

Rapport sur les coûts d’approvisionnement de GDF Suez

Mission d’expertise de la CRE

Septembre 2011

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	3
PRINCIPALES CONCLUSIONS	4
I. L'ANALYSE DES PRATIQUES EUROPEENNES EN MATIERE DE TARIFS REGLEMENTES	6
1) DANS LA PLUPART DES PAYS DE L'UE 12, DONT L'ALLEMAGNE, L'ANGLETERRE, L'AUTRICHE, LA BELGIQUE ET LES PAYS-BAS, LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE AUX PARTICULIERS N'EXISTENT PLUS EN 2010.	7
2) LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE AUX PARTICULIERS SUBSISTENT POUR L'ESSENTIEL PARMI LES NOUVEAUX ENTRANTS ET LES PAYS MEDITERRANEENS.....	8
3) LES PAYS EUROPEENS PRATIQUANT ENCORE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DU GAZ FONT APPARAÎTRE DES FORMULES TRES DIVERSES	9
4) LES PRIX HORS TAXES DU GAZ POUR LES MENAGES EN FRANCE SONT SUPERIEURS A LA MOYENNE EUROPEENNE.....	11
II. LA FORMULE TARIFAIRE DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC 2010-2013 LIANT L'ETAT ET GDF SUEZ NE TIEN PAS COMPTE DE CERTAINES POSSIBILITES D'OPTIMISATION DES COUTS D'APPROVISIONNEMENT	14
1) LE CONTRAT DE SERVICE PUBLIC 2010-2013 ENTRE L'ETAT ET GDF SUEZ PREVOIT QUE LA FORMULE TARIFAIRE, POUR LES COUTS D'APPROVISIONNEMENT, NE PREND EN COMPTE QUE LES COUTS DU GAZ NATUREL IMPORTE EN FRANCE PAR GDF SUEZ DANS LE CADRE DE CONTRATS LONG TERME.....	14
2) L'EVOLUTION DE LA FORMULE TARIFAIRE EN DECEMBRE 2010 N'A FAIT QUE REFLETER CELLE DE LA PART INDEXEE MARCHE RESULTANT DE LA RENEGOCIATION DES CONTRATS LONG TERME, DANS LE CADRE DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC	14
3) A LA SUITE DES AUDITS MENES DEPUIS 2006, LA CRE A SOULIGNE QUE LA PRISE EN COMPTE DES SEULS CONTRATS A LONG TERME DANS LA FORMULE TARIFAIRE NE PERMETTAIT PAS DE REFLETER LE POTENTIEL D'OPTIMISATION ENTRE SOURCES D'APPROVISIONNEMENT.	15
III. LE CONTEXTE DU MARCHE EST ENCORE CARACTERISE PAR UNE DECONNEXION ENTRE LES PRIX DE MARCHE ET LES PRIX DU GAZ ISSUS DES CONTRATS LONG TERME ..	18
1) LA DECONNEXION ENTRE LES PRIX DU GAZ INDEXE SUR LE PETROLE ET LES PRIX DE MARCHE PERDURE.	18
2) LES COURS DU PETROLE ET LES PRIX DU MARCHE DU GAZ SE STABILISENT DEPUIS LE PREMIER TRIMESTRE 2011 MAIS RESTENT VOLATILS	20
3) LA PART DE MARCHE DE GDF SUEZ EST ENCORE PREPONDERANTE SUR LE MARCHE DE MASSE	21
IV. LA DIVERSIFICATION DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT DE GDF SUEZ LUI PERMET UNE OPTIMISATION DE SES COUTS.....	23
1) UN PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT DIVERSIFIE.....	23
2) DES NEGOCIATIONS SONT EN COURS POUR ADAPTER LES CONTRATS DE LONG TERME AUX CONDITIONS DE MARCHE	25
3) UNE GESTION GLOBALE DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT DES ENTITES EUROPEENNES DU GROUPE GDF SUEZ	25
4) LES GAINS ASSOCIES AUX ACTIVITES D'APPROVISIONNEMENT ET MARCHE ONT REPRESENTE UN RESULTAT (EBITDA) DE 641 M€ EN 2010 POUR LA BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL DE GDF SUEZ.....	28
V. RECOMMANDATIONS	30
1) SUR LE PERIMETRE D'APPROVISIONNEMENT A PRENDRE EN COMPTE.....	30
2) SUR LA PART MARCHE A INTEGRER ET LE LIEN AVEC LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	30
3) SUR UN MECANISME DE CORRECTION D'ECARTS ANNUEL	31

Introduction

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) est engagée dans un travail de réflexion sur les modalités de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz depuis plusieurs trimestres. Cette réflexion s'appuie sur les audits successifs menés par la CRE sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Comme le prévoit la loi, ces coûts doivent être couverts par les tarifs réglementés de vente, ce principe étant essentiel pour le bon fonctionnement des marchés du gaz naturel.

Les travaux de la CRE sur le cadre tarifaire applicable ont donné lieu à plusieurs délibérations et, en particulier, celles du 31 août 2010 et du 30 mars 2011.

A la suite de ces délibérations, les ministres en charge de l'économie et de l'énergie, par une lettre du 8 juin 2011, ont sollicité la CRE, afin qu'elle expertise le mode de fixation des Tarifs Réglementés de Vente du gaz, et formule des propositions d'évolution avant la fin de l'année 2011.

Le 23 juin 2011, la CRE, qui est une autorité administrative indépendante, a répondu favorablement à la demande des Ministres, et annoncé qu'elle remettrait un rapport dès septembre 2011.

A cette fin, la CRE a procédé à une étude comparative des systèmes de tarifs réglementés de vente du gaz en Europe. Elle a examiné de façon approfondie les coûts d'approvisionnement en gaz de GDF Suez. Elle a étudié l'opportunité d'un élargissement du périmètre des coûts d'approvisionnement retenu pour la détermination du niveau des tarifs réglementés. Elle a veillé au respect des principes législatifs applicables et notamment à la couverture des coûts par les TRV.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché du gaz est libéralisé en France : les particuliers peuvent choisir librement leur fournisseur, soit GDF-Suez – fournisseur historique – soit les 7 nouveaux fournisseurs alternatifs présents sur l'ensemble du territoire national et actifs sur le marché.

Du point de vue strictement juridique, l'ouverture à la concurrence choisie au niveau européen par les Etats membres de l'Union européenne n'implique pas obligatoirement une disparition complète de tarifs réglementés de gaz fixés par les pouvoirs publics. L'existence de tarifs réglementés du gaz constitue néanmoins une spécificité en bonne partie française, surtout pour les industriels.

Le présent rapport rend compte des travaux menés par la CRE dans le cadre de sa mission :

- La première partie résume les principaux résultats de l'analyse comparative des pratiques européennes. Elle présente les différentes situations de marché dans le domaine du prix du gaz payé par les ménages ;
- La deuxième partie rappelle les principaux points soulevés par la CRE dans le cadre des audits réguliers qu'elle a effectués depuis 2006 sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Ces audits étaient menés dans le cadre tarifaire défini par le Contrat de Service Public entre l'Etat et GDF Suez.

- Les troisième et quatrième parties analysent la pertinence d'un élargissement des sources d'approvisionnement prises en compte pour la fixation des tarifs réglementés.

La dernière section du rapport formule différentes recommandations en vue d'une nouvelle formule de fixation des Tarifs Réglementés de Vente du gaz reflétant les coûts d'approvisionnement de GDF Suez dans les conditions de marché actuelles.

Principales conclusions

Plusieurs pays - comme l'Angleterre, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique et les Pays-Bas - ne disposent d'aucun système de Tarif Réglementé de Vente du gaz. Aux Pays-Bas, les offres des fournisseurs sont libres mais le régulateur exerce une surveillance du marché de détail.

De façon générale, l'existence de tarifs réglementés dans un pays n'implique pas que le prix du gaz payé par les ménages soit inférieur à la moyenne européenne. Ainsi, nous constatons que le prix du gaz hors taxes payé par les ménages en France figure dans le haut de fourchette des pays européens.

L'existence de tarifs réglementés du gaz pour les industriels intensifs en énergie est désormais une exception en Europe. Il est important de réfléchir à l'opportunité de maintenir ou de supprimer les tarifs réglementés de vente. Dans le secteur de l'électricité, le législateur français a déjà décidé la suppression progressive des tarifs réglementés pour les clients aux tarifs Jaune et Vert (cf. loi du 7 décembre 2010).

La CRE considère qu'une suppression des tarifs réglementés pour les clients industriels (« sites non résidentiels transport ») consommant du gaz est souhaitable, qu'il convient d'ores et déjà de réfléchir au calendrier de cette suppression et, le cas échéant, sur l'opportunité de l'élargissement de telles mesures au-delà du portefeuille de ce segment, pour lequel les offres de marché représentent désormais plus de 95% des volumes. Dans le cas des ménages, un tel objectif pourrait s'accompagner d'une réflexion sur l'évolution des dispositifs sociaux face à la problématique du coût de fourniture d'énergie. Ces dispositifs permettraient, le cas échéant, de venir en aide aux ménages les plus modestes et devraient s'accompagner par ailleurs d'un effort de pédagogie conduit par les associations de consommateurs et les pouvoirs publics.

Dans tous les cas, le mode de prise en compte par les tarifs réglementés des coûts d'approvisionnements de GDF Suez doit être profondément réformé.

Le code de l'énergie prévoit que les tarifs réglementés de vente doivent couvrir les coûts de GDF Suez. Le contrat de service public liant l'Etat et GDF Suez a précisé que les coûts d'approvisionnement qui doivent être pris en compte pour le calcul de la formule tarifaire sont ceux issus des contrats de long terme de gaz naturel importé en France pour l'alimentation de ses clients.

Les différentes délibérations publiques de la CRE reflétant les audits menés depuis 2006 sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez ont vérifié que les tarifs réglementés de vente couvraient les coûts d'approvisionnement de GDF Suez issus des contrats de long terme de gaz importé en France. Cette confirmation ne préjugait pas de l'appréciation que le

régulateur serait susceptible de porter sur la pertinence du champ retenu par le droit français pour évaluer les coûts d'approvisionnement de GDF Suez.

De fait, la CRE a régulièrement souligné que GDF Suez pouvait s'approvisionner sur le marché international du gaz à des prix inférieurs à ceux des contrats long terme, et que le gain qui en résultait ne bénéficiait pas toujours au consommateur final.

Au niveau européen, l'approvisionnement de GDF Suez est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme. GDF Suez achète aussi du gaz sur les marchés de court terme. Ce portefeuille d'approvisionnement européen est géré globalement, sans adossement spécifique par type de clientèle. Il permet d'optimiser le coût global d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'industrie européenne du gaz évolue vers une prise en compte plus importante des prix de marché du gaz dans ses coûts d'approvisionnement. Il est nécessaire que la formule des tarifs réglementés de vente du gaz soit mieux représentative de ces évolutions.

