

Consultation publique

Le 7 novembre 2013

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français publient chaque année un plan décennal de développement indicatif sur leur site internet, depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2008 pour TIGF. Le code de l'énergie, entré en vigueur au 1^{er} juin 2011, a rendu la rédaction et la publication de ces plans obligatoire pour les GRT.

GRTgaz et TIGF ont transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) leurs plans décennaux de développement de leur réseau de transport de gaz pour la période 2013-2022.

Conformément au code de l'énergie, la CRE doit mener une consultation publique afin de recueillir les remarques des acteurs du marché sur ces documents, qui figurent en annexe de la présente note de consultation.

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 25 novembre 2013.

Contenu

1)	CONTEXTE	3
A)	CADRE JURIDIQUE	3
B)	PLAN DECENNAL PUBLIE PAR L'ENTSOG SUR LA PERIODE 2013-2022	3
C)	MODALITES DE CONSULTATION DU MARCHE PAR LES GRT	4
2)	HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE A L'HORIZON DES PLANS A 10 ANS DES GRT	4
A)	EVOLUTION DE LA CONSOMMATION A L'HORIZON DU PLAN	5
I)	LA BAISSSE DE LA CONSOMMATION DES SECTEURS RESIDENTIEL ET INDUSTRIEL	5
II)	PERSPECTIVES DE CROISSANCE DES CENTRALES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DU GAZ	5
III)	EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE POINTE	6
B)	PREVISIONS DE L'ENTSOG	6
3)	ETAT DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT EN ENTREE ET EN SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2013	7
A)	DEVELOPPEMENTS DES RESEAUX MIS EN ŒUVRE PAR GRTGAZ ET TIGF	7
I)	AUGMENTATION DES CAPACITES A L'INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE DE LARRAU	7
II)	AUGMENTATION DES CAPACITES A L'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE DE TAISNIERES H	8
B)	EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES A L'INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE	8
C)	LES CONGESTIONS IDENTIFIEES PAR ENTSOG SUR LES RESEAUX DES GRT FRANÇAIS	9
4)	LES BESOINS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS	10
A)	LES PROJETS DECIDES DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU	10
I)	LE RACCORDEMENT DU TERMINAL DE DUNKERQUE ET L'ARC DE DIERREY	10
II)	LE DEVELOPPEMENT DE CAPACITES PHYSIQUES DE SORTIE DE LA FRANCE VERS LA BELGIQUE (VEURNE)	10
III)	L'AUGMENTATION DES CAPACITES A BIRIATOU	10
B)	LES PROJETS NON DECIDES	10
I)	LES INVESTISSEMENTS CONTRIBUANT A LA DECONGESTION DE LA LIAISON NORD-SUD	10
II)	CREATION DE NOUVELLES CAPACITES D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET L'ESPAGNE	11
III)	CREATION DE CAPACITES FERMES DE SORTIE DE LA FRANCE VERS L'ALLEMAGNE	11
IV)	CREATION DE CAPACITES DE SORTIE DE LA FRANCE VERS LE LUXEMBOURG	12
V)	CREATION DE CAPACITES D'ENTREE A OLTINGUE	12
VI)	AUGMENTATION DES CAPACITES DE SORTIE A OLTINGUE	12
C)	DEVELOPPEMENT DES AUTRES INFRASTRUCTURES DE GAZ	12
I)	LE DEVELOPPEMENT DU BIOGAZ	12
II)	LES TERMINAUX METHANIERS	13
III)	LE DEVELOPPEMENT DE SITES DE STOCKAGE DE GAZ NATUREL SOUTERRAINS	13
IV)	LE RACCORDEMENT DE LA CORSE AU GAZ	14
5)	SYNTHESE DES ANALYSES DE LA CRE	14
6)	SYNTHESE DES QUESTIONS	15
7)	ANNEXES	16

1) Contexte

a) Cadre juridique

La directive 2009/73/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel prévoit de nouvelles obligations pour les GRT et renforce les pouvoirs pour les régulateurs nationaux en matière de suivi et de contrôle des investissements.

Au niveau européen, le groupement européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSOG) doit établir tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après plan décennal de l'ENTSOG), après avoir mené une consultation ouverte et transparente auprès de l'ensemble des acteurs de marché. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre, après un contrôle de cohérence avec les plans des GRT nationaux.

L'article L. 431-6 du code de l'énergie prévoit que les GRT soumettent chaque année à la CRE un plan décennal de développement (ci-après plan à 10 ans) de leur réseau fondé sur l'offre et la demande de gaz existantes et prévisionnelles, après consultation de toutes les parties intéressées. Ce plan doit indiquer aux acteurs de marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les projets d'investissement déjà décidés, identifier les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

Le code de l'énergie prévoit que la CRE doit mener une consultation sur les plans à 10 ans des GRT, vérifier qu'ils couvrent tous les besoins en matière de développement des infrastructures de transport et s'assurer de leur cohérence avec le plan décennal de l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER et peut demander aux GRT de modifier leur plan à 10 ans.

