

Projet de Peg commun aux zones d'équilibrage de GRTgaz Sud et TIGF : Présentation des schémas possibles		
	janvier 2014	

Contexte.....	2
Cahier des charges.....	2
Schéma 1.....	3
Schéma 1 avec transfert via le Peg commun.....	3
Gestion physique de la liaison GRTgaz Sud-TIGF.....	4
Avantages/inconvénients.....	4
Schéma 1 avec un point de transfert.....	5
Avantages/inconvénients.....	5
Schéma 2.....	6
Schéma 2 avec nominations des expéditeurs.....	7
Avantages/inconvénients.....	8
Schéma 2 avec prévisions des GRT.....	8
Avantages/inconvénients.....	9
Schéma 2 avec répartition des déséquilibres.....	9
Avantages/inconvénients.....	10
Synthèse des rencontres avec les expéditeurs.....	10
Gestion de la capacité technique maximum, y compris en cas de maintenance.....	10
Budget et calendrier du projet.....	11
Gouvernance du Peg commun.....	11
Conclusion.....	11

L'objectif de ce document est de décrire les différents schémas que nous avons envisagés pour permettre la mise en place d'un Peg commun entre les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF à l'horizon 2015, avec des préconisations sur le choix du ou des schémas possibles.

Contexte.

Dans sa délibération du 19/07/2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France, la CRE estime « *qu'un système de type « Trading region », prévu dans le Gas target model pour fusionner des places de marché tout en maintenant différentes zones d'équilibrage, permettrait de répondre à cet objectif et à la demande de TIGF de ne pas mettre en commun avec GRTgaz la gestion des déséquilibres des expéditeurs* ».

Dans celle du 13/12/2012 portant sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, la CRE complète la délibération du 19/07/2012 et annonce la création au 01/04/2015 d'un Peg commun aux zones GRTgaz Sud et TIGF. Dans cette délibération, la CRE mentionne que « *Cela pourra se faire en maintenant deux zones d'équilibrages indépendantes, suivant le modèle de Trading Région. Un bilan de fonctionnement de ce PEG commun sera fait au moment de la création du PEG unique Nord – Sud, soit au plus tard en 2018* ».

Le projet de Peg commun a déjà été étudié en 2012. Deux schémas avaient alors été présentés en Concertation Gaz au mois d'octobre 2012 :

- un schéma de PEG commun desservant deux zones (schéma 1)
- un schéma de PEG commun au sein d'une Trading Region (schéma 2)

Par courrier en date du 13 juin 2013, la CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de collaborer afin de définir les règles de fonctionnement d'un PEG commun pour les zones d'équilibrage GRTgaz sud et TIGF et la façon dont il s'insère dans leurs processus opérationnels (nomination, programmation, allocation, calcul des bilans des expéditeurs, etc...).

Cahier des charges

Le cahier des charges de la CRE est le suivant :

- Mise en œuvre du Peg commun pour le 01/04/2015.
- Remise d'un rapport commun entre GRTgaz et TIGF avec des règles de fonctionnement et un calendrier de mise en œuvre.
- Mise à zéro progressive du tarif d'utilisation des réseaux de transport (décision de l'ATRT5). Les capacités à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ne sont plus commercialisées à partir du 1er avril 2015.
- Maintien de deux zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF, qui disposent pour l'instant chacune d'un système d'équilibrage différent. Pour rappel, l'évolution des systèmes d'équilibrage dans le cadre du projet de code de réseau européen sur l'équilibrage fait l'objet d'une trajectoire délibérée par la CRE pour GRTgaz et pour TIGF.

Le maintien du SEJ (Service d'Equilibrage Journalier) au-delà du 1er avril 2015 fait l'objet d'une étude. La CRE a indiqué en Concertation Gaz que cette étude serait intégrée à la consultation publique qui aura lieu sur les règles de fonctionnement du PEG commun.

