

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

Réponse d'E.On à la consultation publique

Partie I –Réponses aux questions de la Consultation

1. Etes -vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1er avril 2013 ?

Nous sommes favorable à la fusion des zones Nord B et Nord H. Ce serait en effet une avancée dans la perspective de la création d'une place d'échange unique sur le territoire français.

Toutefois nous considérons qu'une mise en œuvre rapide est souhaitable et nous préconisons d'anticiper la date du 1er avril 2013.

2. Etes-vous favorable à la mutualisation totale du coût de conversion du gaz H en gaz B (service base uniquement) dès le 1er avril 2011 ?

E.On souhaite rappeler que cette mutualisation ne constitue pas à elle seule une amélioration suffisante permettant de renforcer la compétitivité et l'attractivité de la zone nord. Elle doit nécessairement s'accompagner le plus rapidement possible d'une suppression des souscriptions.

3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF

E.On rappelle son attachement à la nécessité d'avoir une visibilité contractuelle et tarifaire durable et à long terme. Ainsi, si nous accueillons favorablement l'existence d'une étude des congestions entre la zone TIGF et GRT gaz Sud nous déplorons l'absence d'une étude similaire pour les congestions entre les zones de GRT gaz Nord et Sud.

En effet, le groupe E.On soutient fortement la fusion des zones GRTgaz Nord et Sud qui seule garantira une structure contractuelle stable à long terme, permettant un développement efficace du marché.

4. Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud au 1er avril 2011, si la création d'une place de marché unique au 1er avril 2013 est retenue ?

La diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud, comme celui des zone nord H et B ne constitue pas une amélioration suffisante dès lors qu'il existe un maintien des obligations de souscriptions entre ces deux zones.

Par ailleurs, comme rappeler au préalable, l'objectif prioritaire pour le groupe E.On est la fusion des zones GRT Gaz Nord et Sud. Ainsi , nous restons vigilant à ce que la création d'une place de marché unique au Sud (par la fusion de TIGF et GRT gaz Sud) ne fige pas l'existence de 2 zones GRT et repousse "sine die "la création d'un zone unique qui est l'objectif partagé par la majorité des acteurs.

5. Etes-vous favorables aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?

Péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français: E.On considère que cette mesure correspond bien à l'évolution souhaitable des tarifs et y est donc favorable.

Tarifs et règles tarifaires applicables à l'interface avec les stockages : La faible utilisation des capacités de stockages existantes est directement liée au coût prohibitif appliqué par Storengy, le renchérissement du terme tarifaire aux PITS ne pourra qu'amplifier cet effet. E.On n'est donc pas a priori favorable à l'augmentation du terme tarifaire aux PITS qui risque de pénaliser les stockages au lieu de favoriser leur développement. Néanmoins E.On regardera avec attention l'étude qui sera menée et réserve donc sa position finale à une date ultérieure à l'examen des résultats.

Règles tarifaires applicables à l'interface avec les terminaux méthaniers : E.On est favorable à cette évolution afin de pérenniser les revues du GRT pour les investissements effectués.

(Pour les questions 6 à 10 cf Partie II)

Question 6 – Quelle est votre analyse du service de flexibilité intra-journalière proposé par GRTgaz ?

Nous sommes opposés au service proposé par GRTgaz pour les 3 raisons évoquées au paragraphe 2 de la partie II ci-dessous(discrimination, coût excessif, service non incitatif).

Question 7 – Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité intra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Nous sommes opposés à ce principe du fait de la discrimination que cela engendre, comme exposé au paragraphe 2.1 de la partie II ci-dessous.

Question 8 - Que pensez-vous du seuil de 0.8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité intra-journalière ?

Ce seuil singularise les seules centrales de production d'électricité. Le volume modulé journalier doit être ramené à la consommation moyenne horaire du site, de manière à définir un critère unitaire, indépendant de la taille du site.