En outre, les prix du gaz sur le marché restent aujourd'hui inférieurs au prix du gaz dans les contrats de long terme, qui sont essentiellement indexés sur le pétrole. L'écart actuel est d'environ 5-6 €/MWh. Il était deux fois plus important en 2010. Il est malaisé de prévoir l'ampleur et la durée de la déconnexion entre le prix du pétrole et le prix de marché du gaz. Les observateurs de marché considèrent que cet écart devrait perdurer au moins à court terme. La déconnexion entre prix de marché du gaz et prix du gaz issu des contrats indexés sur le pétrole a été à l'origine d'une incompréhension de la part des consommateurs, qui a nourri le débat concernant une plus grande indexation sur le marché. Toutefois ce contexte peut évoluer. La CRE rappelle qu'une plus grande indexation sur le marché pourrait entraîner une plus forte volatilité des tarifs réglementés de vente de gaz.

A l'issue de sa mission d'expertise, la CRE recommande d'adopter un nouveau schéma tarifaire avec en priorité :

- un élargissement du périmètre d'approvisionnement pris en compte pour calculer les coûts couverts par les tarifs réglementés, afin que ces coûts soient plus représentatifs du portefeuille européen de GDF Suez, à travers principalement l'inclusion de sources de Gaz naturel liquéfié dont un débouché naturel est le marché français ou européen,
- l'accroissement de la part des approvisionnements indexée sur le marché. Une augmentation de la pondération du prix de marché du gaz dans la formule tarifaire à 30% permettrait de parvenir à une formule plus représentative du portefeuille d'approvisionnements de GDF Suez,
- le partage entre l'opérateur et les consommateurs des écarts significatifs constatés *a posteriori*, sous réserve de respecter le principe de couverture des coûts.

De façon moins prioritaire, une indexation partielle sur un indice français, le PEG Nord, et non uniquement sur des indices européens, serait souhaitable.

Ces recommandations sont compatibles avec le principe de couverture des coûts et avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

I. L'analyse des pratiques européennes en matière de tarifs réglementés

La présente étude s'appuie sur les travaux de l'ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), qui effectue tous les ans une comparaison internationale des situations nationales en matière de régulation ou administration des tarifs de vente.

Cette enquête définit comme tarif réglementé de vente du segment des particuliers, tout tarif à destination de ceux-ci soumis à un contrôle/ régulation d'une autorité publique (régulateur, gouvernement, *etc.*), par opposition aux prix fixés par la confrontation de l'offre et de la demande sur un marché de détail concurrentiel. Cette étude exclut les tarifs sociaux. Les résultats publiés par l'ERGEG pour l'ensemble des pays figurent dans le tableau ci-dessous.

Gas	Households	Small businesses	Medium-sized to large businesses	Energy-intensive industry
Number of countries without end-user regulated prices as of 1 January 2010	9 Austria Belgium Czech Republic Estonia Germany Luxembourg Slovenia Sweden United Kingdom	13 Austria Belgium Croatia Czech Republic Estonia Germany Italy Luxembourg Slovak Republic Slovenia Spain Sweden United Kingdom	16 Austria Belgium Croatia Czech Republic Denmark Estonia Germany Hungary Italy Luxembourg Netherlands Slovak Republic Slovenia Spain Sweden United Kingdom	18 Austria Belgium Croatia Czech Republic Denmark Estonia Germany Greece Hungary Ireland Italy Luxembourg Netherlands Slovak Republic Slovenia Spain Sweden United Kingdom
Number of countries with end-user regulated prices as of 1 January 2010	15 Bulgaria Croatia Denmark France Greece Hungary Ireland Italy Lithuania Netherlands Poland Portugal Romania Slovak Republic Spain	11 Bulgaria Denmark France Greece Hungary Ireland Lithuania Netherlands Poland Portugal Romania	8 Bulgaria France Greece Ireland Lithuania Poland Portugal Romania	6 Bulgaria France Lithuania Poland Portugal Romania
Number of countries with closed market segments as of 1 January 2010	1 Latvia	1 Latvia	1 Latvia	1 Latvia

Source : Ergeg, 8 septembre 2010, situation au 1^{er} janvier 2010.

Le tableau ci-dessous résume, par segment de clientèle, la liste des pays où il ne subsiste plus de tarifs réglementés et ceux qui maintiennent encore des tarifs réglementés au sein des pays de l'UE 12 :

Présence ou absence de tarifs réglementés de vente de gaz dans l'UE 12

	Segments de clientèle			
	Ménages	Très petites et petites entreprises	Moyennes et grandes entreprises	Industries intensives en énergie
Absence de TRV gaz	Belgique Allemagne Luxembourg Royaume-Uni	Belgique Allemagne Italie Luxembourg Espagne Royaume-Uni	Belgique Danemark Allemagne Italie Luxembourg Pays-bas Espagne Royaume-Uni	Belgique Danemark Allemagne Grèce Irlande Italie Luxembourg Pays-bas Espagne Royaume-Uni
Existence de TRV gaz	Danemark France Grèce Irlande Italie Pays-bas Portugal Espagne	Danemark France Grèce Irlande Pays-bas Portugal	France Grèce Irlande Portugal	France Portugal

Source : Ergeg, 8 septembre 2010, situation au 1^{er} janvier 2010.

NB : les Pays-Bas mentionnent en réponse au questionnaire ERGEG que les prix de vente sont régulés. En pratique, les offres de marché sont libres, avec une surveillance du marché de détail par le régulateur (cf. infra)

- 1) Dans la plupart des pays de l'UE 12, dont l'Allemagne, l'Angleterre, l'Autriche, la Belgique et les Pays-Bas, les tarifs réglementés de vente aux particuliers n'existent plus en 2010.**

Au 1^{er} janvier 2010, les pays suivants ne disposent plus de tarifs réglementés de vente de gaz aux particuliers : Allemagne, Autriche, Belgique, République Tchèque, Luxembourg, Slovaquie, Suède, Pays-Bas et Royaume-Uni¹.

Il est remarquable que figurent dans cette liste des pays limitrophes de la France, dont les sources d'approvisionnement sont comparables. Les Pays-Bas figurent également sur la liste des pays où les offres des fournisseurs sont libres, le régulateur exerçant par ailleurs une surveillance du marché de détail.

Cas des Pays-Bas : offres libres et surveillance du marché de détail

La situation néerlandaise n'est pas assimilable à une configuration où des tarifs sont fixés par les pouvoirs publics. Le terme de surveillance des offres est plus adapté. En effet, les fournisseurs d'énergie sont tenus par la loi de soumettre toutes leurs offres de marché au

¹ Source : ERGEG - Status Review of End-User Price Regulation as of 1 January 2010 - http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab1/E10-CEM-34-03_price%20regulation_8-Sept-2010.pdf

régulateur afin que celui-ci vérifie si elles sont raisonnables. Cette surveillance s'appuie sur un modèle qui évalue les coûts des fournisseurs à partir notamment des prix de gros. Si le régulateur juge que le prix d'une offre de marché est trop élevé, il peut demander au fournisseur de baisser ses prix ou fixer lui-même un tarif. Ce dernier cas ne s'est jamais produit.

2) Les tarifs réglementés de vente aux particuliers subsistent pour l'essentiel parmi les nouveaux entrants et les pays méditerranéens.

Les pays qui maintiennent encore des tarifs réglementés sont principalement les pays nouveaux entrants dans l'Union européenne, ainsi que les pays méditerranéens, l'Irlande et le Danemark.

Quand ils existent, les tarifs réglementés sont généralement fixés par les régulateurs. La proportion de consommateurs particuliers bénéficiant de tarifs réglementés de vente est en général élevée, sauf en Espagne (Tableau suivant).

L'entité publique qui fixe et/ou approuve les tarifs régulés	Pays pratiquant des tarifs régulés sur le segment des particuliers	Proportions des consommateurs particuliers bénéficiant de tarifs réglementés de vente au 1er janvier 2010
Régulateur	Bulgarie	100%
	Danemark	95%
	Hongrie	95%
	Irlande	97,9%
	Italie	-
	Lituanie	100%
	Pays-bas	-
	Pologne	100%
	Portugal	100%
	Roumanie	99,9%
	Slovaquie	100%
Gouvernement	Croatie (Régulateur émet un avis consultatif)	100%
	France (Régulateur émet un avis consultatif)	89%
	Espagne (Ministère de l'Industrie) (Régulateur émet un avis consultatif)	49%

Source : ERGEG

3) *Les pays européens pratiquant encore des tarifs réglementés de vente du gaz font apparaître des formules très diverses*

Parmi les pays déclarant dans le cadre de l'enquête de l'ERGEG pratiquer des tarifs réglementés de gaz, trois ont été examinés : Irlande, Italie et Espagne. Le tableau suivant résume les points clefs pour ces trois pays.

Pays pratiquant des tarifs régulés sur le segment des particuliers	Formule d'indexation publique ou non	Bases d'indexation (Produits pétroliers et/ou Marché)	Fréquence d'indexation à la hausse ou à la baisse	Observations
Irlande	Oui	Marché (sur la base des produits futurs sur le NBP)	Bi annuelle	La révision de prix deviendra prochainement trimestrielle
Italie	Oui	Produits pétroliers	Trimestrielle	La prise en compte de coûts d'approvisionnement marché s'est faite par la modification du point de départ d'indexation de la part matière (modification du P0)
Espagne	Oui	Produits pétroliers et prix de marché (35%/50%)	Trimestrielle	Révision en 2010 des pondérations entre part indexée marché et part indexée brent

Source : ERGEG et document publics Analyse : CRE

Italie : formule indexée Pétrole, appliquée trimestriellement, dont le niveau a été revu en 2010 et 2011 pour prendre en compte les « bénéfices de la concurrence sur les marchés de gros ».

En Italie, les tarifs réglementés de vente de gaz au particulier sont fixés par décision du régulateur (*Autorità per l'energia elettrica e il gas* – AEEG). Ces tarifs, dits « TIGV », ont été refondus en 2009 et sont déterminés par une formule comportant 4 composantes : coûts des infrastructures (transport, distribution et stockage), coûts d'approvisionnement de gros, coûts de vente au détail et autres coûts (essentiellement des taxes).

Les coûts d'approvisionnement de gros se décomposent entre une part matière variable « QE » et une part fixe (coûts fixes d'intervention sur les marchés de gros). La part matière suit un panier de produits pétroliers, bruts ou raffinés, certains étant cotés en \$, d'autres en €. Cette partie de la formule est révisée de manière trimestrielle.²

² Voir l'article 6 du document disponible sur <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/064-09argtivg.pdf>

Les coûts de vente au détail comprennent une part fixe et une part variable représentant une marge commerciale. Ils sont révisés annuellement.