Par ailleurs, une étude de simulation de réseaux avait été réalisée en 2009-2010 par GRTgaz et TIGF afin d'identifier les risques de congestion entre GRTgaz et TIGF. Cette étude n'a pas été mise à jour lors de la relance du projet en 2013. Nous pouvons par conséquent nous en tenir à la conclusion de l'étude en 2010. Dans la majorité des cas, il n'y a pas de risque de congestion sur la liaison.

Schéma 1

Nous avons approfondi le schéma de PEG commun desservant deux zones dans un souci de limiter les évolutions SI et de gouvernance entre TIGF et GRTgaz. Deux options, avec ou sans nominations à l'interface entre les deux réseaux, sont ici examinées. Dans l'option sans nominations, nous introduisons le concept de flux implicite sur la liaison qui est par ailleurs repris dans la plupart des solutions envisagées au sein du schéma 2.

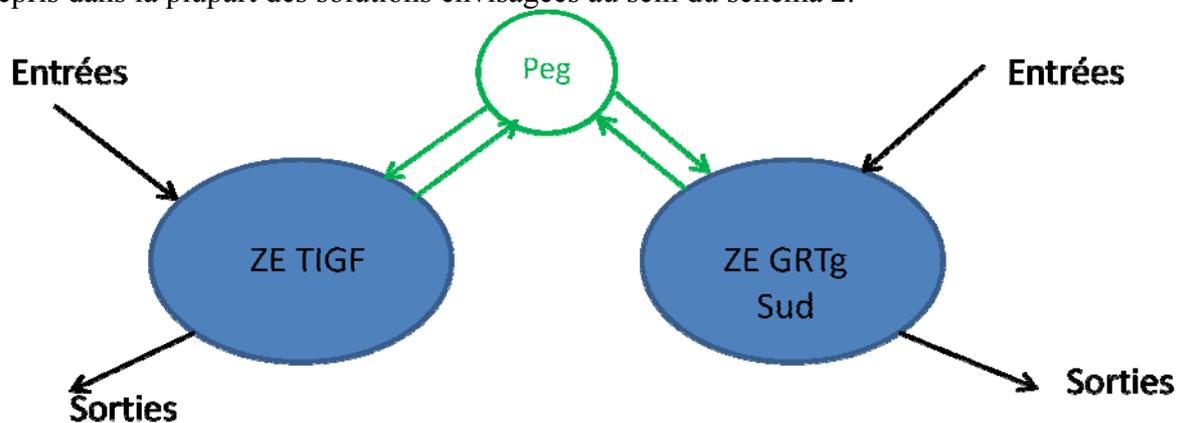


Schéma 1 avec transfert via le Peg commun.

Dans ce premier schéma, sans nominations à l'interface, le PEG commun est accessible des 2 zones d'équilibrage (TIGF et GRTgaz Sud). Chaque jour, les nominations faites par les expéditeurs indiquent la provenance et la destination des flux en entrée et sortie du PEG (via les codes shippers). Les expéditeurs ont une obligation d'équilibrage sur chacune des zones TIGF et GRTgaz Sud.

Le Peg commun accueille les transactions à l'intérieur des zones GRTgaz Sud, TIGF, ainsi que les transactions entre un expéditeur GRTgaz et un expéditeur TIGF. Ces dernières transactions permettent de faire contractuellement rentrer et sortir du gaz d'une zone d'équilibrage à l'autre. Cette transaction s'inscrit dans le cadre des transactions au Peg : sans prorata temporis et sans limitation de volume.

Le déséquilibre par expéditeur est calculé en faisant la différence entre les allocations des quantités journalières en entrée et en sortie pour chaque zone d'équilibrage.

Ce schéma permet d'affecter les volumes au Peg par zone d'équilibrage et d'augmenter la liquidité en permettant tous types de transactions : TIGF/TIGF, GRTgaz Sud/GRTgaz Sud, TIGF/GRTgaz Sud.

