvre des GRT sur leur réseau amont par une responsabilisation accrue quant à l'augmentation de leurs débouchés sur les réseaux aval : e.g. développement du GNC, soutien aux projets d'injection de bio méthane sur les réseaux, etc.

TIGF propose en conséquence, **d'introduire un mécanisme d'incitation à l'investissement en faveur du développement de l'usage du gaz sur le réseau aval**.

**Question 19** Etes-vous favorable à la péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF, dans les conditions envisagées par la CRE ?

**TIGF est favorable à la péréquation** des termes tarifaires

- des capacités d'entrées aux PITM, aux PIR, et aux points de sortie du réseau principal
- des capacités sur les réseaux régionaux, car cela permet de traiter de manière équitable l'ensemble des consommateurs français de gaz,
- des capacités d'entrée et de sortie aux **PITS** sur l'ensemble des zones GRTgaz et TIGF.

Cette péréquation s'accompagnera certainement de **versements inter-opérateurs** pour assurer la cohérence entre le revenu autorisé et les recettes de souscriptions de chacun des opérateurs. Ce type de versement est déjà en place entre TIGF et GRTgaz pour les premiums d'enchères PRISMA et les revenus de l'activité sur la place de marché TRS.

TIGF s'inscrit toutefois en **opposition** quant à la proposition de la CRE de « déformer » la péréquation réalisée aux niveaux des **PITS** des réseaux de GRTgaz et de TIGF.

TIGF considère en effet comme inacceptable **le traitement différencié des PITS** entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz.

En effet, TIGF constate qu'à l'exception des PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, les **capacités aux PITS en zones GRTgaz sont fermes**.



TIGF appuie cette observation sur une étude commandée au **cabinet Pöyry en mars 2016** à qui elle a demandé de vérifier si ses recommandations de 2012 étaient

- toujours valides aujourd'hui, après la mise en place de la TRS,
- bien appliquées dans les tarifs 2016,
- applicables à l'avenir dans le cadre de la TRF.

**Les conclusions de l'étude de Pöyry** sont reportées ci-dessous. L'étude complète est jointe à la réponse de TIGF.

## Synthèse

<b>Principales conclusions de l'étude menée par Pöyry pour la CRE en 2013*</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La différence de service entre les deux GRT réside dans <b>la fermeté des capacités</b></li> <li>▪ Au regard de la pratique en France et en Europe, nous proposons de prendre en compte un facteur tarifaire entre GRTgaz et TIGF de 1,33 à 2 (<b>1,33 retenu par la CRE</b>)</li> <li>▪ Les interruptions de capacité en zone GRTgaz sont un problème majeur soulevé par les expéditeurs: la fréquence d'interruptions de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique pour l'année calendaire 2012</li> </ul>
<b>Délibération tarifaire de la CRE de décembre 2015</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La structure tarifaire de GRTgaz sépare clairement les capacités aux PITS climatiques (Nord et Sud Atlantique) de celles fermes (autres)</li> <li>▪ Les tarifs pour avril 2016 montrent une incohérence entre les opérateurs et entre les ratios de tarifs de capacité ferme/climatique, en contradiction avec les principales conclusions du rapport de 2013*</li> <li>▪ Par ailleurs, cette tarification induit des écarts importants d'attractivité et de compétitivité entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS</li> </ul>
<b>Mise à jour de l'analyse des interruptions aux PITS de GRTgaz et TIGF</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En 2015, les interruptions coté GRTgaz perdurent pour Nord et Sud Atlantique, essentiellement pour des raisons de climaticité, les autres PITS sont relativement fermes</li> <li>▪ Par ailleurs, le PITS TIGF a connu en 2015 des interruptions de capacité (29% des jours à l'injection), à des niveaux similaires au PITS Nord Atlantique</li> <li>▪ Ces interruptions, ont été, pour l'essentiel, dues à des travaux à la frontière GRTgaz-TIGF, et aux reports des interruptions aux points de sortie du réseau de TIGF, compte-tenu de la TRS (disparition du PIR Midi commercial)</li> </ul>
<b>Conclusions</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Un rééquilibrage tarifaire aux PITS est dès à présent nécessaire, afin de tenir compte du service rendu aux expéditeurs dans la TRS et des éléments présentés dans cette étude</li> <li>▪ Ce rééquilibrage permettrait de créer les conditions d'une compétition équitable entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS</li> <li>▪ Dans le cadre de la future TRF, une péréquation complète des tarifs aux PITS est souhaitable, avec une application d'un ratio climatique/ferme si des congestions subsistent</li> </ul>

\* Etude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz, octobre 2013



COPYRIGHT@PÖYRY

2

## L'étude de Pöyry

- **contredit l'analyse de la CRE** qui justifie la péréquation des termes aux PITS entre les deux zones de GRTgaz par « des caractéristiques d'interruptibilité similaires ». Au regard du nombre de jours d'interruption des capacités fermes souscrites au niveau de chaque PITS des deux zones, Pöyry démontre qu'il n'est pas possible de considérer que l'ensemble des PITS en zones GRTgaz offrent le même niveau de fermeté.
- Remet en cause le caractère ferme du PITS de TIGF qui depuis la mise en œuvre de la TRS affiche des interruptions dues au report en zone TIGF de maintenances de GRTgaz.

## En conséquence

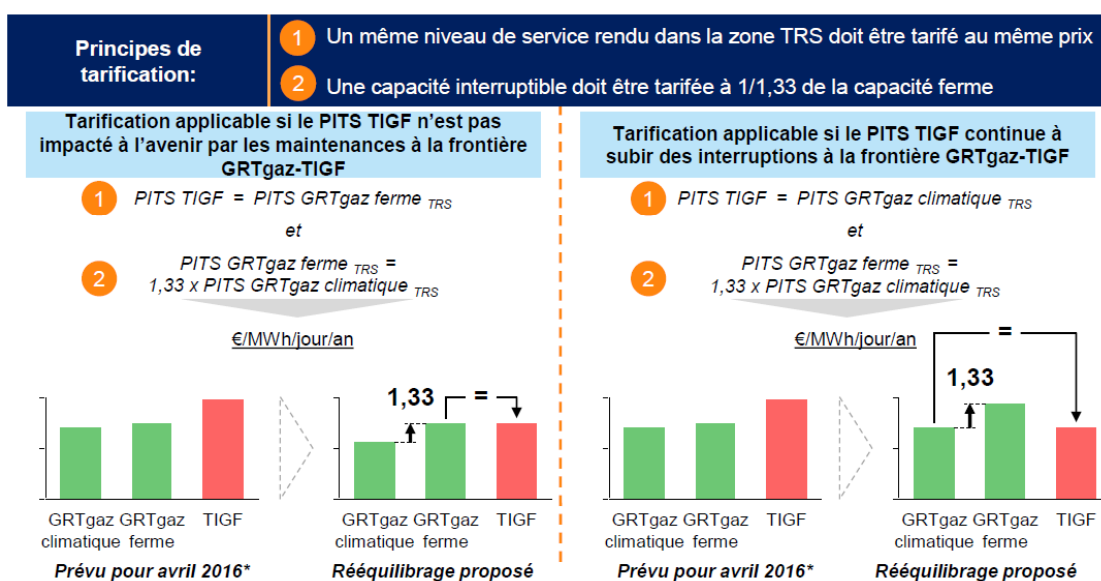
- le facteur multiplicatif actuel de 1,33 que la CRE envisage de maintenir entre les tarifs aux PITS TIGF et les PITS de GRTgaz n'est plus justifiable par une différence de service,



- Le facteur de 1,33 reste applicable entre les PITS fermes et les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique,
- L'alignement des PITS de TIGF sur les PITS ferme de GRTgaz apparait comme le rapprochement minimum à effectuer. Au vu de la disponibilité effective pointée par Poyry, un traitement spécifique des PITS de TIGF, se rapprochant du climatique de GRTgaz pourrait même être envisagé.

