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'ELECTICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)100211-CREG-945

relative à

'la possible connexion entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge'

faite en application de l'article 15/14, §2, 2°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

le 11 février 2010

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a réalisé la présente étude relative à la possibilité de connexion entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge conformément à l'article 15/14, §2, 2°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (la loi gaz).

L'article 15/14 précité de la loi gaz stipule que la CREG peut effectuer d'initiative des recherches et études relatives au marché du gaz naturel. Une motivation de l'étude figure ci-dessous.

En France, les plans destinés à la construction, d'ici fin 2014, d'un terminal GNL à Dunkerque sont à un stade très avancé. Le projet est développé par le groupe énergétique français Electricité de France (EDF), qui vise une connexion avec Zeebruges. L'enjeu, pour EDF, est d'apporter du GNL par « le plus court chemin » sur la plate-forme de négoce de Zeebruges et de pourvoir ses centrales électriques en Belgique de gaz naturel de manière modulable[1].

La construction d'un terminal GNL à Dunkerque contrecarre les possibilités d'expansion du terminal GNL à Zeebruges, au sujet duquel une consultation de marché internationale (*open season)* est actuellement en cours pour une deuxième extension suite à la première extension entamée en avril 2008. Le champ de tension concurrentiel entre les deux terminaux mérite certainement que l'on lui prête de l'attention, étant donné qu'EDF a entamé une procédure de dérogation[2] sur la base de l'article 22 de la Deuxième Directive Gaz[3] européenne, alors que le terminal de Zeebruges opère sous un régime entièrement régulé

---

[1] Les producteurs d'électricité convoitent fortement la flexibilité au niveau de l'alimentation en électricité afin de pouvoir moduler facilement leurs centrales au gaz (compenser les mouvements en yoyo des prélèvements d'électricité, un phénomène qui va fortement augmenter en raison de la part croissante de l'énergie éolienne). En d'autres termes, le fait de pouvoir disposer facilement d'une certaine flexibilité offre un avantage compétitif au producteur d'électricité. C'est là l'une des raisons à la base de la tendance de l'intégration horizontale de la production d'électricité et de la fourniture de gaz naturel.

[2] EDF a demandé une dérogation totale des règles d'accès régulées pour les tiers pour le terminal GNL à Dunkerque le 26 juin 2009 sur une durée de 20 ans.

[3] Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la Directive 98/30/CE.

de libre accès et de tarifs. D'autre part, un nouveau terminal contribue à la sécurité de l'approvisionnement de l'Europe du Nord/Ouest à condition que cette jonction supplémentaire bénéficie d'une bonne connexion avec les axes principaux existants du réseau de transport.

La présente étude va aborder les aspects précités ayant trait au terminal mais ne les approfondira pas en raison du fait que la construction du terminal concerne avant tout la France et que par ailleurs, c'est la Commission européenne qui doit évaluer la demande d'exemption. La connexion avec le réseau de transport belge constitue, par contre, un projet nécessitant une intégration adéquate dans le réseau de transport belge existant ; un point de vue de la CREG est, de ce fait, requis en vue de guider la concertation avec les parties, récemment entamée. L'étude argumente un point de vue comprenant plusieurs principes de base et directives.

Etant donné que la CREG est libre d'évaluer séparément tout projet d'investissement raisonnable dans les limites de la loi, le point de vue contenu dans la présente étude demeure indicatif tout en constituant une référence de base pour une évaluation.

L'étude est structurée de la façon suivante. Elle débute par une description du trajet d'expansion suivi, pour l'instant, pour le terminal GNL à Zeebruges. Elle enchaîne sur un descriptif du projet de construction du terminal GNL à Dunkerque La partie suivante aborde certains projets alternatifs de connexion du terminal GNL à Dunkerque avec le réseau de transport de gaz naturel belge. A la suite de ces parties descriptives nécessaires à une bonne compréhension, la CREG formule certains principes de base que devrait respecter la connexion avec le réseau de transport de gaz naturel belge. Les lignes directrices sont ensuite formulées. La conclusion énumère les éléments du point de vue de la CREG.

La présente étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 11 février 2010.

I. TERMINAL GNL DE ZEEBRUGES

1. Sous l'impulsion de la popularité croissante du GNL par rapport au gaz de conduite sur la période 2004-2008, la capacité de réception du terminal GNL à Zeebruges a doublé pour atteindre 9 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an. A présent, 110 navires transportant du GNL peuvent être amarrés au lieu de 66. Grâce au quatrième réservoir de stockage, la capacité du stockage tampon au terminal augmente à 380.000 mètres cubes de GNL[4]. Grâce à la capacité de regazéification supplémentaire, la capacité d' émission au terminal augmente pour atteindre 1.700 k.m³(n)/h[5]. Pour l'instant, le GNL fourni provient essentiellement du Qatar et le terminal est, par ailleurs, affecté au transit, surtout pour le Royaume-Uni.

2. Après la mise en service du terminal GNL dédoublé, la capacité d'émission a été allouée à trois shippers par le biais de contrats à long terme :

- 510 k.m³(n)/h (2,7 milliards de m³(n)/a, 33 déchargements par an) ont été conclus avec Distrigas (20 ans à partir d'avril 2007) ;

- 340 k.m³(n)/h (1.8 milliards de m³(n)/a, 22 déchargements par an) ont été conclus avec Suez LNG Trading (15 ans à partir de 2008) ;

- 850 k.m³(n)/h (4.5 milliards de m³(n)/a, 55 déchargements par an) ont été conclus avec Exxon-Mobil / Qatar Petroleum (20 ans à partir d'avril 2007).

3. Le 29 mars 2007, la première cargaison de GNL a été déchargée au terminal GNL en vertu du nouveau contrat à long terme conclu entre Distrigas et le producteur Qatari RasGas. Ceci signifie que le principal fournisseur de GNL pour Zeebruges n'est plus l'Algérie.

En 2008, le terminal GNL de Zeebruges assurait 11 % de la totalité de l'approvisionnement belge.

