



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02.289.76.11
Fax : 02.289.76.09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

AVIS

(F)061116-CDC-601

relatif à

'la nouvelle définition du paramètre G'

donné en application de l'article 15/10, §§ 1 et 2, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

16 novembre 2006

AVIS

1. La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, en application de l'article 15/10, §§1 et 2, de la loi 12 avril 1965, relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, l'origine du paramètre G, et la modification de sa méthode de calcul, rendue nécessaire par la libéralisation du marché du gaz naturel.

La CREG a estimé nécessaire de redéfinir le paramètre G, afin de permettre la poursuite de la tarification des clients protégés et de disposer d'un paramètre de référence pour le secteur.

Cette étude présente dans un premier temps le paramètre G dans sa formulation actuelle, en tentant de donner au lecteur une information détaillée. Ensuite, l'influence du contexte de la libéralisation du marché sur la pérennité du G est exposée, tandis que le troisième point présente la nouvelle structure du G et analyse sa corrélation avec le G actuellement en vigueur.

Lors de sa réunion du 16 novembre 2006, le Comité de direction de la CREG a approuvé l'avis suivant.

LE PARAMÈTRE G

2. Le marché du gaz en Belgique est divisé entre les ventes liées au G (marché G) et les ventes dites hors G (marché hors G). Le marché G correspond aux consommateurs auxquels un tarif régulé est appliqué, tandis que le marché hors G correspond aux clients qui bénéficient d'un tarif négocié.

Depuis le 1^{er} juillet 2005, le marché G est limité géographiquement à la Région Wallonne et la Région de Bruxelles-Capitale pour les clients résidentiels normaux et à toute la Belgique pour les clients protégés.

Le paramètre G actuel cessera d'exister lorsque la libéralisation du marché du gaz en Belgique sera totale, c'est-à-dire au 1^{er} janvier 2007. Cependant, la législation sur la tarification des clients protégés est toujours basée sur le paramètre G existant. Le Conseil Général a demandé de continuer la tarification sociale actuelle basée sur le G et l'iga tant que la nouvelle n'est pas installée.

En outre, il peut être utile pour la CREG de poursuivre le calcul d'un paramètre équivalent au-delà de la libéralisation totale, afin de s'assurer qu'il n'existe pas de dérives de la part des fournisseurs de gaz naturel au niveau du prix de vente pratiqué. Le constat d'éventuelles dérives pourrait mener à l'instauration de prix maximaux comme prévu par l'article 15/10 de la loi gaz.

3. Le paramètre G est la moyenne pondérée des prix (en €/MWh) à la frontière belge des quantités de gaz naturel importées pendant un mois déterminé en vue d'assurer l'approvisionnement du marché belge à long terme. Il comporte toutes les charges fixes et proportionnelles liées aux importations régulières¹. Le G est un paramètre intervenant dans la détermination de l'indice lga repris dans la formule de tarification de la distribution publique à sa clientèle. Notons que le terminal de Zeebrugge est dans le calcul actuel considéré comme situé au-delà du territoire belge. Le coût lié à son utilisation est donc répercuté dans le G.

Ce facteur G doit assurer la transparence des coûts d'approvisionnement en gaz naturel.

¹ Ces charges comprennent notamment les frais financiers et les frais de change.

4. La notion de G a été introduite dans la structure d'une formule d'indexation du prix de vente de gaz au cours du dernier trimestre 1972. La justification de l'introduction dans la tarification des ventes d'un facteur représentatif du coût d'achat du gaz résultait de la révision du prix d'achat du gaz naturel néerlandais survenue en 1972. En effet, à partir du 1^{er} octobre 1972, le prix d'achat du gaz naturel a été indexé par paliers sur les cotations du fuel HTS (Platt's Rotterdam) avec un passage progressif vers le fuel BTS (Platt's Rotterdam).

Ce paramètre existe à part entière depuis les recommandations du CCEG des 4 juin 1981 et 20 avril 1983.

CERTIFICATION DU G

5. Le calcul du paramètre G est certifié semestriel par un réviseur mandaté par la CREG. Le dernier rapport de contrôle du G concernant le premier semestre 2006 a été effectué en octobre 2006.

6. La révision porte sur la valeur précalculée du G et sur les corrections apportées. En effet, étant donné que le prix frontière « tous gaz » n'est connu qu'avec un retard de plusieurs mois, il est procédé au début du mois m-1 à un précalcul du prix frontière tous gaz pour le mois m. La valeur de G pour le mois m de l'année n (G_{nm}) est ainsi constituée :

- de la valeur précalculée du prix frontière tous gaz pour le mois m
- et
- de corrections, en plus ou en moins, pour récupérer les écarts entre le prix frontière « tous gaz » précalculé et le prix frontière « tous gaz » réel des mois antérieurs, compte tenu des quantités de gaz livrées à l'ensemble de la clientèle de Distrigaz.

