



Étude prospective sur le développement du réseau de transport 2009-2018

Sommaire

- 3** • Avant-propos
- 4** • Les principaux résultats de l'étude
- 5** • Présentation du document
- 6** • Un marché européen du gaz en évolution
 - Contexte
 - De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe
 - La France au confluent des transits européens de gaz
 - Les enjeux du développement du réseau de transport en Europe et en particulier en France
- 11** • Le rôle de GRTgaz sur le marché français
 - Le réseau de GRTgaz, parmi les plus étendus en Europe
 - La commercialisation du transport par GRTgaz
 - Stratégie de développement du réseau et de l'adaptation de l'offre
- 15** • Développement du réseau de GRTgaz
 - Les développements de la zone Nord
 - Les développements de la zone Sud
 - Le développement de la capacité entre les zones Nord et Sud de GRTgaz
 - Les développements dans le cœur de réseau
 - Synthèse des capacités développées sur 10 ans
- 23** • Bilan de l'évolution des investissements sur 10 ans
- 25** • Annexe I : La demande de gaz en France
- 28** • Annexe II : Détermination des capacités commerciales du réseau
- 31** • Annexe III : Finalités des investissements de GRTgaz
- 34** • Annexe IV : Repères sur la réalisation des projets

AVANT-PROPOS

Madame, Monsieur,

Nous publions cette année la quatrième édition de l'étude prospective du développement du réseau de GRTgaz. Depuis l'édition 2008, plusieurs événements majeurs ont marqué l'Europe et le marché gazier en particulier.

Citons en premier lieu, la crise économique et financière qui a entraîné un ralentissement global des investissements, de l'activité industrielle et une baisse sensible de la consommation d'énergie. Malgré ce contexte défavorable, la demande de capacité supplémentaire sur le réseau de transport français se confirme : au-delà du transport de gaz destiné à la consommation française, le développement de l'activité sur les points d'échange de gaz Nord et Sud, concomitant au lancement de la bourse du gaz, ainsi que les besoins d'arbitrage entre les différentes sources de production du gaz conduisent à développer les interconnexions avec les opérateurs adjacents, français ou européens. Située au carrefour des livraisons du gaz russe, algérien, norvégien, néerlandais et de la mer du Nord, la France confirme sa position de plaque tournante sur le marché gazier européen.

Le deuxième événement notable est sans conteste la crise russo-ukrainienne qui, en début d'année, a conduit à l'arrêt du transit de gaz russe à travers l'Ukraine pendant 14 jours. Cette crise a rappelé, si besoin en était, l'importance de la sécurité d'approvisionnement et le rôle particulier que jouent les réseaux de transport dans ce domaine : la conception et le dimensionnement du réseau doivent permettre de faire face à ce type de situation critique. En investissant dans un axe Nord-Sud qui reliera le marché ibérique à celui de l'Europe du Nord et qui complètera l'axe Atlantique-Allemagne, GRTgaz, joue un rôle majeur dans l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement non seulement de la France, mais aussi de l'ensemble de l'Europe.

Sur le plan européen, il convient enfin de mentionner l'adoption par le Conseil et le Parlement européens du 3^e paquet énergie. Ce pas supplémentaire vers la construction du marché gazier européen relève le niveau



d'exigence en matière de transparence et d'information, dont, en particulier, la publication d'un plan décennal de développement par les opérateurs de transport. En ayant anticipé cette exigence depuis plusieurs années, GRTgaz démontre sa contribution active à la construction du marché gazier européen et conforte par là même sa place de transporteur de référence en Europe.

Transparence et dialogue constituent deux axes importants sur lesquels GRTgaz fonde son action vis-à-vis du marché. Les nombreux échanges qui ont eu lieu au cours des trois derniers mois dans le cadre de la Concertation Gaz au niveau national, et dans le cadre des initiatives régionales au niveau européen, sont pris en compte dans cette mise à jour de l'étude prospective du développement du réseau : ils permettent à GRTgaz d'afficher une ambition plus grande quant à ses projets d'infrastructure.

Vous en souhaitant une bonne lecture, je formule le vœu que ce document continue d'alimenter la réflexion et le dialogue avec les utilisateurs du réseau de transport français, afin d'en développer l'attractivité et de rendre de plus grands services. ■

LES PRINCIPAUX RÉSULTATS DE L'ÉTUDE



L'étude prospective du développement du réseau de GRTgaz pour la période 2009-2018 confirme la dynamique de développement des infrastructures du réseau de transport de gaz en France. La plupart des projets identifiés dans l'étude 2008-2017 (terminaux méthaniens, interconnexions avec les réseaux adjacents, centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel) se poursuivent.

Dans la zone Nord, une consultation du marché a permis de confirmer le besoin de renforcement des capacités de l'interconnexion entre la France et la Belgique, alors que, dans le même temps, le niveau de capacités d'entrée requises à partir des terminaux méthaniens (en extension ou en développement) se précise dans le cadre d'études coordonnées menées avec les promoteurs de ces projets.

Dans la zone Sud, l'année 2010 permettra d'identifier les besoins de renforcement du réseau, une consultation du marché ayant été lancée en juillet 2009 sur l'interconnexion entre la France et l'Espagne, et sur la liaison entre les zones Nord et Sud.

En parallèle le dialogue a été renforcé avec les promoteurs de projet de développement ou d'extension de terminaux méthaniens de la zone Sud.

À terme ces demandes pourraient se traduire par une augmentation des capacités d'entrée et de sortie du réseau d'environ 2 200 GWh/j, soit un accroissement significatif de plus de 65 % des capacités commercialisées en 2009 par GRTgaz. Les capacités d'entrée dans la zone Sud seraient pratiquement doublées à terme. Ces développements contribuent ainsi à améliorer sensiblement la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe.

Ces projets supposent un développement concomitant d'une grande partie du cœur de réseau de GRTgaz et notamment le renforcement de l'axe Nord-Sud, afin d'assurer la fluidité nécessaire au marché. Les projets d'accroissement de capacités d'entrée et de sortie du réseau ont gagné en probabilité de décision et de réalisation, même s'ils sont toujours sujets à une incertitude, en particulier dans la

zone Sud. Les renforcements du cœur de réseau liés à ces projets apparaissent dès lors de plus en plus probables.

Ces développements de capacités, s'ils se concrétisaient, engendreraient des investissements significatifs sur le réseau de transport. Évalués à partir de probabilités de réalisation des projets, ils pourraient représenter un montant d'environ 4 milliards d'euros, soit de l'ordre de 60 % des dépenses d'investissements de GRTgaz dans les dix prochaines années.

Sur la même période, l'étude montre que le montant des investissements visant à fiabiliser ou renouveler les installations et à renforcer les mesures de sécurité et les normes environnementales de ces ouvrages, conformément aux évolutions des réglementations, devrait être du même ordre de grandeur que celui mentionné dans l'étude 2008-2017, soit environ 2,5 milliards d'euros.

À partir de l'hypothèse retenue pour la réalisation des investissements futurs, le prix du transport sur le réseau GRTgaz serait amené à croître en moyenne de 1,2 % par an, en monnaie constante. Cette évolution est très proche de celle déjà estimée en juillet 2008 par GRTgaz.

Ce programme amènerait GRTgaz dans les dix prochaines années à poser près de 1 600 km supplémentaires de canalisations de gros diamètre et à construire ou adapter plus de 20 stations de compression et/ou interconnexion. Pour réaliser ce programme ambitieux, GRTgaz s'investira particulièrement dans la qualité environnementale de ces ouvrages et s'appuiera sur une coopération renforcée avec les entreprises de construction, dans un contexte international de forte volatilité des prix.

Cette étude résulte de travaux et d'échanges permanents avec les acteurs du marché et les représentants institutionnels. Publiée chaque année depuis quatre ans, elle permet de faire un point d'étape annuel, de contribuer au dialogue et d'éclairer les acteurs du marché sur les développements du réseau.

Établie à partir d'une démarche volontaire de GRTgaz, elle se généralisera au niveau européen avec la mise en œuvre de la troisième Directive.

PRÉSENTATION DU DOCUMENT

Cette étude prospective s'articule autour de quatre parties :

La première partie donne un bref aperçu du contexte du marché du gaz naturel et présente l'ensemble des éléments perçus par GRTgaz comme susceptibles d'avoir une influence notable sur le développement des réseaux de transport.

La seconde partie rappelle la stratégie d'adaptation de l'offre de GRTgaz dans ce contexte.

La troisième partie présente les projets de développement et renforcements prévus ou en cours d'études, leurs conséquences en terme de capacité.

Enfin une quatrième partie synthétise les investissements que GRTgaz envisage d'entreprendre sur la période 2009-2018.

Ce document comprend également quatre annexes décrivant :

- les hypothèses retenues par GRTgaz pour l'évolution des consommations de gaz en France ;
- la méthodologie utilisée par GRTgaz pour déterminer les capacités commerciales du réseau ;

- les finalités des investissements envisagés sur la période ;

- les principales phases de réalisation d'un projet de pose de canalisation et de construction d'une station de compression.

L'étude prospective du développement du réseau de GRTgaz est un document indicatif et ne constitue pas un engagement de GRTgaz de réaliser les développements envisagés. Conformément à l'article 21 de la loi 2003-08 du 3 janvier 2003 modifiée par la loi 2006-1537 du 7 décembre 2006, le programme d'investissements de GRTgaz est soumis annuellement à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie, dans le cadre d'un budget validé par le Conseil d'administration de GRTgaz.