## Conclusions

**Un rééquilibrage tarifaire aux PITS est dès à présent nécessaire, afin de tenir compte du service rendu aux expéditeurs dans la TRS et des éléments présentés dans cette étude**



\* Selon la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 décembre 2015

Dans le contexte de régulation des stockages par vente aux enchères des capacités, les termes tarifaires aux PITS limiteront la valeur marché de ces capacités. En effet, les expéditeurs intègrent ce coût dans leur valorisation des produits de stockage.

De plus, une différenciation des tarifs aux PITS entre TIGF et GRTgaz pourrait créer un phénomène de discrimination entre les offres de stockage de TIGF et de STORENGY. Cette distorsion de concurrence pourrait être très importante si le prix de réserve des enchères était fixé à des niveaux bas, accentuant le poids relatif du PITS. Lors du premier atelier organisé par la CRE le 15 mars 2016, les expéditeurs ont largement soulevé cette problématique.

TIGF souhaite que ce point soit traité dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRT6.

**Question 20** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner la répartition des recettes et des charges sur les réseaux amont et aval ?

Sous réserve de péréquation des termes tarifaires d'entrée aux PIR et aux PITTM, des termes tarifaires entrée/sortie aux PITS et des termes tarifaires des points de sortie du réseau principal, TIGF est favorable à l'alignement de la répartition entre réseau amont et aval des recettes des GRTs sur la répartition de leurs charges **en cohérence avec le Code de Réseau Tarif**.

TIGF souligne que cette mesure aurait pour impact d'abaisser le niveau des termes tarifaires sur le réseau amont des GRT, et donc de **renforcer l'attractivité du réseau pour l'ensemble des fournisseurs**. TIGF ajoute que cela permettrait dans le même temps d'améliorer la sécurité d'approvisionnement du territoire.

Dans sa simulation tarifaire, TIGF a porté à 55% la part de son revenu généré par les souscriptions relatives au réseau principal, au lieu de 60% actuellement.

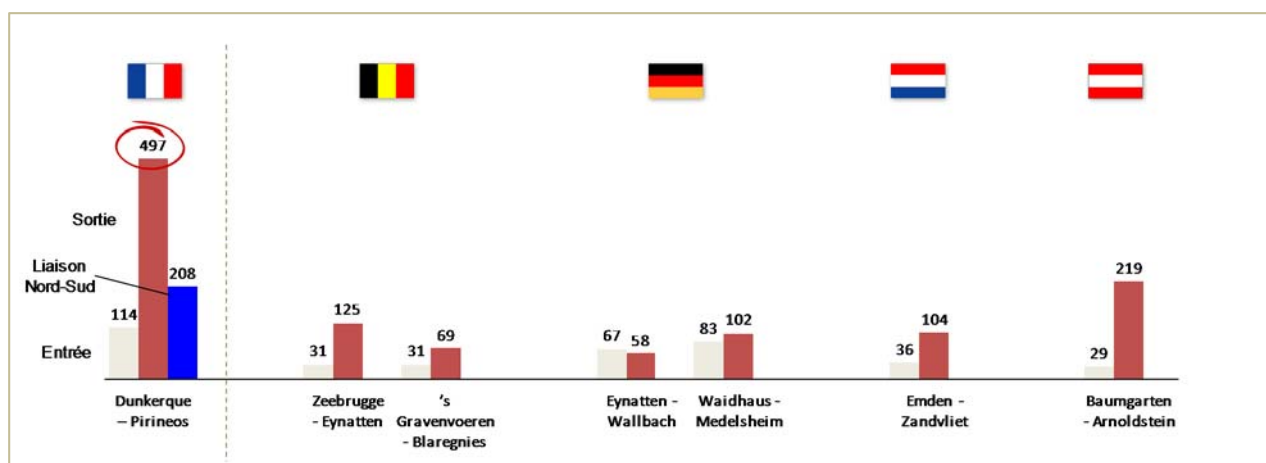
**Question 21** Etes-vous favorable à une stabilité de la répartition des recettes des GRT entre les entrées et les sorties du réseau principal ?

Comme le préconise la CRE, **TIGF est favorable à une stabilité** de la répartition des recettes des GRT entre les entrées et les sorties du réseau principal (les entrées représentent 35% des recettes en 2016, contre 65% pour les sorties).

TIGF considère qu'imposer un équilibre à 50/50 entre les recettes au titre des points d'entrée et de sortie reviendrait cette fois à **dégrader fortement l'attractivité des réseaux amont de TIGF et de GRTgaz**. En effet, rééquilibrer les recettes entrée / sortie conduirait à augmenter fortement le niveau des termes tarifaires des points d'entrée sur les réseaux amont, au risque de pénaliser, voire réduire, les importations de gaz et de GNL sur le territoire national.

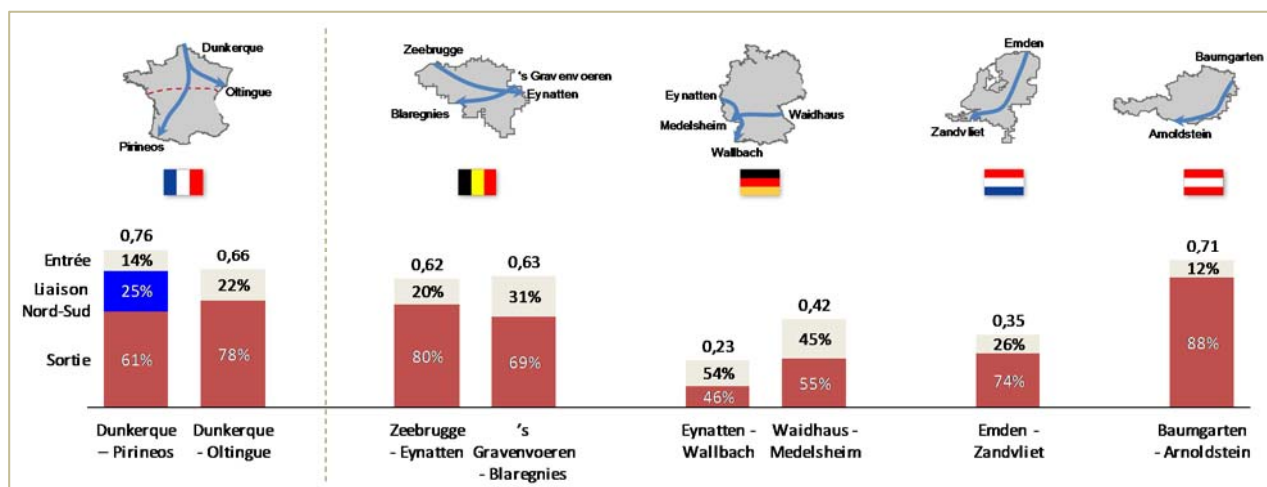
**Question 22** Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour refléter les coûts du transit vers l'Italie et l'Espagne ?