Question 9 – Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Le service envisagé par la CRE améliore l'aspect incitatif du service mais repose sur une structure non adaptée, du fait de son application aux seuls sites « fortement modulés ».

Question 10 – Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité intra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain, et un service pour les renominations en cours de journée ?

Cette question doit être intégrée aux réflexions actuellement en cours dans le cadre de la Concertation Gaz sur les procédures opérationnelles des centrales de production d'électricité. Ces procédures n'étant pour l'heure pas déterminées, il est donc trop tôt pour se prononcer sur la définition de deux services distincts.

11. Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Comme nous l'avons évoqué lors de notre participation à la Concertation Gaz, le système cible d'équilibrage proposé par GRT Gaz suit les orientations de l'ERGEG. Néanmoins, il nous semble important de rappeler que dans la proposition que GRTGaz a présentée lors de la Concertation, le projet présentait un calendrier avec plusieurs étapes dont certaines extrêmement proches. Il est important de souligner que l'ensemble des expéditeurs d'équilibre s'est opposé à ces évolutions avant que GRTGaz ne fasse évoluer l'accès à des informations fiables pour les expéditeurs. Parmi elles, il est nécessaire que les expéditeurs ne risquent pas d'être exposés aux pénalités du prix P2 ou P3 alors que les informations sur la consommation de leurs clients en cours de journée sont peu fiables et sans obligation contractuelle pour les clients sur le réseau GRTGaz et totalement inexistante pour les consommateurs sur les réseaux de distribution (notamment les sites de tailles importantes en T4).

D'autre part il convient d'indiquer que GRTGaz devra s'engager contractuellement sur la qualité de ces informations de telle sorte que les expéditeurs ne devront supporter des déséquilibres liés aux erreurs ou à l'absence d'informations fournies par les gestionnaires de réseaux, y compris remontées d'information de GrDF et des réseaux des ELD. Il est à noter qu'il ne s'agit pas là d'une simple amélioration étant donné l'écart conséquent entre le niveau d'information nécessaire pour mettre en place ce système cible et la qualité / quantités des informations reçues par les expéditeurs à ce jour. D'autre part, il conviendra de transférer les flexibilités aujourd'hui à la disposition de GRTGaz aux fournisseurs de clients finaux puisqu'ils seront ceux qui supporteront la charge de l'équilibre.

De manière générale, la position d'E.On est que la suppression de l'écart de bilan cumulé ne devrait pas se faire par étapes mais en une seule fois, lorsque tous les moyens auront été fournis aux expéditeurs. Néanmoins, étant donné que l'orientation actuelle est celle d'une évolution par étapes, il faudra que chaque évolution (diminution) des tolérances d'équilibrage soit liée à une évolution quantitative et engageante des informations fournies aux expéditeurs d'équilibre.

En outre il nous semble qu'un système d'échanges au PEG à posteriori permettrait aux acteurs de mieux gérer leur équilibrage sans pour autant mettre en risque l'équilibre physique du réseau. E.On propose donc qu'une étude soit menée au sein de la Concertation sur l'intérêt pour les acteurs de la création d'un tel système dans un premier temps puis sur la faisabilité. Cette mesure permettrait de palier en partie à la faible fiabilité des données transmises par GRT Gaz en cours de journée ainsi qu'au manque de données publiées par les réseaux de distribution.

12. Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

E.On considérant que la France n'est qu'une unique place de marché à terme, il faudra que les systèmes d'équilibrage de tous les opérateurs convergent vers un système cible ce qui ne sera pas le cas si TIGF ne fait pas évoluer son système.

Partie II- Réponse détaillée à la problématique de la flexibilité intra-journalière

1. Contexte

GRTgaz et TIGF ont publié en janvier 2010 une étude exhaustive de la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins actuels et futurs de flexibilité intra-journalière.

E.On se félicite de la qualité du travail qui a été fourni dans le cadre de cette étude, qui a globalement respecté le cahier des charges défini et validé par le groupe de travail de la Concertation Gaz.