b) Plan décennal publié par l'ENTSOG sur la période 2013-2022

Le plan décennal de développement des réseaux européen sur la période 2013-2022 a été publié par l'ENTSOG le 21 février dernier et soumis à une consultation publique jusqu'au 21 mai 2013. La version finale du plan a été publiée et soumise à l'ACER le 10 juillet 2013. Identifiant les projets de terminaux méthaniers, d'infrastructures de transport et de stockage en Europe, ce plan de développement est fondé sur les données transmises par les GRT et les porteurs de projets. Les projets d'infrastructures sont analysés à la lumière des prévisions d'évolution de la consommation et de la production de gaz au niveau européen afin d'en évaluer la pertinence. Ce plan présente également une modélisation du réseau européen ainsi qu'une analyse de la capacité du système à faire face à des crises d'approvisionnement. L'ACER a publié son avis sur le plan de l'ENTSOG le 10 septembre dernier¹.

¹http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2018-2013.pdf

c) Modalités de consultation du marché par les GRT

Les GRT s'appuient sur plusieurs dispositifs afin de recueillir l'information auprès des acteurs du marché:

- la Concertation Gaz mise en place pour le marché français depuis 2008 ;
- les travaux menés dans le cadre des plans d'investissement régionaux et des initiatives régionales Nord-Ouest et Sud pilotées par les régulateurs européens ;
- les travaux menés sous l'égide de l'ENTSOG dans le cadre de l'élaboration des plans décennaux de développement des réseaux européens ;
- des rencontres bilatérales, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes ;
- les appels au marché (*open seasons*) destinés à recueillir des engagements de souscription sur une durée d'au moins dix ans de la part des expéditeurs intéressés par des capacités nouvelles au niveau des PIR (points d'interconnexion réseau).

Ces dispositifs permettent de détecter l'émergence de nouveaux besoins, en complément des études de réseaux et des demandes des porteurs de projets (clients industriels, gestionnaires des autres infrastructures de gaz).

Au cours de l'élaboration de son plan à 10 ans de 2013-2022, GRTgaz a consulté les opérateurs des infrastructures de GNL et de stockage par l'envoi de courriers et a présenté son plan à 10 ans à l'ensemble des acteurs du marché le 5 juillet 2013. TIGF pour sa part a consulté les expéditeurs dans le cadre de ses conventions annuelles.

Pour les exercices futurs, la CRE envisage de demander aux GRT de présenter les projets d'investissement, avant publication des plans à 10 ans, durant un groupe de travail, dans le cadre de la Concertation Gaz.

<p>Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?</p>

2) Hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel en France à l'horizon des plans à 10 ans des GRT

L'année 2012 a été marquée par une vague de froid au mois de février. Durant cet épisode, le système a été fortement sollicité et a résisté aux fortes variations de consommation.

En 2013, les prévisions de consommation des opérateurs ont été fortement revues à la baisse pour GRTgaz et TIGF.

TWh/an ²	2012	2015	2022	TCAM Plan à 10 ans 2013-2022	TCAM Plan à 10 ans 2012-2021
GRTgaz³	464	461	466	+0,2%	+0,9%
Secteur résidentiel	243	237	218	-1,1%	-0,9%
Production d'électricité	50	58	93	+7,0%	+6,7%
Industriels	167	162	152	-0,9%	+0,7%
TIGF	30,7	31,3	33,7	+1,1%	+2,0%
Secteur résidentiel	25,8	25,4	24,5	-0,5%	+0,02%
Industriels	4,9	5,9	9,2	+6,5 %	+9,2%

a) Evolution de la consommation à l'horizon du plan

Pour les années 2013 à 2022, GRTgaz prévoit une hausse de la consommation de 0,2 % par an en moyenne sur sa zone (contre + 0,9 % par an dans son plan précédent) et TIGF prévoit une baisse de la consommation résidentielle de 0,5 % par an sur sa zone (contre une hausse de 2 % par an dans son plan précédent).

i) La baisse de la consommation des secteurs résidentiel et industriel

GRTgaz, dans son précédent plan à 10 ans, prévoyait une consommation de 479 TWh en 2012, alors que le réalisé atteint 464 TWh. L'écart de prévision provient essentiellement d'une baisse de la consommation du secteur industriel (- 7 TWh) et de la production d'électricité (- 8 TWh).

Pour les années 2013 à 2022, GRTgaz prévoit une baisse de la consommation des secteurs résidentiel et industriel (respectivement - 1,1 % et - 0,9 % par an) plus importante que dans son plan précédent, en raison notamment de l'aggravation de l'impact de la crise économique et des effets du paquet énergie-climat ainsi que du Grenelle de l'environnement.

En zone TIGF, la consommation est globalement stable en 2012 par rapport à la prévision de 2011, à 30,7 TWh. Pour les années 2013 à 2022, TIGF prévoit une baisse de la consommation résidentielle et à partir de 2015, une hausse de la consommation industrielle portée par la production électrique.

ii) Perspectives de croissance des centrales de production d'électricité à partir du gaz

A long terme, les GRT prévoient que ce secteur tirera la consommation de gaz à la hausse, compensant ainsi la baisse des secteurs résidentiel et industriel.

