

## **Réponse de Direct Energie à la consultation sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel**

En tant qu'expéditeur et développeur de projets de centrales électriques fonctionnant au gaz, Direct Energie se sent particulièrement concerné par les questions traitées dans cette consultation. Nous jugeons nécessaire que des conditions économiques stables et claires soient établies. Malheureusement, nous constatons un manque de transparence certain sur plusieurs points de la consultation qui vont à l'encontre même de ce besoin de lisibilité.

### Concernant l'évolution de la structure tarifaire envisagée,

Direct Energie s'est prononcé à de multiples reprises pour une réduction au maximum du nombre de zones d'équilibrage sur le territoire français. Aussi nous soutenons la proposition d'une fusion des zones Nord et d'une fusion des zones Sud, et donc la mutualisation des coûts de conversion entre Nord B et H, ainsi que la diminution des coûts à l'interface des zones Sud.

Néanmoins, ces fusions doivent constituer une première étape avant une fusion de l'ensemble des zones, et la Commission doit donc veiller à ce que les tarifs à l'interface des zones Nord et Sud ne soient pas augmentés afin d'atteindre une meilleure liquidité.

### Concernant les conditions d'accès pour les centrales,

A titre préliminaire, il convient de rappeler que les contraintes à l'origine des coûts évoqués ne sont pas encore avérées, et sont au mieux supposées sur la base de notes d'étude.

Si de tels coûts étaient avérés, Direct Energie considère que l'opacité des données économiques présentées jette de sérieux doutes sur le montant des charges à couvrir. Au regard des enjeux financiers que représente la construction de centrales et des questions de sécurité d'approvisionnement qu'amèneraient leur retard ou leur annulation, il convient de faire preuve de prudence. Or le simple fait que la CRE envisage une réduction de 50% du niveau proposé par GRTgaz devrait paraître suffisant pour démontrer la fragilité du niveau initial proposé par le GRT, comme point de départ de tout raisonnement.

A supposer que ces coûts soient avérés et puissent être chiffrés de manière transparente, Direct Energie s'oppose à ce que soit entériné le principe d'un report sur les seuls producteurs d'électricité de coûts liés à la modulation. Nous rappelons ainsi que de nombreux sites raccordés au GRT sont déjà modulés, et ne s'acquittent pas d'un complément en sus de leur tarif ATR.

Si une mutualisation globale des coûts de modulation était écartée, toute répartition entre les consommateurs de gaz, centrales ou particuliers, historiques ou nouveaux, se doit néanmoins d'être équitable et péréquée, ce qui n'est pas le cas des propositions présentées.

### Concernant l'évolution du système d'équilibrage,

Direct Energie est favorable à une évolution du système. Néanmoins, une réduction des talons doit nécessairement s'accompagner de solutions techniques ou financières qui permettent aux fournisseurs de conserver la flexibilité nécessaire pour répondre à la forte volatilité du coefficient de calage - notamment pour les portefeuilles profilés. Aussi, Direct Energie maintient sa position exprimée le 11/03/10, et souhaite que des solutions alternatives soient étudiées.

Pour conclure, Direct Energie invite la Commission à relancer la concertation sur les conditions d'accès des centrales et le système d'équilibrage.

## **Evolution de la Structure Tarifaire**

### **Q1. Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1er avril 2013 ?**

Direct Energie est favorable à une fusion des zones Nord H et Nord B dans les meilleurs délais possibles. Nous estimons que la création d'une place de marché unique ne peut que bénéficier l'ensemble des expéditeurs présents sur le réseau français en favorisant la concentration de la liquidité sur le PEG Nord.

Il nous semble également souhaitable de réduire au maximum le nombre de zones d'équilibrage présentes sur le réseau Français, à l'instar de ce qui est fait pour le système électrique.

### **Q2. 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 ?**

Direct Energie est favorable à une mutualisation du coût de conversion H vers B à l'ensemble des acteurs. Nous sommes également en faveur, et ceci dès que possible, de la suppression des souscriptions de capacité sur la liaison entre les deux zones.