Dans un contexte énergétique emprunt d'incertitude, GRTgaz souhaite par ce document partager avec l'ensemble des acteurs sa vision du marché et l'impact sur le réseau des différents projets d'interconnexion identifiés à ce jour, ainsi que les hypothèses retenues pour les développements susceptibles d'être réalisés. Par ce vecteur, GRTgaz entend apporter aux acteurs du marché les éléments techniques et économiques qui les aideront à définir au mieux les besoins d'acheminement pour lesquels ils sont prêts à s'engager.



Un marché européen du gaz en évolution

Contexte

Le gaz représente 24 % dans la consommation d'énergie primaire de l'Union européenne (UE 27) en 2007 et de l'ordre de 21 % de la consommation finale. Il est utilisé essentiellement comme énergie de chauffage pour le résidentiel, le tertiaire et l'industrie. Il sert également à la production d'électricité; en 2007, 21,7 % de l'électricité de l'Union européenne est produite à partir du gaz naturel.

L'Union européenne est pour l'énergie très largement dépendante des importations. Près de 55 % de la consommation d'énergie primaire est importée. Ce pourcentage est à peu près identique pour le gaz. L'Union européenne a importé en 2007 près de 60 % de sa consommation de gaz naturel, principalement de la Russie, de l'Algérie et de la Norvège.

La production de gaz continue de décliner au sein de l'Union européenne, notamment au Royaume Uni, en Italie et en Allemagne. À l'horizon 2020, les importations de pays producteurs situés en

dehors de l'espace économique européen pourraient représenter environ 70 % des consommations.

Il existe de fortes incertitudes quant à l'évolution des consommations de gaz en Europe. Le gaz est en effet en grande partie substituable dans ses usages et sa croissance dépend fortement de l'évolution à terme des prix relatifs des énergies primaires. Elle dépend également de la mise en œuvre des politiques ambitieuses que se sont fixées les États membres en matière de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique.

De ce point de vue, cette dernière année a été marquée par trois événements majeurs qui n'ont fait que confirmer l'instabilité du contexte énergétique: la grande volatilité du prix du pétrole, la crise financière et l'interruption du transit de gaz russe à travers l'Ukraine¹.

À très court terme ces trois événements se sont accompagnés d'une baisse ponctuelle mais significative des consommations énergétiques et notamment gazières.

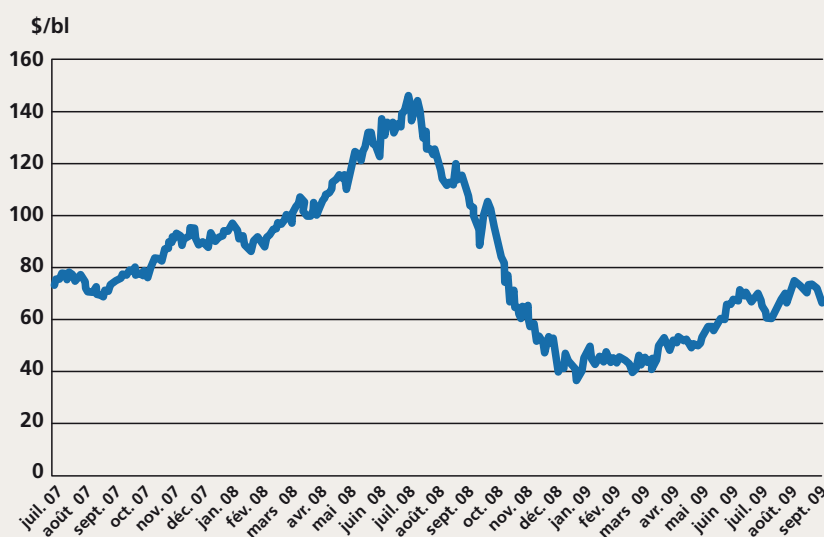
Par ailleurs, cet environnement perturbé a surtout conforté les États membres dans la poursuite de l'établissement d'une politique énergétique européenne ambitieuse visant à réduire la dépendance énergétique de l'Europe, à favoriser les investissements, ainsi qu'à achever la construction d'un marché intégré assurant le libre accès à une énergie fiable, compétitive et respectueuse de l'environnement.

Plusieurs textes législatifs ont ainsi été adoptés par le Conseil et le Parlement européens récemment:

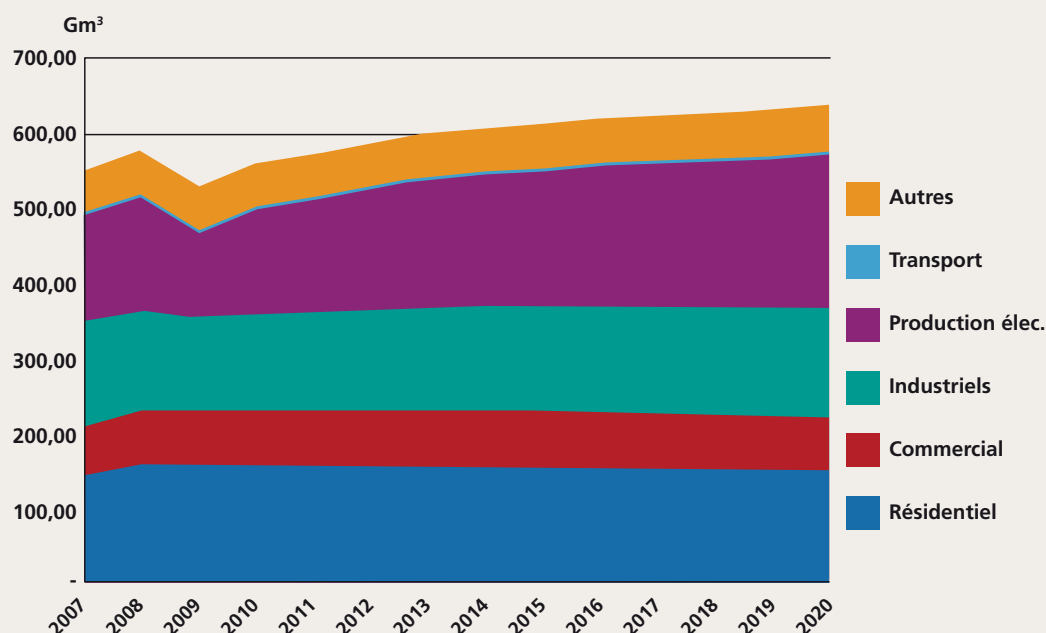
- le paquet énergie-climat qui définit les objectifs européens en matière de réduction de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables, et d'efficacité énergétique (dit programme des 20-20-20);

1. Les flux de gaz russes transitant via l'Ukraine furent interrompus du 6 au 20 janvier 2009. Cette interruption a affecté une majorité de pays européens directement ou indirectement.

Évolution du prix du pétrole (brent front month ICE; source Argus)



Évolution des consommations de gaz dans l'UE 27 (source Global Insight)



- le 3^e paquet énergie, qui renforce notamment l'indépendance des transporteurs et des régulateurs et pose le cadre de leur nécessaire coordination au niveau européen.

Des consommations en croissance à moyen terme malgré la crise

Les mesures résultant des textes précédents, en particulier les objectifs fixés dans le paquet énergie-climat sont de nature à réduire les consommations d'énergies primaires émettrices de gaz à effet de serre. Cependant leur impact sur l'utilisation du gaz est particulièrement difficile à prévoir compte tenu de la volatilité des prix des énergies et des atouts du gaz comparé aux autres énergies fossiles.

Le gaz naturel possède en effet des avantages indéniables par la compétitivité de son prix, ses avantages environnementaux, sa disponibilité et sa souplesse d'utilisation. C'est essentiellement pour la production d'électricité que ses qualités sont reconnues. La demande d'électricité pourrait continuer à augmenter régulièrement, notamment du fait de l'accroissement des usages spécifiques. De façon

concomitante, les investissements dans la production d'électricité aux cours de la dernière décennie ont été relativement faibles alors que la contrainte environnementale sur les émissions de carbone s'est accrue limitant le fonctionnement futur des centrales existantes. Il résulte de cette situation un important besoin de renouvellement ou de développement de capacités de production d'électricité. Émettant moins de CO₂ que le fioul ou le charbon, et présentant des coûts et des délais de construction très compétitifs, le cycle combiné gaz est la technologie retenue par la grande majorité des promoteurs de projets de centrales électriques.

En outre la production d'électricité à partir de gaz naturel constitue, par sa disponibilité et sa réactivité, un complément adapté au développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, qui par nature est largement imprévisible.

Les scénarii des prévisionnistes sont de plus en plus nombreux et contrastés. Il ressort néanmoins de leurs travaux que sur la base de la tendance actuelle qui prend déjà en compte tout ou partie des

mesures d'efficacité énergétique proposées dès 2007 par la Commission européenne, le taux de croissance du gaz serait en moyenne de l'ordre de 1 % sur les quinze prochaines années. La Commission européenne dans le cadre de la Seconde Revue Stratégique de l'Énergie publiée fin 2008, a envisagé dans un scénario tendanciel des taux de croissance annuelle de l'ordre de + 0,5 % d'ici 2020.

Cette croissance serait essentiellement tirée par la production d'électricité. Elle représenterait selon certains prévisionnistes plus de 60 % de l'accroissement de la demande gazière d'ici 2030. Les consommations dans les secteurs résidentiel et tertiaire devraient, quant à elles, se tasser du fait d'un ralentissement de la croissance de la population et de la mise en place de dispositifs d'économie d'énergie.

Il est cependant à noter que dans certains scénarii, intégrant notamment un prix du pétrole élevé et des mesures renforcées d'économie d'énergie, les consommations de gaz pourraient diminuer de l'ordre 1,5 % par an en moyenne d'ici 2020. Par ailleurs de grandes disparités existent entre les différentes régions européennes.