TIGF rappelle que le tarif actuel à Pirineos (~497 €/MWh/j/an) **n'a aucun équivalent à l'échelle européenne**, les tarifs aux points d'interconnexion dépassant rarement 200 €/MWh/j/an.



*Tarifs d'entrée et de sortie appliqués aux transits dans 5 pays européens (tarifs 2016 en €/MWh/j/an) – Source : grilles tarifaires des GRT*

De plus, **les coûts actuels des transits** sont, comme indiqué par la CRE et comme le montre la figure ci-dessous, **parmi les plus élevés d'Europe**.



*Comparaison des coûts des transits par kilomètre dans 5 pays européens (tarifs 2016 en €/MWh/j/an par kilomètre parcouru)  
– Source : grilles tarifaires des GRT*

TIGF souligne que le fait d'abaisser le coût des transits vers l'Espagne et l'Italie permettrait de renforcer l'attractivité du réseau amont de GRTgaz et de TIGF.

TIGF considère qu'un PIR Pirineos tarifé à ~700 €/MWh/j/an aurait plusieurs effets négatifs :

- La zone TIGF deviendrait une voie sans issue pour le gaz.
- Le PIR Pirineos deviendrait une barrière qui limiterait, à termes, les échanges avec l'Espagne. Ce risque est d'autant plus important au regard du niveau relativement faible des souscriptions de capacités de long-terme au PIR Pirineos au-delà de la période tarifaire ATRT6.
- En particulier, imposer un tarif à 700 €/MWh/j/an à Pirineos reviendrait à considérer que l'ensemble des flux à Pirineos sont effectués au titre du transit. En effet, un tel tarif découragerait très fortement un expéditeur espagnol souhaitant s'approvisionner sur le marché de gros français. **Par conséquent**, le niveau tarifaire proposé par la CRE ne favoriserait pas la création d'un marché européen intégré du gaz, tel que défini dans le **Gas Target Model** élaboré par l'ACER, en limitant l'accès de la péninsule ibérique, en forte croissance (environ +2% à +4% par an d'ici 2024), au marché français.

**Question 23** Etes-vous favorable à l'imputation d'une partie des coûts relatifs à la création de la zone unique aux points d'entrée du réseau de transport ou uniquement sur les points de sortie du réseau principal ?

TIGF est favorable à l'application des principes de définition des tarifs prescrits dans le **Code de Réseau Tarif**, qui conduirait à

- Ne pas creuser l'écart des recettes générées par les entrées et les sorties
- Reporter les coûts relatifs à la création de la zone unique sur l'ensemble des points du réseau amont
- Limiter au maximum la variation des différents termes tarifaires.

De plus, la hausse des termes tarifaires du réseau amont serait également modérée par un rééquilibrage progressif des recettes et des dépenses entre les réseaux amont et aval, le réseau aval se voyant par conséquent mécaniquement alloué une partie des coûts liés à la suppression de la liaison Nord-Sud.

**Question 24** Etes-vous favorable à une évolution des tarifs aux PITS dans la même proportion que pour les autres termes d'entrées et de sortie du réseau principal ?

En cohérence avec la réponse à la question 23, TIGF considère que les termes tarifaires au PITS devraient suivre la même évolution que ceux des autres points du réseau amont, de manière à ne pas altérer la compétitivité des stockages.

Pour ce qui est des niveaux tarifaires aux PITS : cf question 19

**Question 25** Etes-vous favorable à une prise en compte de la création de la zone unique dans le tarif ATRT6 au moment de cette création ou souhaitez-vous une évolution progressive ?

TIGF est favorable à une prise en compte de la zone unique au moment de sa création et demande que les évolutions tarifaires adoptées ne créent pas de discontinuités importantes des différents termes impactés.

TIGF présentera dans son dossier tarifaire une proposition tarifaire correspondant à ces positions.

**Question 26** Etes-vous favorable à une refonte des NTR ?

TIGF n'est pas opposé à la refonte des NTR afin de pallier la tarification élevée des clients situés à une distance importante du réseau.

TIGF considère que limiter le nombre de NTR permettrait de préserver la compétitivité du gaz naturel face aux solutions d'approvisionnement par GNL porté.

**Question 27** Etes-vous favorable aux principes de refonte des NTR proposés par la CRE ?

TIGF est favorable aux principes généraux de

- Mettre à jour les NTR :  
La base des NTR tarifaires de TIGF date de 2004. N'ayant pas intégré les évolutions du réseau (canalisations nouvelles ou abandonnées) depuis, elle contient aujourd'hui quelques incohérences. La mise à jour des NTR est donc une occasion de repartir d'une base saine pour l'ATRT6.
- Limiter l'éventail des NTR :  
Cette mesure permettra de répartir plus équitablement les charges sur les points de livraison et de limiter l'impact des variations tarifaires sur les plus éloignés d'entre eux du réseau principal. Dans cette optique, TIGF se prononce en faveur d'une répartition des NTR de 0 à 8 plutôt que de 0 à 12.

En vue d'implémenter ces évolutions, TIGF a fait plusieurs simulations sur sa base de données, de manière à trouver la méthode de répartition optimale des points de livraison sur les NTR.

Cet exercice a été effectué dans le respect des principes d'attribution des NTR que TIGF applique et auxquels elle est attachée : une attribution en fonction de la distance au réseau principal et du diamètre des canalisations. Ces deux paramètres reflètent les coûts d'acheminement vers les points de livraison alimentés, et leur conjugaison apparaît donc comme une bonne pratique.

Les résultats de ces analyses démontrent que l'évolution des NTR aura un impact sensible sur le tarif d'acheminement sur le réseau régional. Cet écart sera compris entre environ 10% et 20% à l'échelle de TIGF, en fonction de la décision de la CRE d'appliquer ou non les hausses de NTR résultant du calcul.

**Question 28** Partagez-vous la préférence de la CRE pour la méthode 3 « recalcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal, en excluant les hausses de NTR »?

TIGF partage l'avis de la CRE sur le choix de la méthode de re-calcul des NTR, tout en indiquant à nouveau sa préférence, pour sa zone, pour un calcul basé sur la distance **et le diamètre des canalisations**.

TIGF considère comme important d'exclure ou de limiter les hausses de NTR afin de s'assurer de l'acceptabilité par les clients des nouveaux tarifs.

**Question 29** Préférez-vous que le NTR maximal soit fixé à 8 ou bien à 12 ?

TIGF n'a pas de préférence forte sur ce sujet mais se positionnerait plutôt en faveur d'un NTR maximal fixé à 8 dans l'optique de préserver la compétitivité du gaz face aux solutions de GNL porté.

**Question 30** Avez-vous d'autres remarques concernant la révision des NTR à l'étude ?

TIGF n'a pas d'autres remarques à ce sujet.

**Question 31** Etes-vous favorable à la répercussion du transfert des charges « 3R » sur le terme de capacité de livraison aux PITD ?

TIGF a analysé les effets d'un transfert dans ses charges, des redevances d'exploitation et d'entretien du raccordement aujourd'hui facturées aux GRD. Les autres types de redevance ne sont pas concernés par ce transfert.

Ce transfert entrainerait un TCL (terme de capacité de livraison) de  $33,84 + 13,18 = 47,02$  €/MWh/j par an, **soit une augmentation de +39%**.

TIGF n'est pas favorable à cette disposition qui ne favorise pas les raccordements de nouveaux clients consommateurs.