MÉTHODE DE CALCUL

7. Le G est actuellement calculé à partir de la formule suivante :

$G = P1 + F$ où

$$P1 = P_G \times \frac{ACQ_{Gn}}{ACQ_{Tn}} + P_{NSI} \times \frac{ACQ_{NSIn}}{ACQ_{Tn}} + P_{NSII} \times \frac{ACQ_{NSIIIn}}{ACQ_{Tn}} + P_{ALG} \times \frac{ACQ_{ALGn}}{ACQ_{Tn}}$$

P1 est donc le prix d'achat moyen pondéré par les volumes du gaz acheté par Distrigaz auprès de ses différents fournisseurs. Ceux-ci sont Gasunie (G), North Sea I (NSI), North Sea II (NSII) et le contrat « algérien » (ALG), soit le contrat Sonatrach². Les termes ACQ représentent les quantités contractuelles de gaz importées. Ces volumes évoluent annuellement, au début de chaque année gazière. ACQ_{Tn} représente donc la quantité totale de gaz importée au cours d'une année n.

$F = FTR + FFI$. F représente les coûts fixes liés à l'approvisionnement en gaz du marché belge.

Ce paramètre reprend notamment :

- Le coût de transport maritime du gaz algérien (location des méthaniers et assurances) ;
- Le regazéification du gaz algérien ;
- Les frais de transport aux Pays-Bas pour le gaz de la Mer du Nord ;
- Charges du terminal de Zeebrugge (regazéification).

L'ensemble des charges fixes d'une année donnée est réparti uniformément sur l'ensemble des prélèvements de l'année, et ce par année civile. Ce lissage permet d'éviter une allocation des coûts fixes trop importante pour les mois d'été, étant donné le faible volume importé durant cette période.

² Le contrat algérien qui devait prendre fin en octobre 2006 a été prolongé jusqu'en mars 2007.

FTR (coûts fixes pour l'approvisionnement régulier) est le rapport entre :

- Les coûts fixes totaux liés à l'importation totale de gaz naturel, dont il faut soustraire la contribution du secteur de l'électricité

et

- L'importation totale du gaz naturel dont il faut soustraire les ventes « hors G ».

FFI (coûts fixes pour la flexibilité industrielle) est le rapport entre :

- 7,2%³ des coûts fixes de pointe liés dont il faut soustraire la contribution de la tranche particulière⁴ (T.P.)

et

- L'importation totale de gaz naturel dont il faut soustraire les ventes hors G, les ventes dans la tranche particulière et les ventes DP_{lga} .

Ces deux paramètres peuvent s'écrire :

$$FTR = \frac{\sum (\text{coûts fixes totaux liés à l'importation totale}) - (\text{Contribution secteur électricité})}{\text{Importation totale de gaz naturel (MWh)} - \text{ventes "hors G" (MWh)}}$$

$$FFI = \frac{\{ (\text{coûts de pointe fixes}) - (\text{Contribution de la T.P.}) \} \times 0,072}{\text{Importation totale de gaz naturel (MWh)} - \text{ventes "hors G"} - \text{ventes T.P.} - \text{ventes } DP_{lga}}$$

FTR pour 2003 = 0,94080 EUR/MWh

FFI pour 2003 = 0,22050 EUR/MWh

F pour 2003 = 1,16130 EUR/MWh

Depuis la recommandation 2000/15 du 12 juillet 2000, suivie de la recommandation 2003/12 du 12 mars 2003, les valeurs ci-dessus sont figées et ne sont plus recalculées. Une évolution en fonction de l'indice des prix à la consommation, réduit de 2%, est prise en compte dans le calcul du G.

³ Les 92,8% restants étant affectés à la distribution publique. Ces chiffres ont été obtenus sur base de la moyenne des besoins de stockage globaux des ventes à la distribution publique.

⁴ Ces ventes sont exclusivement destinées aux producteurs d'ammoniac dont les caractéristiques de prélèvement (volumes, régularité) ont une influence à la baisse sur le prix de revient du gaz par point de fourniture.