Il ressort de cette étude que *« les infrastructures actuelles en service ou dont le développement est décidé permettent la majeure partie du temps de satisfaire le besoin de modulation intra-journalière du marché jusqu'en 2013 »*, sauf pour les 2 mois d'octobre et novembre dès 2011-2012. Par ailleurs, *« le développement des nouvelles infrastructures, envisagé à l'horizon 2014, est de nature à apporter la flexibilité intra-journalière supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins. »*

Il apparaît donc que la contrainte est limitée sur une période de 3 ans maximum, pour une durée de 2 mois par an environ.

Les GRTs envisagent donc de ne pas recourir à des investissements spécifiques pour développer l'offre de flexibilité intra-journalière, et se sont attachés à évaluer les coûts de fourniture de flexibilité additionnelle à partir des infrastructures existantes.

Du fait de l'augmentation du besoin de flexibilité, E.On reconnaît la nécessité de trouver une solution, mais tient en revanche à rappeler les principes fondamentaux à respecter, tels que nous les avons déjà indiqués dans notre réponse à la Consultation Publique de mars 2009 :

- Régulation du recouvrement exact des coûts liés à la flexibilité intra-journalière
- Non discrimination entre les différents utilisateurs de flexibilité intra-journalière
- Aspect incitatif du service, visant à limiter les besoins de flexibilité intra-journalière additionnelle et à éviter les surinvestissements
- Flexibilité du service, pouvant suivre sur le moyen et long terme l'évolution des besoins de flexibilité intra-journalière

E.On tient enfin à rappeler l'importance du développement des CCG pour assurer la sécurité du système électrique : la filière CCG représente aujourd'hui la filière optimale en semi-base et en pointe, à la fois pour contribuer aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (les CCG émettant 3 fois moins de CO₂ que les centrales charbon qu'ils sont destinées à remplacer), et pour assurer la sécurité du réseau électrique, en compensant le caractère intermittent de la production d'électricité renouvelable. Le recours aux CCG répond à la fois aux préconisations de la PPI Electrique 2009 (*« suivant le principe de la liberté d'établissement, la PPI préconise d'autoriser, au titre de la loi électrique, les projets [CCG] des investisseurs ce qui contribuera à la sécurité d'approvisionnement »*).

électrique »¹) et aux attentes de RTE dans la dernière actualisation 2010 du Bilan Prévisionnel (« *C'est dans les prochains mois que les décisions d'investissement doivent être prises pour garantir aux échéances envisagées le maintien de l'équilibre offre-demande en France* »²).

Dans un contexte de conjoncture économique difficile et de report des décisions d'investissement, il convient donc d'être attentif à toute modification du cadre réglementaire des CCG, pouvant mettre leur équilibre économique en péril. E.ON tient d'ailleurs à rappeler que GRT gaz s'est déjà engagé envers plusieurs producteurs d'électricité à travers des contrats de raccordement et qu'une remise en cause des conditions évalués dans ces engagements va à l'encontre de la nécessaire visibilité et anticipation des règles et des coûts dont ont besoin les investisseurs dans la réalisation de leur projet.

2. Service de flexibilité intra-journalière proposé par GRTgaz et adaptations envisagés par la CRE

E.ON est opposé au service proposé par GRTgaz pour les raisons suivantes :

1. L'offre de service est **discriminatoire**.

Ce service repose en effet sur une logique tendant à faire supporter un coût marginal aux « utilisateurs » marginaux de flexibilité intra-journalière.

L'étude des GRT montre que les clients historiques consomment dès à présent autant de flexibilité intra-journalière (13.3 TWh de volume modulé annuel) que les 13 CCG qui seront en service à l'horizon 2013 : GRT gaz, dès lors, assure un traitement inéquitable et injustifié entre les utilisateurs du réseau, puisqu'il fait bénéficier aux seuls clients historiques d'une flexibilité bon marché (estimés à 0.43 €/ MWh modulé), prise sur le stock en conduite, alors que les opérateurs de CCG doivent s'acquitter d'une flexibilité à prix élevé (estimé par GRTgaz à 1.67 €/MWh modulé, soit près de 400% du prix historique), prise essentiellement sur les stockages.