4. Le 27 juin 2007, EDF a annoncé avoir conclu un contrat via sa filiale à Londres (EDF Trading) avec Exxon-Mobil en vue de reprendre sa capacité pendant quatre ans. Cela signifie que jusqu'au 27 juin 2011, EDF peut développer des activités liées au GNL à Zeebruges. Cette donnée est importante dans le cadre de la poursuite de l'évaluation du

[4] 1 m³ LNG ≈ 576 m³(n) gaz de conduite

[5] Capacité après déduction de 150 k.m³(n)/h réservés par Fluxys pour sa gestion opérationnelle du réseau.

projet de construction d'un terminal GNL par EDF à Dunkerque. A ce jour, EDF (EDF Trading) n'a pas, en tant que telle, souscrit de capacité au terminal GNL de Zeebruges en vue de fournir directement le marché belge, mais dispose toutefois d'une capacité d'émission vers le hub de Zeebruges permettant l'apport de livraisons spot de GNL dans le réseau. Une partie du gaz naturel peut être prélevée par EDF Belgium depuis le hub de Zeebruges pour le marché belge, et le reste est destiné aux transactions de transit en direction de la France, du Royaume-Uni et de l'Allemagne, via des fournitures spot.

5. Il est important de souligner que le terminal GNL à Zeebruges est soumis à un régime de libre accès régulé assorti de la possibilité de conclure des contrats de terminalling à long terme à des tarifs régulés. Mais des cargos spot peuvent en outre être amarrés en suivant des règles contractuelles en matière d'offre sur le marché secondaire (pour les cargaisons de GNL également). C'est sur ce point que l'accès au terminal de Zeebruges diffère fortement des terminaux GNL dérogeant aux règles d'accès régulé.

6. Fin 2007, Fluxys LNG a lancé une consultation de marché internationale en vue de jauger les possibilités d'une deuxième extension du terminal. En effet, l'importance du GNL s'accroît au niveau de l'approvisionnement de l'Europe et Zeebruges, qui se situe à un carrefour de flux de gaz naturel, bénéficie d'une position intéressante. Le GNL à Zeebruges a, par exemple, joué un rôle important dans le cadre de la garantie des flux de gaz naturel vers l'est au cours du conflit russo-ukrainien début 2009.

7. La construction d'un deuxième débarcadère devrait permettre de recevoir des navires de regazéification. Cela représenterait une nouvelle offre de service au terminal, après celle du chargement des navires GNL en 2009. En outre, Zeebruges pourrait devenir le premier terminal GNL au niveau mondial qui permettrait l'amarrage tant de navires de GNL ordinaires que de navires de regazéification.

L' « information memorandum »[6] de l'open season prévoyait la possibilité de réaliser une deuxième extension du terminal d'ici 2015-2016.

8. La consultation de marché internationale a donné lieu à l'accord-cadre avec la société d'armateurs Exmar afin de permettre l'amarrage de navires de regazéification. En outre, Fluxys LNG se concerte également avec d'autres parties intéressées. Il se peut qu'une extension par phase du terminal soit envisagée avec, dans une première phase, la réalisation d'investissements destinés à permettre l'amarrage de navires de regazéification.

[6] Disponible sur www.fluxys.net.

9. Ces initiatives d'extension à Zeebruges sont à présent confrontées à la concurrence de l'éventuelle construction d'un terminal de GNL à Dunkerque à 75 km de distance seulement. On peut relever le même aspect concurrentiel avec le projet de GNL à Rotterdam à près de 150 km de distance, lequel sera entièrement opérationnel durant la seconde moitié de 2011[7]. L'aspect concurrentiel du projet à Dunkerque semble toutefois plus prononcé en raison du fait que (i) une procédure est en cours en France en vue d'accorder une dérogation complète à EDF, laquelle se base sur l'article 22 de la Directive Gaz Européenne et (ii) EDF a l'intention d'acheminer du GNL vers Zeebruges par « le chemin le plus court ». Il faut également admettre qu'EDF n'a pas déployé d'activités à ce jour en tant que gestionnaire de quelque infrastructure de gaz naturel que ce soit et qu'EDF s'oriente, pour ce qui concerne le gaz naturel, sur le commerce de gaz naturel et la fourniture de gaz naturel et, lorsque c'est possible, se charge elle-même de l'approvisionnement en gaz naturel de ses centrales électriques au gaz. A ce sujet, il n'est d'ailleurs pas évident de savoir qui sera chargé de gérer le terminal de Dunkerque. Il se peut que cette gestion soit attribuée à une tierce partie qui n'est pas encore connue à ce jour. Le rôle de cette étude n'est pas d'approfondir cette problématique, en raison du fait notamment qu'il s'agit d'une matière française, mais la CREG et la CRE devraient, quant à elles, s'assurer de l'honnêteté de la concurrence entre les terminaux.

10. Si l'aspect de la concurrence suscite des remarques, en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, il y a plutôt lieu de se réjouir de la proximité d'un autre terminal GNL. C'est pourquoi la CREG évaluera le projet sous l'angle de la synergie la plus grande possible entre le terminal GNL de Dunkerque et le terminal GNL de Zeebruges. Cette synergie respecte entièrement le Règlement européen concernant la sécurité de l'approvisionnement[8] en cours d'élaboration. C'est pourquoi une nouvelle connexion entre la France et la Belgique constitue un projet valable, également sur le plan de l'accessibilité du marché et de la promotion de la liquidité entre la France et la Belgique.

---

[7] En ce qui concerne le projet Gate (terminal GNL de 16 milliards de m³/an) il y a une exemption totale des règles d'accès régulées reçue en avril 2007 pour 20 ans et pour 16 milliards de m³/an (www.gate.nl). Pour un aperçu des projets GNL en Europa on se réfère la liste des investissements dans de terminaux européens de GNL publiée par GLE (Gas LNG Europe) le 9 février 2010.

[8] Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz et abrogeant la Directive 2004/67/CD, COM(2009) 363.