Cette formule est mise à jour dès que l'AEEG l'estime nécessaire. Son résultat est évalué ensuite trimestriellement par l'AEEG, ce qui donne lieu à un mouvement tarifaire.

Depuis 2009, cette formule a été mise à jour annuellement dans son ensemble. Sans que sa structure en soit changée, les coefficients ont été adaptés. En particulier, la mise à jour de la part matière s'est faite par 2 modifications de l'équivalent du « P0 français » (i.e. de la constante de la formule tarifaire), une fois en 2010 et une fois en 2011. En 2010, le régulateur italien a exprimé par un communiqué de presse (cf. Annexe 1), avoir ainsi « *l'intention de faire bénéficier, dès que possible, les familles et les petits consommateurs des premiers avantages liés à l'augmentation de la liquidité et à la concurrence sur le marché international du gaz en gros [...] Le cycle économique et la disponibilité de nouveaux gaz non conventionnels aux États-Unis [...] apportent une réduction générale des prix internationaux des marchés de gros* ».

Les tarifs réglementés de vente aux particuliers étaient plus élevés que les prix de marché en 2009. L'écart moyen pour les consommateurs consommant moins de 5000 m³ par an étant supérieur à 11%³.

Espagne : une formule indexée pétrole (brent) et marché. Les indices de marché retenus sont, à part égale, le NBP Britannique et le Henry Hub américain.

Les conditions applicables aux tarifs réglementés de vente de gaz aux particuliers (TUR) sont arrêtées par le ministre du commerce, de l'industrie, et du tourisme, avec l'accord de la commission gouvernementale déléguée aux affaires économiques et après avis du régulateur.

Il existe deux types de tarifs réglementés de vente aux clients particuliers, en fonction de leur consommation :

- le TUR 1, pour les consommations < 5 MWh/an ;
- le TUR 2, pour les consommations entre 5 et 50 MWh/an.

Le niveau du TUR est fixé suivant une formule publiée. Il se compose d'une partie fixe et d'une partie variable. Cette partie variable est fonction du coût d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement en gaz est indexé sur le prix du marché de gaz (moyenne de prix au Henry Hub et au NBP) et sur le prix du pétrole (Brent, moyenne des 6 derniers mois). Ce niveau est réévalué tous les trois mois.

Cette formule est détaillée dans un décret du 11 juin 2010⁴. La part des prix de marché dans la formule est de 35% du 1^{er} juillet au 31 décembre et de 50% du 1^{er} janvier au 30 juin). Cette part peut dépendre *in fine* d'un terme de la formule représentatif du résultat d'achat aux enchères de gaz.

Les opérateurs peuvent proposer un tarif inférieur au TUR. L'un d'eux propose une formule avec une réduction de 35% de la part fixe (0.65 x TUR fixe + TUR variable x consommation).

³ http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/10/annualreport10en.pdf

⁴ <http://www.boe.es/boe/dias/2010/06/11/pdfs/BOE-A-2010-9236.pdf>

Irlande : une formule indexée sur le marché britannique NBP

En Irlande, le régulateur fixe le revenu autorisé au titre des tarifs réglementés de vente pour l'opérateur historique BG Energy, sur la base d'une formule dite « RCF » (*Regulatory Control Formula*) mise à jour deux fois par an en juillet et en décembre. BG Energy établit ensuite la structure de ses tarifs en respectant son niveau de revenu autorisé.

Le tarif régulé appliqué au secteur résidentiel (*Non Daily Metered Residential*) comporte deux éléments, l'un fixe (équivalent à un abonnement) et l'autre variable qui est fonction de la RCF. L'Irlande étant étroitement dépendante du gaz britannique, l'indice de prix considéré dans la formule est celui du NBP. Ainsi, le coût d'approvisionnement en gaz de BG Energy est évalué par le régulateur sur la base de prix de produits futurs sur le NBP observés sur une période de référence de 18 mois⁵. La formule utilisée fournit un benchmark de coûts d'achats de gaz et incite l'opérateur à battre ce benchmark.

4) Les prix hors taxes du gaz pour les ménages en France sont supérieurs à la moyenne européenne.

Les données Eurostat montrent que les prix du gaz pour les ménages en France sont inférieurs à la moyenne européenne toutes taxes comprises mais sont supérieurs si les taxes sont exclues. Eurostat publie des données détaillées, permettant en particulier d'identifier la part associée aux taxes. Les deux tableaux suivants reproduisent ces données. Ils permettent de voir que les prix du gaz (Hors taxes, exprimé en parité de pouvoir d'achat tel que calculé par Eurostat) sont en France parmi les six pays les plus chers (juste derrière l'Italie et devant l'Espagne, l'Allemagne, le Royaume-Uni). Ce constat doit être interprété avec précaution, puisqu'il prend en compte également la composante liée à l'acheminement, elle-même reflet des spécificités du territoire national en termes de réseaux.

⁵ Le document public détaillant la formule irlandaise est disponible sur <http://www.cer.ie/GetAttachment.aspx?id=cf620ab0-4a12-4193-a803-946dc9d3f0c6>

Prix du gaz payés par les ménages dans l'UE 27 en 2010 (Données Eurostat)

	Basic price	Other taxes (excl. VAT)	VAT	All Taxes
	in EUR per GJ			
UK	11.16	0.00	0.56	4.76%
PT	16.37	0.14	0.99	6.43%
LV	10.24	0.01	1.03	9.25%
LU	11.60	0.63	0.90	11.65%
ES	12.71	0.00	2.29	15.25%
SK	10.41	0.00	1.98	15.96%
FR	13.39	0.32	2.27	16.21%
CZ	11.96	0.00	2.39	16.67%
BG	9.98	0.00	2.00	16.67%
IE	12.12	0.77	1.74	17.16%
LT	10.40	0.00	2.18	17.36%
PL	11.51	0.00	2.53	18.04%
TR	7.59	0.30	1.42	18.52%
HR	8.57	0.00	1.98	18.74%
HU	12.30	0.00	3.08	20.00%
BE	13.30	0.62	2.86	20.74%
BA	9.76	0.90	1.80	21.68%
EE	8.66	0.62	1.86	22.28%
SI	14.33	1.24	3.11	23.29%
DE	11.68	1.65	2.53	26.36%
AT	12.07	1.85	2.79	27.77%
IT	13.84	4.65	3.38	36.73%
NL	11.51	5.16	3.17	41.99%
SE	17.42	6.78	6.13	42.55%
RO	4.02	2.21	1.50	47.95%
DK	14.92	9.17	6.02	50.44%
FI	:	:	:	:

Provisional data for Italy.

Source: Eurostat (online data code: nrg_pc_202)

Prix HT (€/GJ)	
SE	17,42
PT	16,37
DK	14,92
SI	14,33
IT	13,84
FR	13,39
BE	13,30
ES	12,71
HU	12,30
IE	12,12
AT	12,07
CZ	11,96
DE	11,68
LU	11,60
PL	11,51
NL	11,51
UK	11,16
SK	10,41
LT	10,40
LV	10,24
BG	9,98
BA	9,76
EE	8,66
HR	8,57
TR	7,59
RO	4,02

Source : Eurostat, données 2010 publiées le 29 juin 2011

Plusieurs pays de l'UE 12 comme le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique et les Pays-Bas, ne disposent plus d'aucun dispositif de tarifs réglementés de vente du gaz. Les Pays-Bas constituent un cas intéressant où les offres des fournisseurs sont libres mais où le régulateur exerce une surveillance du marché de détail.

Parmi les pays où des tarifs réglementés existent pour les ménages, figurent, outre la France, la plupart des nouveaux entrants européens, ainsi que les pays méditerranéens et l'Irlande.

La France est isolée dans sa pratique de tarifs réglementés pour des clients industriels intensifs en énergie.

L'Italie fixe les tarifs selon une formule indexée exclusivement sur les produits pétroliers. A l'opposé, l'Irlande a adopté une indexation à 100% sur le marché. L'Espagne est dans une situation intermédiaire, avec une formule présentant à la fois des indexations sur des produits pétroliers et sur les prix du marché.

Le maintien de tarifs réglementés n'implique pas des prix plus bas pour les ménages. En France, le prix du gaz hors taxe est dans le haut de fourchette des pays européens. Ce résultat ne reflète qu'en partie les spécificités des différents pays, notamment en termes de structure des réseaux.

Dans ce contexte où l'existence de tarifs réglementés du gaz est désormais une exception en Europe pour les industriels intensifs en énergie, il est important de réfléchir à l'opportunité de maintenir ou de supprimer les tarifs réglementés de vente. Dans le secteur de l'électricité, le législateur français a déjà décidé la suppression progressive des tarifs réglementés pour les clients aux tarifs Jaune et Vert (cf. loi du 7 décembre 2010).

La CRE considère donc qu'une suppression des tarifs réglementés *pour les clients industriels* (« sites non résidentiels transport ») consommant du gaz est souhaitable, qu'il convient d'ores et déjà de réfléchir au calendrier de cette suppression et, le cas échéant, sur l'opportunité de l'élargissement de telles mesures au-delà du portefeuille de clients industriels.

II. La formule tarifaire du contrat de service public 2010-2013 liant l'Etat et GDF Suez ne tient pas compte de certaines possibilités d'optimisation des coûts d'approvisionnement

1) Le contrat de service public 2010-2013 entre l'Etat et GDF Suez prévoit que la formule tarifaire, pour les coûts d'approvisionnement, ne prend en compte que les coûts du gaz naturel importé en France par GDF Suez dans le cadre de contrats long terme

Le contrat de service public 2010-2013 conclu le 23 décembre 2009 entre l'Etat et GDF Suez, prévoit que la formule tarifaire, pour les coûts d'approvisionnement, ne prend en compte que les coûts du gaz naturel **importé en France** par GDF SUEZ, pour l'alimentation de ses clients, et **dans le cadre des seuls contrats de long terme** constitutifs de son portefeuille d'approvisionnement.

Les contrats d'approvisionnement long terme sont des contrats d'approvisionnement d'une durée d'engagement initial supérieure à 3 ans. Les prix de ces contrats sont aujourd'hui pour l'essentiel indexés sur le prix du pétrole.

L'optimisation entre différentes sources de gaz rendue possible par le portefeuille d'approvisionnement global de GDF Suez, et le contexte de déconnexion entre les prix du gaz indexé sur le pétrole et les prix de marché du gaz, n'ont donc pas été pris en compte dans le cadre tarifaire en vigueur défini par le Contrat de service public actuel.