Cette mesure conduirait à créer pour les GRD des écarts tarifaires entre PITD du fait du lissage de l'ensemble des coûts d'exploitation et de maintenance qui sont aujourd'hui différents par PITD. Les effets bénéfiques éventuels en termes de développement ne seraient effectifs que pour les raccordements dont les redevances d'exploitation et d'entretien sont supérieures à la moyenne (Longueur du branchement > Longueur du branchement moyen et Capacité maximale de comptage > Capacité maximale de comptage moyenne). Par symétrie, elle défavoriserait les raccordements de capacités plus faibles (en grande partie les nouveaux raccordements), dont les redevances sont inférieures à la moyenne.

Si la CRE décidait malgré tout d'appliquer ce transfert de charges, **cela augmenterait mécaniquement le niveau des charges nettes d'exploitation des transporteurs soumises à la régulation incitative**. Un traitement tarifaire spécifique isolant ces nouvelles charges serait alors à étudier.

**Question 32** Etes-vous favorable à la création d'une « remise développement » visant à réduire le coût des nouveaux raccordements et des adaptations de postes existants ?

**TIGF est favorable à la création d'une « remise développement »** qui inciterait de nouveaux clients à se raccorder au réseau de gaz et permettrait de favoriser le développement de l'usage gaz.

Au-delà d'un gel des prix déjà pratiqué dans ses tarifs, TIGF propose de mettre en œuvre **une remise jusqu'à 60% de l'investissement initial** d'un raccordement au titre de sa contribution au développement de l'accès à son réseau aval. La proposition de TIGF serait **simple** dans son implémentation et surtout **soucieuse de la rentabilité du projet de raccordement** en prenant en compte les risques inhérents à de tels investissements.

Les contrôles de rentabilité des projets de raccordement effectués par TIGF permettraient de cibler les **seuls projets de raccordement rentables pour la collectivité**, qui conduisent structurellement à une baisse du tarif d'acheminement à moyen / long terme.

TIGF précise également que les cas particuliers évoqués au paragraphe 2.3.4 sont le fait de GRTgaz uniquement, et qu'ainsi TIGF ne prévoit pas pour le moment d'implémenter des méthodologies similaires dans les cas de renforcement et d'extension de réseau.

TIGF considère qu'une offre de remise raccordement devra être mise en place pour **le bio-méthane** ainsi que pour des projets spécifiques de type raccordement de sites fortement modulés.

<b>Question 35</b> Etes-vous favorable à la création de 35 GWh/j de capacité ferme à Obergailbach dans le sens France-Allemagne ?
---

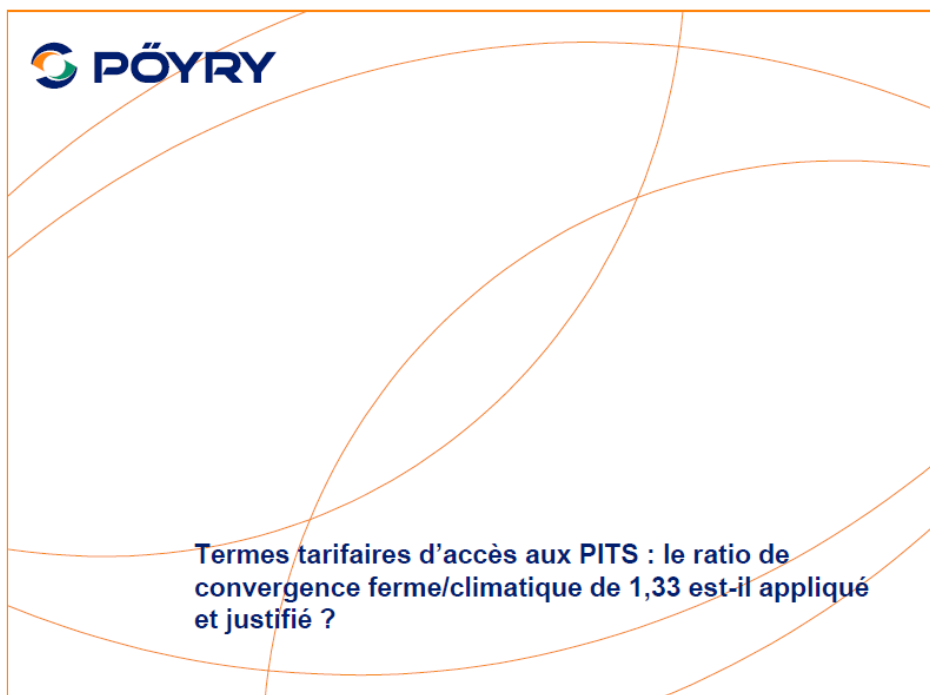
Par principe, TIGF est favorable à la création de capacités supplémentaires aux interconnexions.

Néanmoins, TIGF souhaite que les modalités de mise en œuvre ne remettent pas en question certains principes fondamentaux comme :

- la continuité des contrats existants
- l'accès non discriminatoire aux capacités



## ANNEXE 1 RAPPORT POYRY



### Synthèse

#### Principales conclusions de l'étude menée par Pöyry pour la CRE en 2013\*

- La différence de service entre les deux GRT réside dans la **fermeté des capacités**
- Au regard de la pratique en France et en Europe, nous proposons de prendre en compte un facteur tarifaire entre GRTgaz et TIGF de 1,33 à 2 (1,33 **retenu par la CRE**)
- Les interruptions de capacité en zone GRTgaz sont un problème majeur soulevé par les expéditeurs: la fréquence d'interruptions de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique pour l'année calendaire 2012

#### Délibération tarifaire de la CRE de décembre 2015

- La structure tarifaire de GRTgaz sépare clairement les capacités aux PITS climatiques (Nord et Sud Atlantique) de celles fermes (autres)
- Les tarifs pour avril 2016 montrent une incohérence entre les opérateurs et entre les ratios de tarifs de capacité ferme/climatique, en contradiction avec les principales conclusions du rapport de 2013\*
- Par ailleurs, cette tarification induit des écarts importants d'attractivité et de compétitivité entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS

#### Mise à jour de l'analyse des interruptions aux PITS de GRTgaz et TIGF

- En 2015, les interruptions coté GRTgaz perdurent pour Nord et Sud Atlantique, essentiellement pour des raisons de climaticité, les autres PITS sont relativement fermes
- Par ailleurs, le PITS TIGF a connu en 2015 des interruptions de capacité (29% des jours à l'injection), à des niveaux similaires au PITS Nord Atlantique
- Ces interruptions, ont été, pour l'essentiel, dues à des travaux à la frontière GRTgaz-TIGF, et aux reports des interruptions aux points de sortie du réseau de TIGF, compte-tenu de la TRS (disparition du PIR Midi commercial)

#### Conclusions

- Un rééquilibrage tarifaire aux PITS est dès à présent nécessaire, afin de tenir compte du service rendu aux expéditeurs dans la TRS et des éléments présentés dans cette étude
- Ce rééquilibrage permettrait de créer les conditions d'une compétition équitable entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS
- Dans le cadre de la future TRF, une péréquation complète des tarifs aux PITS est souhaitable, avec une application d'un ratio climatique/ferme si des congestions subsistent