INFLUENCE DU CONTEXTE DE LA LIBÉRALISATION SUR LA PÉRENNITÉ DU G

8. Le mécanisme historique de calcul du paramètre G ne répond que partiellement aux exigences créées par la libéralisation du marché du gaz. Aujourd'hui, les conditions et attentes du marché ont fortement évolué :

- De nouveaux fournisseurs et importateurs ont fait leur apparition sur le marché et donc l'importance du G historique diminue suite aux pertes prévues de parts de marché de Distrigaz ;
- Le marché du gaz naturel est demandeur d'un paramètre gaz de référence aussi transparent que possible ;
- Depuis la cessation des activités du CCEG, le Ministre fédéral qui a l'Energie dans ses attributions peut, après avis de la CREG, fixer des prix maximaux pour la clientèle protégée sur base de l'article 15/10 §2 de la loi gaz. Cela a été fait via l'arrêté ministériel du 23 décembre 2003 portant fixation des prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire.

Dans ce nouveau contexte, une formule du type de l'ancien G (basée sur le prix moyen des contrats d'achat de gaz du fournisseur historique pour le marché belge) n'est plus pertinente.

Il est par conséquent proposé d'adopter une nouvelle formulation du G, ci-après dénommée NEW G.

LE NEW G

DÉFINITION

9. Le nouveau G, doit être le plus proche possible, par sa valeur et par son évolution, de l'ancien paramètre G. La formule du nouveau paramètre G doit être simple et transparente et doit donc idéalement ne faire référence qu'à des indices publics et liquides (Platt's ou IPE).

La formule du nouveau paramètre doit en tant que paramètre de référence se baser sur des contrats de type LT et refléter l'évolution des contrats long terme, car ce sont en définitive ces contrats qui assurent la sécurité d'approvisionnement du marché et en particulier de la clientèle résidentielle. Actuellement, le prix de la molécule de gaz est toujours pour la plus

grande partie déterminé en fonction de contrats long terme basés sur des produits pétroliers mais il se pourrait que le prix du gaz soit défini à terme de manière plus autonome.

L'adoption du NEW G comme paramètre de référence présente l'avantage non négligeable pour les clients gaz de connaître de manière précise de par sa transparence les conditions et l'évolution du prix du gaz afin de pouvoir les comparer plus aisément à d'autres offres.

10. La formule proposée⁵ est la suivante :

$$\text{NEW G} = 1/3 (0,300 \times \text{Brent}) + 1/3 (0,069 \times \text{GOL}) + 1/3 (0,072 \times \text{HFO}) + 1,16130 \{(\text{RPI}_{n-1} / \text{RPI}_{n-2}) - 0,02\}$$

Avec :

- Brent : valeur en EUR/bbl basée sur la moyenne arithmétique en USD/bbl des moyennes mensuelles des cotations du « daily settlement of the first nearby futures Brent contract on IPE » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture. Cette moyenne en USD/bbl est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture. Elle est convertie en EUR/bbl mensuellement sur base de la moyenne mensuelle des taux de change de l'EUR par rapport au USD du mois précédant le mois de fourniture telle que publiée par la Banque Centrale Européenne.
- GOL : moyenne arithmétique en EUR/t des moyennes mensuelles des cotations du « first nearby IPE gasoil daily settlement prices for each successive day of the concerning month » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture.

Les moyennes mensuelles des cotations Gasoil IPE, exprimées en USD/t, sont converties en EUR/t sur base des moyennes mensuelles correspondantes des taux de change de l'EUR par rapport au USD telles que publiées par la Banque Centrale Européenne.

Cette valeur GOL en EUR/t est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture.

⁵ Contrairement à la formule reprise dans l'Avis 225 de la CREG sur le Proxy G qui a été retiré, la partie fixe de 0,2404 € a été supprimée et le dénominateur dans la dernière partie de la formule a été modifié de RPI 2001-2002 en RPI n-2, ce qui assure une meilleure corrélation avec l'ancien G.

- HFO : moyenne arithmétique en EUR/t des cotations mensuelles Platt's sous la rubrique « barges FOB Rotterdam » pour le fuel extra-lourd 1%S « mean value » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture.
Les cotations mensuelles Platt's, exprimées en USD/t, sont converties en EUR/t sur base des moyennes mensuelles correspondantes des taux de change de l'EUR par rapport au USD telles que publiées par la Banque Centrale Européenne.
Cette valeur HFO en EUR/t est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture.
- RPI_{n-1} : moyenne des indices de prix à la consommation de l'année gazière n-1 (mois d'octobre de l'année n-1 jusqu'au mois de septembre de l'année n).
- RPI_{n-2} : moyenne des indices de prix à la consommation de l'année gazière n-2 (mois d'octobre de l'année n-2 jusqu'au mois de septembre de l'année n-1).