Un renforcement indispensable des infrastructures gazières

Pour faire face à cette demande et compte tenu de la décroissance attendue de la production européenne, les importations pourraient être amenées à croître de l'ordre de 50 % dans certains scénarii à l'horizon 2020. Des nombreuses infrastructures gazières en particulier des gazoducs d'importation internationaux mais également transnationaux pourraient donc être nécessaires.

Selon les estimations de la Commission européenne, d'ici à 2030, il faudra consacrer près de 150 milliards d'euros aux réseaux de gaz, à l'exception des gazoducs d'importation depuis les pays tiers, et ce notamment pour rétablir les marges d'arbitrage et de sécurité qui devraient décroître fortement dans les prochaines années au vu de la tendance actuelle de l'évolution attendue des capacités, comme le montre le graphique ci-dessous.

Le contexte de tension financière actuelle et de crise russo-ukrainienne a conduit les instances européennes à mettre l'accent sur la sécurité d'approvisionnement et le financement des interconnexions. En particulier, la Commission européenne a listé dans sa

Deuxième Revue Stratégique de l'Énergie (novembre 2008) plusieurs mesures aptes à renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe. Parmi ces mesures, il convient de mentionner l'harmonisation et l'accroissement des marges de sécurité en termes de stockages et de capacités d'importation, ainsi que le caractère prioritaire de certains investissements communautaires améliorant la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Europe.

Parallèlement la Commission européenne a mis en œuvre un programme de relance pour l'énergie en organisant l'attribution de subventions pour soutenir et éventuellement accélérer le développement de ces investissements prioritaires.

De nombreux projets d'infrastructures d'approvisionnement en Europe

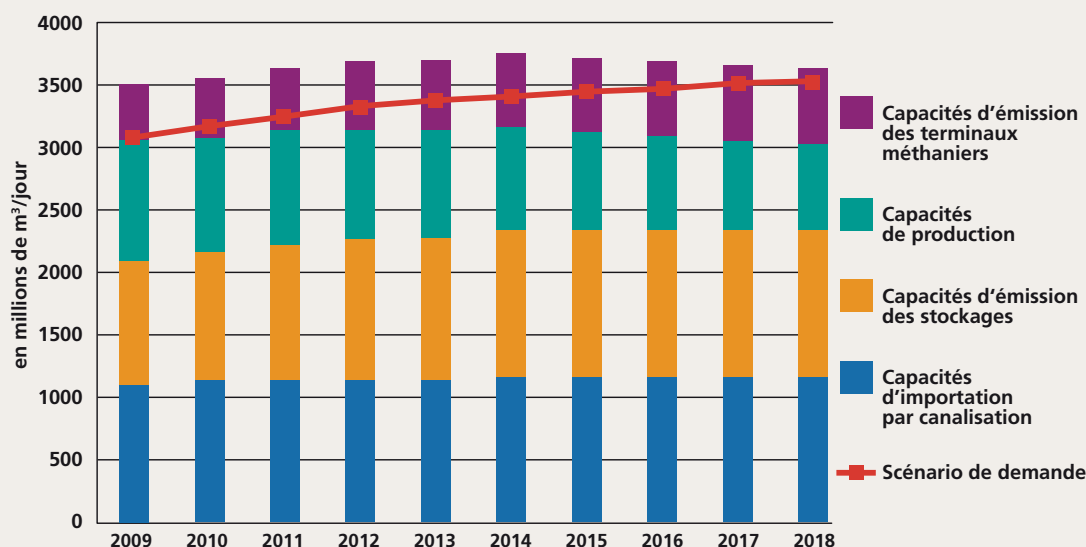
La nécessité d'accroître les importations extra-européennes et de diversifier les sources d'approvisionnement appelle un développement significatif de nouvelles infrastructures d'acheminement du gaz vers l'Europe. En dépit du contexte très perturbé cette dernière année, les projets

de canalisations ou de développement d'infrastructures de gaz naturel liquéfié restent nombreux.

Concernant les projets de gazoducs, peuvent être cités notamment :

- le « Nord Stream », qui reliera directement la Russie et l'Allemagne par la mer Baltique avec la mise en service prévue d'un premier gazoduc en 2011 d'une capacité initiale de 27,5 Gm³/an pouvant être portée à 55 Gm³/an avec la mise en service d'un second gazoduc d'ici 2013 ;
- le « Nabucco » reliant la Turquie à l'Autriche par gazoduc d'une capacité de 8 Gm³/an dont la mise en service est prévue pour 2013 (capacité susceptible d'être portée à 31 Gm³/an à terme) ;
- le « South Stream », qui reliera en 2013 la Russie à l'Europe (Italie, Grèce, Autriche) via la Bulgarie avec un gazoduc d'une capacité de 30 Gm³/an ;
- le « Trans Adriatic Pipeline (TAP) » d'une capacité de 10 Gm³/an reliant la Grèce et l'Italie via l'Albanie avec une mise en service prévue en 2012 et l'« Interconnector Greece Italy (IGI) » d'une capacité comprise entre 8 et 10 Gm³/an reliant

Comparaison de la demande européenne et des capacités (source GTE+, juillet 2009)



Principaux projets d'infrastructures gazières en Europe au 1^{er} août 2009 (source GRTgaz et GIE)



également la Grèce et l'Italie avec une mise en service prévue en 2012 ;

- le « GALSI », gazoduc d'une capacité comprise entre 8 et 10 Gm³/an entre l'Algérie à l'Italie via la Sardaigne qui serait mis en service en 2012 ;
- le « Medgaz » reliant l'Algérie et l'Espagne avec la mise en service d'un gazoduc d'une capacité de 8 Gm³/an prévue fin 2009.

L'année passée a été marquée par l'avancée des travaux sur les projets Medgaz et Nord Stream et des discussions nourries entre les différentes parties prenantes aux projets reliant l'Europe aux productions d'Asie Centrale et du Moyen Orient.

Les projets de terminaux méthaniers s'expliquent, quant à eux par le fort développement du gaz naturel liquéfié (GNL) ces

dernières années. Le transport par méthanier, lorsqu'il est possible, est en effet plus économique que le transport terrestre pour relier les zones éloignées de production aux zones de consommation. Il offre des possibilités d'arbitrage intercontinentales et permet, en outre, de diversifier les routes d'importation du gaz. Pour l'Europe, c'est un levier important d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Les façades maritimes des pays situés à l'ouest et au sud de l'Europe sont propices au développement de terminaux méthaniers. C'est pourquoi la plupart des projets de terminaux méthanier se situent au Royaume Uni, aux Pays-Bas, en Espagne, en Italie et en France.

Cependant, des projets sont également en cours d'étude dans d'autres pays comme l'Allemagne, la Pologne ou la Croatie, essentiellement afin de diversifier les importations.

La France au confluent des transits européens de gaz

Dans ce contexte, et compte tenu des enjeux énergétiques européens, la France dispose de nombreux atouts.

Des prévisions de consommation en légère hausse

La France occupe une place importante dans le marché européen du gaz naturel avec des consommations résidentielles et industrielles de l'ordre de 50 Gm³/an, soit près de 10 % de la consommation européenne. Comme dans le reste de l'Europe, la consommation française pourrait croître de l'ordre de 1,5 % par an en moyenne sur la période 2009-2020. Cette augmentation traduit essentiellement le développement soutenu de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de l'utilisation accrue du gaz pour le raffinage et la grande industrie (cf. annexe I).

La production d'électricité en France du fait de l'importance de la production nucléaire utilise peu le gaz naturel. Les préoccupations environnementales conjuguées à une demande d'électricité croissante font du gaz naturel en France une énergie d'avenir pour la production d'électricité. Les nombreux projets en cours (une quinzaine à ce jour) ou envisagés dans la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité sur la période 2009-2020 traduisent l'intérêt des acteurs pour cette solution.

Les facteurs d'évolution de la consommation française sont néanmoins identiques à ceux de l'évolution des consommations européennes. Ils sont liés notamment à la crise économique et à l'atteinte des objectifs ambitieux en termes de développement durable et de maîtrise de l'énergie (loi Grenelle 1, promulguée en août 2009).

Un marché attractif

La France présente trois particularités notables, qui lui permettent de se positionner comme un marché majeur du gaz au cours des prochaines années.

La France est depuis longtemps un pays fortement importateur de gaz naturel, ce qui l'a conduit à mettre en œuvre une politique volontariste de diversification de ses approvisionnements. Le gaz naturel qu'elle

consomme provient historiquement du Maghreb, de la Russie et de la Mer du Nord ; il est transporté par gazoduc mais également par méthanier. Cette diversité a été favorisée par la position géographique de la France. Ouverte largement sur l'Atlantique, la Manche et la Méditerranée, elle s'est ainsi dotée de deux importants terminaux méthaniers (à Fos et à Montoir). Par ailleurs, ayant des frontières avec cinq autres pays européens situés au nord comme au sud de l'Europe, elle bénéficie d'interconnexions gazières importantes, y compris avec l'Italie, via la Suisse.

À la jonction entre le nord de l'Europe, le sud de l'Europe et les nouveaux flux de GNL provenant du bassin atlantique ou des pays du Golfe, la France se place de fait comme un point clé du renforcement solidaire de la sécurité d'approvisionnement des États membres, encouragé par les instances européennes.

Elle dispose en outre d'une géologie particulièrement propice qui lui permet de disposer de capacités de stockage parmi les plus importantes dans les pays d'Europe occidentale.