\* Etude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz, octobre 2013

## Principales conclusions de l'étude de 2013 pour la CRE

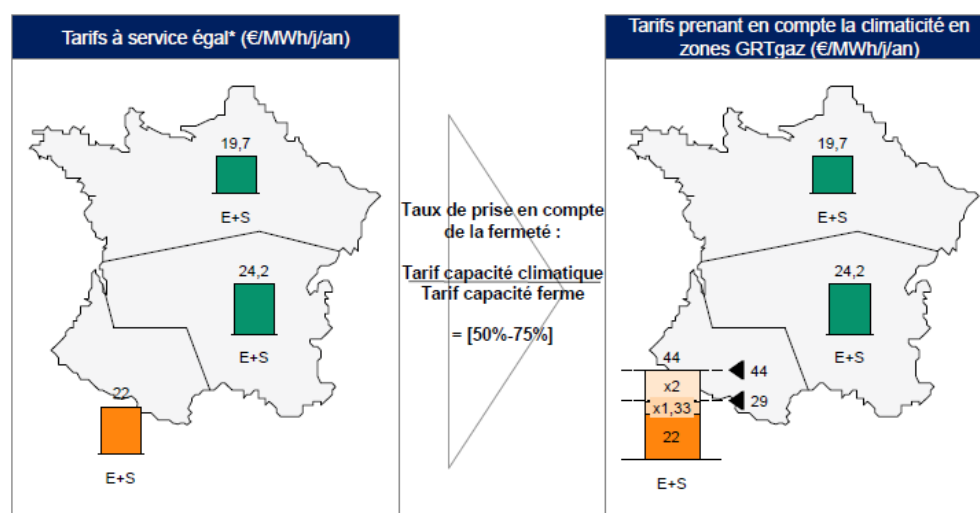
La différence de service entre les deux GRT réside dans la fermeté des capacités

GRTgaz		TIGF	
Maturités disponibles		Maturités disponibles	
Capacité annuelle	✓	Capacité annuelle	✓
Capacité mensuelle	✓	Capacité mensuelle	✓
Capacité journalière	✓	Capacité journalière	✓
Fermeté des capacités		Fermeté des capacités	
Climatique : La disponibilité des capacités d'injection (en période d'été) et de soutirage (en période d'hiver) dépendent de la température. Plus la température est basse en hiver et plus les capacités de soutirage sont disponibles. A l'inverse, plus la température est élevée en été et plus les capacités d'injection sont disponibles.		Ferme	

Sources : GRTgaz, TIGF

## Principales conclusions de l'étude de 2013 pour la CRE

Au regard de la pratique en France et en Europe, nous proposons de prendre en compte un facteur tarifaire entre GRTgaz et TIGF de 1,33 à 2 (1,33 retenu par la CRE)

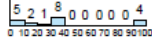
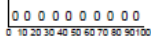
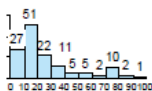

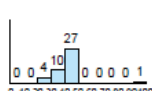
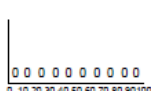


\*: Tarifs calculés suivant la méthode de GDF Transport 2003 utilisée dans le cadre de l'étude Poïry 2013

## Principales conclusions de l'étude de 2013 pour la CRE

2012

Dans les faits, l'interruption de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique pour l'année calendaire 2012

Nombre de jours d'interruption et capacité interrompue au niveau de chaque PITS durant l'année 2012										
PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>
Nord B	20	9%	0,7	3,5%		0	0%	0	0%	
Nord Atlantique	136	63%	5,7	15,7%		0	0%	0	0%	
Nord Est	42	20%	4,2	8,9%		0	0%	0	0%	

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöyry



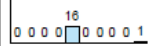



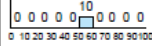
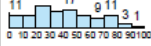
COPYRIGHT@PÖYRY

5

## Principales conclusions de l'étude de 2013 pour la CRE

2012

Dans les faits, l'interruption de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique pour l'année calendaire 2012

Nombre de jours d'interruption et capacité interrompue au niveau de chaque PITS durant l'année 2012										
PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>
Nord Ouest	17	8%	1,2	3,2%		0	0%	0	0%	
Sud Atlantique	10	5%	1,1	2,7%		109	72%	9,6	34,4%	
Sud Est	33	15%	1,6	8,1%		3	2%	1,2	1,1%	

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöyry



COPYRIGHT@PÖYRY

6

## Délibération tarifaire de la CRE de décembre 2015

La structure tarifaire de GRTgaz sépare clairement les capacités aux PITS climatiques (Nord et Sud Atlantique) de celles fermes (autres)

GRTgaz			TIGF	
Maturités disponibles		=	Maturités disponibles	
Capacité annuelle	✓		Capacité annuelle	✓
Capacité trimestrielle	✓		Capacité trimestrielle	✓
Capacité mensuelle	✓		Capacité mensuelle	✓
Capacité journalière	✓		Capacité journalière	✓
Fermeté des capacités		=	Fermeté des capacités	
Tous les PITS sauf :	Ferme		Ferme	
Nord Atlantique Sud Atlantique	Climatique : La disponibilité des capacités d'injection (en période d'été) et de soutirage (en période d'hiver) dépendent de la température. Plus la température est basse en hiver et plus les capacités de soutirage sont disponibles. A l'inverse, plus la température est élevée en été et plus les capacités d'injection sont disponibles.			
		≠		

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

## Délibération tarifaire de la CRE de décembre 2015

Les tarifs pour avril 2016 montrent une incohérence entre les opérateurs et entre les ratios de tarifs de capacité ferme/climatique, en contradiction avec les principales conclusions du rapport de 2013\*

Grille tarifaire en vigueur à partir d'Avril 2016 €/MWh/jour/an						Commentaires
Zone	PITS	TCES	TCSS	Somme E + S	Fermeté	
GRTgaz Nord	Nord Atlantique <sup>(1)</sup> (CITS)	7.9	17.7	25.6	climatique	<ul style="list-style-type: none"> <li>En comparant les termes tarifaires prévus pour application en avril 2016 sur les réseaux de TIGF et GRTgaz<sub>TRS</sub>, plusieurs incohérences sont constatées</li> <li>Le ratio (ferme) TIGF/ferme GRTgaz est de 1,33 alors que le service rendu aux expéditeurs est le même</li> <li>Le ratio (ferme) TIGF/climatique GRTgaz est de 1,38, la différence de service rendu devrait situer ce ratio à 1,33</li> <li>Le ratio ferme GRTgaz /climatique GRTgaz est de 1,04, la différence de service rendu devrait situer ce ratio à 1,33</li> </ul>
	Autres	8.2	18.4	26.6	ferme	
TRS	Sud Atlantique <sup>(1)</sup> (CITS)	8.7	19.5	28.1	climatique	
	Autres	9.0	20.3	29.3	ferme	
	TIGF	12.0	27.0	38.9	ferme	