Gestion physique de la liaison GRTgaz Sud-TIGF

A partir du 1^{er} avril 2015, les expéditeurs ne nomineront plus de quantités sur la liaison GRTgaz Sud-TIGF. Les transporteurs devront donc piloter le flux physique à l'interface des 2 réseaux sur la base des nominations sur l'ensemble du périmètre GRTgaz-TIGF.

En l'absence de l'information des nominations qui engageaient les expéditeurs sur les transferts entre les deux zones, GRTgaz et TIGF peuvent évaluer la quantité que l'ensemble des expéditeurs aurait dû nommer sur la liaison pour s'équilibrer sur chaque zone. GRTgaz et TIGF proposent ici de calculer un *flux implicite* pour leur zone d'équilibrage respective à partir de toutes les entrées (Noms entrées) et sorties (Noms sorties) de chaque zone, hors Peg. La donnée utilisée pour la consommation de chaque zone est la prévision de consommation (Prev conso) ou la nomination de sortie des expéditeurs (Nom Livraisons).

$$\text{Flux implicite} = \Sigma \text{Noms entrées} - \Sigma \text{Noms sorties} - \text{Prev conso ou Noms livraisons}$$

Où :

- Noms entrées : Nominations d'enlèvements réalisées par l'expéditeur sur les points des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF (Liaison, PIR, PIRR, PITTM, PITS, PITT). Ces quantités viennent s'ajouter aux bilans des 2 zones d'équilibrage.
- Noms sorties : Nominations de livraisons réalisées par l'expéditeur sur les points des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF (Liaison, PIR, PIRR, PITTM, PITS, PITT). Ces quantités viennent se soustraire aux bilans des 2 zones d'équilibrage.
- Prev conso : Prévisions de consommation par zone d'équilibrage réalisées par chaque transporteur et communiquées aux clients conformément à l'équilibrage cible.
- Noms livraisons : Nominations de livraisons réalisées par l'expéditeur sur les Points de Livraison consommateur et les Points d'interface Transport Distribution pour chaque zone d'équilibrage.

Les résultats de calcul du flux implicite par GRTgaz et TIGF sont ensuite rapprochés afin de déterminer un flux intermédiaire, correspondant à la quantité de gaz à acheminer entre les deux réseaux. Ce rapprochement est opéré par une règle de matching, à valider parmi les possibilités suivantes :

- au prorata des prévisions de consommation de TIGF et GRTgaz,
- au prorata des quantités nominées en sortie sur chaque zone.

Le flux implicite répartit le déséquilibre global entre les deux zones d'équilibrage. Au-delà de la répartition de ce déséquilibre global, les transporteurs ont encore des efforts à fournir pour équilibrer leur zone.

Le calcul du flux implicite revient dans presque tous les autres schémas, avec une différence sur le choix du terme de consommation utilisé : soit la prévision de consommation des transporteurs, soit la nomination de consommation des expéditeurs.

Avantages/inconvénients

les plus	les moins
Progrès pour les expéditeurs : pas de limite de capacité, souplesse des transactions au Peg.	Risque de déconnexion entre le physique et le contractuel : par exemple si un expéditeur nomme en fin de journée un transfert alors qu'on ne peut plus le réaliser physiquement. Ce risque

	se traduit par un coût de recours aux outils de flexibilité accru, et donc de la facture d'équilibrage.
Augmentation de la liquidité au Peg avec les transactions de transfert entre zones.	Possibilité supérieure d'arbitrage par l'expéditeur entre les 2 systèmes d'équilibrage via des transferts simplifiés au Peg.
Les calculs de bilans dans chacune des zones sont peu impactés.	Il n'est pas acquis que le principe de double codification au PEG soit gérable pour les expéditeurs et l'opérateur de bourse

L'augmentation du coût de flexibilité a été estimée pour un écart de 25GWh/j dans le même sens pendant la moitié de l'année de manière consécutive à environ 40M€ de souscription stockage côté GRTgaz Sud.