En 2012 et 2013, les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) ont été moins sollicitées que prévu. Trois d'entre elles ont été mises sous cocon, SPEM, Combigolfe, Cycofos (dont l'arrêt est prévu pour une durée de 3 ans). Ainsi, la consommation de gaz pour la production

² Estimations corrigées du climat

³ Hors consommation du GRT

d'électricité a été de 50 TWh en 2012, contre une prévision de 58 TWh.

La prévision de consommation pour 2013 a été revue à la baisse par GRTgaz par rapport au plan précédent, à 50 TWh, contre 60 TWh. GRTgaz considère toutefois que cette tendance est conjoncturelle, puisqu'à l'horizon du plan, GRTgaz envisage une consommation des centrales électriques de 93 TWh, soit une croissance annuelle moyenne de 7 % sur dix ans. L'opérateur prend en compte dans ses prévisions la mise en service de deux nouvelles CCCG, Bouchain après 2015 et Landivisiau à partir de janvier 2017.

La CRE constate que ces prévisions sont cohérentes avec les prévisions issues du bilan prévisionnel de RTE de 2013⁴, en capacité de production installée. Ainsi, la capacité de production des cycles combinés atteindra 6,6 GW à l'horizon 2018.

iii) Evolution de la consommation de pointe

GRTgaz prévoit une baisse de la pointe de consommation de 0,5 % par an en moyenne, entre 2013 et 2022, contre une hausse de 0,2 % par an en moyenne dans son plan précédent.

TIGF prévoit une augmentation de la consommation de pointe dans sa zone de 40 à 50 GWh/j entre 2013 et 2022, liée à l'alimentation de nouveaux sites de production d'électricité.

La CRE constate une diminution des besoins de pointe au niveau global à l'horizon 2022. Cette évolution est cohérente avec les prévisions de consommation, notamment des clients situés sur les réseaux de distribution de gaz.

b) Prévisions de l'ENTSOG

L'ENTSOG, en s'appuyant sur les hypothèses de demande nationale des GRT, prévoit une augmentation de la consommation au niveau européen de 1 % par an en moyenne sur la période 2013-2022. Cette croissance proviendra essentiellement de la consommation de gaz pour la production d'électricité, avec une augmentation prévue de 3,2 % par an en moyenne. En dépit de différences au niveau des pays, la consommation des secteurs domestique et industriel stagne en moyenne au niveau européen.

Afin d'évaluer la capacité physique du réseau européen en situation de pointe, l'ENTSOG a élaboré plusieurs scénarios pour estimer l'évolution de la demande de pointe, en s'appuyant notamment sur les hypothèses considérées par les GRT nationaux. Selon ce scénario, la demande journalière de pointe augmenterait en moyenne de 0,6 % par an sur la période 2013-2022, avec un recul de la demande des secteurs résidentiel, commercial et industriel et une croissance de 3 % pour la production d'électricité.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

⁴ http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2013_v2.pdf

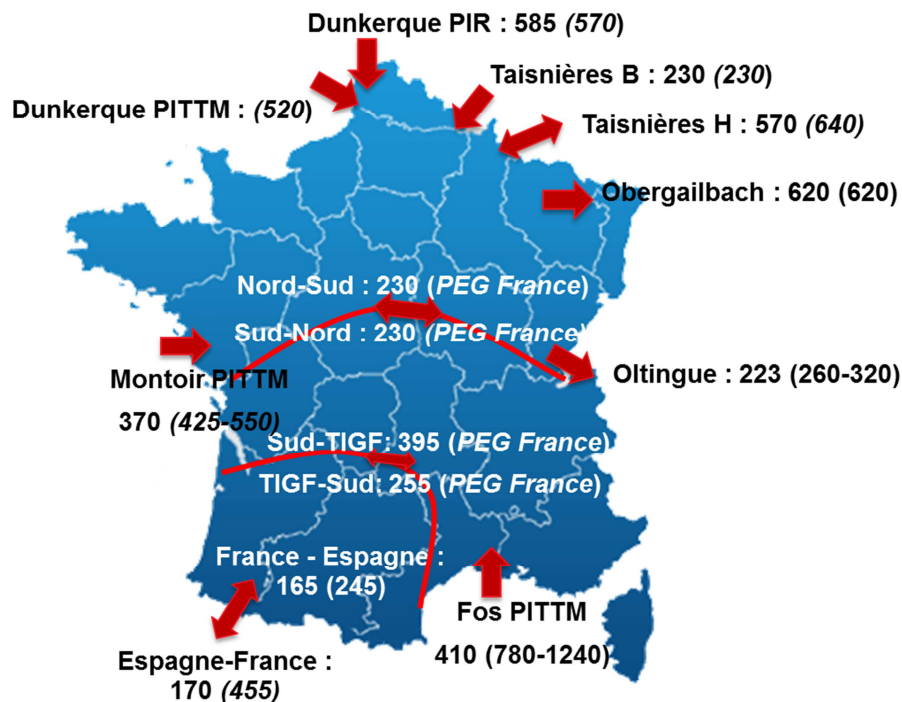
3) Etat de l'offre de capacités de transport en entrée et en sortie du réseau français en 2013

a) Développements des réseaux mis en œuvre par GRTgaz et TIGF

Sur la base des plans de développement des réseaux communiqués par GRTgaz et TIGF, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 6 537 GWh/j et sont réparties entre capacités d'entrée depuis des réseaux adjacents via des points d'interconnexion réseau (PIR) terrestres (2 865 GWh/j), capacités d'entrée depuis des sites de stockage (2 892 GWh/j) et capacités d'entrée depuis des terminaux méthaniers (780 GWh/j).