2) L'évolution de la formule tarifaire en décembre 2010 n'a fait que refléter celle de la part indexée marché résultant de la renégociation des contrats long terme, dans le cadre du Contrat de Service Public

La formule tarifaire adoptée en décembre 2010 a introduit, dans le cadre du Contrat de service public, une indexation partielle des coûts d'approvisionnement sur un prix de marché du gaz, à hauteur de 9,5%. Cette nouvelle formule a fait l'objet d'une délibération favorable de la CRE, adoptée le 2 décembre 2010. Jusqu'à présent, elle n'a été appliquée qu'une seule fois, le 1^{er} avril 2011.

L'introduction de cette indexation partielle sur le prix de marché du gaz reflète l'effet des renégociations, intervenues en 2009 et 2010, entre GDF Suez et ses fournisseurs, qui ont introduit une indexation de certains contrats sur les prix de marchés de gros gaziers. **Le niveau de 9,5% reflète la part indexée marché dans les contrats de long terme importés en France.** Elle demeure donc cohérente avec la logique consistant à privilégier, dans la formule tarifaire, les seuls coûts des contrats à long terme importés en France.

3) A la suite des audits menés depuis 2006, la CRE a souligné que la prise en compte des seuls contrats à long terme dans la formule tarifaire ne permettait pas de refléter le potentiel d'optimisation entre sources d'approvisionnement.

Plusieurs audits ont été menés par la CRE sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez et les formules tarifaires mises au point pour évaluer ces coûts. Les délibérations relatives à ces audits sont publiques et mises en ligne sur le site internet de la CRE.

La première formule qui a fait l'objet d'un audit ne comportait qu'une indexation sur deux indices pétroliers (FOD et BTS) et était en vigueur en 2005. Les conclusions de cet audit ont été rendues publiques le 28 février 2006. Dans cette délibération, la CRE chiffrait l'écart entre formule et coûts d'approvisionnement (en moyenne de 2,5% sur 2003-2005) et concluait que « *la formule tarifaire reflète correctement l'évolution des coûts d'approvisionnement de Gaz de France* » et qu'il « *conviendra de procéder périodiquement à de nouveaux audits pour juger de l'opportunité de réviser les termes de la partie de la formule concernant les coûts d'approvisionnement en gaz.* ».

Un second audit a été effectué en 2008, lorsque GDF Suez avait transmis une nouvelle formule qui, par rapport à la précédente, introduisait une indexation supplémentaire sur le Brent. Les conclusions de cet audit ont été publiées par délibération du **17 décembre 2008**. La CRE indiquait dans cette délibération que « *La formule estime les seuls coûts d'approvisionnement à long terme sur le marché français. Les indexations des prix des contrats à long terme liant GDF Suez à ses principaux fournisseurs comportent des mécanismes de lissage dans le temps. Il est précisé que les gains et pertes éventuels liés aux activités d'arbitrage entre différentes sources d'approvisionnement de GDF Suez ne sont pas pris en compte.* ». Cette délibération indiquait que « *si la nouvelle formule avait été appliquée de façon rétrospective sur les années 2006, 2007 et 2008 [janvier 2006 à septembre 2008] sur le périmètre des ventes aux tarifs réglementés (en distribution publique et pour les tarifs à souscription), elle aurait conduit à un montant théorique supérieur de 140 M€ par année en moyenne par rapport aux coûts d'approvisionnements réels. Cet écart est à rapprocher d'un coût total annuel d'approvisionnement de 6 Mds € sur le périmètre des ventes aux tarifs réglementés* ». L'écart théorique ainsi mesuré se situe à 2,3%. La CRE concluait dans cette délibération que « *la nouvelle formule tarifaire de GDF Suez fournit une approximation correcte de ses coûts d'approvisionnement sur le marché français* ».

Enfin, la CRE a audité les coûts d'approvisionnement de GDF Suez en 2010, dans le contexte d'une déconnexion importante entre le prix du marché du gaz et le prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole. A l'issue de cet audit, la formule indexée à hauteur de 9,5% sur le marché a été introduite. **Les conclusions de cet audit ont été rendues publiques par délibération du 31 août 2010 (encadré).**

Dans sa délibération du 31 août 2010, la CRE rappelait que « *GDF SUEZ dispose d'un portefeuille d'approvisionnement diversifié qui lui procure un potentiel d'optimisation et d'arbitrage important. Compte tenu de la flexibilité offerte par les différentes clauses de ces contrats (take-or-pay, report de volume...), ces arbitrages peuvent s'opérer entre les différents contrats de long terme ou entre les contrats de long terme, d'une part, et des achats sur le marché de gros, d'autre part.* »

La CRE rappelait dans cette même délibération que « Dans le contexte de décorrélation entre les prix du gaz sur le marché de gros et les prix des contrats de long terme indexés sur les produits pétroliers, GDF SUEZ a accru ses achats de gaz à court terme sur les marchés de gros et a réduit ses enlèvements de gaz issu de ses contrats de long terme. GDF SUEZ s'est également engagée dans des renégociations avec ses fournisseurs afin d'introduire, dans les prix des contrats, une part d'indexation sur le marché de gros gazier ou de réviser à la baisse son volume d'engagement.

Le périmètre d'approvisionnement retenu pour estimer la formule actuellement en vigueur est construit sur la base des contrats de long terme de gaz importé en France, conformément aux dispositions du contrat de service public (CSP) liant l'Etat et GDF SUEZ. La formule actuelle est évaluée en considérant les valeurs moyennes des quantités contractuelles indiquées dans les clauses de take-or-pay. Elle est indexée sur les prix des produits pétroliers moyennés sur les six mois passés, avec un décalage d'un mois, et s'applique pendant trois mois (formule dite en 6.1.3).

Cette méthode de construction de la formule tarifaire conduit mécaniquement à des écarts entre la formule et les coûts réellement supportés par GDF SUEZ qui sont de deux types :

- les écarts liés aux effets d'approximation de la formule, à périmètre identique à celui du CSP (« effet d'approximation ») ;
- les écarts liés au fait que l'approvisionnement réel de GDF SUEZ est nettement plus large que celui du périmètre de la formule (« effet de périmètre »).

La CRE a réitéré ce constat en 2011. Elle a ainsi rappelé, **dans sa délibération du 30 mars 2011**, que « GDF Suez dispose d'un portefeuille mondial d'approvisionnement diversifié qui atteint 1198 TWh au 31/12/2010. Ce portefeuille est constitué notamment de contrats à long terme (691 TWh) et d'achats de court terme (420 TWh). Il sert à vendre sur une base diversifiée (géographiquement, ventes au prix de marché ou au tarif). Les ventes aux tarifs réglementés en France en distribution publique représentent 190 TWh.

Ce portefeuille procure à GDF Suez un potentiel d'optimisation et d'arbitrage important : entre contrats long terme, achats de court terme ou sur le marché, ou au sein du portefeuille de contrats de long terme.

Le contrat de service public liant l'Etat et GDF Suez (signé le 23 décembre 2009) prévoit toutefois que seuls les contrats de long terme importés en France sont retenus pour estimer les formules tarifaires en vigueur pour fixer les tarifs réglementés de vente. Il en résulte que les formules tarifaires successivement utilisées ne peuvent pas prendre en compte les gains liés à ce potentiel d'arbitrage. »

Dans cette même délibération du 30 mars 2011, la CRE précisait que cette situation « ne bénéficie pas toujours au consommateur final. »

La CRE formule ses avis sur les évolutions tarifaires dans le contexte juridique qui s'impose à elle, à savoir :

- les décrets et les arrêtés ministériels ;**
- le Contrat de service public liant l'Etat à GDF Suez.**

Les différentes délibérations publiques de la CRE reflétant les audits menés depuis 2006 sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez ont vérifié que les tarifs réglementés de vente couvraient les coûts d'approvisionnement de GDF Suez issus des contrats de long terme de gaz importé en France. Ces audits ne préjugeaient pas de l'appréciation que le régulateur serait susceptible de porter sur la pertinence du champ retenu par le droit français pour évaluer les coûts d'approvisionnement de GDF Suez.

De fait, la CRE a régulièrement souligné que GDF Suez pouvait s'approvisionner sur les marchés internationaux du gaz à des prix inférieurs à ceux des contrats long terme, et que le gain qui en résultait ne bénéficiait pas toujours au consommateur final.

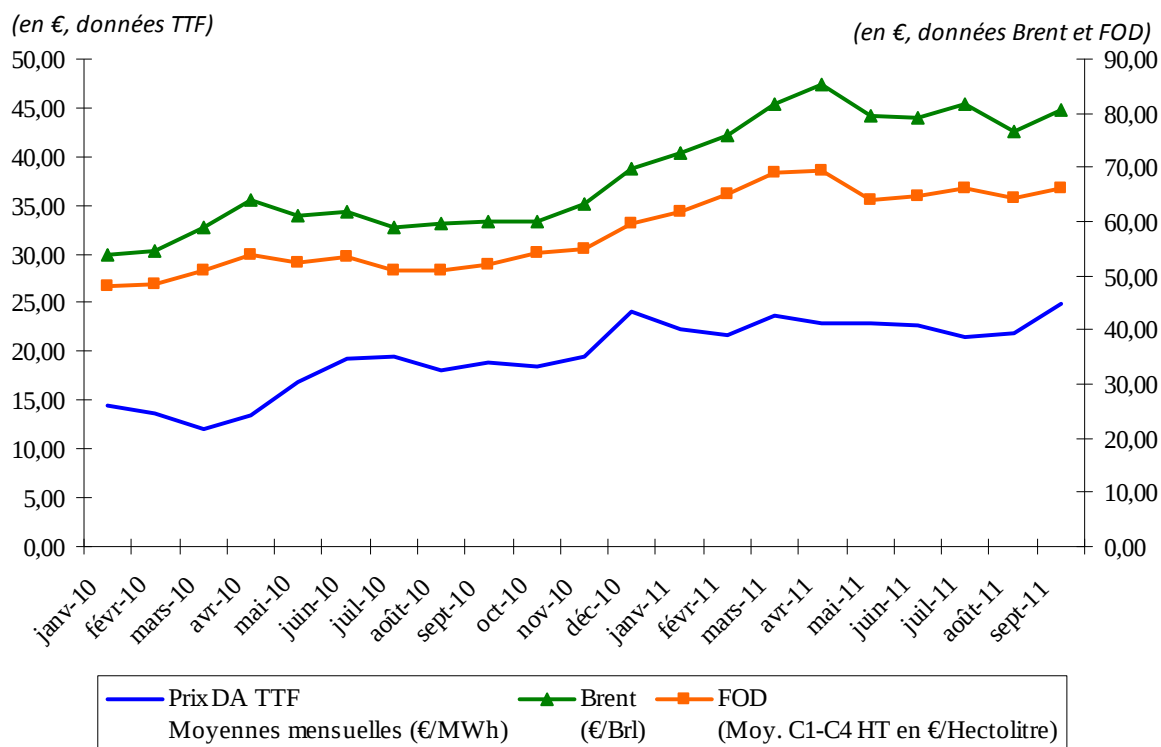
III. Le contexte du marché est encore caractérisé par une déconnexion entre les prix de marché et les prix du gaz issus des contrats long terme