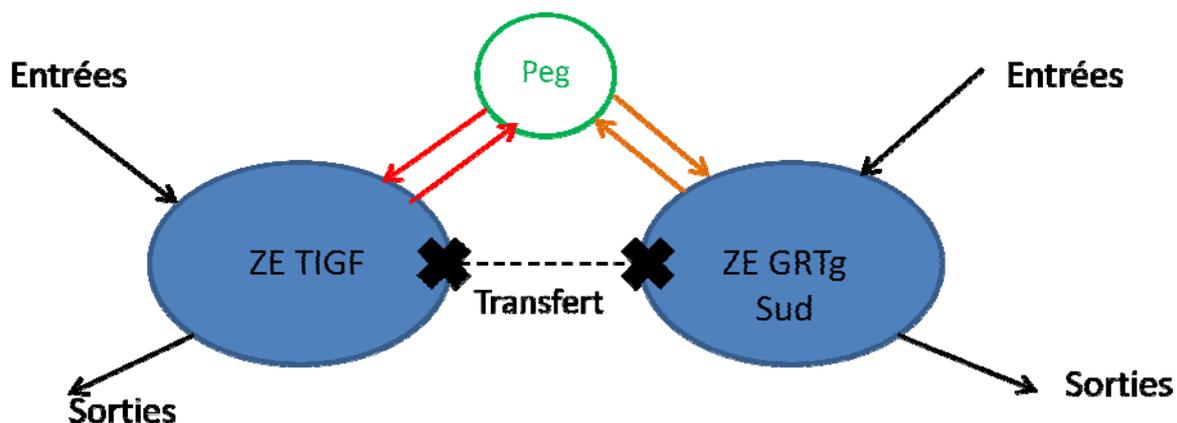
Le risque identifié de divergence entre la position physique et la position contractuelle et ses conséquences en termes de recours à la flexibilité, ainsi que les doutes sur la gestion d'une double codification nous ont conduits à ne pas préconiser ce premier schéma.

Schéma 1 avec un point de transfert

Afin de lever le risque identifié ci-dessus, nous proposons de limiter les transferts en intra-J, par le maintien d'un point de transfert physique entre les 2 zones.

Dans ce schéma, avec nominations à l'interface, le Peg commun permet uniquement les transactions GRTgaz Sud/GRTgaz Sud et TIGF/TIGF. Un même expéditeur qui a un contrat d'acheminement sur les 2 zones doit d'abord transférer son volume d'une zone à l'autre puis réaliser sa transaction sur la même zone que sa contrepartie.

Ce point de transfert suit les règles de fonctionnement des points physiques, avec prorata temporis appliqué aux renominations intra-J. Aucune capacité n'est à souscrire pour nommer sur ce point.



Avantages/inconvénients

les plus	les moins
Transparent : l'expéditeur garde la main sur l'équilibrage des 2 zones.	Schéma restrictif de Peg commun : limite les transactions intra-J.

Adéquation entre la gestion physique et contractuelle pour les 2 transporteurs.	Risque de nuire au développement de la liquidité au Peg par l'introduction d'une contrainte trop forte pour les expéditeurs.
Les calculs des bilans dans chacune des zones sont peu impactés	Il n'est pas acquis que le principe de double codification au PEG soit gérable pour les expéditeurs et l'opérateur de bourse

Cette variante du schéma 1 est peu avantageuse pour les expéditeurs, qui nous ont confirmé leur total désintérêt, elle ne favorise pas le développement de la liquidité. Nous avons par conséquent choisi de ne pas la préconiser, bien qu'elle semble techniquement faisable, modulo les doutes sur la gestion d'une double codification.

Schéma 2

Dans ce schéma, le Peg commun est rattaché à une zone « Grand sud ». Les transactions s'y font sans distinction d'origine et de destination. Le Peg est ici virtuel. Son fonctionnement est identique aux PEGs actuels.