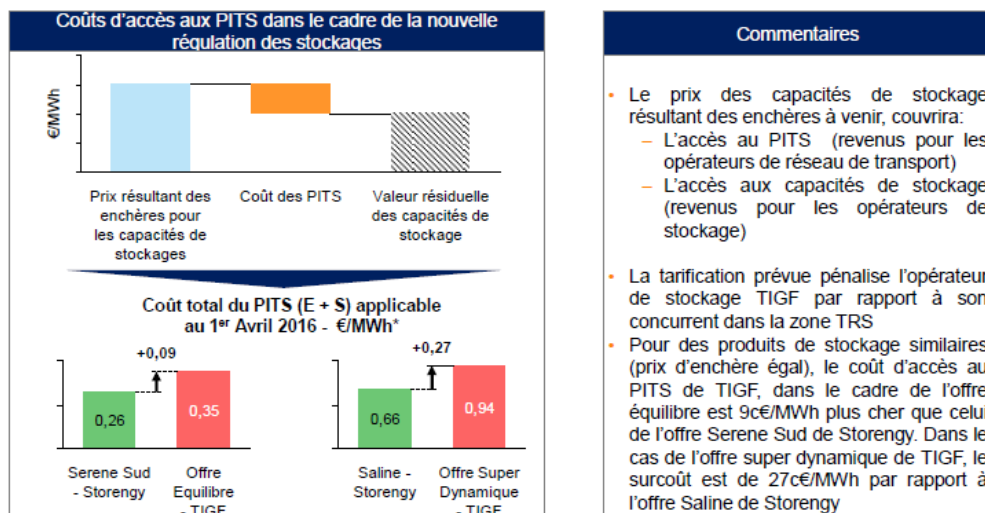
$$\frac{\text{(ferme) TIGF}}{\text{ferme GRTgaz}_{\text{TRS}}} = 1,33 \neq 1 \quad \frac{\text{(ferme) TIGF}}{\text{climatique GRTgaz}_{\text{TRS}}} = 1,38 > 1,33$$

$$\frac{\text{ferme GRTgaz}_{\text{TRS}}}{\text{climatique GRTgaz}_{\text{TRS}}} = 1,04 < 1,33$$

\* Etude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz, octobre 2013 1) Tarif calculé par la CRE à « revenus constants »

## Délibération tarifaire de la CRE de décembre 2015

Par ailleurs, cette tarification induit des écarts importants d'attractivité et de compétitivité entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS

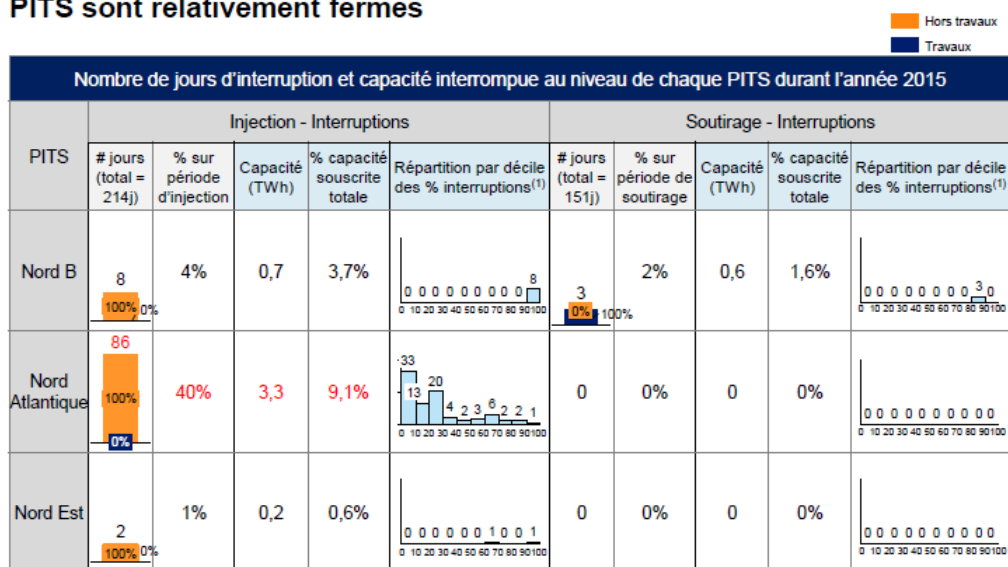


\*: Calculé en prenant en compte les caractéristiques des stockages (nombre de jours d'injection et de soutirage)

## Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2015

En 2015, les interruptions coté GRTgaz perdurent pour Nord et Sud Atlantique, essentiellement pour des raisons de climaticité, les autres PITS sont relativement fermes

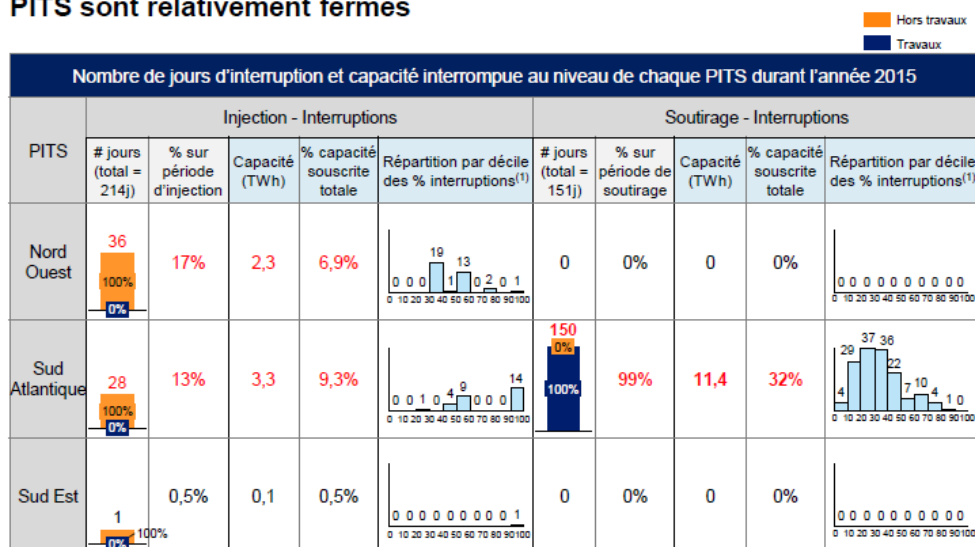


(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Poïry

## Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2015

En 2015, les interruptions coté GRTgaz perdurent pour Nord et Sud Atlantique, essentiellement pour des raisons de climaticité, les autres PITS sont relativement fermes



(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöyry

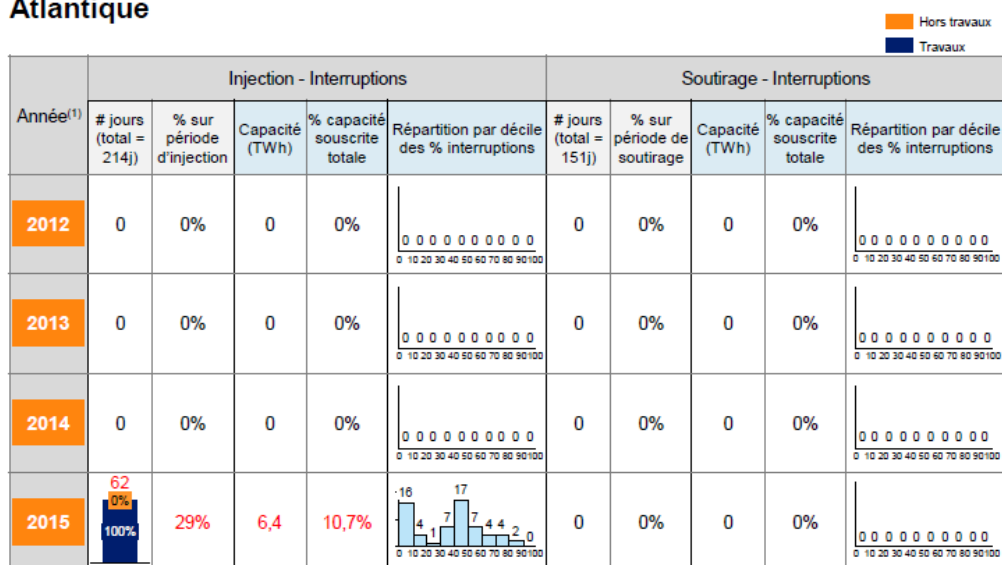


COPYRIGHT@PÖYRY

11

## Analyse des interruptions au PITS TIGF

Par ailleurs, le PITS TIGF a connu en 2015 des interruptions de capacité (29% des jours à l'injection), à des niveaux similaires au PITS Nord Atlantique