Les capacités fermes annuelles de sortie de la France sont de 388 GWh/j (hors stockage et consommation nationale). La sortie vers la Suisse à Oltingue s'élève à 223 GWh/j et la sortie vers l'Espagne s'élève à 165 GWh/j de capacités fermes.

Etat des lieux de l'offre de capacités en France en 2013 (au-delà de 2016)



Unité : GWh/j, Sources : GRTgaz, TIGF

Deux projets d'investissements sont entrés en service en 2013 afin d'augmenter les capacités de transport aux points d'interconnexion.

i) Augmentation des capacités à l'interconnexion France-Espagne de Larrau

La première *open season* lancée en 2009 dans le cadre de l'initiative régionale Sud a conduit au renforcement du PIR Larrau, portant sa capacité à 165 GWh/j dans les deux sens au 1^{er} avril 2013. Cette *open season* a en outre permis de développer les capacités à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF à partir de 2013 à hauteur de 395 GWh/j dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF et de 255 GWh/j dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud. Ces capacités sont entrées en service à la date prévue. La CRE constate que cette augmentation des capacités est bien prise en compte dans les plans des transporteurs français et dans le plan de l'ENTSOG.

ii) Augmentation des capacités à l'interconnexion France-Belgique de Taisnières H

En 2007, une procédure d'*open season* a été menée entre la France (zone GRTgaz Nord) et la Belgique au PIR Taisnières H. Les souscriptions à long terme de la part des expéditeurs ont permis de lancer les investissements pour d'augmenter la capacité totale du PIR Taisnières H de 590 GWh/j à 640 GWh/j. La mise en service de cet ouvrage était prévue pour décembre 2013. Les capacités ont été mises en service plus tôt que prévu, en octobre 2013. Cette augmentation des capacités est bien prise en compte dans les plans des transporteurs français et dans le plan de l'ENTSOG.

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

b) Evolution de l'offre de capacités à l'interconnexion France-Allemagne

Le point d'interconnexion de Medelsheim/Obergailbach relie les réseaux de deux GRT allemands, Open Grid Europe (OGE) et GRTgaz Deutschland au réseau de GRTgaz en zone Nord. En 2005 et 2006, OGE et GRTgaz ont lancé un projet de développement de capacités qui a nécessité en France, un investissement d'environ 200 M€. Les capacités annuelles fermes ont été portées fin 2009 à 620 GWh/j côté français et 660 GWh/j côté allemand. Toutefois, entre le 1^{er} octobre 2012 et le 1^{er} janvier 2013, les deux GRT allemands ont opéré, sans concertation préalable avec les parties françaises, quatre transferts successifs de capacités fermes commercialisables depuis Medelsheim vers d'autres points de sortie de leurs réseaux. Les capacités fermes de sortie à Medelsheim sont désormais inférieures d'environ 50 GWh/j aux capacités fermes commercialisables en entrée en France à Obergailbach.

La CRE constate que ces réductions de capacités ne sont pas prises en compte dans le plan de l'ENTSOG, qui considère une capacité de 644 GWh/j du côté allemand et 620 GWh/j côté français sur l'ensemble de la période.

La CRE considère que ces réductions décidées de manière unilatérale dégradent la sécurité d'approvisionnement de la France, notamment au regard de l'importance du point Obergailbach pour le marché français, qui représente environ 20 % des capacités fermes d'entrée sur le réseau français. De plus, ces décisions vont à l'encontre de l'objectif de maximisation de l'offre de capacités groupées prévue par le code de réseau CAM. Elles créent également un risque de coûts échoués pour les expéditeurs présents sur le réseau français car GRTgaz pourrait ne pas être en mesure de vendre l'ensemble des capacités d'entrée développées à la suite de l'appel au marché de 2006. Enfin, la CRE constate que cette réduction conduit d'ores et déjà à des congestions contractuelles à cette interconnexion, comme le montrent les résultats des dernières enchères trimestrielles qui ont eu lieu sur la plateforme d'allocation de capacités Prisma⁵.

La CRE a des échanges avec son homologue allemand, la Bundesnetzagentur, sur cette situation. La CRE a également informé le ministre français de l'énergie, l'ACER et la Commission européenne de cette situation.