Forte de ces atouts, la France constitue un territoire naturel d'arbitrage, non seulement pour ce qui est des flux de gaz sur l'axe Ouest-Est, mais également sur l'axe Nord-Sud. Ce constat est partagé par la majorité des énergéticiens européens. En effet, cinq projets de nouveaux terminaux méthaniers ou d'extension de terminaux existants ont émergé en France ces dernières années (à Dunkerque, Antifer, Montoir de Bretagne, au Verdon et à Fos sur Mer) et de nombreux acteurs manifestent un intérêt croissant pour l'augmentation des capacités d'interconnexion avec les pays adjacents.

Les enjeux du développement du réseau de transport en Europe et en particulier en France

Le transport au sein même de l'Europe permet essentiellement de relier les sources gazières d'un pays (respectivement d'une région) à un autre pays (respectivement une autre région). Deux effets en résultent. D'une part les consommateurs ont accès à un plus grand nombre de fournisseurs, disposant eux-mêmes d'un plus grand choix de sources d'approvisionnement. La concurrence s'en trouve accrue et les prix mis sous

tension. D'autre part en cas de perturbations des chaînes d'approvisionnement internationales, plus de solutions alternatives s'offrent aux fournisseurs impactés. La sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs des zones fortement interconnectées est donc grandement améliorée.

C'est principalement pour ces raisons qu'un accroissement de capacités d'interconnexion des zones de consommations en Europe est jugé nécessaire par les utilisateurs, qui manifestent clairement leur intérêt pour ces développements, et par les États membres et les instances européennes qui ont rappelé avec force récemment l'importance du développement de ces nouvelles infrastructures pour la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et pour l'achèvement d'un marché gazier intégré en Europe.

Par nature l'activité de transport est fortement capitalistique et s'envisage sur le long terme². Il est dès lors légitime de s'interroger sur la pérennité du besoin et sur sa pertinence économique.

Si la crise financière et la volatilité du prix des énergies peuvent questionner momentanément les initiatives de développement, le contexte énergétique tel que décrit aux paragraphes précédents justifie un besoin durable de nouvelles infrastructures de transport de gaz en Europe. En effet, la consommation, tirée par la production d'électricité, continue de croître alors que la production européenne décroît à terme fortement et que beaucoup de pays européens, très dépendants de quelques zones de production, souhaitent disposer d'un approvisionnement moins fragile.

Par ailleurs, le coût du transport en France n'a qu'un poids modéré dans le prix final du gaz naturel. Il ne représente en effet en moyenne que 7 % du prix du gaz livré au client³. À ce titre, un plan d'investissements ambitieux bénéficie surtout au consommateur final du fait de l'accroissement de la concurrence qu'il engendre sur les marchés de gros.

2. Il faut un minimum de 5 à 6 ans pour construire une nouvelle canalisation de grand transport (cf. annexe IV).

3. Pourcentage communiqué par la Commission de régulation de l'énergie pour un client chauffage individuel en France.

Le rôle de GRTgaz sur le marché français

Le réseau de GRTgaz, parmi les plus étendus en Europe

Avec plus de 32 000 km de canalisations à haute pression, le réseau de GRTgaz a permis d'acheminer en 2008 près de 680 TWh de gaz naturel et ainsi de satisfaire une consommation de l'ordre de 475 TWh, couvrant plus de 80 % de la demande française.

Le réseau de GRTgaz est interconnecté :

- aux frontières avec les réseaux de transport belge, allemand et suisse ;
- dans le sud-ouest de la France avec le réseau de TIGF, lui-même interconnecté avec le réseau espagnol ;
- en façade maritime avec les terminaux méthaniers de Fos et de Montoir, ainsi qu'avec le réseau norvégien de GASSCO ;
- avec des stockages souterrains répartis sur chacune des deux zones de GRTgaz ;
- avec des réseaux de distribution en aval, qui acheminent le gaz jusqu'aux consommateurs finals.

Physiquement, la quasi-totalité du gaz naturel consommé en France étant importé, le gaz naturel entre dans le réseau aux points d'interconnexion aux frontières et sort en aval vers les réseaux de distribution, ou encore directement vers de grands clients industriels. Le gaz naturel qui entre dans le réseau de GRTgaz et qui n'est pas consommé en France, transite vers les réseaux adjacents. Enfin une part importante du gaz naturel acheminé sur le réseau de GRTgaz est injectée et soustraite dans les stockages de gaz naturel, principalement pour couvrir la modulation climatique des consommations mais aussi, de plus en plus, pour bénéficier des différentiels de prix dans le temps (arbitrages économiques).

On distingue le réseau principal de transport et le réseau régional de transport.

Le réseau principal est composé des éléments du réseau qui relient les points

d'interconnexion avec les réseaux de transport adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages. Ce réseau est composé de canalisations de diamètre important, presque toujours supérieur ou égal à 600 mm. Une part importante de ce réseau est maillée et constitue le « cœur du réseau ». Dans cette partie du réseau principal, le gaz peut circuler dans les deux sens, selon la configuration des entrées et sorties de gaz aux interconnexions. Le sens du flux peut ainsi varier d'une journée à l'autre, voire au sein de la même journée. Le corollaire de cette spécificité est qu'un ouvrage du cœur de réseau ne peut être affecté

spécifiquement à l'acheminement du gaz en provenance d'une entrée ou à destination d'une sortie.

Le réseau régional est composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal jusqu'aux plus gros consommateurs ou jusqu'aux réseaux de distribution des villes. Sauf cas particulier, le réseau régional fonctionne en « antenne », car le gaz y circule dans un seul sens depuis le réseau principal jusqu'au consommateur. Ce réseau est composé de canalisations de diamètre presque toujours inférieur à 600 mm.

Principales artères du cœur de réseau (source GRTgaz)



La commercialisation du transport par GRTgaz

GRTgaz commercialise l'acheminement sur son réseau sous la forme d'accès à des zones entrée / sortie. Une fois entré dans la zone, le gaz est acheminé en tout point de façon libre et transparente pour le client (*fully unrestricted entry-exit*). Ce modèle permet aux utilisateurs du réseau d'ignorer les liens physiques entre les points d'entrée et les points de sortie de chaque zone et autorise ainsi un fonctionnement souple et concurrentiel du marché gazier. Il offre en effet les fonctionnalités suivantes :

- tout consommateur de la zone peut être alimenté en gaz par n'importe quel point d'entrée de la zone, et

réciroquement tout fournisseur sur un point d'entrée peut alimenter n'importe quel consommateur de la zone ;

- corollaire de cette fluidité, les volumes de gaz, une fois présents sur la zone, peuvent être échangés sans indication de la source ni de la destination, et les capacités souscrites sont également échangeables sans contrainte entre expéditeurs ;
- les capacités demandées peuvent être souscrites, à hauteur des quantités disponibles, quelle que soit la finalité envisagée.

C'est par ailleurs au sein de chacune de ces zones que chaque expéditeur doit équilibrer ses entrées et ses sorties de gaz. Ces zones entrée / sortie sont ainsi également appelées zones d'équilibrage.

L'existence de plusieurs zones entrée / sortie traduit les limitations de capacité physique qui existent dans le cœur du réseau principal de transport et l'impossibilité dans certains cas d'assurer la livraison d'un consommateur de gaz d'une zone à partir d'un point d'entrée situé dans une autre zone entrée / sortie.

Au 1^{er} janvier 2009, GRTgaz a profondément remodelé son offre en :

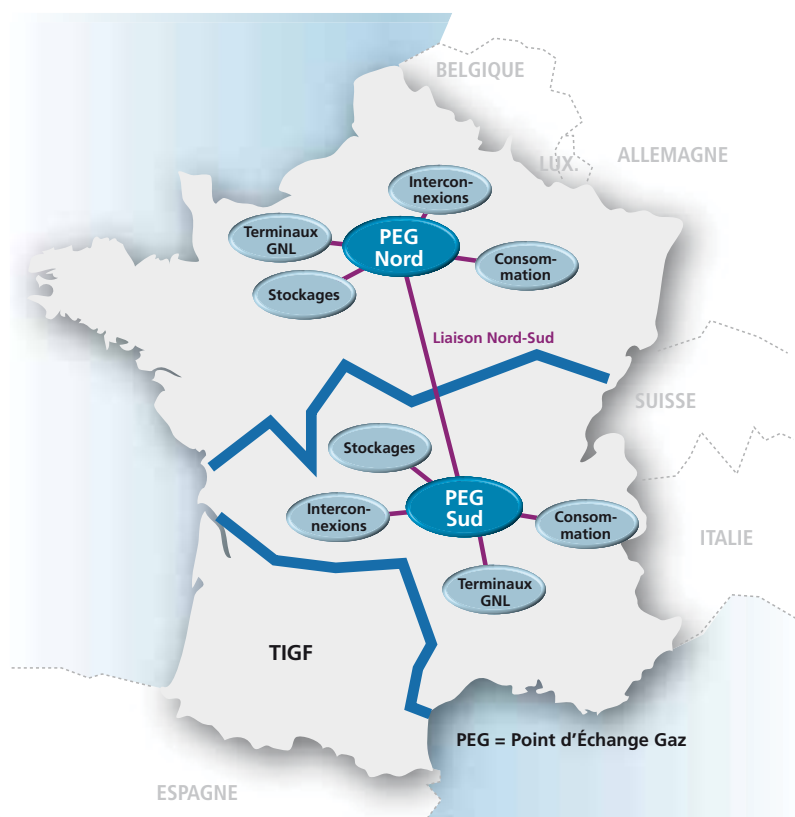
- réduisant le nombre de zones entrée / sortie de quatre à deux ;
- proposant une interconnexion unique entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz ;
- proposant une interconnexion unique entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, opérée en coordination étroite par les deux transporteurs et commercialisée de façon conjointe.