1) La déconnexion entre les prix du gaz indexé sur le pétrole et les prix de marché perdure

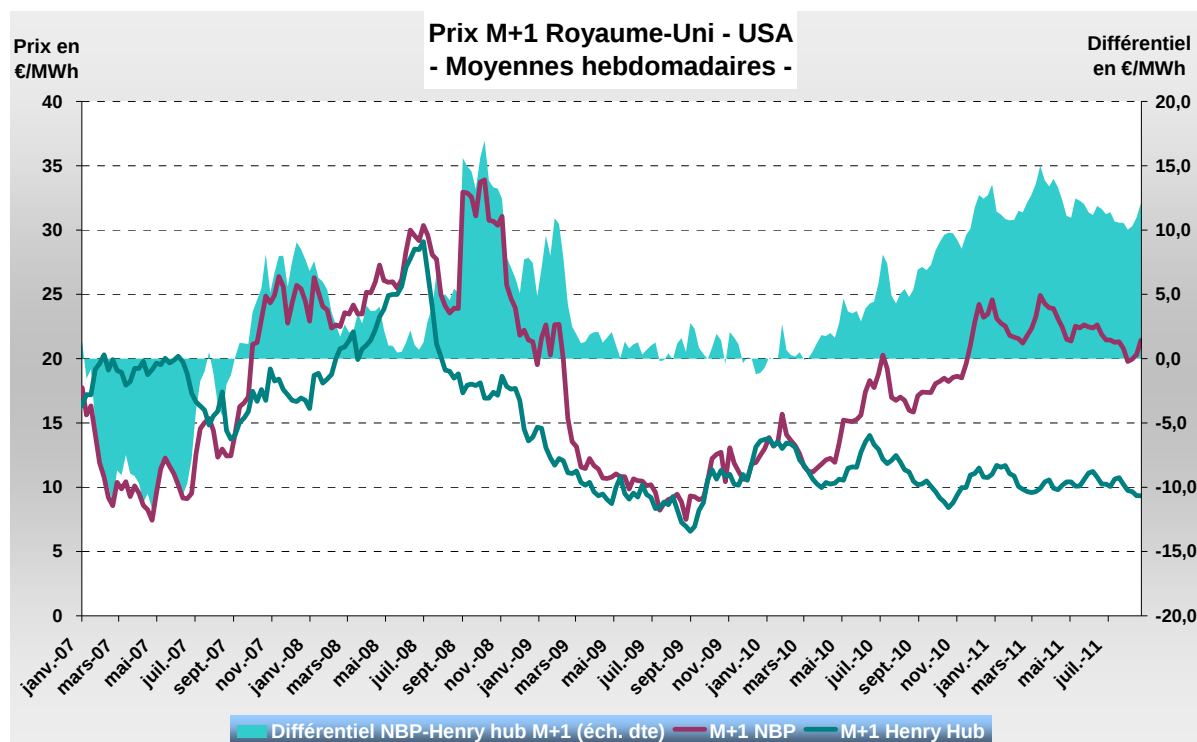
Les graphiques suivants illustrent l'évolution récente des prix du gaz sur le marché et des indices pétroliers. Après les points bas de début 2010 (à peine 12 €/MWh), les prix du gaz sur le marché ont nettement progressé et se situaient en septembre 2011 à environ 25 €/MWh. Les indices pétroliers ont également progressé mais de manière moins forte au cours de l'année 2010, ce qui a amené à réduire l'écart entre gaz indexé pétrole et gaz marché de près de 10 €/MWh début 2010 à 2 €/MWh début 2011.

L'écart entre gaz indexé pétrole et gaz marché augmente à nouveau à plusieurs euros par mégawattheure (MWh) depuis le printemps 2011 (environ 5-6 € / MWh en septembre 2011), dans un contexte international qui a entraîné une forte volatilité des prix du pétrole. Au-delà de cet aspect, les facteurs fondamentaux à l'origine de la déconnexion gaz / pétrole sont encore présents : demande de gaz qui redémarre mais reste menacée par les incertitudes sur la croissance économique, offre de gaz abondante, liée notamment aux gaz non conventionnels américains. A cet égard, le prix du gaz sur le marché américain (référence Henry Hub) reste nettement en dessous du prix du gaz européen.

Evolution des prix du Brent, TTF, FOD (Sources Bloomberg pour Brent et FOD, Heren pour TTF)



Evolution comparée des prix M+1 NBP (Royaume-Uni) et M+1 Henry Hub (USA) depuis janvier 2007



Il est malaisé de prévoir l'ampleur et la durée de la déconnexion entre le prix du pétrole et le prix de marché du gaz. Les observateurs de marché considèrent que cet écart devrait perdurer au moins à court terme.

Une récente étude (encadré ci-dessous) suggère une résorption, voire une inversion de cet écart dans les deux ans.

Le prix spot du gaz peut dépasser celui des contrats dans les 2 ans

La fameuse « bulle de gaz », c'est-à-dire l'excédent de l'offre par rapport à la demande, prendra fin plus tôt que prévu, « probablement en 2013 et peut-être même dès l'hiver 2012 ». Les prix spot du gaz en Europe et en Asie peuvent donc « égaler les prix des contrats (de long terme) voire les dépasser dans les deux ans qui viennent ». Tel est l'avertissement lancé par le consultant britannique Wood MacKenzie, qui se réfère aux résultats de sa dernière étude en date sur le marché mondial du gaz. « Le surplus de gaz est surtout sensible en Europe, qui est devenue le marché de dernier recours pour l'offre de GNL », affirme Noël Tommay, qui dirige le département Global Gas de Wood. Début 2011, on pensait que ce surplus dépasserait 30 Gm3 sur l'année. Mais plusieurs événements survenus depuis lors obligent à revoir l'évolution du marché européen. Ainsi, l'arrêt des exportations libyennes de gaz, à travers le gazoduc trans-méditerranéen Greenstream, a retiré 8 Gm3 du marché. L'impact du tsunami au Japon peut être évalué à environ 12 Gm3 de GNL qui ne seront plus disponibles en Europe. A cela s'ajoute l'impact sur la demande de gaz de l'arrêt de centrales nucléaires en Allemagne. Dans l'ensemble, le « coussin » de gaz en Europe est tombé de 30 Gm3 à « moins de 10 Gm3 en 2011 », estime le consultant. « D'ici 2013, ce coussin aura complètement disparu », avertit Wood. Sans compter des réductions possibles d'approvisionnements en provenance de pays exportateurs, à cause de raisons techniques ou de turbulences politiques,

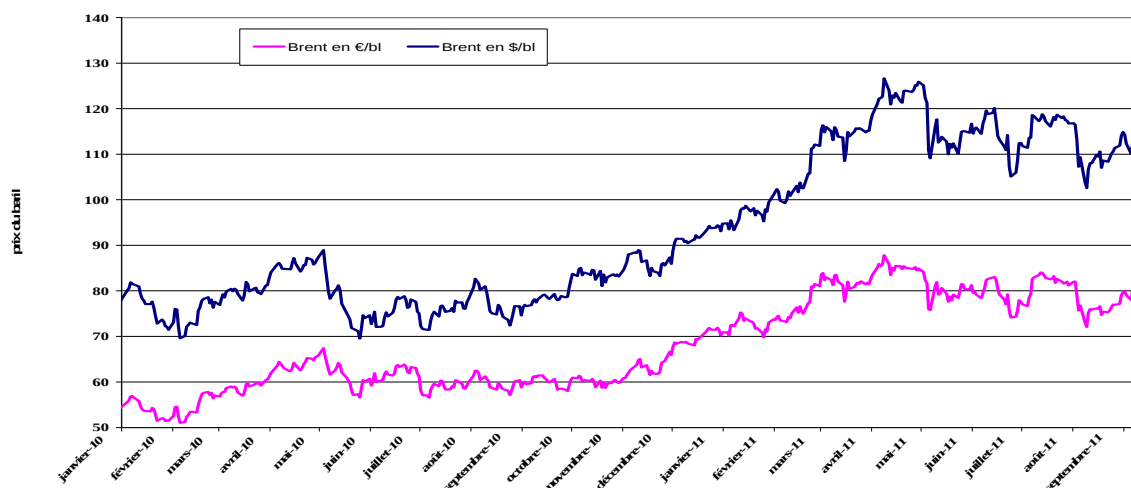
indique le consultant. Or, si de telles réductions coïncident avec un hiver rigoureux, la disparition du coussin de gaz dont l'Europe jouit actuellement peut survenir dès l'hiver 2012, avertit Wood.

Source : Europ Energies, 30 juin 2011

2) Les cours du pétrole et les prix du marché du gaz se stabilisent depuis le premier trimestre 2011 mais restent volatils

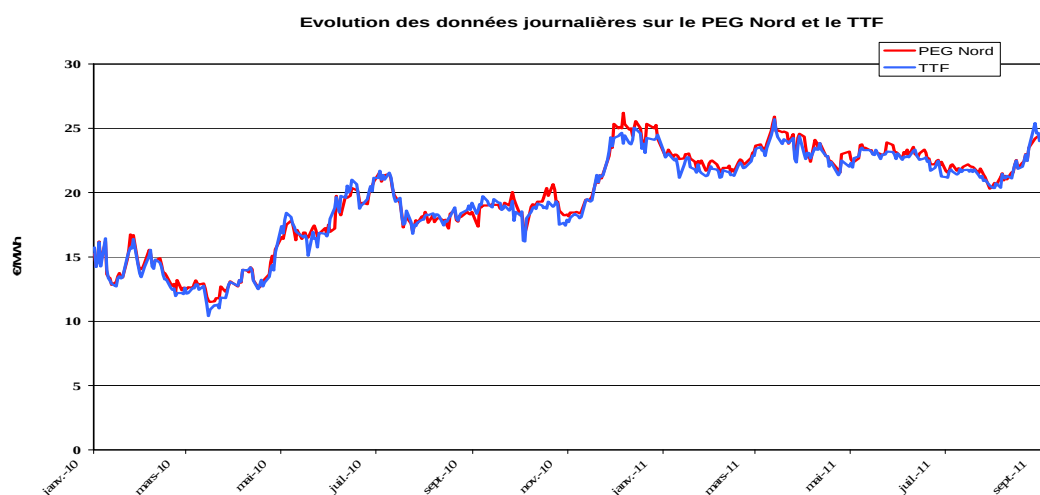
Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution des cours du Brent et du gaz marché en données quotidiennes depuis janvier 2010. Les cours sont exprimés en dollars et en euros. Au cours de l'année 2010, le Brent a dans un premier temps évolué à des niveaux proches de 60 euros / tonne, avant de connaître une phase d'accélération en fin d'année 2010 qui l'a porté à près de 90 euros / tonne au cours du premier trimestre 2011. Depuis mars 2011, on constate toutefois une stabilisation puis un repli à des niveaux proches de 80 euros / tonne (82 euros / tonne le 9 septembre 2011). Des évolutions similaires, même si elles sont plus volatiles, sont observées sur les prix du gaz Day-Ahead (PEG Nord et TTF). Après une forte hausse en fin d'année 2010 (point haut à 25 euros / MWh), les prix ont reflué à des niveaux de l'ordre de 22 euros / MWh avant de revenir à 25 euros / MWh. Ces évolutions récentes devraient se matérialiser dans les coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Enfin, il convient de garder à l'esprit que les indices de prix de marché sont plus volatils que ceux des sous-jacents pétroliers (tableau suivant).