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

⁵ <https://primary.prisma-capacity.eu/2>

c) Les congestions identifiées par ENTSOG sur les réseaux des GRT français

La modélisation du réseau européen par l'ENTSOG confirme que la péninsule ibérique et les zones GRTgaz Sud et TIGF restent fortement dépendantes à l'égard des approvisionnements de GNL. Cette région apparaît comme ayant une capacité limitée à pallier une réduction des approvisionnements de GNL, en raison du faible niveau d'interconnexion avec le nord-ouest de l'Europe, via la liaison Nord-Sud. La réalisation des projets non décidés (notamment la fusion des zones Sud et Nord de GRTgaz et le projet "Midi-Catalogne" (MidCat)) améliorerait sensiblement la situation selon l'analyse de l'ENTSOG.

La CRE souligne que les congestions identifiées par l'ENTSOG ont déjà fait l'objet d'études approfondies par la CRE en concertation avec les GRT français et l'ensemble des acteurs de marché. En complément de l'étude menée en 2011 par le cabinet KEMA, la CRE a mandaté en 2013 le cabinet Pöyry Management Consulting pour une nouvelle étude sur les coûts et bénéfices relatifs aux schémas d'investissement pour la création d'un PEG unique France à l'horizon 2018. Ce projet s'inscrit dans la construction du marché européen du gaz, et contribue à la création du corridor Nord Sud et à la diversification de l'approvisionnement de la péninsule ibérique.

Dans l'attente des résultats de cette étude, la CRE examine toutes les mesures susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France, afin notamment de limiter l'impact de l'écart de prix entre le PEG Nord et le PEG Sud sur les consommateurs du gaz dans cette zone⁶ :

- le couplage de marché, mis en place en 2011 par GRTgaz et Powernext. Ce mécanisme permet d'allouer implicitement les capacités d'interconnexion entre les zones Nord et Sud ;
- la commercialisation de capacités de transport fermes journalières additionnelles (*Joint Transport Storage service*) : depuis le 11 juin 2013, GRTgaz a proposé, à titre expérimental pendant l'été 2013, des capacités fermes journalières additionnelles de liaison dans le sens Nord vers Sud. Ce service consiste à offrir chaque jour en *day ahead* un maximum de 15 GWh/j de capacité ferme de liaison Nord vers Sud. La fourniture de ces capacités repose sur l'optimisation conjointe du réseau de GRTgaz et des infrastructures de stockage opérées par Storengy. GRTgaz proposera, à titre expérimental à compter de début novembre 2013, un service analogue de capacités journalières additionnelles au cours du prochain hiver ;
- optimisation du programme de maintenance de GRTgaz : la CRE a invité GRTgaz à poursuivre et renforcer son action pour limiter les conséquences de son programme de maintenance et améliorer ses prévisions d'indisponibilité des capacités Nord-Sud.

En ce qui concerne le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne, la CRE rappelle que l'*open season* relative à la création d'une troisième interconnexion à l'est des Pyrénées (projet MidCat) n'a pas abouti en 2010. La réalisation de ce projet reste soumise aux résultats de l'appel au marché, qui pourrait être lancé après 2015.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au sud de la France

4) Les besoins de développement identifiés par les GRT dans les plans à 10 ans

a) Les projets décidés de développement du réseau

i) Le raccordement du terminal de Dunkerque et l'Arc de Dierrey

Le projet de l'Arc de Dierrey⁷, approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011, est prévu pour entrer en service en deux temps, en 2015 et 2016. GRTgaz confirme que la première phase du projet permettra le raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de transport, dès sa mise en service fin 2015. Le projet de l'Arc de Dierrey contribuera également à la décongestion de la liaison Nord-Sud et à l'augmentation des capacités d'entrée à Taisnières.

ii) Le développement de capacités physiques de sortie de la France vers la Belgique (Veurne)⁸

La construction du terminal méthanier de Dunkerque offre la possibilité d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique par la création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique à Veurne. GRTgaz a lancé en mai 2010, en coordination avec Fluxys une *open season* pour la création de capacité ferme permettant d'acheminer du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. La phase engageante de l'*open season* a donné lieu à une décision d'investissement favorable en 2012. La capacité ferme développée s'élève à 270 GWh/j et sera mise en service fin 2015. Elle est répartie entre une capacité directe vers la Belgique depuis le terminal de Dunkerque commercialisée par Fluxys et une capacité d'interconnexion entre le PEG Nord et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys.

La CRE constate que ce projet est répertorié dans le plan de l'ENTSOG.

iii) L'augmentation des capacités à Biriadou

La demande exprimée lors de la seconde *open season* lancée dans le cadre de l'Initiative régionale Sud a été suffisante pour renforcer le PIR Biriadou en portant sa capacité à 60 GWh/j dans le sens Espagne vers France en décembre 2015. Le plan de TIGF est conforme aux résultats de cette *open season*.

En revanche, le plan de l'ENTSOG présente également une capacité ferme de 60 GWh/j à Biriadou dans le sens France vers Espagne à partir de début 2016. La CRE rappelle que les résultats de l'*open season* 2015 n'ont pas permis de valider les investissements nécessaires à la création de ces capacités fermes de sortie vers l'Espagne. Par conséquent, ces capacités seront commercialisées sous forme interruptible.

b) Les projets non décidés

i) Les investissements contribuant à la décongestion de la liaison Nord-Sud

Une des congestions identifiées par le plan de l'ENTSOG porte sur la liaison Nord-Sud du réseau de GRTgaz. Plusieurs projets d'investissements, recensés dans le plan de GRTgaz, ont pour objectif de décongestionner l'axe Nord-Sud du réseau de l'opérateur.