II. TERMINAL GNL DE DUNKERQUE[9]

11. Pour pouvoir évaluer une nouvelle connexion entre la France et la Belgique, il est important de comprendre le projet en France qui alimente cette connexion. L'intention de procéder à la connexion avec la Belgique découle de plans avancés de construction d'un terminal GNL à Dunkerque[10] et du souhait explicite du concepteur du projet, le groupe énergétique EDF[11], de connecter ce terminal à la plate-forme de négoce de Zeebruges (hub de Zeebruges). On peut déduire du débat et de la position qu' EDF détient en Belgique (acquisition de SPE[12], construction de nouvelles centrales électriques à gaz, préoccupation au sujet de la flexibilité pour les centrales électriques à gaz) et au Royaume-Uni qu' EDF vise à approvisionner le marché belge et à fournir du gaz naturel à son marché au Royaume-Uni. Le groupe EDF possède une part de marché relativement restreinte en France en tant que fournisseur de gaz naturel et doit sa force à sa position de producteur d'électricité en France et au niveau mondial.

12. Le Tableau 1 fournit un détail de deux variantes d'investissement qui sont en cours

---

[9] Etant donné que les détails techniques et les évaluations de coûts sont confidentiels, cette partie se base, entre autres, sur les documents publics suivants "Dossier de demande d'exemption d'accès régulé de tiers pour le terminal méthanier de Dunkerque"- version publique février 2009 (Dunkerque LNG); "Consultation publique relative à la demande d'exemption envisagée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque », 16/02/2009 (CRE) et « Synthèse de la consultation publique relative à la demande d'exemption envisagée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque, 24/07/2009 (CRE).

[10] Le 27 janvier 2010, le presse a publié que TOTAL envisagerait également la construction d'un terminal GNL à Dunkerque (Heren ICIS EuropeanSpotGasMarkets, 27.01.2010). « Enerpresse » du 01.02.2010 a mentionné que TOTAL allait éventuellement participer au projet d'EDF. Cet aspect ne sera pas approfondi mais ces signaux ne font que confirmer que Dunkerque disposera sous peu d'(au moins) un terminal GNL.

[11] Dans le texte le terme DNK TML est utilisé pour faire référence au terminal GNL à Dunkerque. Le projet DNK TML est en fait dans les mains d'une filiale d'EDF créée à cet effet qui porte le nom « Dunkerque LNG ». Vu que cette filiale fait partie à 100% du groupe EDF on fait référence à EDF dans ce document pour conserver la clarté sur toute la ligne en ce qui concerne la position d'EDF. Cette filiale a un site web propre http://dunkerque-lng.edf.com/. Dans cette étude EDF fait référence au groupe EDF.

[12] Le 12/11/2009, la Commission européenne a donné son acceptation à EDF pour obtenir une participation majoritaire dans le producteur d'électricité SPE.

pour l'instant chez EDF. Le choix sera déterminé par le résultat des négociations bilatérales menées par le groupe EDF avec les shippers potentiels[13].

Tableau 1. Les deux variantes d'investissement pour la construction d'un terminal GNL à Dunkerque avec la comparaison avec le terminal GNL existant de Zeebruges.

	Projet 1	**Projet 2**	**Terminal Zeebruges**
Capacité de transbordement	10 milliards m³/a	13 milliards m³/a	9 milliards m³/a
Capacité d'émission	1.400 k.m³(n)/h	1.900 k.m³(n)/h	1.700 k/m³(n)/h(*)
Jetty	1	1	1
Réservoirs GNL	380.000 m³ LNG 2 x 190.000 m³ LNG	570.000 m³ LNG 3 x 190.000 m³ LNG	380.000 m³ LNG 3 x 80.000 m³ LNG 1 x 140.000 m³ LNG

(*) Capacité après déduction de 150.000 k.m³(n)/h réservés par Fluxys pour sa gestion opérationnelle du réseau
Source données terminal GNL Dunkerque : "Consultation publique relative à la demande d'exemption envisagée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque", CRE, 16.02.2009
Source données terminal GNL Zeebruges : www.fluxys.net

Le terminal GNL de Dunkerque devrait pouvoir accueillir des méthaniers dotés d'une capacité de GNL allant de 75.000 m³ à 267.000 m³. A titre de comparaison, le terminal de Zeebruges peut accueillir normalement des navires dotés d'une capacité de GNL de 155.000 m³ à 250.000 m³.

La réalisation du projet, y compris de la connexion avec le réseau de transport, est prévue pour 2014 si l'interconnexion franco-belge existante à Blaregnies/Taisnières (BLAR/TAIS) est choisie comme connexion avec le réseau de transport belge et pour 2015 s'il faut réaliser un nouveau point de connexion Pitgam/Furnes.

[13] Le fait que l'accès au terminal est négocié bilatéralement par le groupe EDF et non via un *open season* (comme c'est le cas du terminal GNL de Zeebruges) indique d'emblée qu'il s'agit, en l'espèce, d'un terminal pourvu d'un régime d' « *open access* ». Le succès de ces négociations dépendra, entre autres, de la manière dont se présentera la connexion avec Zeebruges. Le groupe EDF devrait se décider, à la fin du deuxième trimestre de 2010, à propos de la construction ou non d'un terminal.

13. La moitié au moins de la capacité de réception du nouveau terminal devrait rester aux mains du concepteur du projet, le groupe EDF[14]. La capacité restante serait attribuée par le groupe EDF aux producteurs de GNL et à des tiers. Le Tableau 2 fournit une image de l'octroi de capacité du terminal GNL à Dunkerque prévu par EDF.

Tableau 2. Les deux variantes appliquées par le groupe EDF pour l'octroi de capacité du terminal GNL à Dunkerque.

	Projet 1 10 milliards m³/a	**Projet 2 13 milliards m³/a**
Groupe EDF	5-8 milliards de m³	5-8 milliards de m³
Producteurs de GNL	2 milliards de m³	2 milliards de m³
Autres tiers	0-3 milliards de m³	3-6 milliards de m³

Source données terminal GNL Dunkerque : "Consultation publique relative à la demande d'exemption envisagée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque", CRE, 16.02.2009

EDF prévoit qu'il ne faut pas plus de 3 ou 4 shippers pour optimiser la gestion du terminal. Il se peut qu'EDF examine fortement l'affectation des possibilités de flexibilité susceptibles d'être offertes par un terminal de GNL en raison de ses centrales électriques à gaz (voir note de bas de page 1). EDF offre aux parties une enveloppe de droits fixes comprenant les slots, la capacité de stockage, la capacité de regazéification et la capacité d'émission vers le réseau de transport. EDF devrait conclure en priorité des contrats avec des producteurs de GNL.