L'ensemble de ces cotations est actuellement en possession de la CREG.

Le poids accordé aux différents combustibles dans le NEW G a été calculé en tenant compte des deux éléments suivants :

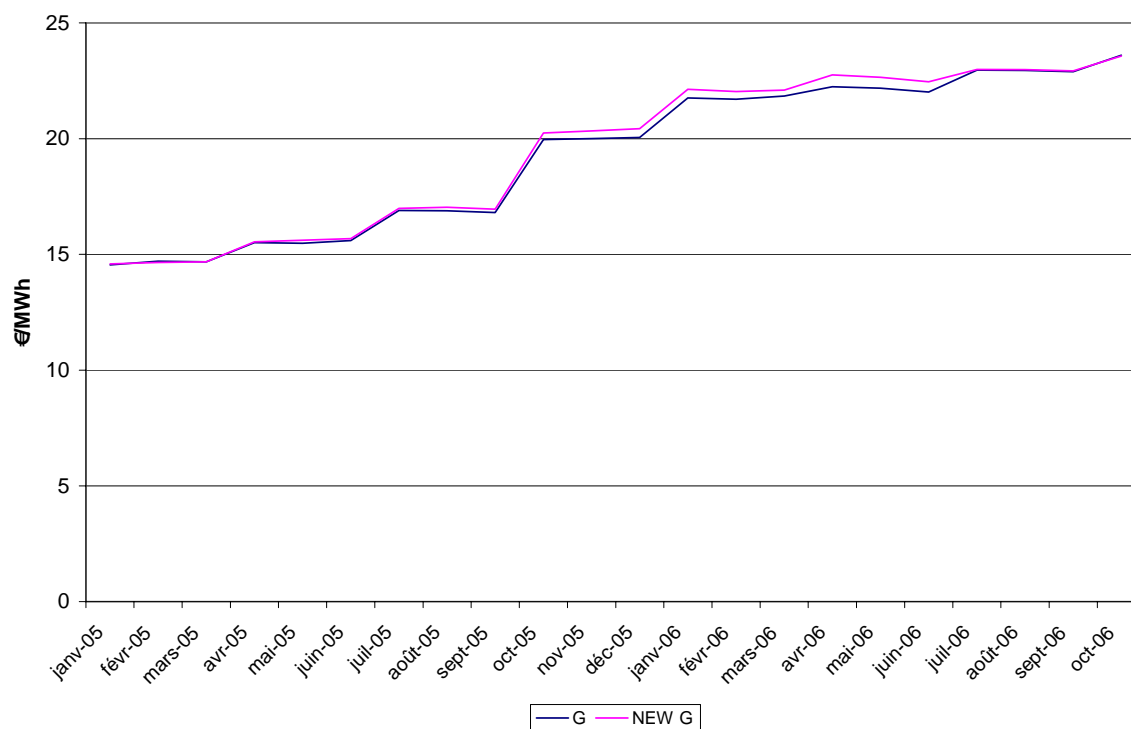
- Valeur énergétique des combustibles en kWh. L'objectif étant d'accorder à chaque combustible un poids équivalent en kWh.
- Le Pass Through, qui reflète la corrélation entre l'évolution du prix du gaz et l'évolution du prix des combustibles pris en compte dans le NEW G. Le poids accordé a donc été corrigé par la corrélation entre le prix du combustible donné et le prix du gaz, de sorte à ce que l'évolution de chacun des trois combustibles pris en compte ait un impact équivalent sur le NEW G.

VALEURS NUMERIQUES DU NEW G – CORRELATION AVEC LE G

11. Une analyse de la corrélation entre le G et le NEW G donne les résultats suivants :

	G	NEW G
01-2005	14,55280	14,58467
02-2005	14,70738	14,65259
03-2005	14,67556	14,67870
04-2005	15,50415	15,54808
05-2005	15,47670	15,61357
06-2005	15,59985	15,68161
07-2005	16,89745	16,99528
08-2005	16,88237	17,03762
09-2005	16,81226	16,95359
10-2005	19,96080	20,24219
11-2005	20,00242	20,33541
12-2005	20,05064	20,42710
01-2006	21,75681	22,13349
02-2006	21,69660	22,03043
03-2006	21,83860	22,09790
04-2006	22,24119	22,74744
05-2006	22,17982	22,65114
06-2006	22,01624	22,45456
07-2006	22,96111	22,99433
08-2006	22,94637	22,98062
09-2006	22,88921	22,92936
10-2006	23,61302	23,57002

Simulation de la corrélation G - NEW G



MODIFICATION DE L'ARRETE MINISTERIEL DU 12 DECEMBRE 2001 PORTANT
FIXATION DES PRIX MAXIMAUX POUR LA FOURNITURE DE GAZ NATUREL

12. Les modifications et précisions à apporter ont trait aux articles suivants :

L'article 1^{er} est supprimé.