Le projet ERIDAN, approuvé par la CRE dans sa délibération du 16 avril 2011, devait initialement être mis en service en 2016. Dans le nouveau plan de GRTgaz, celui-ci indique

⁷ Ce projet est inscrit sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (ci-après « PCI ») adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013. Ces projets sont des projets d'infrastructure considérés comme essentiels pour l'intégration des marchés européens de l'énergie. Voir annexe « Liste des projets d'intérêt commun » pour consulter la liste des PCI en France.

⁸ Répertorié en PCI

qu'il pourrait être reporté à début 2017.

La CRE constate un décalage entre les prévisions de GRTgaz et de l'ENTSOG, concernant la mise en service du projet ERIDAN. Toutefois, le décalage d'un an de ce projet ne remet pas en question les orientations fixées dans la délibération de la CRE du 19 juillet 2012.

Deux autres projets sont à l'étude pour le renforcement de l'axe Nord-Sud sur le réseau de GRTgaz. L'artère du Val de Saône⁹ est étudiée dans le cadre du projet de fusion des zones Nord et Sud. L'artère de l'Est lyonnais¹⁰ permettrait d'acheminer davantage de gaz entre le nord et le sud du réseau de GRTgaz, notamment en cas d'augmentation des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) dans le sud de la France. GRTgaz a lancé une procédure commune de débat public pour ces deux projets en 2013. Les mises en service de ces ouvrages sont respectivement prévues en 2018 et 2019, ce qui est cohérent avec le plan de l'ENTSOG.

Par ailleurs, l'étude coûts/bénéfices lancée par la CRE a pour objet de déterminer le schéma d'investissements optimal en vue d'une décision sur la fusion des zones de marché Nord et Sud en 2018. Cette étude a permis d'identifier un projet d'investissement alternatif pour permettre cette fusion, grâce notamment à une utilisation coordonnée des réseaux de GRTgaz et TIGF.

Ce projet, qui ne figure pas à ce stade dans les plans à 10 ans des GRT, a été présenté aux acteurs de marché le 17 septembre 2013 dans le cadre de la Concertation Gaz.

ii) Création de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne¹¹

Alors que la deuxième *open season* réalisée dans le cadre de l'Initiative régionale Sud, a validé le renforcement du PIR Biriadou, elle n'a pas permis de lancer le projet MidCat. Ce projet a pour objectif de créer un nouveau PIR entre la France et l'Espagne au Perthus. Il figure sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (PCI) adoptée par la Commission européenne le 14 octobre dernier. TIGF prévoit la mise en service de MidCat en 2021 en raison des délais nécessaires à la réalisation de ce projet. Le lancement de ce projet nécessitera un nouvel appel au marché et des engagements à long terme suffisants de la part des expéditeurs pour couvrir les coûts. .

La CRE constate que la date de mise en service prévue par TIGF pour le projet Midcat est différente de celle prévue par l'ENTSOG (2020).

iii) Création de capacités fermes de sortie de la France vers l'Allemagne¹²

La possibilité de créer 100 GWh/j de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergailbach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2020. Cependant, le développement de capacités fermes dans ce sens est conditionné à l'harmonisation des pratiques en matière d'odorisation entre la France et l'Allemagne. GRTgaz a lancé en 2012 une étude sur la décentralisation de l'odorisation sur son réseau et prévoit la mise en place d'installations pilotes, en coordination avec le réseau de distribution.

Ce projet est bien répertorié dans le plan de l'ENTSOG, mais ce dernier indique une mise en service des capacités en 2018.

⁹ Répertorié en PCI

¹⁰ Répertorié en PCI

¹¹ Répertorié en PCI

¹² Répertorié en PCI

iv) Création de capacités de sortie de la France vers le Luxembourg¹³

GRTgaz et le GRT luxembourgeois, CREOS, ont lancé fin 2010 une *open season* afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg de 9 ou 40 GWh/j pour une mise en service prévue en 2018. La phase engageante de cet appel au marché s'est clôturée en mai 2013 mais la demande des expéditeurs n'a pas été suffisante pour déclencher la réalisation du projet. Cependant, le projet pourrait être maintenu si le Luxembourg confirmait sa nécessité, notamment au titre de la sécurité d'approvisionnement. Ce projet est bien répertorié dans le plan de l'ENTSOG.

v) Création de capacités d'entrée à Oltingue

Les GRT italien, suisse et français (Snam Rete Gas, FluxSwiss et GRTgaz) envisagent de réaliser des investissements pour être en mesure d'inverser le sens des flux entre la France et l'Italie. En 2012, GRTgaz a lancé, en collaboration avec Fluxswiss, un appel au marché pour évaluer l'intérêt des expéditeurs pour la création de capacités d'entrée à Oltingue depuis la Suisse. Deux scénarios de développement et deux produits de capacités étaient envisagés dans ce cadre :

- le développement de 100 GWh/j de capacités interruptibles, avec une date d'entrée en service prévue pour 2016 et un coût de 11 M€ ;
- le développement de 100 GWh/j de capacités fermes sous condition de pression de livraison du gaz à Oltingue depuis la Suisse, avec une mise en service prévue pour 2018. Les investissements nécessaires pour ce développement s'élèvent à 258 M€.