14. EDF a une procédure en cours pour l'instant en France en vue d'une dérogation complète des règles d'accès régulées pendant 20 ans et compte, pour ce faire, sur l'article 22 de la Deuxième Directive Gaz européenne. Les signaux actuels indiquent qu'EDF pourra obtenir des dérogations pour le terminal de GNL à Dunkerque par rapport à un régime totalement régulé de libre accès pour le terminal GNL à Dunkerque. La CREG vise une concurrence honnête, ainsi que de la complémentarité, entre le terminal GNL de Dunkerque (avec des possibilités de règles d'exception) et le terminal GNL de Zeebruges, et suivra ceci de près.

[14] Cela représenterait un volume annuel de 5 à 8 milliards de m³, ce qui est très important par rapport au volume des ventes actuel d'EDF sur le marché français, belge et britannique du gaz naturel, qui représente 4,5 milliards de m³ (voir Tableau 3 ci-dessous).

La dérogation qu'EDF obtiendrait pour le terminal de GNL a automatiquement un effet indirect sur l’utilisation des conduites en aval, même si celles-ci sont entièrement soumises à un régime régulé. Il faut veiller à ce que l’accès à la conduite de connexion et l'utilisation de celle-ci ne soient pas indirectement contrôlés par des règles d'exception applicables au terminal GNL.

III. CONNEXION AVEC ZEEBRUGES

15. Le groupe EDF vise en premier lieu à utiliser le terminal pour proposer du gaz naturel sur la plate-forme commerciale de Zeebruges et pour approvisionner les centrales électriques au gaz tant du producteur SPE (qui appartient au groupe EDF depuis l'acquisition) que des nouvelles centrales au gaz. Le terminal GNL convient par ailleurs bien pour offrir la flexibilité nécessaire à la modulation des centrales électriques.

16. EDF vise en particulier des mesures spécifiques pour une connexion susceptible de pouvoir garantir la fermeté (capacité ferme) à des conditions commerciales stables et compétitives, dont la possibilité d'exporter de la flexibilité intra-day pour ces centrales électriques en Belgique. La CREG comprend fort bien la liste de revendications du groupe EDF mais est d'avis que l'on ne peut pas construire une connexion développée uniquement sur mesure selon des conditions définies par une seule partie[15]. Cela va par ailleurs à l'encontre de la réglementation européenne.

17. La partie ci-dessous décrit brièvement les connexions alternatives[16]. La figure 1 schématise les 4 connexions[17] examinées pour l' instant.

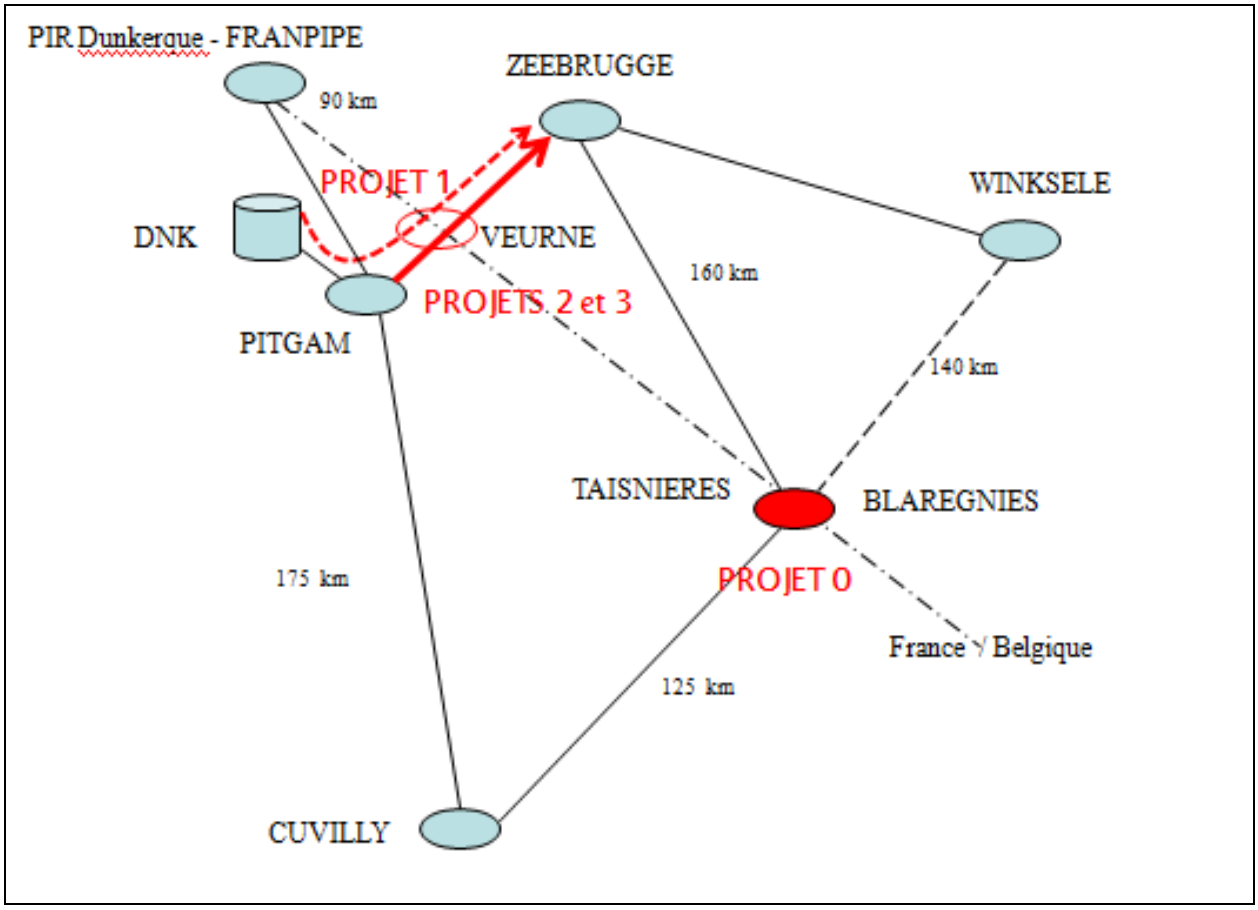
---

[15] Bien entendu, vu la part détenue par le groupe EDF dans son propre terminal, EDF sera le shipper le plus important de la nouvelle capacité de transport. En d'autres termes, les investissements nécessaires sont induits *downstream* par EDF.