Nous estimons que de telles mesures permettront de dynamiser encore d'avantage la concurrence entre fournisseurs en zone B.

### **Q3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF ?**

L'étude de l'état du réseau effectuée par GRTgaz et TIGF démontre que l'absence d'une réelle congestion entre les réseaux de GRTgaz et TIGF que ce soit dans le sens Nord vers Sud ou dans le sens contraire. L'opposition exprimée à ce jour par le transporteur TIGF à toute évolution des règles actuelles visant à accroître l'attractivité et la liquidité d'une place de marché de type « Grande Zone Sud » est, à notre avis, plus liée à des considérations économiques propres à TIGF qu'à de réelles contraintes physiques dans ladite zone.

### **Q4. Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRT Gaz Sud au 1er avril 2011, si la création d'une place de marché unique au 1er avril 2013 est retenue ?**

Tout d'abord nous souhaitons préciser que nous sommes favorables à la création d'une grande zone sud en tant que jalon vers une fusion totale de l'ensemble des zones d'équilibrage de gaz en France.

Ainsi Direct Energie est favorable à une diminution du terme tarifaire entre les zones GRTgaz Sud et TIGF à condition que les évolutions tarifaires destinées à compenser la perte de revenu autorisé des GRT ne pénalisent ni la concurrence, ni la liquidité dans la grande zone sud.

Par conséquent Direct Energie est favorable à une évolution des tarifs sur les termes de sortie vers l'Espagne (Biriadou, Larrau), et également sur les terminaux méthaniers.

Direct Energie est opposé à toute augmentation du terme tarifaire entre les zones Nord et Sud de GRTgaz car, à notre avis une telle évolution risquerait de pénaliser le développement de la concurrence en zone Sud.

### **Q5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?**

Direct Energie estime qu'une présentation publique des coûts et de la méthodologie employée serait nécessaire avant toute évolution des tarifs aux PITS.

Dans le cadre d'offres de type multicyclage il nous paraît important que les coûts additionnels éventuellement associés à l'utilisation de telles capacités de stockage soient imputés uniquement aux expéditeurs qui en auraient souscrit.

Pour ce qui concerne les règles applicables aux PITM, Direct Energie est favorable à la mise en place d'un système de compensation du GRT dans le cas où les capacités développées à l'initiative de l'opérateur du terminal ne seraient pas intégralement souscrites. Nous estimerions anormal que l'ensemble des expéditeurs couvrent les surcoûts liés à des tuyaux développés à la demande de l'opérateur sur la base de scénarios d'un optimisme excessif, et qui seraient au final sous utilisés par ses clients.

## **Conditions d'accès pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel**

A titre préliminaire, il convient de rappeler que les contraintes à l'origine des coûts évoqués ne sont pas encore avérées, et sont au mieux supposées sur la base de notes d'étude.

Si de tels coûts étaient avérés, Direct Energie considère que l'opacité des données économiques présentées jette de sérieux doutes sur le montant des charges à couvrir. Au regard des enjeux financiers que représente la construction de centrales et des questions de sécurité d'approvisionnement qu'amèneraient leur retard ou leur annulation, il convient de faire preuve de prudence. Or le simple fait que la CRE envisage une réduction de 50% du niveau proposé par GRTgaz devrait paraître suffisant pour démontrer la fragilité du niveau initial proposé par le GRT, comme point de départ de tout raisonnement.

Le fonctionnement – voire l'existence – des centrales ne doit pas être contraint parce que les transporteurs auront voulu prendre des marges excessives dans l'exploitation de leurs réseaux. Et il convient au contraire de faire preuve de circonspection dans l'écriture de conditions d'accès fortement impactante pour l'économie des projets de centrales à gaz.

A supposer que ces coûts soient avérés et puissent être chiffrés de manière transparente, Direct Energie s'oppose à ce que soit entériné le principe d'un report sur les seuls producteurs d'électricité de coûts liés à la modulation. Nous rappelons ainsi que de nombreux sites raccordés au GRT sont déjà modulés, et ne s'acquittent pas d'un complément en sus de leur tarif ATR.