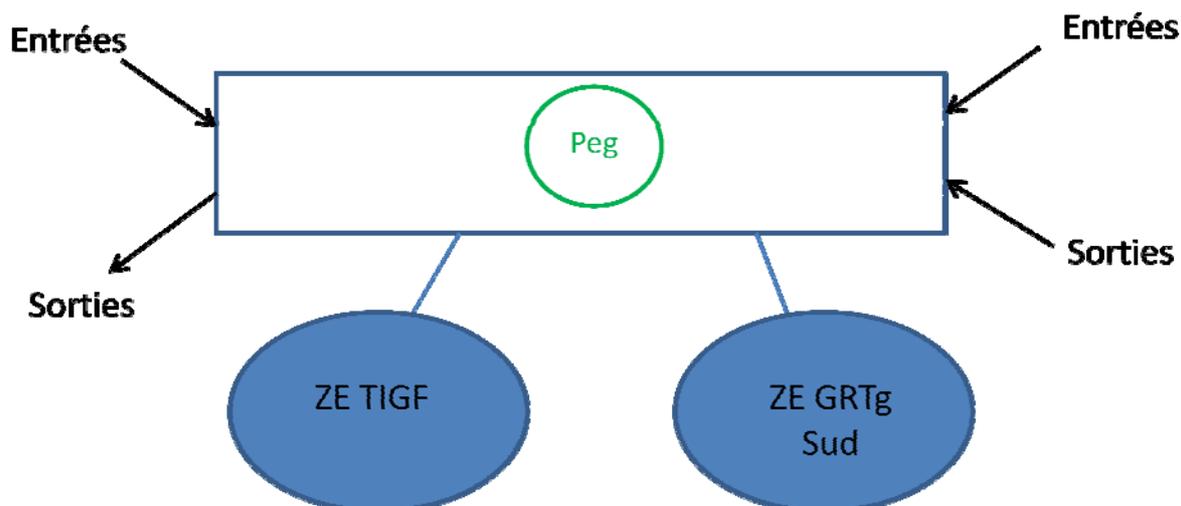
La zone « Grand sud » est constituée du Peg, de points d'interconnexion, et de deux points notionnels de consommation.

- Les points d'interconnexion relient les gestionnaires d'infrastructures gazières adjacents (hors distributeurs) à la zone Grand sud (ce sont les PITT, Liaison, PIR, PIRR, PITS, PITTM, PITPE de GRTgaz sud et de TIGF)
- Les points notionnels de consommation relient les deux zones de consommation de GRTgaz sud et TIGF à la zone Grand sud (ce sont les Points de Sortie de TIGF et les pools de livraison de GRTgaz sud)

Chaque zone de consommation est constituée d'un point notionnel de consommation et des points de livraison vers ses clients finaux (distributeurs, clients directement raccordés).

Les expéditeurs continuent à nommer leurs entrées et sorties aux points d'interconnexion et aux points notionnels de consommation chez TIGF et GRTgaz respectivement pour les points qui les concernent.

Les expéditeurs notifient leurs échanges au PEG auprès de l'opérateur en charge de la gestion du PEG commun.



Ce schéma, plus intégré que le schéma précédent, s'inspire du modèle de « trading region » et se décline en 3 variantes.

Schéma 2 avec nominations des expéditeurs

- **Gestion de la zone Grand sud :**

Dans cette variante, l'équilibrage de la zone « Grand sud » est calculé en fin de journée en prenant en compte les quantités allouées au PEG, aux points d'interconnexion et aux points notionnels de consommation (les quantités allouées correspondent aux quantités programmées, on parle d'équilibrage de programmation)

Le calcul est réalisé à la maille de l'ensemble des expéditeurs. A priori, le résultat devrait être équilibré car il ne dépend pas des quantités réellement consommées par les clients finaux mais principalement des nominations des expéditeurs.