[16] Pour des raisons de confidentialité, les détails techniques et les estimations de prix ont été supprimés de ce document. Ces données ne sont par ailleurs pas nécessaires à l'argumentation reprise dans le présent document.

[17] Une nouvelle connexion possible avec le terminal GNL de Dunkerque, présentée en premier lieu comme une connexion sud/nord, n'est en fait pas indépendante du projet nord/sud (connexion conduite vTn avec Blaregnies, voir étude CREG(F)090713-CREG-874 (www.creg.be)) dont Fluxys et GRTgaz ont, en collaboration avec la CREG et la CRE clôturé l'*open season* mi-2008. Selon le planning actuel, cette nouvelle conduite pourrait être posée à partir de Winksele sur la conduite vTn jusqu'à Blaregnies d'ici la fin de 2013. La CREG est d'avis que la proposition de projet en vue d'une connexion avec le terminal GNL de Dunkerque doit également clarifier (et calculer) les répercussions sur le projet nord/sud prévu.

Figure 1. Connexions alternatives discutées pour le moment.



Projet 0 – Point d'interconnexion BLAR/TAIS existant

18. Ce projet comporte une connexion de canalisation de 17 km entre le DNK TML et la jonction Pitgam existante où se trouve la station de compression et où le GNL pourrait être odorisé sur le réseau de transport de GRTgaz et être exporté de France à BLAR/TAIS par le biais d'une installation de désodorisation à Taisnières. Cela signifie un renforcement de l'axe jusque Cuvilly pour GRTgaz. La désodorisation semble une option incertaine techniquement car un degré suffisant de pureté n'est pas évident.

Une alternative que GRTgaz reprend, soit une conduite parallèle de Pitgam vers Blaregnies via Cuvilly avec gaz naturel non odorisé du terminal GNL (et du FRANPIPE). Cette option requiert des investissements importants qui pourraient être épargnés en cas de route plus courte via Furnes.

19. En Belgique, ce projet signifierait un couplage avec la conduite prévue, mais pas encore décidée, qui relie la conduite vTn de Winksele à Blaregnies. Cette nouvelle conduite devrait donc être conçue de manière bidirectionnelle d'ici à la fin 2013.

Projet 1 – Conduite directe

20. Une conduite directe du DNK TML jusqu'au nouveau point d'interconnexion Furnes. Cela signifie qu'EDF établirait une conduite depuis « son » terminal jusqu'à la frontière belge. Cela concerne donc par définition du GNL regazéifié qui n'a pas été odorisé. Un développement par EDF de cette conduite jusque Zeebruges n'est pas à l'ordre du jour et peut être quasiment exclu avec le règlement actuel.

21. Du côté belge, une nouvelle connexion de Furnes à Zeebruges serait établie par le biais d'un couplage à la conduite vTn de Desteldonk ou Maldegem qui s'inscrit totalement dans la gestion régulée de Fluxys.

Projet 2 – Nouveau point d'interconnexion Furnes/Pitgam avec compression en France

22. Une connexion entre le DNK TML et la jonction existante à Pitgam sur le réseau de transport de GRTgaz et ensuite une nouvelle connexion jusqu'au nouveau point d'interconnexion Furnes et avec compression à Pitgam. Ce serait un trajet non odorisé.

23. Du côté belge, cela signifie le même investissement que dans le cas du projet 1 mais avec la certitude que le gaz naturel a été suffisamment comprimé sur le point d'entrée de Furnes[18].

Projet 3 – Nouveau point d'interconnexion Furnes/Pitgam avec compression en Belgique

24. Ce projet correspond au projet 2, à la différence près qu'il doit y avoir compression sur le réseau de transport belge.

25. La CREG estime que le gaz naturel à la frontière belge est fourni à la pression exigée nécessaire pour le transport en Belgique. Si cette condition n'est pas remplie, la CREG évaluera séparément ses retombées sur le réseau belge (et le gestionnaire du réseau) ainsi

[18] La discussion relative aux garanties de pression, telles que proposées pour l'instant, doit être examinée, car le terminal de GNL à Dunkerque émet en principe à 92 bars, ce qui est suffisant *downstream*.

que les conséquences tarifaires dans la mesure où des investissements sont nécessaires en Belgique.

Open season

26. Dans l'état actuel des choses, le choix de la connexion sera déterminé par le résultat d'une *open season* (consultation de marché) qui serait lancé en avril 2010 par le gestionnaire de réseau français GRTgaz et par le gestionnaire de réseau belge Fluxys, à la suite de quoi on procéderait aux engagements contractuels en novembre-décembre 2010.

27. En ce qui concerne la connexion au réseau belge de gaz naturel, la CREG affirme que le marché international doit être consulté au sujet des routes souhaitées (interconnexions) et de la capacité de transport pour le transport physique du gaz naturel à partir de la France vers la Belgique et inversément. Cela doit être une *open season* coordonné entre les gestionnaires concernés, conformément aux directives prescrites par l'ERGEG[19].

28. La CREG s'attend à ce que Fluxys entreprenne les démarches nécessaires pour une *open season* coordonnée et à ce que l' « information memorandum » introductif de l'*open season* tienne compte du contenu de la présente étude.

[19] ERGEG Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures (GGPOS), C06-GWG-29-05c, May 21, 2007
http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2007/C06-GWG-29-05c_GGPOS.pdf

IV. PRINCIPES

29. La CREG suit attentivement la construction d'un terminal GNL à Dunkerque (juste au-dessus de la frontière à une distance de 75 km du terminal GNL de Zeebruges où une *open season* pour une deuxième extension n'est pas encore terminée, la procédure d'exemption pour l'accès au terminal, visant principalement à transférer du gaz naturel vers Zeebruges et à approvisionner les centrales de SPE en gaz naturel et en flexibilité). Comme annoncé précédemment, la CREG suivra donc de près la concurrence saine entre les terminaux. Une adaptation efficace de la nouvelle connexion sur les deux réseaux existants est plus directement à la portée de la CREG, afin de tendre à une synergie entre les terminaux (et donc aussi les plates-formes de négoce PEG Nord et le hub de Zeebruges) au profit du libre fonctionnement de marché, de la sécurité d'approvisionnement et de la redondance du réseau de transport. Dans ce contexte, quelques principes de base sont élaborés ci-après.