De manière générale, Direct Energie s'oppose à ce que soit entériné le report sur les producteurs d'électricité de coûts liés à la modulation. Nous rappelons ainsi que de nombreux sites raccordés au GRT sont déjà modulés, et ne s'acquittent pas d'un complément en sus de leur tarif ATR.

Si le problème de modulation est avéré et une mutualisation globale des coûts de modulation était écartée, il conviendrait alors de s'assurer :

- que les éventuels surcoûts générés sont facturés de façon mutualisée, comme c'est déjà le cas actuellement pour les coûts générés par la modulation des clients hors centrales (5.7 Me pour 13 TWh modulé /an) ;
- que toute solution qui ne mutualise pas les coûts est non discriminatoire pour chaque site et prend en compte les revenus générés par le tarif ATR classique ;
- que le service proposé par GRTgaz correspond à un optimum que peut fournir le système gazier sans pour autant désoptimiser le système électrique.

A titre d'illustration des risques que fait poser cette proposition, le coût de transport ATR selon le tarif en vigueur pour acheminer le gaz à une tranche de 440 MWe CCGT est actuellement de l'ordre de 1.7M€ à 2 M€ par an. Le service de flexibilité proposé par GRT Gaz est du même ordre de grandeur (1.7 M€), ce qui revient donc à doubler le coût de transport à prévoir pour une tranche de 440 MWe. Une telle hausse de ce coût de transport semble injustifiée dans la mesure où :

- une telle hausse peut potentiellement tempérer la décision d'investissement si le projet n'est pas validé, ou pénaliser des investissements déjà décidés
- la fourniture de flexibilité serait assurée dès 2014 avec le développement de nouvelles infrastructures de transport déjà décidées et dont les coûts sont recouverts à travers les tarifs d'acheminement de GRTgaz.

Or, Direct Energie souhaite souligner que les centrales à gaz sont un axe majeur de développement du réseau de transport de gaz en France, aussi bien en terme de revenus supplémentaires pour des GRT que d'augmentation de la consommation de gaz et que d'amélioration de la liquidité et de la

concurrence sur le marché de gros et qu'il ne faut pas sous-estimer les retombées positives de ce nouveau mode de consommation pour le développement de GRT Gaz.

D'autre part, Direct Energie déplore le manque de capacité de GRT gaz à anticiper ses besoins et les investissements qui en découlent. En effet, GRT gaz réalise chaque année depuis 4 ans une étude prospective sur le développement du réseau de transport portant sur les 10 années à venir et Direct Energie s'étonne que GRT gaz n'ait pas su anticiper l'arrivée et le fonctionnement des CCGTs sur son réseau alors même que :

- la production d'électricité à partir de gaz (CCGTs ou TAC) est un procédé classique et très largement utilisé en Europe. Bien qu'ayant des spécificités différentes, tous les autres TSOs arrivent à gérer ce type de consommation de gaz, et ce depuis longtemps.
- en France, 1 CCGT est en fonctionnement depuis 2005 (dk6) et actuellement ce sont 6 tranches de 400 MW qui sont en fonctionnement en 2010

A plus long terme, Direct Energie comprend que la réalisation de certains projets de renforcement du réseau de GRTgaz (entre autres Arc de Dierrey, projet Eridan) devrait permettre de supprimer la pénurie de modulation intra-journalière à l'horizon 2014, a minima pour des programmes donnés en J-1 pour J. En revanche, la réalisation de ces projets n'est pas acquise. Si la pénurie de modulation intra-journalière devenait chronique sur le réseau gazier français, il faudrait alors s'interroger sur la gestion de la pénurie à court et long terme.

Pour finir, Direct Energie considère qu'une optimisation globale des systèmes gazier et électrique est à rechercher et qu'une étude devrait être lancée rapidement sur le sujet.