Par ailleurs, le critère utilisé par GRTgaz pour déterminer les utilisateurs soumis à un traitement différencié à travers le service de modulation intra-journalière est un critère en valeur absolue (volume modulé journalier supérieur à 0.8 GWh). Ce critère dont le choix n'a pas été justifié par les travaux menés dans le cadre de la Concertation gaz a pour effet de marginaliser les seuls opérateurs de CCG et de créer une rupture du principe d'égalité des utilisateurs devant les charges du réseau.

¹ Rapport au Parlement - Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité - Période 2009 - 2020

² Actualisation 2010 du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – 22 juillet 2010

Le choix d'un critère en valeur absolue justifiée par la taille des sites à fournir n'est d'ailleurs pas cohérent avec les contraintes évoquées par le GRT gaz lors des réunions de concertation.

En effet parmi les deux contraintes générées par la flexibilité intra-journalière (d'une part, la ressource en flexibilité intra-journalière -stock en conduite, stockages, terminaux, etc.- et d'autre part, le transfert de cette flexibilité jusqu'au site modulé), il est apparu que la contrainte majeure en J-1 vient de la ressource en flexibilité (due à la sollicitation accrue des stockages) et non au transfert de cette flexibilité (en dehors de la zone de Fos). En effet, cette contrainte du transfert est levée dès lors que les opérateurs de CCG fournissent un programme horaire de fonctionnement la veille pour le lendemain, permettant à GRTgaz de mutualiser les ressources de flexibilité à l'échelle nationale et de préparer le réseau en J-1.

En conséquence, les arguments de concentration géographique et d'imprévisibilité des besoins de flexibilité des centrales électriques nous semblent infondés et **la taille du site ne doit pas rentrer en ligne de compte**. Le critère doit être exprimé en heures de fonctionnement journalier moyen, représentant le besoin unitaire de modulation de chaque site.

2. Le coût de l'offre est **excessif et non justifié**

E.On estime que les coûts de fourniture de flexibilité intra-journalière déterminés par GRTgaz, et les offres fournies par les opérateurs d'infrastructures (stockages, terminaux méthaniers) sont surévalués par rapport au coût résiduel réellement supporté par les opérateurs.

A travers son offre, Storengy semble imputer des coûts induits par une sur sollicitation constante du système, or il s'avère que le besoin de flexibilité intra-journalière conduit alternativement à une sur et une sous-sollicitation physique des stockages (comme cela est rappelé par la CRE dans la note de consultation au paragraphe 4.4.2.b), ce qui tend à minimiser les coûts pour l'opérateur. Cette surestimation de l'offre Storengy est d'ailleurs relevé par la CRE dans sa note de consultation, qui propose notamment de différencier l'offre Storengy suivant la saison et le sens de sollicitation du stockage (sans que cela ne soit repris dans la proposition tarifaire de la CRE) et de réduire significativement le terme tarifaire relatif à l'amplitude de modulation.

Par ailleurs, le système actuel crée un marché captif et non ouvert à la concurrence, qui bénéficie uniquement aux opérateurs d'infrastructures et notamment à Storengy. E.On estime qu'il est indispensable d'ouvrir ce marché à d'autres sources de flexibilité (contre-modulation des clients, opérateurs d'infrastructures étrangers, nouvelles infrastructures GNL, producteurs de gaz, etc.).

3. Le service n'est pas **incitatif** et conduit à une **désoptimisation du système**.

Le service repose sur le paiement d'un montant quasi-fixe, peu différencié en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de la centrale. Ceci est principalement dû au montant élevé des charges fixes qui ont été retenues et à la structure de l'offre Storengy, qui est pourtant interruptible. E.On estime qu'il est indispensable de mettre en place un service entièrement variabilisé, permettant aux sites modulés de déterminer l'optimum économique de leur besoin en flexibilité intra-journalière lors de la définition de leur programme horaire de fonctionnement en J-1.