(1) En 2016, il y a au total 77 jours programmés d'interruption sur le PITS de TIGF - Source : Tetra TIGF, analyses Pöyry



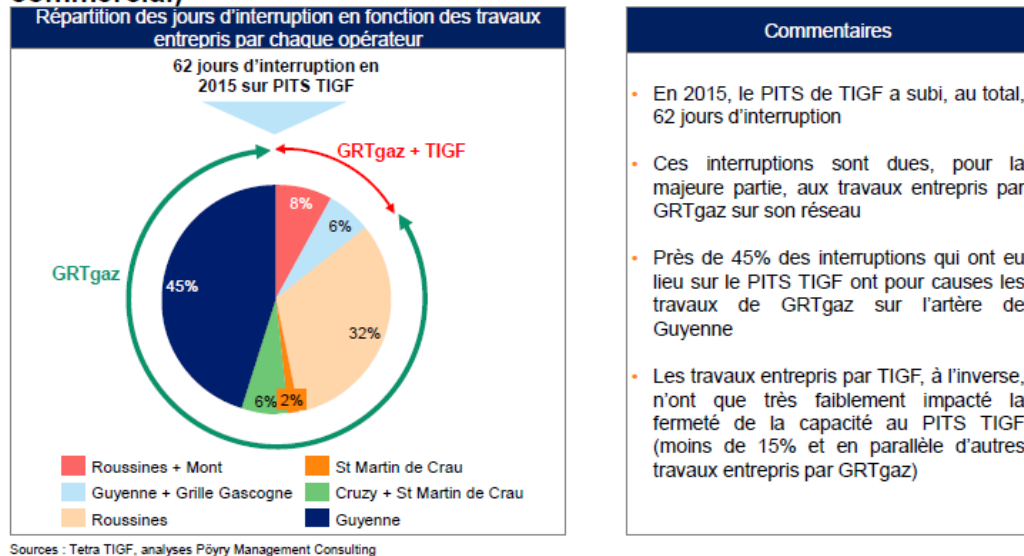
COPYRIGHT@PÖYRY

12



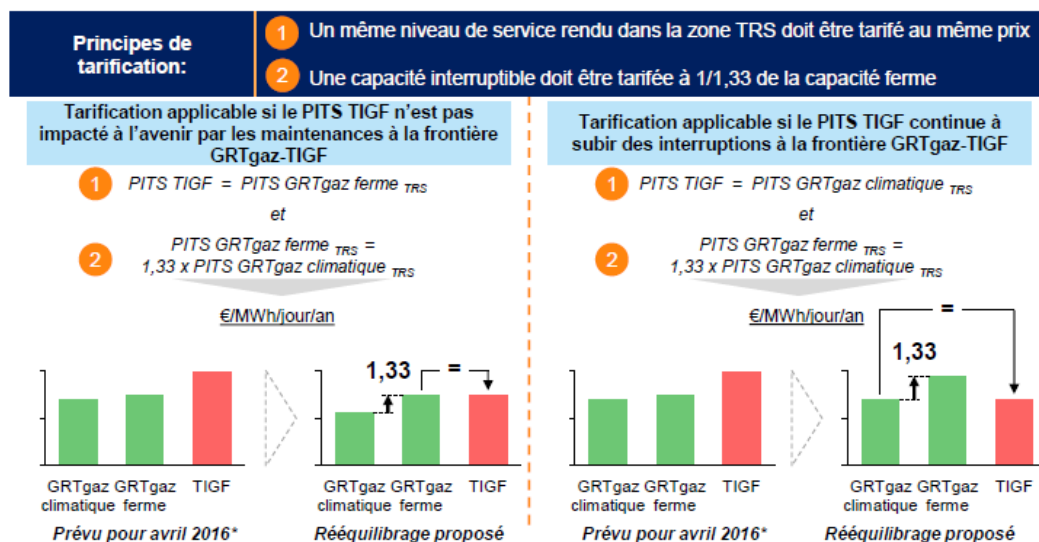
## Analyse des interruptions au PITS TIGF

Ces interruptions, ont été, pour l'essentiel, dues à des travaux à la frontière GRTgaz-TIGF, et aux reports des interruptions aux points de sortie du réseau de TIGF, compte-tenu de la TRS (disparition du PIR Midi commercial)



## Conclusions

Un rééquilibrage tarifaire aux PITS est dès à présent nécessaire, afin de tenir compte du service rendu aux expéditeurs dans la TRS et des éléments présentés dans cette étude



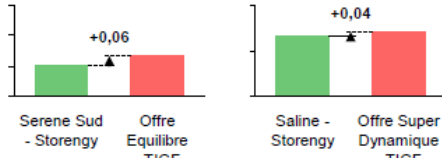
\* Selon la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 décembre 2015

## Conclusions

**Ce rééquilibrage permettrait de créer les conditions d'une compétition équitable entre les deux opérateurs de stockage de la zone TRS**

Rééquilibrage dans le cadre de la tarification applicable si le PITS TIGF n'est pas impacté à l'avenir par les maintenances à la frontière GRTgaz-TIGF

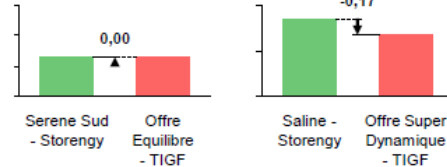
Coût total du PITS (E + S)  
- €/MWh



- Ce rééquilibrage tarifaire du PITS permettrait de réduire l'écart entre les deux opérateurs de stockage mais une différence subsisterait et pénaliserait toujours la compétitivité des stockages de TIGF

Rééquilibrage dans le cadre de la tarification applicable si le PITS TIGF continue à subir des interruptions à la frontière GRTgaz-TIGF

Coût total du PITS (E + S)  
- €/MWh

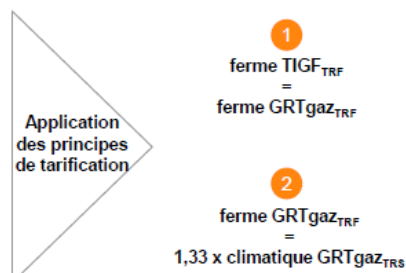
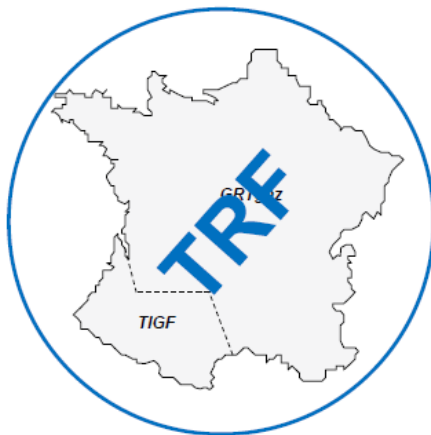