<b>Q6. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz ?</b>
--

Direct Energie aimerait soulever un ensemble de problèmes liés à la proposition de GRTgaz spécifiquement,

- **Critère d'application du service**  
Cf. réponses aux questions 7 et 8
- **Caractère interruptible du service :**  
Bien que ce ne soit pas clairement explicité ni dans l'annexe 3 de GRT Gaz, ni dans sa synthèse par la CRE, Direct Energie comprend que le service proposé est interruptible dans la mesure où il serait proposé aux sites concernés sous réserve que la flexibilité infra-journalière soit disponible sur les infrastructures gazières françaises. **Direct Energie est favorable à un service interruptible, dans la mesure où à la maille annuelle, GRT Gaz est en mesure d'assurer techniquement l'équilibre offre/demande de fourniture de flexibilité sur un horizon pérenne.**
- **Terme fixe :**  
Le montant proposé par GRT Gaz est disproportionné par rapport au coût ATR d'une tranche CCGT. En effet ce coût, qui représente environ un tiers du coût classique est appliqué quelque soit la modulation effectivement appelée par le site. Dans le cas d'un fonctionnement en base du CCGT (démarrage le lundi matin et arrêt le vendredi) la modulation appelée est faible voire nulle. **Direct Energie est donc opposé par principe à un coût fixe** et souhaite que les **coûts soient imputés de manière variable** afin de :
  - o permettre une optimisation des centrales en day-ahead qui tient compte du coût de la modulation.

- tenir compte de l'interruptibilité des sources de flexibilité et notamment pour les cas où la flexibilité n'est pas disponible chez Storengy et Elengy

- **Terme d'amplitude**

GRT Gaz propose de répliquer le terme d'amplitude que Storengy lui soumet, basé sur un coût en €/MWh/h/jour. Ce coût serait appliqué sur la base de l'amplitude de consommation gaz constatée dans une journée. En d'autres termes, dans le cas le plus probable où dans la même journée la centrale a une plage d'arrêt et une plage de fonctionnement à pleine charge, l'amplitude sera de 800 MWh/h et ce quelque soit le nombre d'heure de fonctionnement.

Direct Energie considère qu'il ne s'agit ici pas d'un coût variable (il est le même pour un fonctionnement 6h ou 12h) mais bien d'un coût fixe de réservation journalière d'une capacité de stockage horaire. L'utilisation infra-journalière faite par GRT Gaz des stockages de Storengy ne devrait pas faire l'objet d'une sur-souscription de la part des producteurs, car Storengy commercialise déjà l'intégralité de ses capacités de stockages sur une base de nomination journalière et ferme.

L'équilibrage du réseau étant journalier, toute la gestion infra-journalière doit être gérée opérationnellement entre le GRT et les opérateurs adjacents, via des contrats inter-opérateurs (comme le contrat de flexibilité établi entre GRT et Storengy). Ainsi GRT Gaz pilote physiquement le réseau en optimisant les besoins de modulation avec les sources à sa disposition, étant entendu qu'au pas de temps journalier, il n'y a pas d'utilisation additionnelle à la programmation journalière des capacités de stockage, d'émission ou de transport et donc il ne doit pas y avoir de réservation additionnelle de capacité d'injection et ou de soutirage.

Direct Energie est donc opposé à l'application d'un terme d'amplitude aux consommateurs de modulation. Direct Energie souhaite que ce terme soit pris en compte directement dans les contrats inter-opérateurs de flexibilité et donc mutualisés à l'ensemble des consommateurs.

De plus, la flexibilité intra-journalière d'une centrale électrique se caractérise par une amplitude de débit à la hausse puis à la baisse par rapport au débit moyen journalier. L'étude de GRT Gaz/TIGF montre que le recours aux stockages est principalement réalisé en hiver, période pendant laquelle les stockages sont en phase de soutirage. Dans ce cas seule l'amplitude à la hausse doit être considérée, l'amplitude à la baisse ayant pour effet de diminuer la sollicitation des stockages.