Néanmoins la zone Grand sud peut présenter un déséquilibre global en fin de journée, consécutif par exemple à une réduction de capacité imprévue sur un point d'interconnexion. Ce déséquilibre aura été partiellement compensé par les efforts des transporteurs en cours de journée. Ces efforts seront comptabilisés dans le mécanisme de neutralité financière de l'équilibrage de chacun des transporteurs.

Il est proposé que si un expéditeur présente un déséquilibre de programmation, celui-ci soit réparti entre les transporteurs et facturé au prix marginal.

Les calculs de déséquilibre sur la zone Grand sud sont réalisés par un des deux transporteurs selon les accords de gouvernance déterminés entre TIGF et GRTgaz.

- **Gestion des zones de consommation**

Chaque zone de consommation est gérée indépendamment par chacun des GRT. L'écart de bilan journalier par expéditeur est égal à la différence entre les allocations aux points de livraison et les quantités programmées au point notionnel de consommation.

Il est proposé que la facturation des déséquilibres de consommation suive les règles du code d'équilibrage de chaque GRT, par exemple la facturation au prix marginal.

- **Gestion du flux à l'interface**

Pour la gestion physique de la liaison entre TIGF et GRTgaz, TIGF et GRTgaz calculent un flux implicite avec les nominations aux points notionnels de consommation des expéditeurs :

$$\text{Flux implicite} = \Sigma \text{Noms entrées (hors Peg)} - \Sigma \text{Noms sorties (hors Peg)} - \text{Noms Livraison}$$

Cette règle de calcul basée sur les nominations aux points notionnels de consommation a pour intérêt de maintenir de la cohérence entre l'environnement commercial et l'environnement physique.

Afin d'éviter des variations de flux implicite, les renominations de consommation des expéditeurs sont contraintes, par exemple par un écart maximum autorisé par rapport à la nomination en J-1 ou par un horaire limite de renomination. Les règles de révision de nomination aux points notionnels de consommation seront présentées en concertation gaz.

Avantages/inconvénients

Les plus	Les moins
Transparent : l'expéditeur garde la main sur l'équilibrage des 2 zones de consommation, en agissant sur les renominations aux points notionnels de consommation.	Gestion d'un déséquilibre de programmation
Adhérence entre la gestion physique et contractuelle pour les 2 transporteurs.	Règle de limitation des révisions de nominations de sortie à imaginer, contraignante pour les expéditeurs.
La gestion du flux à l'interface est dépendante de la qualité des informations fournies par les expéditeurs	

Cette variante fait partie des deux solutions proposées finalement.

Schéma 2 avec prévisions des GRT

Pour la gestion physique de la liaison, le flux implicite est ici calculé à partir des nominations d'entrée et sortie faites par les expéditeurs et la prévision de consommation de chaque transporteur sur sa zone. Le fait de retenir la prévision de consommation pour le calcul du flux implicite permet de gérer la liaison en visant l'équilibre de chaque zone.

Globalement et pour chaque expéditeur, on calcule :

$$\text{Flux implicite} = \Sigma \text{Noms entrées} - \Sigma \text{Noms sorties (hors conso)} - \text{Prev conso}$$

L'écart des valeurs du flux implicite de TIGF et GRTgaz est réconcilié grâce à une règle de matching comme dans le schéma 1 (par exemple par rapport aux prévisions de consommation dans chaque zone d'équilibrage).

L'expéditeur reçoit des informations des TSOs sur son équilibre dans les deux zones d'équilibrage. Afin de diminuer son déséquilibre, il peut changer une nomination sur un point

physique de la région «Grand Sud» ou réaliser une transaction sur le Peg commun. La somme des transactions sur le Peg étant nulle, les volumes traités sur le Peg ne sont pas distribués entre les 2 zones d'équilibre.