Evolution des prix du Brent en USD et en EUR depuis janvier 2010



Source : Bloomberg

Evolution des données journalières sur le PEG Nord et le TTF depuis janvier 2010



Sources Bloomberg pour PEG Nord, Heren pour TTF

Volatilité annualisée des données PEG Nord, NBP, Zeebrugge, TTF, Brent, FOD et FOL

Volatilité annualisée	PEG Nord	NBP	Zeebrugge	TTF	Brent	FOD	FOL
2008	64%	105%	96%	77%	52%	37%	65%
2009	81%	125%	101%	95%	41%	46%	52%
2010	56%	80%	76%	64%	24%	26%	26%
S1 2011	34%	38%	38%	34%	25%	22%	23%
2008-2010	68%	105%	91%	79%	41%	37%	50%
2008- S1 2011	64%	98%	86%	75%	39%	35%	47%

Source : estimations CRE

3) La part de marché de GDF Suez est encore prépondérante sur le marché de masse

En France, la concurrence sur le marché du gaz est importante sur le segment des clients industriels, mais reste limitée sur le marché de masse.

Alors que la part de marché de GDF Suez sur les clients industriels a diminué, elle reste prépondérante sur le marché de masse français : 93% au 31 décembre 2010 (tarifs et offres de marché).

La déconnexion entre prix du gaz sur le marché et prix du gaz issu des contrats de long terme indexés sur le pétrole reste significative, autour de 5-6 €/MWh, même si elle a diminué par rapport aux niveaux constatés en 2010, de l'ordre du double de l'écart actuel. Il est malaisé de prévoir l'ampleur et la durée de la déconnexion entre le prix du pétrole et le prix de marché du gaz. Les observateurs de marché considèrent que cet écart devrait perdurer au moins à court terme. La déconnexion entre prix de marché du gaz et prix du gaz issu des contrats indexés sur le pétrole a été à l'origine d'une incompréhension de la part des consommateurs qui a nourri le débat concernant une plus grande indexation sur le marché. Toutefois ce contexte peut évoluer. La CRE rappelle qu'une plus grande indexation sur le marché pourrait entraîner une plus forte volatilité des tarifs réglementés de vente de gaz.

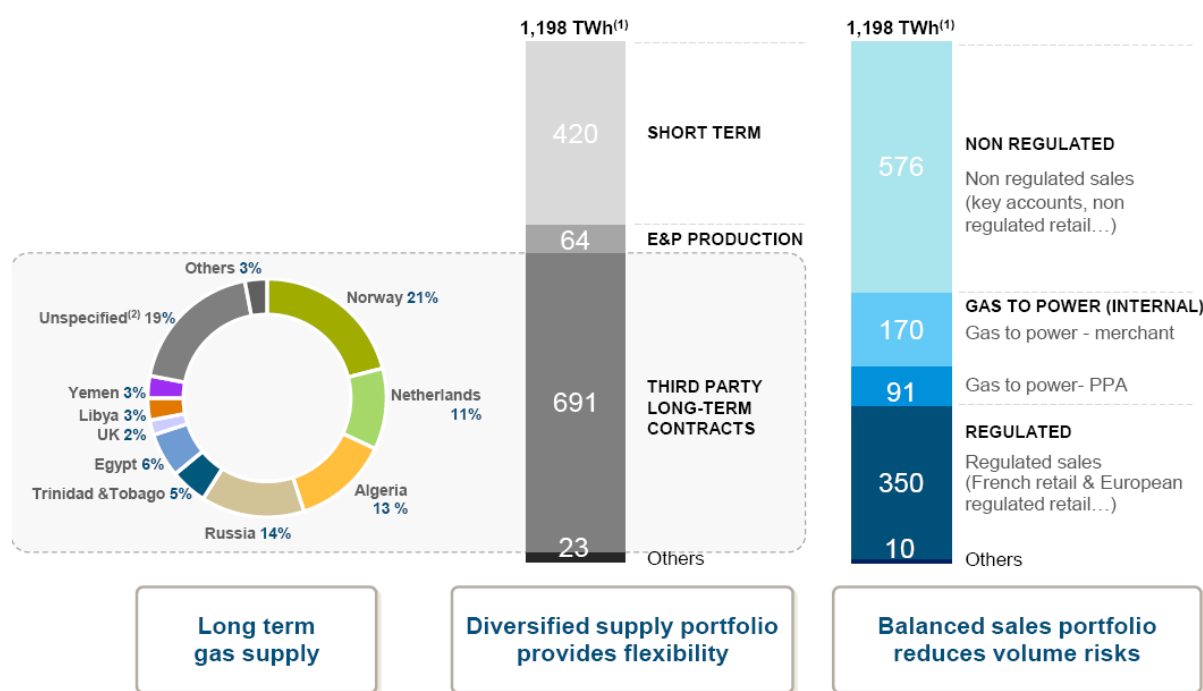
IV. La diversification du portefeuille d'approvisionnement de GDF Suez lui permet une optimisation de ses coûts

1) Un portefeuille d'approvisionnement diversifié

Le portefeuille d'approvisionnement de GDF Suez représente 1.198 TWh en 2010. Le bilan emplois-ressources gaz du portefeuille global en 2010 est le suivant (en TWh) :

Bilan emplois / ressources gaz du portefeuille mondial 2010 de GDF Suez

FY 2010 GAS BALANCE: GDF SUEZ' diversified portfolio



GDF SUEZ gas balance in TWh, end 2010

(1) 2010 data (Group share) consistent with accounting consolidation methods used by the Group

(2) Purchases from Gas supplier ; origin unspecified

Source : GDF Suez, document public de présentation des comptes 2010

La répartition du portefeuille européen d'approvisionnement de GDF Suez figure dans le tableau suivant. On peut par exemple relever que sur un total d'approvisionnements représentant 695 TWh en 2010, près de 75% est assuré par des contrats de long terme, le reste étant constitué des ressources propres (exploration & production, 4%) et des achats de court terme (21%). On peut également relever que la part des achats de court

terme a augmenté en volume dès 2009, année qui avait également été marquée par les enlèvements les plus faibles sur les contrats de long terme.

Portefeuille d'approvisionnement européen de GDF Suez (B3G Europe)

(TWh)	2010	2009	2008
Contrats long terme avec les tiers	519,9	495,4	511,5
Production du segment Exploration-Production	28,1	29,7	33,2
Achats de court terme	147,2	139,8	113,4
TOTAL	695,2	664,9	658,1

Source : Document de référence 2010 de GDF SUEZ

La répartition par origine de ces approvisionnements est résumée dans le tableau suivant. Comme l'indique le groupe dans les documents financiers publics, « **L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats de long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à GDF Suez la visibilité pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements. GDF Suez est également l'un des acteurs les plus importants sur les marchés de court terme en Europe. Il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.** »

Répartition par origine du portefeuille d'approvisionnements de B3G Europe

(TWh)	2010	2009	2008
Norvège	117,2	145,1	144,1
Russie	92,6	86,4	97,1
Algérie	89,9	86,8	101,7
Pays-Bas	83,7	82,2	93,4
Egypte	42,9	54,1	55,6
Yemen	22,5		
Libye	19,8	19,8	20,1
Royaume -Uni	19,1	21,2	24,3
Allemagne	3,2	3,9	3,1
Nigéria		2,6	5,4
Autres sources	147,2	139,8	113,4
Origine non spécifié	57,2	23	
TOTAL	695,3	664,9	658,2

Source : Document de référence 2010 de GDF SUEZ

Le tableau suivant résume les principaux contrats à long terme de GNL dans le portefeuille d'approvisionnement de GDF Suez. **La prise en compte de ces sources de GNL à hauteur de volumes plus représentatifs du portefeuille global de GDF Suez constitue un enjeu significatif pour la définition d'une formule de tarifs réglementés de vente du gaz.**

Approvisionnement en GNL de GDF Suez : engagements annuels sur le long terme au 31 décembre 2010 (TWh)

	Volumes :
Algérie	102
Egypte	55
Nigéria (<i>Contrat Delivered ex-ship</i>)	6
Norvège (<i>participation de 12% liée au gisement de Snohvit</i>)	7,5
Trinité et Tobago (1)	29,5
Yemen	39
Shell (<i>Contrat de long terme à partir de 2014</i>)	6

(1) le contrat avec Trinité-et-Tobago est porté contractuellement par GDFSuez Energie Amérique du Nord
Source : document de référence (public) de GDF Suez publié le 28 mars 2011

2) Des négociations sont en cours pour adapter les contrats de long terme aux conditions de marché

Lors de la publication de ses résultats annuels 2010 et semestriels 2011, le Groupe GDF Suez a communiqué sur les négociations en cours pour adapter ses contrats long terme aux conditions de marché. Les éléments présentés par GDF Suez sont repris en annexe 2.

GDF Suez, comme l'ensemble des acheteurs de gaz, sont engagés dans des négociations avec les principaux fournisseurs de gaz. Comme l'indique GDF Suez, la renégociation des contrats à long terme pourrait conduire à « *adapter les contrats de long terme aux conditions de marché* ».

La plupart des acheteurs de gaz, ont, en 2009 et 2010, tenté d'abaisser les volumes contractuels de gaz et d'introduire des indexations sur le prix de marché du gaz. Comme cela a été vu en 2010, la part d'indexation marché obtenue par GDF Suez a représenté en 2010 près de 10%.