Le coût de l'amplitude ne doit donc pas être facturé par Storengy à GRT Gaz lorsque la demande a pour effet de réduire le niveau de sollicitation des stockages.

D'autre part, Direct Energie souhaite que le terme d'amplitude payé par GRT Gaz à Storengy et Elengy soit basé sur la sollicitation réalisée des stockages pour le compte de la modulation infra-journalière, le suivi étant tracé dans un rex d'exploitation des contrats inter-opérateurs.

Enfin, la valorisation économique du coût d'amplitude à proprement parlé est largement surestimée.

A titre comparatif, la fourniture d'un service ferme d'1 MWh/h/jour avec les tarifs ATS de Storengy sur le stockage Sédiane revient à 1.1 €/MWh/h/jour pour un service ferme contre 5 €/MWh/h/jour dans l'offre interruptible proposée par GRT Gaz !

En effet, pour disposer d'1 MWh/h sur un stockage d'une durée d'injection ou de soutirage de 50j (Sédiane), il est nécessaire de réserver un volume utile de 1200 MWh (24\*50) soit un coût de la capacité de 9.8k€/MWh/jour/an, soit 1.1€/MWh/h/jour pour un service ferme.

Enfin les éléments de coûts de l'offre de Storengy, qui sont intégralement répercutés dans le service GRT Gaz n'ont pas été communiqués à la CRE ce qui nous paraît inacceptable au regard de la fixation des tarifs ATR de GRT gaz, d'autant plus que Storengy est en situation de monopole naturel en France pour la fourniture de flexibilité.

Direct Energie est donc opposé au niveau du terme d'amplitude tel que proposé et souhaite qu'il soit réévalué et détaillé publiquement par Storengy sur la base de ses coûts avérés.

- **Franchise**

GRT Gaz propose une franchise de 1/24 de la capacité journalière souscrite du site sur le terme de modulation et 1/24ème de la capacité journalière souscrite du site divisée par le nombre d'heure de fonctionnement sur le terme d'amplitude.

Direct Energie considère que ce niveau est arbitraire et infondé car son calcul n'a pas été détaillé.

- **Montant annuel**

Sauf erreur de notre part, avec les éléments fournis par GRT Gaz, le fonctionnement à 16h par jour pendant 310 jours par an d'une tranche de 440 MWe, induit un coût de l'ordre de 2 M€ et non pas 1.7 M€ comme annoncé par GRT Gaz (voir détails de nos calculs ci-dessous).

nb d'heures de fonctionnement (/jour)	16
volume modulé journalier (MWh)	4 693
amplitude de débit horaire maximum (MWh/h)	880
<u>Pour 1 journée</u>	
Terme Variable modulation (€)	657
franchise sur modulation (€)	-123
Terme Variable Amplitude (€)	4 400
franchise sur amplitude (€)	-275
Fixe pour une journée (€)	1 935
<b>Total pour une journée avec franchise (€)</b>	<b>6 594</b>
<b>Total pour une journée sans franchise (€)</b>	<b>6 993</b>
<u>Pour 1 année (310 jour /an à 16h/jours)</u>	
total pour une année (avec franchise) (€)	<b>2 044 249</b>
dont franchise annuelle (€)	123 442
total pour une année (sans franchise) (€)	<b>2 167 691</b>

**Q7.** Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité intra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Direct Energie considère que le service de flexibilité intra-journalière doit s'appliquer à chaque site (y compris les PITD) au pro-rata de l'utilisation qu'il en est fait (cf service de flexibilité intra-journalière proposé par Direct Energie en question 13). Direct Energie estime que la répercussion des coûts supplémentaires à travers un service spécifique est discriminatoire, car elle force les nouveaux

entrants sur le marché de GRT Gaz (à savoir les centrales électriques, entre autres) à supporter un coût beaucoup plus élevé que le coût moyen « historique » supporté par les clients « historiques ».