La consultation du marché n'a permis de valider aucun des deux projets. GRTgaz travaille à la définition d'un produit de capacité mieux adapté à la demande des expéditeurs et devrait organiser prochainement sur cette base un nouvel appel au marché.

La CRE constate un décalage d'un an concernant la mise en service des capacités d'entrée depuis la Suisse, prévue en 2017 selon GRTgaz et 2018 selon l'ENTSOG.

vi) Augmentation des capacités de sortie à Oltingue¹⁴

GRTgaz indique que plusieurs expéditeurs pourraient manifester un intérêt pour l'accroissement des capacités de sortie vers la Suisse, qui s'élèvent aujourd'hui à 223 GWh/j. La mise en service de ces capacités additionnelles est prévue en 2022 et se trouve conditionnée à la possibilité d'augmenter la capacité vers l'Italie en Suisse. Ce projet est bien pris en compte dans le plan de l'ENTSOG, qui indique toutefois une mise en service en 2019.

c) **Développement des autres infrastructures de gaz**

i) Le développement du biogaz

Le développement de l'injection de biogaz dans les réseaux est un enjeu important pour les gestionnaires de réseaux de gaz français, dont les GRT. GRTgaz affiche un objectif de 3 à 9 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz, en ligne avec les estimations du groupe de travail portant sur l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. GRTgaz répertorie 65 projets à l'étude en 2013, tandis que TIGF en dénombre 25 sur son réseau. GRTgaz et TIGF ne prévoient pas de renforcement important du réseau lié à l'injection du biométhane.

¹³ Répertorié en PCI

¹⁴ Répertorié en PCI

La CRE relève une incohérence entre les prévisions des GRT français et le plan décennal de l'ENTSOG qui prévoit une augmentation de la production de biogaz à l'échelle européenne à 3,5 TWh à partir de 2018 (soit la fourchette basse prévue par GRTgaz au niveau de son réseau). Cet écart de prévisions pourrait être lié au fait que, dans de nombreux pays européens, le réseau régional (niveau auquel le biogaz est injecté dans les réseaux de transport de gaz en France) est intégré aux réseaux de distribution et ne figure donc pas dans le périmètre des plans de développement de l'ENTSOG.

ii) Les terminaux méthaniers

En 2013, aucune décision finale d'investissement n'a été prise concernant les projets de développement à l'étude. La CRE constate que la plupart des dates de mises en service de ces projets prévues dans le plan de l'ENTSOG est cohérente avec celles indiquées par GRTgaz dans son plan à 10 ans.

	Mise en service prévue par les GRT	Mise en service prévue par l'ENTSOG	Capacités max. envisagées en Gm ³	Décidé
Terminal de Dunkerque LNG	2015	Q4 2015	13	Oui
Extension du terminal de Montoir	2018 2021	Q4 2018	12,5 16,5	Non
Terminal de Fos Faster	2019	2019	16	Non
Développement de Fos Tonkin	2020	2019	5,5	Non
Extension du terminal de Fos Cavaou	2020/2021	Q2 2020	16,5	Non

iii) Le développement de sites de stockage de gaz naturel souterrains

Le plan de l'ENTSOG présente une liste exhaustive des projets de développement de nouveaux sites de stockage. Certains ne sont pas mentionnés dans les plans à 10 ans des GRT, comme le stockage d'Alsace Sud en zone GRTgaz ou Salins des Landes situé en zone TIGF.

En ce qui concerne le projet de Salins des Landes, EDF a annoncé son abandon le 15 janvier 2013. Dans la version mise à jour du plan de l'ENTSOG publiée en juillet 2013, aucune mention de l'abandon de ce projet n'apparaît. La CRE constate qu'EDF n'a pas communiqué auprès de l'ENTSOG l'abandon de ce projet, durant la phase de consultation sur le plan décennal européen, entre février et mai 2013.

Par ailleurs, Storengy a communiqué à GRTgaz les éléments concernant le développement des stockages d'Etrez et de Hauterives, pourtant le plan à 10 ans de GRTgaz n'en fait pas mention.

La CRE considère que les informations relatives au développement des stockages figurant

dans le plan décennal de GRTgaz sont insuffisantes et constate qu'elles sont inexistantes dans le plan décennal de TIGF.

iv) Le raccordement de la Corse au gaz¹⁵

En 2013, le projet GALSI¹⁶ a été reporté par ses promoteurs. Dans son plan à 10 ans, GRTgaz indique que « Deux possibilités sont envisagées par les pouvoirs publics :

- *Le projet Cyrénée de raccordement au futur gazoduc sous-marin GALSI, reliant l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne. [...]*
- *Une alimentation à partir de deux barges de GNL au large de Bastia et Ajaccio ou d'une barge de GNL au large de Bastia, reliée à Ajaccio par une canalisation terrestre [...]. »*

De plus, dans son plan à 10 ans, GRTgaz précise que sa participation au projet sera conditionnée au cadre juridique et réglementaire adopté pour ce raccordement.