La plupart des articles de presse spécialisée suggèrent que les acheteurs de gaz tentent d'augmenter la part d'indexation marché, dans un contexte de négociation difficile, qui laisse la porte ouverte à un recours des parties à des procédures d'arbitrage international. Des annonces récentes (Les Echos du 2 août 2011) révèlent par exemple qu'E.ON engage une procédure d'arbitrage avec Gazprom sur les prix du gaz, même si l'opérateur précise que les discussions en vue d'un accord amiable continuent.

3) Une gestion globale du portefeuille d'approvisionnement des entités européennes du groupe GDF Suez

Une gestion globale du portefeuille européen d'approvisionnements, sans adossement spécifique par type de clientèle, offre un potentiel d'optimisation important au Groupe GDF Suez. Elle renforce la nécessité de faire bénéficier le consommateur final français de conditions plus représentatives de ce portefeuille.

Comme l'indique GDF Suez dans les documents publics d'information financière (cf. annexe 3), « *Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients*

particuliers, GDF Approvisionnements gaz gère son portefeuille de gaz naturel, sur les différents marchés européens du Groupe, aux différents pas de temps, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement ». GDF Suez indique également qu'il « optimise la gestion de son portefeuille, en jouant sur les prix comme sur les volumes, et grâce à une diversification importante de ses sources d'approvisionnement. ». Il rajoute également que « des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme ou d'autres négociants permettent d'affiner l'équilibre entre les besoins des clients internes et les ressources du Groupe ».

Les principaux constats relatifs à l'audit mené par la CRE sur les coûts d'approvisionnement de GDF Suez figurent dans l'encadré suivant.

Dans le cadre de l'audit des coûts d'approvisionnement de GDF Suez, la CRE a examiné la comptabilité dissociée de l'activité de fourniture, les coûts moyens d'approvisionnement (CMA) de GDF Suez selon qu'ils correspondent à du gaz importé en France ou non importé, et selon leur origine (contrats de long terme, achats de court terme et sur le marché), et le périmètre des contrats retenus jusqu'à présent dans la formule tarifaire.

Comptes dissociés :

Les comptes dissociés identifient le compte de résultat de l'activité de fourniture aux clients au tarif réglementé, aux clients en offres de marché ainsi que les activités non liées à des clients finals en France. L'activité de fourniture aux tarifs réglementés affiche un résultat d'exploitation positif en 2009 et 2010, ce qui confirme le respect de la règle de couverture des coûts sur ces deux années.

Coûts moyens d'approvisionnement :

Le coût moyen d'approvisionnement toutes sources d'approvisionnement confondues est d'environ 4% inférieur en 2010 à celui du gaz importé en France à long terme. Cet écart est dû pour l'essentiel à la part des achats de marché et d'approvisionnement en GNL.

En 2008 et 2009, le coût moyen d'approvisionnement (CMA) de GDF Suez SA, toutes sources confondues, était aussi inférieur au coût du gaz importé en France à long terme.

En 2010, le coût du gaz importé à long terme et à court terme est inférieur au coût du gaz importé uniquement sous contrats de long terme. De même, le coût du gaz non importé (contrats de long terme et achats de court terme) est inférieur au coût du gaz importé. En 2010, le gaz non importé est moins cher que le gaz importé sous contrats de long terme.

L'examen du périmètre de contrats retenus jusqu'à présent dans la formule tarifaire :

L'audit n'a pas relevé d'écarts significatifs en termes de prix unitaires entre les contrats à long terme retenus dans le champ de la formule et les contrats non retenus sur le périmètre de GDF Suez SA. L'existence de tels écarts aurait pu en effet soulever le problème d'une sélection adverse des contrats retenus dans le champ de la formule.

En revanche, certaines hypothèses retenues par GDF Suez conduisent à écarter tout ou partie de certaines sources d'approvisionnement du champ de la formule :

C'est le cas de **certaines sources d'approvisionnement en Gaz Naturel Liquéfié (GNL)** dont le marché français est un des débouchés, qui présentent des caractéristiques de prix comparables aux prix de marché. La CRE recommande une prise en compte plus élevée de ces sources dans le champ de la formule tarifaire.

33 contrats sont pris en compte dans la formule actuelle. Deux cas particuliers posent question quant à la pertinence de leur inclusion ou de leur exclusion de la formule tarifaire :

- un contrat indexé à 100% sur les prix du marché a été exclu du périmètre de la formule depuis début 2008. La CRE observe que le maintien de ce contrat, devenu attractif en termes de prix, aurait permis de baisser légèrement le résultat de la formule tarifaire.
- un contrat dont les enlèvements de gaz devraient augmenter présente un niveau de prix particulièrement élevé. Il renchérit la prévision de hausse de la formule.

GDF Suez SA procède auprès d'autres opérateurs à des achats sur des durées de un à trois ans. Le Contrat de service public actuel stipule, certes, que ces contrats d'une durée inférieure à 3 ans, ne sont pas retenus dans le périmètre de la formule tarifaire.

La CRE constate néanmoins que le prix moyen de ces contrats est inférieur aux prix moyen des contrats à long terme importés retenus dans la formule.

4) Les gains associés aux activités d'approvisionnement et marché ont représenté un résultat (Ebitda) de 641 M€ en 2010 pour la branche Global GAZ & GNL de GDF Suez

Ce résultat 2010 est inférieur à celui enregistré en 2009 (1,5 Mds €). Une part limitée de ces résultats est liée aux arbitrages géographiques et temporels. L'essentiel de l'écart reflète les effets de l'optimisation entre différentes sources d'approvisionnement du Groupe. Les activités d'exploration / production représentent des volumes significatifs et ont fortement contribué au compte de résultat de GDF Suez (1,4 Mds € en 2009 et 2010).

Le schéma ci-dessous résume les principaux éléments de profitabilité de la branche B3G du groupe GDF Suez, tels que rendus publics lors de l'annonce des résultats 2010 du groupe. L'EBITDA (*earning before interests and taxes*) de la branche B3G (Global Gaz and GNL) est de 2 Milliards d'euros en 2010, après 2,9 Milliards d'euros en 2009. En 2009, la contribution des activités d'approvisionnement et marché ont représenté 1,5 Milliards d'euros. Elles ont diminué à 641 M€ en 2010.

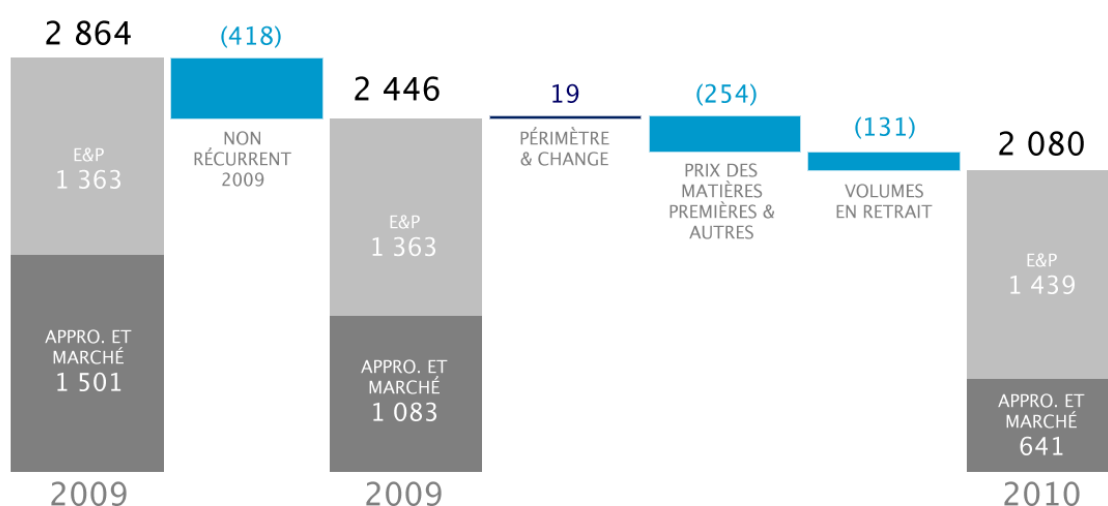
EBITDA de la branche B3G en 2009 et 2010 (*Données publiques GDF Suez*)

GLOBAL GAZ & GNL

Impact du spread gaz/pétrole conforme au niveau anticipé, mais des volumes en retrait

EBITDA

En M€



Source : GDF Suez, publication des comptes 2010

GDF Suez dispose d'un portefeuille d'approvisionnement diversifié, source de flexibilité et d'optimisation. Au niveau européen, l'approvisionnement est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme. GDF Suez intervient également sur les marchés de court terme afin d'ajuster ses approvisionnement et ses achats.

Le portefeuille d'approvisionnement européen de GDF Suez est géré globalement, sans adossement spécifique par type de clientèle, de façon à optimiser le coût global d'approvisionnement.

Dans le contexte actuel des marchés de gros du gaz, GDF Suez, comme les principaux acheteurs de gaz, est engagé dans des renégociations de ses contrats de long terme afin de les adapter aux conditions de marché.

V. Recommandations

Sur la base des constats rappelés dans les parties précédentes et de l'examen approfondi des coûts d'approvisionnement de GDF Suez, la CRE formule les trois recommandations suivantes, qu'elle considère prioritaires.

1) Sur le périmètre d'approvisionnement à prendre en compte

Recommandation 1 : établir les évolutions tarifaires sur la base de coûts plus représentatifs du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF Suez à travers principalement l'inclusion des sources de Gaz Naturel Liquéfié dont un débouché naturel est le marché français ou européen (comme la CRE l'a déjà indiqué dans sa délibération du 30 mars 2011), ce qui permet de faire bénéficier le consommateur du potentiel d'optimisation du portefeuille d'approvisionnement de GDF Suez.

La gestion de ce portefeuille par GDF Suez est en effet globale, pour optimiser entre différentes sources d'approvisionnement, sans adossement spécifique à un client ou un groupe de clients particuliers.

2) Sur la part marché à intégrer et le lien avec la sécurité d'approvisionnement

Recommandation 2 : augmenter la part d'indexation marché jusqu'à 30%, comme indiqué déjà dans la délibération de la CRE du 30 mars 2011, permettrait de parvenir à une formule plus représentative du portefeuille d'approvisionnement de GDF Suez.

La formule ré-estimée en 2010 a intégré une part d'indexation sur les prix de marché spot du gaz à hauteur de 9,5 %, reflet de la part d'indexation des contrats de long terme importés retenus dans la formule. GDF Suez est par ailleurs engagé dans des renégociations de son portefeuille d'approvisionnement, qui pourraient déboucher sur un accroissement de cette part.