Selon l'étude de GRT Gaz, le volume additionnel de flexibilité nécessaire en 2011 serait de l'ordre de 11 TWh soit 85% du volume du marché dit « conventionnel » (13TWh). Le coût prévu par GRT Gaz pour les besoins additionnels est de 15 M€, contre 5.7 M€ pour le marché conventionnel.

Le coût unitaire pour le besoin additionnel serait donc de 1.36 €/MWh pour les nouveaux entrants soit plus de 300 % du coût unitaire des clients historiques (0.44€/MWh modulé). Direct Energie ne trouve aucune raison qui pourrait justifier une telle discrimination.

**Q8.** Que pensez-vous du seuil de 0,8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

GRT Gaz propose une franchise de 1/24 de la capacité journalière souscrite du site sur le terme de modulation. Direct Energie n'est pas favorable à la mise en place de ce critère qu'il juge infondé et discriminant.

En effet le critère retenu devrait :

- refléter le mode de consommation du client et non l'usage du gaz
- être proportionnel à la contrainte physique du réseau.

Or le critère proposé par GRT Gaz ne repose sur aucun calcul publiquement explicité et a pour unique vocation de séparer les centrales électriques des autres consommateurs de gaz. Il est fait mention au § II d'un volume modulé de 0.8 GWh pour un PITD mais aucun détail n'est fourni pour savoir si il s'agit de ce volume qui a permis de calculer ce critère.

Selon Direct Energie, le critère à retenir est le volume modulé (en MWh/client), cf. réponse à question 13.

**Q9.** Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Direct Energie est en accord avec l'analyse de la CRE sur les points suivants :

- Coûts de gestion et de transport de la flexibilité présentés par GRT Gaz
- Coûts liés à l'offre de flexibilité de Storengy et Elengy
- Conclusion sur le niveau des coûts présentés par GRT

En revanche Direct Energie est en désaccord avec la CRE sur les points suivants

- **Modalités d'allocation entre consommateurs des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière :** concernant l'allocation aux sites fortement modulés des coûts induits par leur besoin, Direct Energie ne partage pas la position de la CRE et **souhaite que les coûts soient mutualisés à l'ensemble des acteurs consommant de la modulation à défaut de l'ensemble des consommateurs**, cf réponse à question 7. De plus, la déduction du coût historique 5.7 M€/an ne doit être réalisée sur la base des capacités souscrites (ce qui aboutit à 1.5 €/MWh/j/an calculé par la CRE) mais bien sur la base du volume modulé réellement consommé soit une déduction de 0.44€/MWh modulé.
- **Montant annuel**  
Sauf erreur de notre part, avec les éléments fournis par la CRE, le fonctionnement à 16h par jour pendant 310 jours par an d'une tranche de 440 MWe, le coût pour une centrale est de



l'ordre de 1.3 M€ et pas 1 M€ comme indiqué par la CRE (voir détails de nos calculs ci-dessous).

nb d'heures de fonctionnement (/jour)	16
volume modulé journalier (MWh)	4 693
amplitude de débit horaire maximum (MWh/h)	880
<u>Pour 1 journée</u>	
Terme Variable modulation (€)	1 877
Terme Variable Amplitude (€)	1 760
Déduction cout flex marché conventionnel (€)	-87
Fixe pour une journée(€)	645
<b>Total pour une journée avec franchise (€)</b>	<b>4 196</b>
<b>Total pour une journée sans franchise (€)</b>	<b>4 282</b>
<u>Pour 1 année (310 jour /an à 16h/jours)</u>	
total pour une année (avec franchise) (€)	<b>1 300 667</b>
dont franchise annuelle (€)	31 680
total pour une année (sans franchise) (€)	<b>1 332 347</b>

**Q10.** Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée ?

**Direct Energie estime que le service doit s'appliquer à la modulation effectivement consommée** (qu'elle ait été programmée en J ou en J-1) et non pas à la modulation programmée. Une fois les procédures opérationnelles mises en place pour le J+1, Direct Energie est favorable à la mise en place d'un service intraday différent si les contraintes techniques d'exploitation le justifient et au-delà de la tolérance de 10%. Un prérequis à la mise en place d'un tel service est la mise à jour de l'étude sur l'équilibre O/D de flexibilité prenant notamment en compte les contraintes techniques de service intraday, et leurs coûts éventuels.