Par ailleurs, les adaptations de la CRE, même si elles apportent des améliorations sur l'aspect incitatif du service, ne nous semblent pas résoudre totalement les problèmes évoqués ci-dessus. En effet, c'est bien la structure même de l'offre qu'il faut revoir ; la mise en place de compensations ad'hoc non justifiées (comme par exemple, la réduction accordée aux sites modulés sur le tarif d'acheminement pour ne pas leur faire payer la flexibilité du reste des consommateurs), s'appuyant sur une structure du service non pertinente, ne donnent pas aux acteurs les signaux suffisamment incitatifs.

3. Solution proposée par E.On

Pour répondre au besoin de flexibilité exprimé par les opérateurs de CCG plusieurs solutions peuvent être envisagées :

1. Application d'un coût marginal de la flexibilité aux CCG uniquement (solution proposée par GRTgaz)
2. Application d'un coût moyen de flexibilité à l'ensemble des clients dont le besoin unitaire de modulation est supérieur à un seuil dimensionnant du réseau gazier
3. Mutualisation des coûts de flexibilité dans le tarif d'accès au réseau de transport de gaz naturel

E.On exclut la première solution, pour les raisons évoquées ci-dessus.

La troisième solution semble être celle la plus aisée à mettre en œuvre puisqu'il s'agit de la continuité du système existant et que l'impact pour l'utilisateur reste faible du fait du foisonnement du coût (augmentation du revenu autorisé de GRTgaz de 1% si les hypothèses de la CRE sont retenues). Toutefois elle suppose, comme c'est déjà le cas actuellement, de faire supporter à l'ensemble des utilisateurs le coût de la modulation.

Enfin la seconde solution, s'appliquant à l'ensemble des consommateurs, présente plusieurs avantages :

- Définir la modulation standard fournie par l'offre d'acheminement, exprimée en nombre d'heures moyennes de fonctionnement du site (ce seuil peut être fixé à 20h de modulation, comme le fait TIGF dans son service, et conformément aux obligations contractuelles des capacités d'acheminement)
- Tous les sites ayant un besoin de modulation supérieur à cette modulation standard doivent payer leur besoin additionnel de flexibilité : les clients

industriels en fonction de leur consommation horaire réelle et les PITD sur la base d'un forfait, fonction des profils de consommation.

- La tarification de ce service doit être uniquement proportionnelle et ne doit pas comporter de charge fixe. Le tarif doit couvrir uniquement les charges externes liées à l'achat de flexibilité intra-journalière. Il est en effet impossible d'isoler de manière transparente et non discriminatoire les charges internes liées à la flexibilité intra-journalière « additionnelle » de celles concernant la gestion standard du réseau. Ceci est rappelé par TIGF dans son service de modulation : « *l'impact financier [de la flexibilité intra-journalière] liée à la gestion opérationnelle du réseau est difficile à évaluer* ».
- Ce service peut être interruptible, au moins dans un premier temps, conformément aux offres faites par les opérateurs adjacents et ne nécessiterait donc pas une réservation de souscription. Il est essentiel que les conditions d'interruptibilité soient clairement définies, en fonction des contraintes du système gazier, ce qui n'est pas le cas dans la proposition faite par GRTgaz.
- Le besoin de modulation doit être évalué pour chaque client par « *maille de modulation* » (zone géographique où la flexibilité intra-journalière peut être mutualisée en intraJ), afin de prendre en compte l'éventuel foisonnement des besoins de modulation des sites modulés d'un client sur une même maille de modulation et de lui permettre de fournir de la contre-modulation au système.
- Ce service peut être complété par la mise à disposition de GRTgaz de mécanisme d'équilibrage, à l'instar de ce qui existe sur le système électrique. E.On avait proposé dans sa réponse à la consultation publique de mars 2009 2 propositions de mécanisme d'équilibrage (rappelé ici en annexe), dont l'une qui peut facilement être mise en œuvre, utilisant le mécanisme d'ajustement existant de RTE. Aucune analyse précise n'a été faite sur ces propositions dans le cadre de la Concertation Gaz : il nous semble important d'engager très rapidement une réflexion approfondie de ce mécanisme, permettant d'utiliser les synergies potentielles entre les systèmes gazier et électrique.
- Il est impératif, dès la mise en œuvre du service, de donner à GRTgaz l'accès à de nouvelles ressources de flexibilité, notamment aux gestionnaires de réseaux frontaliers (lorsque ce réseau le permet, grâce à un système d'équilibrage ou d'incitation horaire) : ceci permettra en effet de mettre en concurrence les offres de flexibilité faites par les opérateurs d'infrastructures et de consolider le dispositif sur le plan du droit européen de la concurrence, afin de conduire à la réduction des coûts de la flexibilité intra-journalière.