Article 2 (devient 1^{er}). Les valeurs des paramètres de variation de prix lga et lgd sont publiées mensuellement, au Moniteur belge, par le Ministre qui a l'Energie dans ses attributions.

Article 3 (devient 2). Les paramètres de variation lga et lgd, visés à l'article 2 (devient 1^{er}), correspondent aux formules suivantes :

$$1^{\circ} \text{ lga} = \frac{Gnm + FDnm + dnm}{Gnmo + dnmo}$$

Dans cette formule,

Gnm est égal à $\frac{1}{3} (0,300 \times \text{Brent}) + \frac{1}{3} (0,069 \times \text{GOL}) + \frac{1}{3} (0,072 \times \text{HFO})$
+ 1,16130 $\{(\text{RPI}_{n-1} / \text{RPI}_{n-2}) - 0,02\}$;

FDnm représente $FDnm-1 \times \{(\text{RPI}_{n-1} / \text{RPI}_{n-2}) - 0,02\}$, ce qui donne pour l'année gazière 2006-2007 le montant de 0,085216 c€/kWh;

dnm représente $dnm-1 \times \{(\text{RPI}_{n-1} / \text{RPI}_{n-2}) - 0,02\}$, ce qui donne pour l'année gazière 2006-2007 le montant de 0,287410 c€/kWh;

Gnmo est égal à 1,884614 c€ par kWh;

dnmo est égal à 0,236865 c€ par kWh;

- Brent : valeur en EUR/bbl basée sur la moyenne arithmétique en USD/bbl des moyennes mensuelles des cotations du « daily settlement of the first nearby futures Brent contract on IPE » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture. Cette moyenne en USD/bbl est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture. Elle est convertie en EUR/bbl mensuellement sur base de la moyenne mensuelle des taux de change de l'EUR par rapport au USD du mois précédant le mois de fourniture telle que publiée par la Banque Centrale Européenne.

- GOL : moyenne arithmétique en EUR/t des moyennes mensuelles des cotations du « first nearby IPE gasoil daily settlement prices for each successive day of the concerning month » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture.

Les moyennes mensuelles des cotations Gasoil IPE, exprimées en USD/t, sont converties en EUR/t sur base des moyennes mensuelles correspondantes des taux de change de l'EUR par rapport au USD telles que publiées par la Banque Centrale Européenne.

Cette valeur GOL en EUR/t est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture.

- HFO : moyenne arithmétique en EUR/t des cotations mensuelles Platt's sous la rubrique « barges FOB Rotterdam » pour le fuel extra-lourd 1%S « mean value » des 7 mois qui précèdent immédiatement le trimestre de fourniture.

Les cotations mensuelles Platt's, exprimées en USD/t, sont converties en EUR/t sur base des moyennes mensuelles correspondantes des taux de change de l'EUR par rapport au USD telles que publiées par la Banque Centrale Européenne.

Cette valeur HFO en EUR/t est d'application pendant toute la durée du trimestre de fourniture.

- RPI_{n-1} : moyenne des indices de prix à la consommation de l'année gazière n-1 (mois d'octobre de l'année n-1 jusqu'au mois de septembre de l'année n).

- RPI_{n-2} : moyenne des indices de prix à la consommation de l'année gazière n-2 (mois d'octobre de l'année n-2 jusqu'au mois de septembre de l'année n-1).

$$2^{\circ} \text{Igd} = 0,44 + 0,31 \frac{s}{s_0} + 0,25 \frac{Mx}{Mx_0}$$

Le passage relatif au paramètre Igd reste quant à lui inchangé, excepté pour ce qui concerne la première valeur du calcul qui doit être rectifiée comme indiqué ci-dessus.

Il convient enfin de prévoir un dernier article pour l'entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2007.

CONCLUSION

13. Le graphique présenté au paragraphe 11 démontre une corrélation satisfaisante entre le G et le NEW G.

14. La CREG est d'avis d'adopter la méthode de calcul du nouveau paramètre reprise au paragraphe 10 et partant, de modifier l'arrêté ministériel du 12 décembre 2001 portant fixation des prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel (voir paragraphe 12).

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



François POSSEMIERS
Directeur



Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de Direction