## Evolution du système d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz

**Q11.** Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Voici les remarques de Direct Energie concernant la proposition de GRT Gaz :

### 1. Orientations pour la définition du système cible

En tant que fournisseur de clients profilés, Direct Energie est particulièrement impacté par la volatilité du coefficient K. Dans le système actuel, les tolérances et la flexibilité fournie par les talons/EBC permettent de couvrir ce risque imprévisible de déséquilibre.

Direct Energie est cependant favorable aux évolutions envisagées par GRT Gaz et notamment à une baisse jusqu'à 0% des talons uniquement si les conditions suivantes sont remplies. Afin de pallier la perte de flexibilité nécessaire pour couvrir la volatilité du K, Direct Energie souhaite :

- Diminution de la volatilité du coefficient K si le coût n'est pas trop élevé (à étudier avec GrDF) et amélioration de la précision des allocations J+1 des clients profilés (écart k1 publié vs k2 à minimiser)
- Augmentation des Tolérances pour les fournisseurs ayant des portefeuilles profilés (proposition de GRT Gaz)
- Augmentation des volumes d'intervention sur la bourse
- Compensation financière (dans les tarifs ou dans le système d'équilibrage) suite à la répercussion des économies générées par la baisse de l'appel à des moyens de flexibilité utilisé par GRT Gaz pour le balancing (notamment le contrat de flexibilité Storengy)

### 2. Règlement des déséquilibres

Direct Energie renvoie pour cette question à la position des expéditeurs (dont Direct Energie) exprimée le 11/03/10.

Par rapport à la proposition de GRT Gaz, Direct Energie a plusieurs remarques :

Le système proposé mérite d'être étudié, cependant tout repose sur les notions d'état du réseau et de comparaison avec la position finale de l'expéditeur. Comme souligné en lors de la concertation, prendre une moyenne des états du réseau peut s'avérer trop complexe pour que les acteurs ait un signal clair d'incitation à « aider » le réseau.

Direct Energie propose qu'en alternative à cette proposition soit également étudié un système basé sur le système d'équilibrage anglais (en dessous de la tolérance, écart soldé à prix P1 = prix moyen des interventions de GRT, au dessus de la tolérance, écart soldé à prix max (resp min) des interventions de GRT si l'expéditeur est short( respectivement long). Un tel système présente l'avantage de ne pas avoir de prix P2 fictif, mais bien cohérent avec une transaction réelle, qui traduit mieux la tension du réseau. Direct Energie serait intéressé pour voir étudié en détail le système anglais et notamment ses limites s'il était adapté en France.

**Q12.** Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Direct Energie est favorable à la proposition de TIGF de maintenir en l'état son système d'équilibrage actuel pour 2011.

Q13. Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?
---

Proposition Direct Energie de service de flexibilité infra-journalière par GRT Gaz

Direct Energie demande une mutualisation des coûts marginaux de modulation intra-journalière, comme c'est déjà le cas aujourd'hui pour les coûts actuels, d'autant que ces coûts rapportés aux coûts globaux supportés par le GRT sont relativement faibles et auraient dans ce cas un impact limité sur la facture des clients finals (environ 1% du revenu autorisé).

Toutefois, si cette mutualisation était refusée et que le service proposé était appliqué, Direct Energie préconise la structure suivante :

- **Service interruptible**

Le service proposé par GRT Gaz sera interruptible car dépendant des disponibilités des sources de modulation (linepack, stockages, terminaux) et des conditions de son transport. L'équilibrage du réseau étant journalier, toute la gestion infra-journalière est gérée opérationnellement entre le GRT et les opérateurs adjacents, via des contrats inter-opérateurs (comme le contrat de flexibilité établi entre GRT et Storengy). Ainsi GRT Gaz pilote physiquement le réseau en optimisant les besoins de modulation avec les sources à sa disposition, étant entendu qu'au pas de temps journalier, il n'y a pas d'utilisation additionnelle au-delà de l'utilisation journalière des capacités de stockage, d'émission ou de transport.