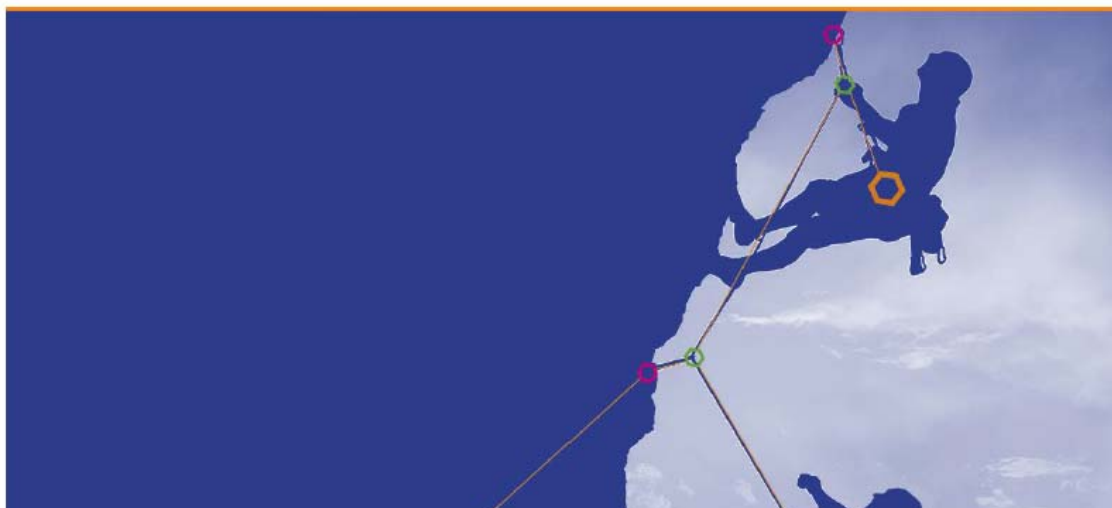
- Ce rééquilibrage assurerait une égalité de traitement entre les deux opérateurs de stockage pour le stockage lent mais engendrerait un avantage pour TIGF pour le stockage rapide

Une autre approche consisterait à introduire des prix de réserves différenciés entre les opérateurs de stockage, permettant de réduire l'écart, avec potentiellement un risque volume associé sur les ventes de capacités de stockage

## Conclusions

**Dans le cadre de la future TRF, une péréquation complète des tarifs aux PITS est souhaitable, avec une application d'un ratio climatique/ferme si des congestions subsistent**





*The leading advisor to the world's energy, forest and bio-based industries.  
Clients choose us for the sharpness of our insight, deep industry  
expertise and proven track record – because results count.*

## Pöyry Management Consulting



COPYRIGHT@PÖYRY

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)

## Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2013

PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>
Nord B	35 100% 0%	16%	1,1	6,2%	0 0 13 21 1 0 0 0 0 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100	0	0%	0	0%	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100
Nord Atlantique	71 100% 0%	33%	3,7	11,5%	19 12 8 14 7 2 4 1 2 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100	0	0%	0	0%	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100
Nord Est	9 100% 0%	4%	0,3	1,1%	1 0 8 0 0 0 0 0 0 0 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100	0	0%	0	0%	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöyry

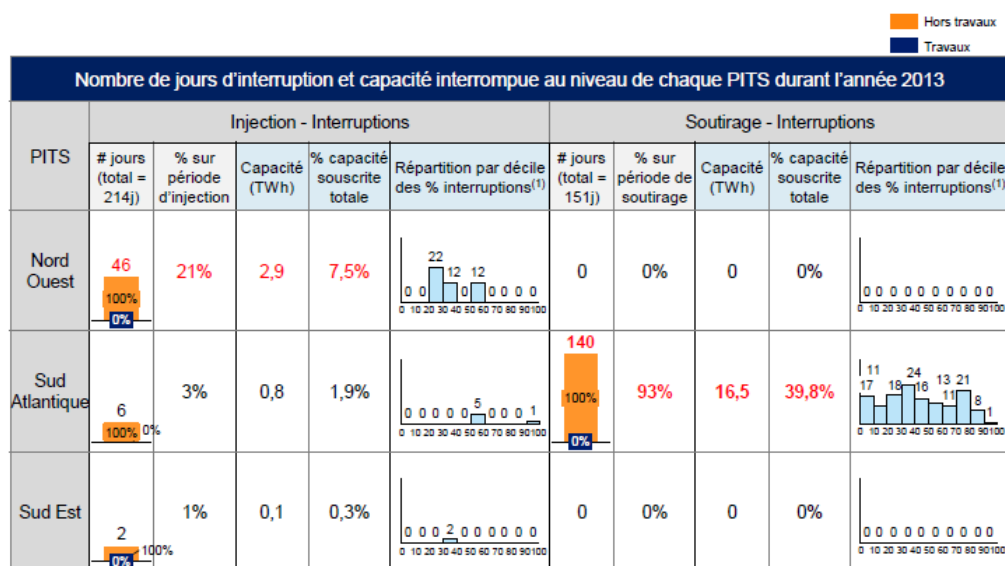


COPYRIGHT@PÖYRY

18

## Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2013



(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöry

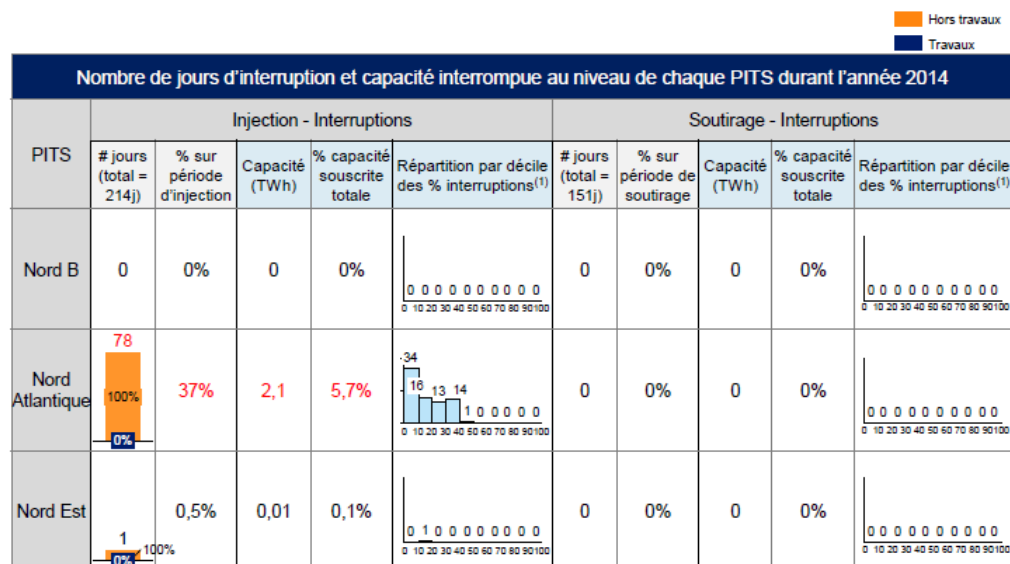


COPYRIGHT@PÖRY

19

## Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2014



(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöry



COPYRIGHT@PÖRY

20

# Analyse des interruptions aux PITS GRTgaz

2014

Hors travaux  
Travaux

Nombre de jours d'interruption et capacité interrompue au niveau de chaque PITS durant l'année 2014										
PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions <sup>(1)</sup>
Nord Ouest	53 100% 0%	25%	2,7	7,9%		1 0% 100%	1%	0,03	0,1%	
Sud Atlantique	0	0%	0	0%		149 0% 100%	99%	17,3	42,8%	
Sud Est	33 100% 0%	15%	1,7	7,5%		0	0%	0	0%	

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Source : Smart GRTgaz, analyses Pöyry