La CRE constate que le plan à 10 ans de l'ENTSOG ne présente que la première possibilité.

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

5) Synthèse des analyses de la CRE

De manière générale, la CRE constate que le plan à 10 ans d'ENTSOG met en évidence des besoins d'investissement importants dans les infrastructures gazières au niveau européen. Ces investissements sont présentés comme nécessaires à la construction du marché intérieur et conformes à l'objectif de sécurisation des approvisionnements dans un contexte de diminution de la production de gaz de l'Union européenne. Ils permettraient également d'atteindre un niveau approprié de diversification des sources d'approvisionnement de l'Europe.

Sans remettre en question les conclusions du plan à 10 ans d'ENTSOG, la CRE entend souligner que les hypothèses de consommation utilisées ont été établies en 2012, le niveau de référence étant celui de 2011. Or, la persistance de conditions économiques défavorables a conduit à une dégradation des perspectives de consommation qui se sont traduites, par exemple, par une révision à la baisse des hypothèses à long terme utilisées par les transporteurs de l'Initiative régionale Nord-Ouest dans la préparation du plan régional qu'ils ont publié en novembre 2013, par rapport au scénario de référence d'ENTSOG. En outre, les feuilles de route de la Commission européenne sur les orientations de politique énergétique prévoient une baisse sensible de la demande de gaz.

Dans un contexte aussi incertain, il convient de faire preuve de prudence avant de promouvoir la réalisation de forts investissements. Cela pourrait conduire à un renchérissement substantiel du prix du gaz pour les consommateurs européens si la demande devait continuer à baisser. Il serait ainsi souhaitable que la Commission européenne clarifie sa vision à moyen et long terme concernant le rôle du gaz, notamment

¹⁵ Répertoire en PCI

¹⁶ Gazoduc Algérie – Sardaigne - Italie

au travers de la « feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ».

Par ailleurs, la CRE considère que les plans à 10 ans des GRT reflètent correctement les besoins exprimés par les acteurs du marché et sont globalement cohérents avec les orientations de l'ENTSOG quant à la création des corridors Nord-Sud et Est-Ouest.

La CRE constate quelques incohérences mineures entre le plan de l'ENTSOG et les plans des GRT français. Elle demande à GRTgaz et TIGF de veiller à transmettre les informations les plus récentes à l'ENTSOG, notamment lors de la consultation publique organisée par l'ENTSOG à la suite de la publication de la première version du plan décennal européen.

6) Synthèse des questions

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 25 novembre 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.cp4@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et des réseaux de gaz : + 33.1.44.50.89.23 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.

7) Annexes

Annexe 1

(GWh/j)	Capacités fermes Q1 2013	Capacités fermes prévues après investissement	Mise en service prévue par les GRT	Mise en service prévue par l'ENTSOG	Remarques
Larrau entrée	100	165	Q2 2013	Q2 2013	entré en service
Larrau sortie	100	165	Q2 2013	Q2 2013	entré en service
Biriatou entrée	5	60	2015	2015	décidé
Biriatou sortie	0	0	2015	2015	Décidé – incohérence avec le plan de l'ENTSOG (60 GWh/j fermes en sortie).
Midcat entrée	0	230	2021	2020	non décidé
Midcat sortie	0	80	2021	2020	non décidé
Taisnières H entrée	590	640	Q4 2013	Q4 2013	entré en service
Veurne sortie	0	270	2015	2015	décidé
Obergailbach sortie	0	100	2020	2018	non décidé
Luxembourg sortie	0	40	2018	2018	non décidé
Oltingue entrée	0	100	2017	2018	non décidé
Oltingue sortie	223	260-320	2022	2019	non décidé

Annexe 2: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf

Liste des projets d'intérêt commun concernant les réseaux de GRTgaz et TIGF
PCI Eastern Axis Spain-France - interconnection point between Iberian Peninsula and France at Le Perthus– currently known as Midcat
PCI Reinforcement of the French network from South to North – Reverse flow from France to Germany at Obergailbach/Medelsheim Interconnection point (France)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the Bourgogne pipeline between Etrez and Voisines (France)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the east Lyonnais pipeline between Saint-Avit and Etrez (France)
PCI Reverse flow interconnection between Switzerland and France
PCI New interconnection between Pitgam (France) and Maldegem (Belgium)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the Arc de Dierrey pipeline between Cuvilly, Dierrey and Voisines (France)
Cluster between Luxembourg, France and Belgium including one or more of the following PCIs: Interconnection between France and Luxembourg. Reinforcement of the interconnection between Belgium and Luxembourg
PCI Gas Pipeline connecting Algeria to Italy (Sardinia) and France (Corsica) [currently known as Galsi & Cyréné pipelines]