Principe 1 – la conduite de connexion doit être liée au réseau de transport interconnecté en France et en Belgique (pas de conduite directe)

30. La conduite de connexion doit être liée au réseau de transport tant en Belgique qu'en France. La CREG regretterait fortement qu'une conduite isolée du TML DNK soit établie jusqu'à la frontière belge. Une conduite isolée à partir de la frontière (par exemple à Furnes) en direction de Zeebruges ne peut en aucun cas être acceptée.

31. Le maillage du réseau et le couplage du réseau sont des composants essentiels pour la libéralisation du marché et pour la sécurité d'approvisionnement. Cela a par exemple été formulé comme suit par la Commission européenne dans la proposition de Règlement concernant la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel à l'article 6[20] :

« Les Etats membres veillent à ce que chaque nouvelle infrastructure de transport contribue à la sécurité d'approvisionnement par le biais d'un nombre suffisant de points d'entrée et de sortie et contribue au développement d'une infrastructure correctement reliée mutuellement. »

32. Il est connu que plusieurs parties (shippers) sont intéressées par de la capacité de sortie physique depuis la France en direction de la Belgique. C'est pourquoi il est souhaitable

[20] Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la Directive 2004/67/CE, COM(2009) 363 final.

que ces parties soient entendues dans le projet de connexion au réseau de transport de gaz naturel belge. La construction d'une conduite de connexion transfrontalière pouvant uniquement être utilisée par les utilisateurs du terminal GNL, qui serait par ailleurs soumise aux règles d'accès pour le terminal de Dunkerque, est donc difficilement envisageable. Un tel projet serait en outre contraire au règlement européen en la matière.

33. La connexion doit favoriser la liquidité et le commerce du gaz naturel en France et en Belgique par le biais d'un échange dans les deux sens. L'arbitrage étant facilité par une nouvelle connexion, une convergence devrait se produire entre le commerce sur le hub de Zeebruges et sur PEG Nord. Cela s'intègre entièrement dans le cadre européen de la connexion des marchés et si possible dans les deux sens.

Principe 2 – les réseaux connectés doivent être développés de manière bidirectionnelle

34. La nouvelle connexion doit permettre le transport de gaz naturel physique avec les connexions existantes d'un réseau à l'autre. Cela signifie que les shippers belges doivent pouvoir avoir accès au marché français dans le cadre de ce projet pour pouvoir y faire de la prospection et fournir les clients.

35. La capacité bidirectionnelle est fortement recommandée par la Commission européenne. Dans la proposition de Règlement concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, l'article 6 relatif à la norme d'infrastructure prévoit ce qui suit :

« Les gestionnaires du réseau de transport assurent une capacité physique permanente pour pouvoir transporter du gaz sur toutes les interconnexions dans les deux sens dans les deux années qui suivent l'entrée en vigueur de ce règlement, hormis dans les cas où la Commission décide à la demande d'une instance compétente que l'ajout d'une capacité de flow bidirectionnelle n'accroît la sécurité d'approvisionnement d'aucun Etat membre. »

Principe 3 – le gaz naturel au point d'interconnexion avec la Belgique ne peut être odorisé

36. Afin de permettre l'interchangeabilité entre la France et la Belgique, le gaz naturel ne peut être odorisé. Le processus d'odorisation et de désodorisation peut être évité en France et injectant le GNL sans odorisation dans la connexion avec le réseau belge de transport. (Une connexion DNK TML – Pitgam - Furnes par exemple pourrait être établie avec du gaz naturel non odorisé). Il y a donc de préférence un couplage avec le FRANPIPE avant que le

gaz norvégien ne soit odorisé (en raison de la sécurité d'approvisionnement et du volume suffisant de gaz naturel non odorisé). Cela signifierait que le gaz naturel est seulement odorisé à partir de la jonction Pitgam, et uniquement pour cette partie destinée au marché français.

37. A ce propos, il est important de mentionner qu'un engagement existe entre GRTgaz et la Commission européenne pour construire une station de désodorisation à Taisnières afin que 300 k.m³(n)/h de capacité de sortie ferme puissent être offerts en direction de la Belgique[21]. Ce projet n'a pas encore de forme concrète mais on sait déjà que les coûts de désodorisation sont élevés et que la garantie de qualité n'est pas évidente. Une nouvelle connexion pour le gaz naturel non odorisé à partir du DNK TML, et éventuellement à partir du FRANPIPE, si GRTgaz obtient l'accord d'odoriser le gaz naturel norvégien depuis Pitgam[22], serait une alternative *first best*. Cela signifie une économie sensible pour GRTgaz, tant en termes de coûts d'investissement que de coûts variables (opex).

Principe 4 – la conduite de connexion a été régulée

38. La connexion s'inscrit dans le régime régulé d'accès libre et de tarification tant en France qu'en Belgique. Il ne peut être question d'une exemption sur la conduite, en Belgique.

39. Il n'est également pas possible que la connexion soit indirectement sujette aux exemptions que le terminal GNL de Dunkerque obtiendrait. En cas de conduite directe, l'utilisation de la conduite de connexion serait par définition soumise aux règles d'accès du terminal et serait exclusivement réservée aux utilisateurs du terminal.

---

[21] Cfr. La décision de la Commission Européenne à propos de la fusion de Gaz de France et de Suez C(2006)5419 du 14.11.2006 qui fait mention de l'affaire Gaz de France/Suez – COMP/M.4180 (engagements auprès de la Commission Européenne)

[22] C'est toutefois sensible en France, car l'odorisation y est obligatoire pour une raison de sécurité (détection de fuites). Cela signifierait que le gaz naturel norvégien provenant de Dunkerque via le FRANPIPE ne serait pas odorisé sur un trajet de 20 km jusque Pitgam. Cette demande est en cours en France.