E.ON considère qu'un service de flexibilité intra-journalière structuré de cette façon reste très attractif puisqu'il permet de donner aux utilisateurs des mécanismes incitatifs, leur permettant d'optimiser leur besoin de flexibilité lors de la programmation de leur consommation en J-1. D'autre part, Il conduit à une optimisation du système gazier dans son ensemble, en limitant les besoins de flexibilité intra-journalière au strict minimum économique et en donnant aux GRT l'accès aux ressources de flexibilité intra-journalière les plus économiques.

Cette solution est donc préconisée par E.ON dès lors qu'elle ne remet pas en cause le principe d'équilibrage journalier (selon les prescriptions de l'ERGEG) et que sa mise en œuvre ne s'avère pas trop complexe.

Si ces critères ne sont pas réunis, nous soutenons l'adoption d'une mutualisation des coûts et d'une évolution du tarif d'acheminement en conséquence.

ANNEXE - Propositions faites par E.On dans la réponse à la consultation publique de mars 2009

« (...), il nous semble qu'il faut préserver le système d'équilibrage journalier du système gazier dans son ensemble et qu'il existe, en respectant ce cadre, des solutions permettant de répondre à l'éventuelle insuffisance de modulation intra-journalière :

- en J-1, l'extension du marché de l'équilibrage des GRT à la modulation intra-journalière*
- en J-1 ou en J, l'utilisation du mécanisme d'ajustement RTE, via la concertation entre les opérateurs de réseau électrique et gazier*

Extension du marché de l'équilibrage des GRT à la modulation intra-journalière

Dans cette solution, l'équilibrage appliqué à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle reste journalier et le GRT reste responsable de l'équilibrage du réseau de transport.

Par ailleurs, ce système nécessite une transparence accrue de la part du GRT sur la gestion opérationnelle du système : le GRT doit afficher le niveau prévisionnel d'utilisation de ses ressources de flexibilité intra-journalière en J+1 et le niveau réel en J, sur l'ensemble des infrastructures (stock en conduite, stockages souterrains, terminaux méthaniers, voire éventuellement points d'entrée terrestre et terminal d'atterrissage de Dunkerque), à l'instar des publications de stock en conduite faites par National Grid au Royaume-Uni.

En J-1, le GRT pourrait faire appel au marché de l'équilibrage pour subvenir aux besoins de modulation intra-journalière que les infrastructures ne peuvent pas lui fournir :

- les sites effectuant des programmations horaires J-1 auprès du GRT (ie. les centrales électriques) remettraient en J-1 des offres de variation horaire de leurs consommations en J, soit à l'achat soit à la vente,*
- GRTgaz pourrait faire appel à ces offres, en précisant la durée et l'amplitude d'utilisation, en fonction de leur préséance économique, mais aussi en fonction des contraintes locales du réseau,*
- les producteurs d'électricité pourront prendre en compte l'activation de ces offres par GRTgaz, en J-1, dans le programme d'appel transmis à RTE.*

La neutralité financière du système doit être assurée, au même titre que le marché de l'équilibrage actuel, grâce à la mise en place d'un compte de résultat indépendant, regroupant les coûts et recettes d'achats/ventes horaires. La répartition du résultat de ce compte se fera à intervalle régulier entre les acteurs ayant participé à ces activités.