La zone « Grand Sud » est équilibrée en programmation. Afin d'assurer cet équilibre sans introduire la facturation d'un nouveau type de déséquilibre (déséquilibre de programmation), GRTgaz et TIGF calculent la nomination de consommation de l'expéditeur pour qu'il soit équilibré en programmation.

$$\text{Nom conso expéditeur} = \Sigma \text{entrées} - \Sigma \text{sorties (hors conso)} - \text{Flux implicite expéditeur}$$

Ce volume de Nom conso expéditeur est affecté aux zones d'équilibrage.

Avantages/inconvénients

les plus	les moins
Evite la mise en place d'un déséquilibre de programmation.	Suppose d'avoir à l'horizon 2015 des prévisions fiables à la maille expéditeur. Or si la fiabilité des prévisions à la maille zone d'équilibrage est assurée, il n'y a pas d'objectif de prévision par expéditeur dans l'équilibrage cible.
Réalisable pour les GRT : pas d'écart entre le physique et le contractuel. La gestion de la liaison est simplifiée pour les GRT.	La prévision de consommation des GRT à la maille expéditeur devient engageante : l'expéditeur est encouragé à caler ses nominations sur la prévision du GRT. Le GRT devient in fine responsable d'un déséquilibre de consommation entre le réalisé de l'expéditeur et la prévision que le GRT lui a fourni (variante 2 du code équilibrage). Risque que les GRT portent le coût du règlement des écarts.

Compte tenu du risque identifié ci-dessous de responsabilité du GRT dans le déséquilibre de l'expéditeur et de l'indisponibilité des données de prévisions de consommation par expéditeur à l'horizon 2015, nous choisissons de ne pas préconiser ce schéma.

Schéma 2 avec répartition des déséquilibres

Dans ce schéma, on agrège les données concernant les 2 zones d'équilibrage :

- Les prévisions de consommation par portefeuille de site profilé sur chaque zone d'équilibrage sont transmises à l'expéditeur avant le début de la journée et a minima 2 fois au cours de la journée conformément à l'équilibrage cible.
- Les prévisions de consommation à la maille de chaque zone sont utilisées par TIGF et GRTgaz pour déterminer le flux implicite sur la liaison.
- Des informations intra-J sont fournies pour tous les sites télérelevés.
- Les expéditeurs s'équilibrent sur la grande région en fonction des informations fournies relatives d'une part à leur portefeuille et d'autre part au système gaz.
- En J-1, TIGF et GRTgaz calculent une clef de répartition prévisionnelle entre les zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud sur la base de leurs prévisions de consommation sur chaque zone.

- A chaque moment de la journée, cette clef est utilisée pour indiquer à TIGF et GRTgaz le déséquilibre prévisionnel et donc les efforts à fournir sur chaque zone et à la maille expéditeur.
- Le solde des transactions au Peg étant nul et n'a pas besoin d'être réparti entre les 2 zones.

Avantages/inconvénients

les plus	les moins
Augmentation de la liquidité sur le Peg.	Les expéditeurs n'ont plus la main sur le positionnement de leur volume : il faut réussir à se mettre d'accord sur le ratio de répartition.
Simplification des règles pour la gestion de la région.	Evolutions SI plus importantes.

Cette variante est une des deux solutions retenues comme envisageables et qui ont été présentées aux expéditeurs en Concertation le 10 décembre.

Synthèse des rencontres avec les expéditeurs.

Dans le cadre de ce projet, des représentants de GRTgaz et TIGF ont rencontré des représentants de 4 expéditeurs actifs dans le Sud, lors de réunions bilatérales (1 expéditeur par réunion). Ces réunions nous ont permis d'exposer de manière simplifiée les grands schémas envisagés :

- Schéma de Peg commun desservant deux zones, avec la contrainte de transfert entre les 2 zones pour éviter d'augmenter le recours à la flexibilité,
- Schéma de Peg commun au sein d'une Trading Region avec 2 variantes : celle avec nominations des expéditeurs et celle avec répartition des déséquilibres.