Ces évolutions ont permis une simplification importante de l'accès au réseau et au marché, sur tout le territoire, pour tous les expéditeurs et consommateurs et un accroissement des potentialités de diversification des sources de fourniture de gaz pour l'ensemble des acteurs.

De plus, sur chaque zone, les expéditeurs disposent, pour optimiser l'acheminement, de services complémentaires aux fonctionnalités d'entrée et de sortie :

- un service d'accès à un Point d'Échange Gaz (PEG) par zone où des transactions d'achat / vente de gaz peuvent

Schéma tarifaire (source GRTgaz)



être enregistrées, associé depuis novembre 2008 à une bourse⁴ d'échange de gaz;

- des services de conversion de gaz de qualité H (Haut pouvoir calorifique) vers B (Bas pouvoir calorifique), ainsi que de B vers H;
- une gestion du déséquilibre de bilan des expéditeurs (écart entre les entrées et les sorties) basée sur des mécanismes de marché;
- l'accès à des services de stockage portés par l'opérateur de stockage;
- la possibilité de vendre, d'acheter ou d'échanger des capacités d'acheminement sur un marché secondaire porté par une plate-forme, baptisée **capsquare**, commune avec le gestionnaire de transport de gaz belge.

Pour déterminer les capacités de transport commercialisables dans le cadre du modèle entrée / sortie, GRTgaz réalise des simulations de flux de gaz, sous-tendues par des hypothèses standards (démarche décrite en annexe II du présent document).

À cet égard, GRTgaz a été en mesure d'acheminer le 7 janvier 2009 sur son réseau les quantités de gaz correspondant à un pic de consommation (145 000 MW), alors que dans le même temps, était enregistrée une quasi-interruption des arrivées de gaz naturel à Obergaibach, le point d'entrée du gaz d'origine russe sur son réseau de transport.

Les efforts entrepris par GRTgaz pour assurer une plus grande fluidité des échanges de gaz naturel à travers le développement d'une offre et d'outils commerciaux adaptés se sont traduits non seulement par une augmentation significative du nombre d'expéditeurs actifs sur le marché en 2008 (passé de 37 à 50 entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2008) mais également par des quantités totales transportées en hausse de près de 2 % en 2008 par rapport à 2007.

4. La bourse est opérée par Powernext SA, entreprise créée en 2001 disposant du statut de Système Multilatéral de Négociation qui assure la gestion de marchés organisés, transparents et anonymes, dans le domaine de l'électricité et du gaz. GRTgaz est entré au capital de Powernext en mai 2008 à hauteur de 5 %.



Stratégie de développement du réseau et de l'adaptation de l'offre

Dans la période antérieure à l'ouverture du marché, le transport de gaz naturel consistait essentiellement à acheminer des flux réguliers et connus longtemps à l'avance (globalement la consommation prévue et quelques transits réguliers) à partir des points d'entrée sur le territoire français et du portefeuille d'approvisionnement de l'opérateur historique.

Depuis l'ouverture des marchés de l'énergie, cette activité a considérablement évolué. Il s'agit toujours de garantir, sous certaines conditions climatiques, l'acheminement du gaz pour la consommation, mais également d'offrir à chaque expéditeur un service lui permettant d'optimiser son portefeuille d'achats et de ventes de gaz, selon des critères qui lui sont propres (coût, disponibilité des ressources...).

Ainsi, pour rester compétitif et renforcer la sécurité de leurs approvisionnements, les expéditeurs doivent pouvoir diversifier leurs fournisseurs et les horizons de temps de leurs contrats, tout en tirant au mieux parti des opportunités offertes par les producteurs. Il leur faut aussi pouvoir exporter plus largement des quantités reçues en France vers des marchés voisins, accéder aisément aux services de

stockage et échanger avec le minimum de contraintes des volumes de gaz avec d'autres négociants.

L'enjeu majeur auquel doit répondre le transporteur est d'apporter au marché les capacités de transport et les services nécessaires, en temps et en heure, dans des conditions économiques compatibles avec la qualité attendue par les utilisateurs du réseau.

Pour ce qui est du développement du réseau régional, cet enjeu se décline simplement. En effet, le développement du réseau régional reste basé sur la couverture des besoins de transport à la pointe de consommation, très généralement la pointe de froid. Pour déterminer ces besoins et les qualifier dans le temps, GRTgaz élabore ses propres hypothèses concernant l'évolution des consommations desservies par son réseau, en volume et en pointe (cf. annexe I).

Le développement du réseau principal est en revanche plus complexe, car il fait souvent intervenir de nombreux acteurs, et entraîne des études techniques plus sophistiquées en raison du modèle décrit précédemment (p. 12).

Ainsi, sur la base d'un besoin de développement de capacité supplémentaire en entrée ou en sortie de chaque zone,

Développer l'offre en concertation avec le marché : le dispositif Concertation Gaz

GRTgaz et TIGF ont renforcé leur processus d'écoute clients et ont mis en place un dispositif commun de concertation fin 2008.

Le dispositif repose sur 2 niveaux :

- un comité d'orientation de la concertation, qui organise le programme de travail en le basant sur une vision moyen / long terme des enjeux du marché du gaz. Ce comité est constitué de représentants des principaux segments d'acteurs sur le marché s'engageant à contribuer activement au processus ;
- des groupes de travail qui traitent, en mode projet, les sujets spécifiques qui leur sont confiés par le comité d'orientation sur la base d'un cahier des charges.

Les groupes de travail suivants ont été constitués dès fin 2008 :

- évolution de la structure contractuelle du réseau, avec dans un premier temps une étude des pistes pour améliorer l'accessibilité de la zone Sud ;
- fonctionnement des centrales à cycles combinés, pour travailler sur la prise en compte dans l'acheminement des spécificités de fonctionnement de ces installations ;
- équilibrage, dont le premier sujet à court terme a porté sur la coexistence de la plate-forme d'équilibrage « Balancing GRTgaz » avec la bourse du gaz ;
- allocation des capacités, pour traiter des problématiques liées aux règles d'allocation des capacités et qui s'est focalisé dans un premier temps sur la bonne mise en œuvre de la plate-forme d'échange de capacités sur le marché secondaire **capsquare** ;
- clients industriels, qui poursuit les travaux du 3CTG (Comité de Concertation des Consommateurs du Réseau de Transport de Gaz) notamment sur les offres aux consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- coordination du système d'information afin d'associer les clients à la mise en œuvre du programme TRANS@actions, programme de rénovation du système d'information Clients de GRTgaz.

GRTgaz est amené à se concerter avec les opérateurs adjacents, pour définir le dimensionnement des interconnexions et le planning de mise en œuvre. À partir du dimensionnement de cette interconnexion, GRTgaz étudie alors les besoins de renforcement du cœur du réseau de la zone concernée pour continuer à en garantir la fluidité.

La capacité est ensuite commercialisée dans le cadre de consultation du marché, généralement sous la forme d'open-seasons, qui permettent de confirmer, par le biais d'engagements long terme des clients, le niveau exact de la demande et son adéquation avec les investissements envisagés. Deux consultations de ce type sont en cours d'instruction par GRTgaz : il s'agit du développement des capacités entre la France et la Belgique et entre la France et l'Espagne, cette dernière étant également associée à une consultation sur le développement des capacités entre les zones Nord et Sud.

En complément de ces démarches, GRTgaz étudie l'impact de l'évolution de la production d'électricité à partir du gaz sur le dimensionnement du réseau compte tenu des consommations supplémentaire et des besoins de modulation intrajournalière.

Le dialogue avec le marché est un point clé du processus ; GRTgaz s'appuie fortement sur les dispositifs de concertation suivants :

- les instances de concertation mises en place sur le marché français depuis l'automne 2008 ;
- les différentes instances mises en place pour organiser la concertation au niveau européen, en particulier les Initiatives Régionales animées par l'ER-GEG (European Regulators' Group For Electricity and Gas) ;
- le développement coordonné du réseau de transport avec le développement des terminaux méthaniers.

GRTgaz engage ensuite le processus de décision liée à la réalisation de l'investissement. Ce processus suppose une validation préalable du budget des investissements par l'actionnaire et par l'autorité de régulation, ainsi qu'une confirmation des conditions de rémunération du projet. Le cas échéant, la décision de réalisation de GRTgaz est prise simultanément avec les opérateurs adjacents.

Notons enfin que le transport par gazoduc est reconnu pour être un des moyens de transport les plus performants en terme de sécurité mais aussi d'impact sur l'écologie et la biodiversité. Dans le cadre de leurs investissements, il appartient aux gestionnaires de transport de gaz, et en particulier à GRTgaz, de maintenir, voire d'amplifier cet aspect, pour répondre aux exigences et aux enjeux en matière de développement durable.



Développement du réseau de GRTgaz

GRTgaz exploite, maintient et développe le réseau de transport pour acheminer le gaz conformément aux meilleurs standards en termes de sécurité des installations et de respect de l'environnement. Comme évoqué précédemment, GRTgaz répond aux besoins de capacité des expéditeurs et contribue ainsi à la construction du marché européen et au développement du marché français.

Le développement du réseau de GRTgaz répond à cinq objectifs :

1. créer de nouvelles capacités d'entrée nécessitées par la création de terminaux méthaniens en projet ou le renforcement de terminaux méthaniens existants et renforcer les capacités d'entrée et/ou de sortie depuis les réseaux adjacents, aux frontières, et avec TIGF en France ;
2. renforcer les capacités du cœur du réseau en cohérence avec les développements des interconnexions et des stockages ;
3. augmenter les capacités de liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, pour supprimer les congestions physiques et être en mesure de fusionner à terme ces deux zones ;
4. raccorder les nouveaux sites de consommation, notamment les Centrales à Cycle Combiné Gaz ;
5. développer les capacités du réseau régional afin de faire face aux pointes de consommation.