- **Critère d'application**

Ce service doit être applicable à tous les sites transports consommateurs de modulation (y compris les PITD) et ce afin de respecter le caractère non-discriminant de l'accès des tiers au réseau.

- **Coût**

Ce service sera basé **uniquement** sur un coût variable de la modulation, établi pour 2011 à 0.55€/MWh. Chaque site disposant d'un comptage horaire se verra facturé ce coût variable, en fonction de sa modulation effectivement mesurée. Le calcul de ce coût devra être réalisé selon les hypothèses suivantes

Coûts de la modulation : Coûts audités validés par la CRE pour les coûts GRT Gaz, Elengy, TIGF et également Storengy. Dans le calcul proposé, l'hypothèse retenue est celle de la CRE, à savoir 50% des coûts présentés par GRT Gaz

Calcul du coût unitaire du MWh modulé : partant du principe que les nouveaux consommateurs de modulation n'ont pas à payer un coût marginal alors que les consommateurs historiques paient un coût historique, le coût unitaire est calculé sur la base de l'ensemble des coûts de la modulation (conventionnelle et additionnelle) rapporté à l'ensemble du volume modulé (conventionnel et additionnel).

Base : Chiffres CRE	2010	2011	2012	2013
Nombre de tranches de 440 MWe	6	9	12	15
Volume modulé requis par le marché conventionnel (TWh/an)	13	13	13	13
Volume modulé requis par les centrales électriques (TWh/an)	5	11	14	18
Volume modulé France (TWh/an)	18	24	27	31
Coûts historique supporté par le marché conventionnel	5.7	5.7	5.7	5.7
Coûts supplémentaires propres à GRTgaz (M€)	1.15	2	4.5	5
Coûts supplémentaires liés aux offres de Storengy et Elengy (M€)	0	5.5	7	10
Total Coûts supplémentaires (M€)	1.15	7.5	11.5	15
Total Coûts modulation France (M€)	6.85	13.2	17.2	20.7
Coût unitaire de modulation pour l'ensemble des consommateurs (€/MWh modulé)	0.38	<b>0.55</b>	0.64	0.67

#### - Principes opérationnels

Direct Energie est en ligne avec la proposition de la concertation pour les procédures opérationnelles entre le site et GRT Gaz. Nous souhaitons néanmoins souligner les points suivants :

Le choix a été fait par la CRE de conserver un système d'équilibrage journalier et de confier à GRTgaz la charge de répartir la modulation intra-journalière disponible sur le système gazier français entre ses différents clients. Or, à ce jour, les critères de répartition de la modulation intra-journalière et les modalités qui permettront d'assurer la transparence dans cette répartition ne sont pas connus, ni à notre connaissance clairement définis.

La méthode de définition du délai de prévenance imposé à chaque site (délais différents a priori entre les différents sites) n'est pas connue d'où la crainte des acteurs quant à l'application de ce délai de prévenance. De même, l'imposition d'un seuil de +/-10% n'est pas non plus justifiée. Enfin, le processus de gestion de la pénurie éventuelle pour les programmes en J-1 pour J, à savoir la répartition entre les différents sites de la modulation disponible, n'est pas défini (des profils de substitution ont été évoqués).

#### - Equilibre Offre/Demande de modulation à long terme

A posteriori, un retour d'expérience annuel devra être mis en place pour mettre à jour l'étude à 5 ans, afin de donner de la visibilité aux acteurs sur l'équilibre O/D de flexibilité infra-journalière d'une part et de vérifier la cohérence de l'utilisation réelle de la flexibilité avec ce qui avait été prévu dans l'étude d'autre part.