Ce mécanisme serait une extension du « mécanisme de marché d'ajustement géographique et d'équilibrage » en cours d'étude dans le cadre du Groupe de Travail Evolution de la Structure Contractuelle du Réseau.

Utilisation du mécanisme d'ajustement de RTE en intrajournalier

Dans cette solution, l'équilibrage appliqué à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle reste journalier et le GRT reste responsable de l'équilibrage du réseau de transport.

En J-1, le GRT gazier pourrait faire appel au GRT électrique RTE en cas de d'insuffisances des ressources de modulation intrajournalière du système gazier, pour J et pour un site donné, pour demander une modification du fonctionnement de la centrale électrique, en amplitude ou en durée.

- *RTE pourrait alors utiliser le mécanisme d'ajustement (cf. document en annexe sur les règles relatives au mécanisme d'ajustement RTE), à travers un nouveau motif d'ajustement « Modulation Gaz » (via une utilisation similaire à l'« Ajustement 20h » utilisée dans le passé) : la CCG serait appelé conformément à la demande de GRTgaz. Pour garantir l'équilibrage du système électrique, RTE compenserait cet ajustement par un ajustement opposé (de type « Modulation gaz » également) sur une autre entité de production.*

En J, le GRT gazier pourrait faire appel au GRT électrique RTE en cas de d'insuffisances des ressources de modulation intrajournalière du système gazier pour un site donné, pour demander une modification du fonctionnement de la centrale électrique, en amplitude ou en durée.

- *Si les systèmes gaziers et électriques ont la même tendance pour la demi-heure donnée, RTE répondrait à la demande de GRTgaz en faisant appel au mécanisme d'ajustement habituel.*
- *Si les systèmes gaziers et électriques ont des tendances opposées pour la demi-heure donnée, RTE pourrait alors utiliser le mécanisme d'ajustement, à travers un nouveau motif d'ajustement « Modulation Gaz » : la CCG serait appelé conformément à la demande de GRTgaz. Pour garantir l'équilibrage du système électrique, RTE compenserait cet ajustement par un ajustement opposé (de type « Modulation gaz » également) sur une autre entité de production.*

La neutralité financière pourrait être garantie à RTE de la façon suivante :

- *Dans le premier cas (systèmes avec tendances identiques), RTE répercute à GRTgaz son manque à gagner si l'appel à l'ajustement de la CCG ne respectait pas la préséance économique du MA.*
- *Dans le second cas (systèmes avec tendances opposés), RTE répercute à GRTgaz le résultat net des 2 ajustements « Modulation Gaz » opposés.*
- *Les ajustements de type Modulation Gaz ne participent pas à la définition du cout de règlement des écarts de RTE.*

GRTgaz met en place un compte de résultat indépendant, regroupant les coûts et recettes liés à ses appels à l'ajustement RTE. La répartition du résultat de ce compte se fera à intervalle régulier entre les acteurs ayant participé à ce mécanisme.

En synthèse, il convient de souligner les avantages de ces 2 mécanismes :

- ***mise en œuvre simple et rapide par les GRT***
- ***garantie d'une utilisation limitée aux seuls besoins du système***
- ***aucun investissement supplémentaire requis, le marché régulant de lui-même ses besoins de flexibilité en fonction des ressources disponibles***

- *envoi de signaux économiques localisés, en fonction des contraintes locales d'équilibrage gaz*
- *dépéréquation des coûts de la modulation sur les acteurs intervenant sur les besoins de modulation ».*