Les projets de développement de capacités d'interconnexion et de cœur de réseau étudiés par GRTgaz sont ici présentés par zone. Les ouvrages du cœur du réseau principal servent indistinctement à l'ensemble des entrées et des sorties de la zone. Ainsi le développement d'un ouvrage du cœur de réseau peut être justifié par l'accroissement de capacité de plusieurs entrées ou de plusieurs sorties. C'est pourquoi dans le présent document, ces développements sont analysés séparément des interconnexions et de la liaison Nord-Sud bien qu'en lien avec ces dernières.

Les développements de la zone Nord

La zone Nord de GRTgaz est aujourd'hui la plus active pour ce qui est du taux d'ouverture du marché, ainsi que de l'activité au point d'échange gaz. C'est donc naturellement une zone attractive pour les projets de développement. L'année passée a permis de mieux appréhender les besoins de développement de capacités et d'en évaluer les conséquences en matière d'investissements.

Les projets envisagés de terminaux méthaniens

En 2006 et 2007, plusieurs projets de terminaux méthaniens ont émergé.

Sur la zone Nord, ces projets sont :

- un nouveau terminal à Dunkerque, annoncé pour une capacité de 10 à 13 Gm³/an ;
- un nouveau terminal à Antifer, annoncé pour une capacité de 9 Gm³/an, avec une extension possible à 18 Gm³/an, déclaré d'intérêt général par arrêté préfectoral du 18 juin 2009 ;
- l'extension éventuelle des capacités du terminal de Montoir de Bretagne.

Les projets de Dunkerque et d'Antifer ont déjà fait l'objet de Débats Publics, dont les bilans ont été publiés par la Commission nationale de débat public. GRTgaz a été associé à la conduite de ces débats.

Afin d'anticiper les développements nécessaires du réseau de transport, GRTgaz a engagé dès l'origine de ces projets des discussions étroites avec leurs promoteurs. L'objectif est d'assurer la synchronisation des travaux et la cohérence entre les capacités de regazéification qui seront effectivement développées et les capacités de transport nécessaires pour répondre aux besoins des expéditeurs.

Cette concertation s'est concrétisée par la signature de conventions d'étude avec certains opérateurs de projets de terminaux méthaniens et par la mise en place d'accords de commercialisation des capacités de transport et de regazéification.



Les investissements d'interconnexion induits par les projets de terminaux méthaniens

La création de nouvelles capacités d'entrée sur le réseau à partir des terminaux méthaniens implique des développements majeurs du réseau de transport.

En effet pour accueillir de nouvelles quantités de gaz à partir de ces points sans réduire pour autant la capacité des points d'entrée existants, ni la fluidité du réseau, il est nécessaire :

- de créer ou de renforcer la jonction entre le terminal méthaniens et le réseau principal ;
- de renforcer, dans la plupart des cas, la capacité du cœur de réseau.

C'est pourquoi les investissements nécessaires à l'accueil d'un terminal méthaniens ne se limitent pas au seul raccordement du terminal avec le réseau principal, mais s'étendent à des investissements potentiellement très importants dans le cœur du réseau.

Il reste possible que ces projets de terminaux ne voient pas tous le jour, et par conséquent que tous les investissements transport envisagés ne soient pas nécessaires. Ceci dépendra strictement des décisions de réalisation de la part des promoteurs des projets de terminaux, ces décisions ne devant intervenir que dans le courant des prochaines années.

Dans ce cadre :

- GRTgaz analyse les projets et les investissements transport nécessaires afin d'être en mesure de les réaliser au plus près de la date de mise en service des terminaux ; c'est pourquoi les dossiers d'études ont déjà été engagés ;
- les projets considérés sont soumis à la condition de réalisation effective des terminaux, d'engagement de souscription des expéditeurs sur le réseau, et de l'accord de la Commission de régulation de l'énergie.

Le développement des capacités d'entrée à Obergailbach

En 2005, GRTgaz a lancé une consultation du marché afin de recueillir les besoins pour de nouvelles capacités d'entrée à Obergailbach.

Les résultats de cette consultation ont conduit GRTgaz à planifier le développement des capacités d'entrée en deux étapes :

- une première étape de développement a permis d'accroître la capacité ferme d'entrée de 120 GWh/j, fin 2008. La capacité ferme atteint depuis lors 550 GWh/j ;
- une seconde étape permet d'atteindre une capacité ferme d'entrée de 620 GWh/j, fin 2009.

Par ailleurs, début 2008, E.ON Gastransport a lancé une consultation portant sur l'ensemble des points d'entrée et de sortie de son réseau, notamment le point d'interconnexion Medelsheim / Obergailbach. GRTgaz aurait été en mesure de développer des capacités supplémentaires à Obergailbach à hauteur d'environ 100 GWh/j d'ici 2013, si ce projet avait été confirmé par E.ON Gastransport, ce qui n'est pas le cas à ce jour. Ce projet n'est donc pas pris en compte dans l'étude prospective du développement du réseau de transport de GRTgaz.

Les projets de développement des capacités à Taisnières

En 2007, Fluxys et GRTgaz ont lancé une consultation coordonnée du marché pour recueillir les besoins de développement des capacités de transport du nord de la Belgique vers la France.

La phase engageante de cette consultation a finalement été menée fin 2008 et a permis de confirmer un fort intérêt des expéditeurs pour de nouvelles capacités sur ces liaisons entre marchés situés au cœur de l'Europe. 17 expéditeurs ont participé à la phase engageante du processus d'allocation en remettant des demandes de capacité pour des durées de 10 ans ou plus. L'intégralité des demandes des expéditeurs a été retenue pour un total de 592 GWh/j en entrée sur la zone Nord de GRTgaz, au point Taisnières H, à l'horizon de fin 2013. Ce besoin dépasse de près de 300 GWh/j la capacité disponible à long terme en entrée à Taisnières, ce qui confirme la nécessité de développer de nouvelles capacités sur ce point.

Les investissements nécessaires dans le cadre de ce développement portent essentiellement sur le cœur de réseau, car ils permettent tout aussi bien de transporter le gaz entré à Taisnières, que dans certains scénarios de transporter le gaz entré à Obergailbach au sein de la zone Nord.

La décision ultime de ces investissements en France dépend désormais de la confirmation des investissements en Belgique, afin d'assurer la parfaite coordination du développement des capacités à l'interconnexion.

Le développement des capacités de sortie vers la Suisse à Oltingue

Le principal point de sortie du réseau, vers la Suisse et l'Italie, est à Oltingue. Le transit est stable et utilise la quasi-totalité des capacités de ce point de sortie. GRTgaz a cependant reçu des marques d'intérêt de la part de plusieurs expéditeurs pour développer la capacité de sortie à Oltingue.

À cet effet GRTgaz a entamé des discussions avec l'opérateur aval du réseau de transport ENI GTI. La faisabilité du renforcement en Suisse n'est pas acquise à ce stade. Pour GRTgaz il serait nécessaire de renforcer l'artère des « Marches du Nord-Est ».

Les développements de la zone Sud

La zone Sud connaît une évolution semblable à la zone Nord. Des nouvelles capacités d'entrée ont été récemment développées, et les règles de commercialisation de liaison et d'interface avec le réseau adjacent revues conformément aux souhaits des utilisateurs et de la Commission de régulation de l'énergie. Cependant, cette dernière note dans sa délibération du 2 juillet 2009⁵ que « malgré les améliorations incontestables apportées par cette nouvelle structure, l'accès au sud du territoire reste difficile pour les expéditeurs ne disposant pas de capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniens de Fos ». Cette dernière année a été l'occasion de mettre en place les conditions à l'émergence des besoins, notamment au sein de l'Initiative Régionale Sud pilotée par le régulateur espagnol, et d'examiner les pistes contractuelles à l'amélioration à court terme de l'accessibilité au sud. Au cours des prochains mois, le terminal de Fos Cavaou devrait être mis en service apportant des quantités significatives de gaz dans la zone Sud, et les besoins de nouvelles capacités devraient être identifiés (de liaison et d'interconnexion dans le cadre du développement entre la France et l'Espagne, mais également d'entrée à partir de nouveaux terminaux méthaniens). Les renforcements importants du cœur de réseau pour répondre à ces nouveaux projets seront alors précisés et construits sous réserve de leur pertinence économique et financière.

Développements induits par le terminal de Fos Cavaou

Le raccordement du nouveau terminal de Fos Cavaou au réseau est complètement achevé. Il a conduit à poser une nouvelle canalisation de gros diamètre entre Fos et la station de compression de Saint-Martin-de-Crau. Parallèlement l'interconnexion de Saint-Martin-de-Crau a été profondément remaniée pour assurer la distribution des flux de gaz dans tous les cas de figure.

GRTgaz et TIGF ont également renforcé le cœur de leur réseau, notamment pour

5. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2009 portant orientations sur l'organisation de l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et sur les capacités commercialisées dans le cadre du développement des interconnexions gazières avec l'Espagne.



GRTgaz au niveau de l'artère de Guyenne. Ces travaux se sont achevés fin 2008 pour GRTgaz.

Les autres projets envisagés de terminaux méthaniers dans la zone Sud

En 2006 et 2007, l'émergence de plusieurs projets de terminaux méthaniers a conduit GRTgaz à engager des discussions avec leurs promoteurs pour identifier les besoins de capacité et assurer la cohérence, en taille et en délai, entre le développement des capacités de regazéification et les capacités d'interconnexion et d'acheminement du réseau. Ces projets sont encore dans des phases amont et GRTgaz continue d'étudier avec les promoteurs de ces projets les conditions de leur raccordement.