La part d'achats de court terme dans le portefeuille européen de GDF Suez représente 21% en 2010.

Ce renforcement de l'indexation partielle sur les prix de marché reste largement compatible avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement :

- la diversification des sources d'approvisionnement est aujourd'hui un facteur important de sécurité d'approvisionnement. Le Contrat de Service Public stipule d'ailleurs (Titre I, §1.1) que, pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement énergétique, « *GDF Suez s'engage à conserver et développer un portefeuille d'approvisionnement diversifié en gaz naturel, notamment sous forme liquéfié, fondé sur :*

- o *des contrats d’approvisionnement à long terme avec les grandes compagnies productrices ;*
 - o *une capacité de production propre ;*
 - o *d’autres sources de gaz aisément mobilisables (portefeuille de contrats interruptibles, achats sur les marchés court terme) ;*
 - o *l’utilisation de capacités de stockage et / ou de flexibilités souscrites pour l’approvisionnement de ses clients et le respect de ses obligations de service public. »*
- le périmètre d’approvisionnement à prendre en compte, représentatif du portefeuille européen de GDF Suez, sur-couvre les volumes concernés par la clientèle en distribution publique.
 - l’évolution des contrats à long terme eux-mêmes tend vers une plus grande indexation sur des indices de marché. Il convient de ne pas opposer contrats de long terme et indexations sur le marché.

3) Sur un mécanisme de correction d’écarts annuel

Recommandation 3 : un mécanisme de partage des écarts significatifs entre la part des tarifs couvrant le coût d’achat et les coûts d’approvisionnement effectivement encourus pourrait être mis en place.

Un tel mécanisme pourrait être mis en œuvre annuellement. Les éventuels écarts significatifs seraient alors partagés entre l’opérateur et les consommateurs et viendraient en réduction de la marge autorisée de la formule en vigueur. Cette solution paraît la plus simple à mettre en œuvre et permet notamment de maintenir une visibilité nécessaire de la formule pour les fournisseurs tout en respectant strictement le critère de couverture des coûts.

De façon moins prioritaire, une indexation partielle sur un indice français, le PEG Nord, et non uniquement sur des indices européens, serait souhaitable. Cela favoriserait le développement de la liquidité sur le marché de gros français du gaz. On peut par ailleurs relever que les prix entre les différents indices européens et, en particulier, entre le PEG Nord et l’indice TTF néerlandais, présentent des évolutions étroitement liées.

Annexes

Annexe 1

Gas: Price update method to be changed as from October 2010

Milan, June 18, 2010

The Energy Regulatory Authority intends to shift to consumers - as soon as possible - a number of price advantages deriving from the favourable changes observed in international gas wholesale markets. To that end, the Authority changed, for the next *gas year* (1 October 2010-30 September 2011), a part of the formula through which the reference price is adjusted on a quarterly basis for households and small consumers, in the *protected-tariff service*.

In compliance with the existing contracts (normally covering the full *gas year* closing at the end of September), the change may apply from 1 October 2010 and, in any case, in due time to produce its favourable effects, e.g. a containment of charges in bills - prior to the next winter season. More precisely, following the extensive collection of data promptly initiated last April, the Authority maintains that the providers of the *protected tariff service* are in a position to source their gas at lower prices compared to the prices recognised until the next 1 October. As a result, a reduction starting from the same date of 1 October may not run counter to such providers' achieving an economic and financial balance.

The Authority's intervention, which was now made possible following the recent structural changes in the international markets, was needed for the low level of competition existing in the Italian gas market, which will still negatively affect the next quarterly price update of 1 July and hamper a rapid adaptation to international cost rebates and to the expected future variations. In further detail, the Authority's resolution envisages a reduction in the variable component of the bill (i.e. raw material costs), in force for the full *gas year* (1 October 2010-30 September 2011), thereby enabling savings for domestic consumers during the same period.

"We intend to shift, as soon as possible, to families and small consumers the early benefits arising from the increased liquidity and competition in the international gas wholesale market; this will apply as from the price adjustment in October, and will be well timed in view of the forthcoming, higher winter consumptions", said the Italian Electricity and Gas Regulatory Authority's President, Mr. Alessandro Ortis. "Today's peculiar economic cycle and new availability of unconventional gas in the United States - which was made possible by innovative technological solutions which will foreseeably be extended to other countries - are bringing about a general price reduction in international wholesale markets, thereby starting a process of renegotiation of multiannual supply contracts between importers and producers." "Yet," added Mr. Ortis, "the need remains to accelerate structural interventions in favour of competition that would extend such key elements as infrastructural development and segregation of interests to the national system, in order to promote not only competition, but also increased market efficiency and investments; if a real gas market existed in Italy, it would allow a more rapid shift of the favourable conditions that are emerging and will further emerge in international markets".

Considering the current dynamics of international natural gas markets, the Authority has further planned to regularly monitor the evolution of supply terms in order to assess any new interventions designed to change the raw material cost component (or QE component) for the *gas years* following 2010-2011. These interventions will be instrumental in the continued pursuance of an optimal trade-off between consumer protection requirements and respect for the economic and financial balance of companies selling gas.

Resolution ARG/gas 89/10 is published on website www.autorita.energia.it

Source: AEEG - Autorita per l'Energia elettrica e il Gas

Annexe 2

Point sur les négociations en cours des contrats long terme de GDF Suez (Extrait de la publication des comptes annuels 2010 du Groupe)



Point sur les négociations en cours des contrats long terme de GDF Suez (Extrait de la publication des comptes semestriels 2011 du Groupe)



Annexe 3

Principaux extraits des documents financiers de GDF Suez relatifs à la gestion de ses approvisionnements

Gestion optimisée des approvisionnements du Groupe

Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients particuliers, GDF SUEZ Approvisionnement Gaz gère son portefeuille de gaz naturel, sur les différents marchés européens du Groupe, aux différents pas de temps, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Les approvisionnements sont fondés en premier lieu sur des contrats à long terme. Ces contrats prévoient, au bénéfice de l'acheteur, une certaine flexibilité dans les volumes de livraison. GDF SUEZ Approvisionnement Gaz optimise la gestion de son portefeuille, en jouant sur les prix comme sur les volumes, et grâce à une diversification importante de ses sources d'approvisionnement. Des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme ou d'autres négociants permettent d'affiner l'équilibre entre les besoins des clients internes et les ressources du Groupe.

GDF SUEZ Approvisionnement Gaz réalise des opérations d'arbitrage en intervenant à l'achat et à la vente sur les marchés de court terme, et effectue des opérations d'achat et vente de produits dérivés liés à l'énergie dans le cadre de sa politique de gestion des risques.

Elle réalise des ventes à court et long termes auprès des opérateurs gaziers européens. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des ventes aux opérateurs et sur les marchés de court terme pour chacun des trois derniers exercices.

Source : document de référence 2010 (public) de GDF Suez publié le 28 mars 2011

Achats de gaz

GDF SUEZ Approvisionnement Gaz met au service du Groupe l'un des portefeuilles de contrats les plus importants et diversifiés d'Europe dont la flexibilité constitue un atout majeur sur le marché du gaz naturel en Europe.

Il est composé en grande partie de contrats de long terme dont la durée est d'environ 20 ans. Au 31 décembre 2010 la durée moyenne résiduelle de ces contrats long terme (pondérée par les volumes) était de 14,9 ans. L'équilibre de ce portefeuille est assuré par des achats sur les marchés court terme *via* Gaselys. GDF SUEZ Approvisionnement Gaz ajuste ainsi ses approvisionnements aux besoins du Groupe en optimisant ses coûts d'achat. Une collaboration étroite entre GDF SUEZ Approvisionnement Gaz et Gaselys permet d'affiner au jour le jour l'équilibre du portefeuille global.

Suivant la pratique de marché, les contrats d'achat de long terme contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non (sauf en cas de défaut du vendeur ou de force majeure). La plupart des contrats prévoient également des clauses de flexibilité : il s'agit de mécanismes de compensation qui permettent de reporter sur une période ultérieure les éventuelles livraisons des volumes payés mais non enlevés (*make-up*) ou de déduire dans une certaine limite de l'obligation de *take-or-pay* des volumes enlevés au cours des années précédentes au-delà des volumes minimaux applicables à ces années (*carry forward*).

Les prix des contrats sont indexés sur des produits énergétiques par lesquels le gaz est directement ou indirectement substituable (principalement des produits pétroliers). De plus, ces contrats prévoient la révision périodique (deux à quatre ans) du prix et de la formule d'indexation pour prendre en compte les évolutions survenues sur le marché. La plupart des contrats prévoient enfin la possibilité de réviser exceptionnellement les prix (droits *jokers*) en dehors des révisions périodiques.

Dans certains cas, il est possible de modifier d'autres dispositions des contrats en raison d'événements exceptionnels affectant leur équilibre économique (clause de *hardship*). Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

Les contrats d'approvisionnement indiquent un ou plusieurs points de livraison. Les points de livraison du gaz livré par gazoduc sont répartis sur l'ensemble du système de transport européen et, dans le cas du GNL, majoritairement positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs.

GDF SUEZ Approvisionnement Gaz cherche à adapter en permanence son portefeuille à la situation du marché. Cela passe par la conclusion de nouveaux contrats et des révisions de prix. Dans un contexte marqué par la déconnexion des prix du pétrole, sur lesquels sont indexés les contrats de long terme, avec ceux du gaz vendu sur les places de marché, GDF SUEZ Approvisionnement Gaz a entamé dès 2009 des négociations avec l'ensemble de ses principaux fournisseurs.

Source : document de référence 2010 (public) de GDF Suez publié le 28 mars 2011

LE PORTEFEUILLE GAZ DE GDF SUEZ : un outil adapté à un environnement difficile

NOTRE PLAN D' ACTIONS pour réduire l'effet du spread

- Utilisation maximum de la **flexibilité** des contrats LT
- Capacité d'**optimisation** de notre balance gaz sur **différents marchés** : Europe, Amérique Latine, Moyen Orient et Asie
- **Force du portefeuille GNL** :
 - Flexibilité accrue pour re-router des cargaisons
 - Nouveaux développements commerciaux en Asie

PRINCIPAUX RÉSULTATS

- **Plus aucune exposition résiduelle** au spread gaz/pétrole en **2011**
- **Impact EBITDA** en 2011 **en ligne avec nos prévisions**
- **Exposition 2012** : ~100 TWh, sera fermée en 2011

RETOUR À LA CROISSANCE DE GLOBAL GAZ ET GNL EN 2011

- Croissance de la contribution des activités E&P
- La contribution des activités Approvisionnement & Marché devrait rester significative dans un contexte de concurrence qui reste vive

Source : GDF Suez, site internet, publication des comptes 2010, mars 2011