Les réactions des expéditeurs, sans être concertées, peuvent se résumer ainsi :

- Rejet du schéma 1, surtout en cas de contrainte physique répercutée par les transporteurs. Pour les expéditeurs interrogés, ce schéma est, suivant les arguments, minimaliste par rapport au fonctionnement actuel, ou trop contraignant, ou trop compliqué pour réaliser des transactions.
- Le schéma 2 recueille davantage d'intérêts. La variante avec nominations des expéditeurs bute principalement sur la contrainte des nominations de sortie qui semble en désaccord avec la flexibilité attendue pour leurs livraisons. La variante de trading region « Grand Sud » avec répartition des déséquilibres concentre l'intérêt des expéditeurs, qui sont tentés par le foisonnement des déséquilibres et la minimisation des contraintes pour eux. Plusieurs expéditeurs souhaitent même aller plus loin vers l'alignement des systèmes d'équilibrage, voire la fusion des zones dans le Sud.

Le 10 décembre, GRTgaz et TIGF ont présenté le projet de Peg commun avec les variantes nominations des expéditeurs et répartition des déséquilibres du schéma 2 aux expéditeurs. Cette concertation a confirmé l'intérêt préférentiel des expéditeurs pour la variante avec répartition des déséquilibres, mais avec des demandes de précision sur la clef de répartition à la maille expéditeur.

Gestion de la capacité technique maximum, y compris en cas de maintenance.

Les limitations de la capacité physique sur la liaison (en cas de congestion ou en cas de travaux) peuvent être reportées soit sur les points d'entrées de la zone TIGF+GRTgaz Sud, soit sur les points de sortie. Ce report sur les entrées ou les sorties couvrira la grande majorité des cas de limitation sur la liaison.

Cette question fondamentale fera l'objet d'une concertation avec le marché et d'une validation par la CRE.

Budget et calendrier du projet.

La mise en place du Peg commun nécessite chez GRTgaz et TIGF des adaptations SI.

De façon non exhaustive, voici les changements SI qui ont été listés :

- Echanges GRTgaz – TIGF
- Prise en compte des contrats Peg commun de TIGF chez GRTgaz
- Calcul et Répartition des déséquilibres
- Production des indicateurs dans Smart GRTgaz et Datagas
- Gestion du flux à l'interface
- Firewall des SI

Les évolutions pour mettre en place les variantes 1 et 3 du schéma 2 ont été estimées de façon préliminaire à 5M€ (GRTgaz + TIGF), à +/- 30 % de risques d'écart.

Le calendrier de mise en place du Peg commun serait le suivant :

- D'ici fin T1 2014 : Accord sur le modèle finalisé et accords de gouvernance entre les 2 transporteurs.
- D'ici fin T2 2014 : Spécifications du besoin SI, avec déclinaison des processus.
- De T3 2014 à fin T1 2015 : Réalisation et déploiement du projet SI.
- 01/04/2015 : Mise en place du Peg commun.

Gouvernance du Peg commun.

GRTgaz et TIGF sont d'accord pour que GRTgaz porte les évolutions SI nécessaires à la mise en place du Peg commun et assure la gestion de ce Peg commun, pour TIGF et GRTgaz, dans le cadre d'une gouvernance à définir entre les deux transporteurs.

L'accord de gouvernance entre GRTgaz et TIGF abordera notamment les principes suivants :

- Périmètre couvert par le projet, répartition du revenu et des coûts.
- Gestion du Peg commun (zone Grand sud).
- Communication auprès des clients.
- Evolutions SI. COPIL pour valider ces évolutions.

Conclusion.

L'analyse des schémas de Peg commun et les échanges avec les expéditeurs favorisent un schéma de trading region « Grand Sud », soit sur la base des nominations des expéditeurs, soit avec répartition des déséquilibres.

Nous sommes volontaires pour échanger avec la CRE sur l'intérêt et la validité des deux variantes afin d'en choisir une seule d'ici janvier 2014.