Ces projets sont pour la zone Sud :

- un nouveau terminal au Verdon, situé au sud de l'estuaire de la Gironde, d'une capacité de 9 Gm³/an, avec une extension possible à 15 Gm³/an ;
- un nouveau terminal à Fos, annoncé pour une capacité de 8 à 15 Gm³/an.

Les projets de développement des capacités avec le réseau de TIGF et l'Espagne

En 2005, GRTgaz et TIGF ont conclu un accord afin de développer de façon coordonnée les capacités de leur réseau respectif

dans le sud de la France. L'objectif premier de cette coordination était d'assurer l'exutoire du gaz en provenance du nouveau terminal de Fos Cavaou, dont la construction démarrait au même moment, y compris dans le cas où le flux physique de gaz s'inverserait à la frontière espagnole, pour passer du sens historique nord vers sud au sens sud vers nord. Pour faire face à ce scénario, le renforcement de l'artère de Guyenne, qui s'étend sur le territoire de TIGF et de GRTgaz, a été engagé et est maintenant achevé.

Depuis 2005, les perspectives de développement du réseau de transport dans le sud de la France ont fortement évolué. D'une part de nouveaux projets de terminaux ont émergé au Verdon et à Fos et, d'autre part, la demande du marché pour renforcer l'interconnexion France-Espagne, dans les deux sens, a été nettement confirmée par les acteurs de marché et les régulateurs. Toutefois cette demande ne se limite plus seulement à l'interconnexion proprement dite, mais elle s'étend à la demande d'un lien entre le marché espagnol et la zone Nord, elle-même liée aux marchés du nord de l'Europe.

Cette demande implique de réaliser à terme des ouvrages de transport depuis la frontière pyrénéenne jusqu'au nord de la France, afin d'assurer le transit du gaz entre ces régions éloignées. Ce n'est donc plus seulement l'interconnexion à la frontière entre les deux pays qui est concernée, mais bien l'ensemble du cœur de réseau de GRTgaz.

Ce sujet a été placé au centre des discussions de l'Initiative Régionale Sud, animée par les régulateurs français, espagnols et portugais, et à laquelle participent activement les transporteurs.

Ce processus a conduit au lancement d'une consultation du marché pour le développement des capacités de transport entre la France et l'Espagne, dans les deux sens. Cet appel au marché est mené en partenariat entre quatre transporteurs Enagás, Naturgás, Energía Transporte, TIGF et GRTgaz, ainsi qu'en étroite collaboration avec les régulateurs français et espagnols, et les ministères concernés.

La consultation conduit à proposer un processus de commercialisation global, organisé en deux temps. Dans un premier temps :

- sont commercialisées les capacités disponibles en 2013 sur l'interconnexion GRTgaz Sud vers GRTgaz Nord ainsi que sur les interconnexions GRTgaz Sud - TIGF et TIGF - Espagne (dans les deux sens) ;
- sont consultés de façon non engageante les expéditeurs quant à leur intérêt pour des capacités supplémentaires en 2015 sur ces mêmes interconnexions, ainsi que sur une nouvelle interconnexion GRTgaz Sud-Espagne, et de GRTgaz Nord vers GRTgaz Sud.

En cas de retour positif du marché, il est prévu, dans un second temps de commercialiser les capacités mises à disposition en 2015.

À l'horizon 2013, les capacités entre la France et l'Espagne portées à 225 GWh/j

Ce développement permettrait de compléter d'ici à 2013 le renforcement de la route qui passe par le point d'interconnexion existant à Port-de-Larrau et par l'artère de Guyenne. Il permettrait d'accroître les capacités entre :

- l'Espagne et la zone TIGF ;
- la zone TIGF et la zone GRTgaz Sud.

Il nécessite un programme d'investissements significatif dans les réseaux de Naturgas Energia Transporte, d'Enagas et de TIGF, et, pour GRTgaz, la création d'une nouvelle station de compression à Chazelles, sur l'artère de Guyenne, située dans le cœur du réseau.



Ce programme ne coïncidera pas avec un renforcement de la capacité de liaison Nord vers Sud, ce renforcement n'étant pas réalisable avant 2015. Il est à noter toutefois que si la capacité de cette liaison dans le sens nord vers sud est saturée, ce n'est pas le cas dans le sens sud vers nord, pour laquelle la capacité restant disponible aujourd'hui est importante.

À l'horizon 2015, le développement d'une nouvelle interconnexion

Ce développement permettrait de développer pour 2015 la capacité d'interconnexion physique par l'est des Pyrénées, sur une nouvelle route qui passerait dans le secteur du col du Perthus.

Ce développement permettrait de renforcer les capacités entre l'Espagne et la zone GRTgaz Sud. Dans le même temps la capacité de liaison entre les zones GRTgaz Sud et GRTgaz Nord serait également renforcée par une route est, empruntant l'axe Vallée du Rhône-Lyonnais-Bourgogne.

Cette nouvelle interconnexion dénommée MidCat, entre la frontière franco-espagnole et l'artère du Midi, nécessiterait des développements dans le cœur du réseau de GRTgaz : le doublement de l'artère du Rhône, le doublement partiel des artères de l'Est Lyonnais, de Bourgogne et de l'artère du Midi.

Il est à noter que ces renforcements dans le cœur du réseau de GRTgaz, dont le doublement de l'artère du Rhône contribuent à d'autres projets que le développement de l'interconnexion France-Espagne et le renforcement de la liaison Nord-Sud, parmi lesquels, le développement des capacités de regazéification dans la zone de Fos sur Mer et le développement des

capacités aux stockages salins du sud de la France.

Dans tous les cas les décisions d'investissements sont subordonnées aux approbations de la Commission de régulation de l'énergie en France, et des conseils d'administration des transporteurs en ce qui concerne les plans financiers globaux.

Le développement de la capacité entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

En pratique, la congestion entre le nord et le sud de la France est profondément marquée dans le réseau. En effet historiquement les fortes zones de consommations du sud-est de la France étaient desservies par le GNL arrivant à Fos, et complétées par le gaz descendant du nord de la France vers le sud, principalement par le couloir est empruntant les artères de l'Est, de Bourgogne, de l'Est-Lyonnais et du Rhône. Ainsi la capacité de transport commercialisable de la zone Nord à la zone Sud de GRTgaz est limitée à 230 GWh/j.

Cette congestion résulte non seulement d'une limitation de la capacité des ouvrages situés à proximité de la frontière des deux zones, mais également, et surtout, d'un manque de capacité permettant à l'intérieur des zones Nord et Sud d'amener le gaz des points d'entrées (Fos ou Taisnières) vers la liaison.

La commercialisation des capacités disponibles entre les deux zones d'équilibrage Nord et Sud de GRTgaz a été faite au début de 2008. Elle a montré une demande de la part des expéditeurs supérieure à la capacité offerte et les capacités disponibles ont été allouées au prorata des demandes.

Capacités d'interconnexion supplémentaires envisagées entre la France et l'Espagne

		Capacités à développer
Projet capacités 2013	Espagne vers France	+ 110 GWh/j
	France vers Espagne	+ 135 GWh/j
Projet capacités 2015	Espagne vers France	+ 230 GWh/j
	France vers Espagne	+ 180 GWh/j

Dans ce contexte la question du développement de la capacité entre ces deux zones, particulièrement dans le sens nord vers sud, a été activement posée par le marché dès 2008. L'étape ultime du processus de simplification du système couvert par GRTgaz, consistant à ne créer qu'une seule zone d'équilibrage en fusionnant les actuelles zones Nord et Sud a également été évoquée.

Dans son étude prospective 2008-2017, GRTgaz a détaillé les investissements et analysé les conséquences financières liées à un accroissement de capacités de la liaison entre les zones Nord et Sud. Cette étude a été actualisée dans le cadre de la concertation mise en place fin 2008.

Pour mémoire, la création de capacités supplémentaires de l'ordre de 200 GWh/j conduirait schématiquement à doubler en grande partie les capacités d'acheminement d'un axe Lille - Marseille pour un coût estimé à environ 1 700 M€₂₀₀₉. Les investissements principaux à consentir seraient alors les suivants :

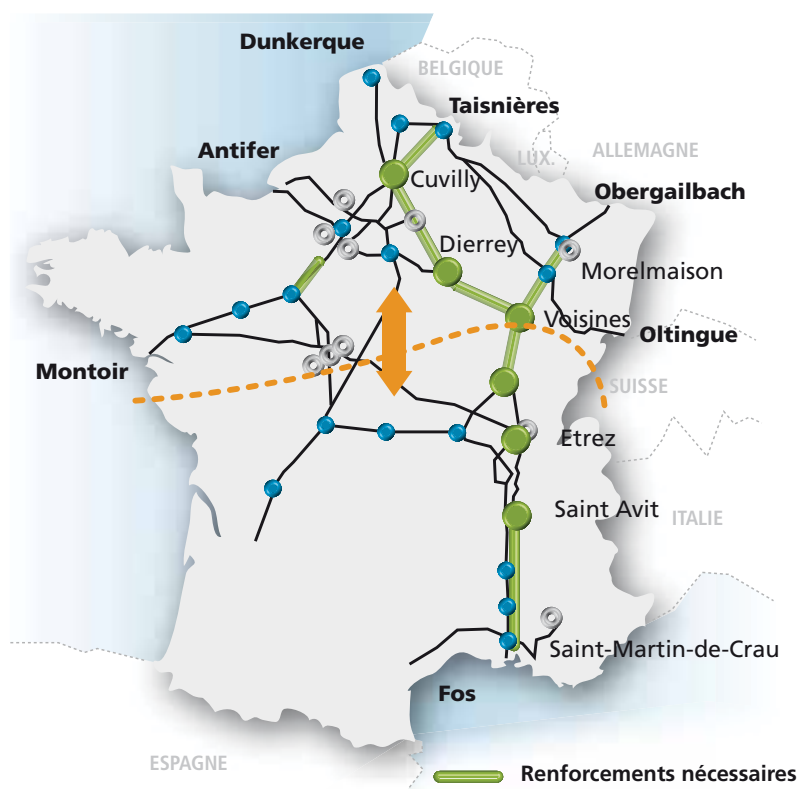
- triplement de l'artère Taisnières - Cuvilly ;
- doublement de l'artère de Beauce ;
- nouvelle canalisation Cuvilly - Dierrey ;
- doublement de l'artère Dierrey - Voisines ;
- poursuite du doublement de l'artère du Nord-Est ;
- doublement partiel de l'artère de Bourgogne ;
- doublement de l'artère du Rhône entre Saint-Martin-de-Crau et Saint-Avit ;
- renforcement des stations de compression et d'interconnexion de Cuvilly, Dierrey, Voisines, Etrez.