V. DIRECTIVES

40. L'application des principes cités à la Partie IV indique que, parmi les options actuelles, c'est l'option d'une connexion à partir de la jonction Pitgam avec le réseau de GRTgaz (sur lequel arrive également du gaz norvégien du FRANPIPE) jusqu'à la frontière avec la Belgique à Furnes et se poursuivant ensuite jusqu'à Zeebruges (p.ex. via une connexion avec la conduite vTn bidirectionnelle à Maldegem ou Desteldonk) qui voit s'accorder la préférence et qui répond aux objectifs du libre fonctionnement du marché, de la sécurité d'approvisionnement et de la redondance du réseau.

Cela n'exclut pas l'obtention d'un résultat différent via une analyse de faisabilité détaillée assortie d'un calcul des coûts. Ceci sera toutefois examiné séparément pour chaque projet concret mais ne porte pas atteinte aux principes et directives formulées en l'espèce par la CREG.

41. La gestion d'une nouvelle connexion doit être exprimée au départ d'une approche globale du réseau, dans laquelle les flux de gaz naturel sont optimisés. Ceci donne lieu à une exploitation du réseau rentable.

42. Le réseau de transport pour le gaz naturel belge revêt une importance capitale pour le marché français du gaz naturel. Sur le réseau de transport de gaz naturel belge, une capacité de transport est réservée en direction de la France pour un flux de transit maximal de 21 milliards de m^3(n)/an de gaz naturel à haute teneur calorifique. Quelque 70 % de ce transit est destiné au trajet Zeebruges-France (conduite TROLL) et 30 % au le trajet de 's Gravenvoeren (et Eynatten) via la conduite SEGEO jusqu'au point d'interconnexion Blaregnies/Taisnières à la frontière franco-belge. Le flux de transit effectif s'élève à environ 16 milliards de m^3(n)/an. Le *load factor* moyen de la capacité réservée s'élève à 77 % (relativement élevé). Etant donné que le marché français du gaz H représente 41 milliards de m^3(n), la Belgique assure, en tant que pays de transit, 39% de l' approvisionnement du marché français du gaz H[23].

43. Etant donné les flux de gaz *forward* importants vers la France dotés d'une certaine fermeté (load factor de 77 %), il existe un potentiel important d'exportation virtuelle de gaz naturel depuis la France vers la Belgique par le biais de contre-réservations (*backhaul*). Les

[23] Le marché du gaz L représente une part de 12% du marché français du gaz naturel, soit 5,6 bcm. La Belgique assure la totalité du transit du marché du gaz L vers la France.

réservations de backhaul se pratiquent déjà sur le point d'interconnexion Blaregnies/Taisnières, mais toutefois pas sur une base ferme. L'importation physique de gaz naturel depuis la France n'est pas encore possible à ce jour, étant donné qu'en ce qui concerne le gaz H, la conduite TROLL et la conduite SEGEO ne sont pas bidirectionnelles et que le gaz naturel est odorisé sur le réseau de transport français alors que ce n'est pas le cas en Belgique. La réalisation d'un embranchement de la conduite bidirectionnelle vTn à Winksele jusqu'à Blaregnies, qui pourrait être réalisé d'ici fin 2013, serait de préférence bidirectionnel, ce qui permettrait des importations depuis la France, à condition que le gaz naturel soit désodorisé.

44. L'exportation physique de gaz naturel depuis la France vers la Belgique a déjà été imposée par la DG COMP pour 300 k.m³(n)/h. Les exportations physiques supplémentaires ne sont opportunes qu'à partir du moment où les exportations vers la Belgique depuis la France nécessitent davantage de capacité ferme que ce que peuvent offrir les exportations vers la France depuis la Belgique. Tant que les flux d'exportations vers la France sont supérieurs aux flux d'importations depuis la France, les importations depuis la France peuvent être effectuées en réduisant les exportations depuis la Belgique. Il ne faut pas non plus adapter le réseau, mais le *swapping (netting)* effectué par les gestionnaires de réseau peut garantir les engagements contractuels. La nouvelle conduite de connexion doit être gérée selon cette approche de réseau. Il reste à s'interroger sur l'opportunité d'une nouvelle conduite de connexion. La CREG exige que la nouvelle connexion soit testée quant aux possibilités de *backhaul* sur les connexions existantes entre les réseaux. Dans tous les cas, cette réserve exercera une influence sur le dimensionnement, le *load factor* et le coût de la nouvelle connexion[24].

45. Par ailleurs, via le *backhaul* à Blaregnies, d'importants volumes de gaz naturel ont virtuellement été importés depuis la France. En 2008, 9,8 % de la totalité du marché du gaz naturel belge a été approvisionné via des importations virtuelles depuis la France (6,1 % gaz H et 3,7 % gaz L). Il s'agit toutefois de capacité de *backaul* non ferme[25].

46. La question des importations virtuelles est très importante sur le plan de l'efficacité du réseau et de l'économie de coûts. C'est la raison pour laquelle la CREG s'attend à ce que chaque projet d'investissement tienne compte des importations virtuelles. Il est important

---

[24] L'offre de capacité de *backhaul* est un service dont l'importance est fortement soulignée dans le projet de nouveau Code de bonne conduite pour l'accès au réseau belge de transport (voir proposition CREG (C)090716-CDC-882, www.creg.be).

[25] Voir étude CREG (F)090713-CREG-874 (www.creg.be)

également que le projet d'investissement tienne compte, pour ce qui concerne la compression, de l'effet transfrontalier et que l'on tende, par le dialogue, à obtenir un équilibre entre les deux pays en question.

47. Récemment, Fluxys a encore précisé au régulateur britannique de l'énergie Ofgem que l'écart entre la qualité du gaz au Royaume-Uni et le standard sur le continent européen comportait des dangers pour le transit du gaz naturel vers le Royaume-Uni[26]. Etant donné la qualité du gaz naturel du GNL (indice de Wobbe relativement élevé), le GNL ne peut pas toujours être injecté dans le réseau de transport en direction de l'Interconnector. Il n'est pas souhaitable que la nouvelle interconnexion avec la France aggrave la problématique de la qualité du gaz naturel destiné au transit vers le Royaume-Uni. La CREG doit être informée à ce sujet et prendra, au besoin, les initiatives nécessaires. Dans tous les cas, la pression s'accroît sur le Royaume-Uni afin qu'il réalise les investissements nécessaires dans son réseau afin de compenser l'écart de qualité, et ce dans le seul intérêt de sa sécurité d'approvisionnement.

48. Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, pour le marché belge également, la construction d'un terminal à Dunkerque contribue à un étalement des risques d'approvisionnement. Elle augmente notamment l'éventail des sources à partir desquelles la Belgique peut être approvisionnée. Du gaz naturel va être apporté sur une bande côtière de 75 km depuis les champs de gaz norvégiens en mer du Nord via le ZEEPIPE dont le terminal se situe à Zeebruges (maximum 14,5 milliards de m³(n)/an), le FRANPIPE dont le terminal se situe à Dunkerque (maximum 15 milliards de m³(n)/an), le GNL à Zeebruges (maximum 9 milliards de m³(n)/an) et le GNL à Dunkerque (maximum 10 à 13 milliards de m³(n)/an)[27]. Cette configuration est unique en termes de sécurité d'approvisionnement (possibilités de *fall back*) et offre un potentiel en gaz naturel qui correspond à la totalité du marché français du gaz naturel, soit près de trois fois le marché du gaz naturel belge.

49. Le Tableau 3 illustre la position d'EDF en France, au Royaume-Uni et en Belgique[28].

---

[26] Voir par exemple : Heren ICIS EuropeanSpotGasMarkets 18/11/2009 : « Debate over UK gas quality fails to stir Ofgem to act », Heren ICIS EuropeanSpotGasMarkets 30/11/2009 "Britain's Ofgem will not socialize the cost of blending".

27 Etant donné que le ZEEPIPE à Zeebruges et le FRANPIPE à Dunkerque sont du même calibre, il se peut que le terminal GNL à Zeebruges reçoive une contrepartie à Dunkerque.

[28] Le groupe EDF possède une filiale à 100% en Allemagne mais détient une participation de 46,07 %

Tableau 3. Position d'EDF sur le marché du gaz naturel en France, au Royaume-Uni et en Belgique.

	vente de gaz naturel	part de marché
France	19,2 TWh	3,7%
Royaume-Uni	30,3 TWh	2,8%
Belgique	0,9 TWh	0,5%

Source : rapport annuel EDF 2008, IEA Natural Gas Information 2009

Le volume de vente actuel d'EDF sur le marché du gaz naturel français, belge et britannique s'élève à environ 4,5 milliards m³(n), ce qui est considérable par rapport à la capacité sur le terminal de GNL de Dunkerque qu'EDF se réserve (5 à 8 milliards m³(n) par an, cf. Tableau 2). Il semble par conséquent utile d'avoir une meilleure vue sur l'harmonisation de portefeuille effectuée par EDF.

dans le groupe énergétique EnBW qui représente un volume de gaz naturel de 69,8 TWh (en 2008) dont une partie est destinée à l'approvisionnement de ses propres centrales électriques à gaz (rapport annuel 2008, groupe EDF). Il se peut que le groupe EDF vise à utiliser le terminal GNL à Dunkerque à des fins de transit également (via la Belgique) vers l'Allemagne.

VI. CONCLUSION

La CREG déduit du présent rapport les lignes directrices suivantes qui sont le fil conducteur de sa position relative à la connexion possible entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau belge de transport de gaz naturel :

1. La CREG cherche à atteindre une concurrence saine entre le terminal GNL de Dunkerque (avec probablement une exemption totale des règles d'accès régulées) et le terminal GNL de Zeebruges (régime totalement régulé) et suivra cela de près.

2. La CREG tend vers une synergie entre le terminal GNL de Dunkerque et le terminal GNL de Zeebruges. Si un des terminaux tombe en panne, on peut toujours compter sur l'autre terminal pour la continuité de l'approvisionnement. La même possibilité de *fall back* vaut pour le gaz naturel norvégien arrivant à Zeebruges via le Zeepipe et à Dunkerque via le Franpipe. Cette synergie répond au Règlement européen concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel en cours d'élaboration. C'est pourquoi, en raison de l'accessibilité du marché également, une nouvelle connexion entre la France et la Belgique constitue un projet important. Par le biais de cet investissement, la liquidité et le commerce sont stimulés entre la plate-forme commerciale de PEG Nord et le hub de Zeebruges, facilitant les possibilités d'arbitrage et résultant en une convergence des marchés.

3. La CREG soutient une consultation de marché (open season) pour une nouvelle connexion transfrontalière coordonnée par les gestionnaires du réseau concernés et suivie par la CREG, de concert avec le régulateur français CRE.

4. La CREG fait appel au principe selon lequel la conduite de connexion transfrontalière doit être liée au réseau de transport interconnecté en France et en Belgique. Il ne peut être question de conduite directe dont l'utilisation serait soumise directement ou indirectement aux règles d'accès pour le terminal de Dunkerque. La CREG a toujours lutté contre les conduites directes.

5. La connexion doit avoir pour conséquence que les réseaux connectés soient entièrement bidirectionnels. Du gaz naturel physique doit pouvoir être transporté d'un réseau à un autre, et vice versa. Cet objectif contient une attention particulière aux exigences de pression.

6. La connexion doit permettre le transport transfrontalier de gaz naturel non odorisé d'un réseau à un autre, et vice versa. Cela nécessite des interventions du côté français, car le gaz naturel doit y être odorisé sur le réseau de transport, alors qu'en Belgique, cela se produit uniquement en cas de couplage avec les réseaux de distribution.

7. La connexion s'inscrit dans le régime régulé, tant en ce qui concerne l'accès que la fixation des tarifs.

8. La CREG cherche à atteindre une évolution efficace en termes de coûts et une gestion opérationnelle du réseau de transport. A ce propos, il est établi qu'un flux de transit physique important existe de la Belgique vers la France, permettant l'importation depuis la France pour une certaine partie par le biais de *swapping* (*netting*) par les gestionnaires de réseau. Autrement dit, l'exportation de gaz naturel à partir de la France peut se faire, pour une partie, par le biais de contre-commandes (*backhaul*). Ce principe et son influence (sur les tarifs aussi) doivent être élaborés dans la proposition de projet avant qu'une nouvelle conduite de connexion ne prenne forme.

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

Dominique WOITRIN
Directeur

François POSSEMIERS
Président du Comité de direction