Ces développements conduisent à poser plus de 800 km de canalisations. L'importance exceptionnelle de ce programme suppose un délai de réalisation de l'ordre de 6 à 7 ans.

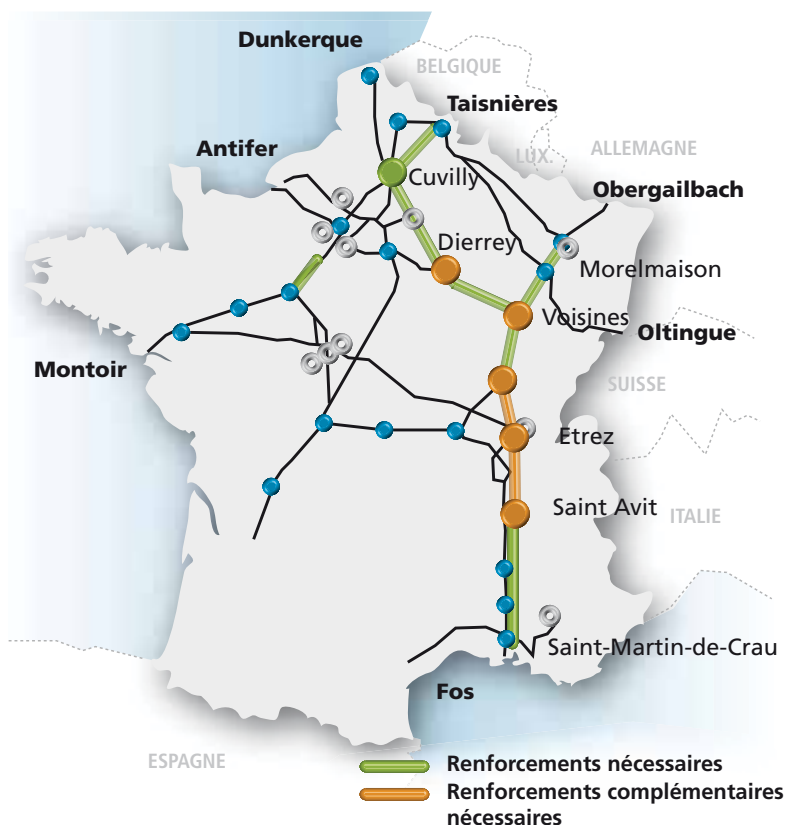
Pour fusionner les deux zones de GRTgaz, un investissement supplémentaire d'environ 700 M€₂₀₀₉ devrait être consenti, correspondant à l'achèvement du doublement de l'axe Lille - Marseille, à savoir :

- achèvement du doublement de l'artère de Bourgogne ;
- doublement de l'artère Est Lyonnais ;
- renforcement des stations de compression de Dierrey, Voisines, Palteau, Etrez et Saint-Avit.

Développement de la capacité de la liaison Nord-Sud de 200 GWh/jour



Fusion des zones GRTgaz Nord et Sud



Ce sujet a été étudié et discuté au sein d'un des groupes établis dans le cadre du dispositif de concertation mis en place fin 2008. Les résultats de ces échanges confirmés par une consultation de la Commission de régulation de l'énergie, ont permis à cette dernière de définir dans sa délibération du 2 juillet 2009⁶ les orientations à retenir pour la liaison GRTgaz Nord – GRTgaz Sud. Les capacités créées en 2013 sur la liaison entre les zones Sud et Nord seront commercialisées d'ici la fin de l'année 2009, et le besoin de développement supplémentaire de la capacité de la liaison entre la zone Nord et la zone Sud (notamment dans le sens Nord vers Sud) sera évalué dans le cadre de la consultation du marché menée mi-2009 (cf. p. 14). Compte tenu de l'ampleur des travaux, ce développement supplémentaire de la capacité Nord-Sud ne pourra être commercialisé qu'à partir de 2015.

Les développements dans le cœur de réseau

Les renforcements nécessaires

Dans le cadre de la gestion des zones Nord et Sud, les renforcements du réseau

6. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2009 portant orientations sur l'organisation de l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et sur les capacités commercialisées dans le cadre du développement des interconnexions gazières avec l'Espagne.

nécessaires au développement des points d'entrée et de sortie ne se limitent pas au réseau immédiatement adjacent à ces points d'interconnexion. Les renforcements nécessaires s'étendent également au cœur de réseau afin de pouvoir gérer des scénarios extrêmement variés. En effet, sans développement des capacités au cœur du réseau, des congestions apparaîtront avec les nouvelles capacités d'entrée, privant les nouveaux approvisionnements d'exutoires suffisants et limitant leur zone d'influence.

Ainsi, avec le développement des terminaux méthaniers dans la zone d'équilibrage Nord, il deviendrait possible d'alimenter l'ensemble de cette zone soit exclusivement par du GNL issu des terminaux méthaniers situés à l'ouest de la zone soit uniquement par du gaz en provenance des frontières avec l'Allemagne et la Belgique situées au nord-est de la zone. Cette situation place le cœur de réseau en contrainte, car devant pouvoir acheminer des flux maximaux dans les deux sens. La croissance des capacités d'entrée du réseau de GRTgaz implique nécessairement le développement du cœur du réseau afin d'acheminer ce gaz et de permettre les nouveaux scénarios d'approvisionnement et d'arbitrage entre les ressources de gaz.

Le développement des centrales à cycle combiné gaz, important et relativement concentré dans le sud-est, le nord, l'est et l'Île de France, impacte également le cœur

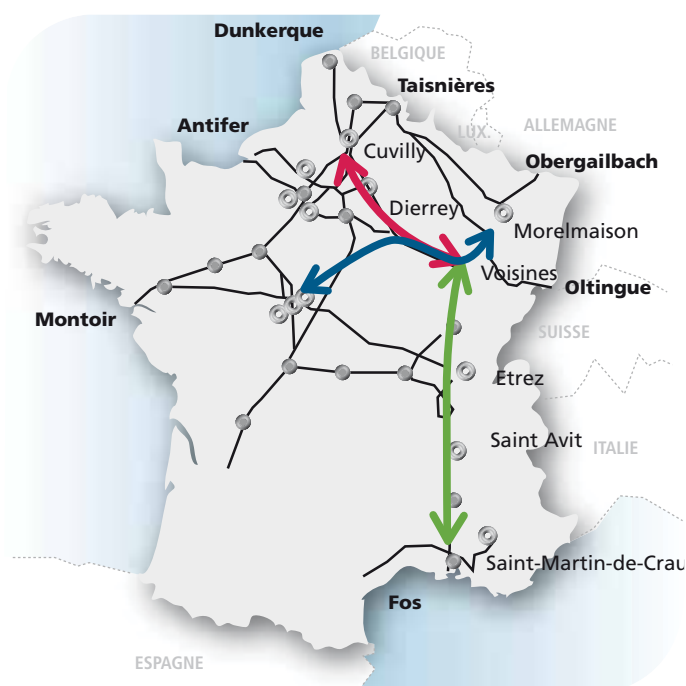
de réseau, en générant des flux de sortie très concentrés vers ces zones, accompagnés d'une modulation intrajournalière particulièrement importante.

L'accroissement envisagé des capacités d'entrées, de sortie et de liaison tel que décrit dans les chapitres précédents tant dans la zone Nord que dans la zone Sud fait émerger des besoins importants de renforcement du cœur de réseau sur plusieurs axes de transport, impliquant de nouvelles canalisations de gros diamètre et les compressions associées, en particulier :

- un axe Cuvilly-Dierrey-Voisines, du nord vers l'est de la France ;
- un axe Laneuvelotte-Voisines dans l'est de la France ;
- un axe Dierrey-Chémery de l'est vers l'ouest de la France ;
- un axe Saint-Martin-de-Crau-Etrez-Voisines, du sud-est vers l'est de la France, empruntant notamment la Vallée du Rhône, auquel s'ajoute le renforcement de l'Artère du Midi en cas de développement d'une nouvelle liaison vers l'Espagne.

Le périmètre exact des renforcements à engager ainsi que leur calendrier sera fonction de l'avancement des projets de développement des interconnexions et des liaisons.

Renforcements nécessaires sur le cœur de réseau



Par ailleurs, le planning de réalisation de ces projets dépendra de multiples éléments qui sont hors de la maîtrise de GRTgaz :

- le calendrier des décisions des opérateurs adjacents, qui impactera la détermination des ouvrages nécessaires de cœur de réseau et leur ordre d'engagement ;
- les procédures d'autorisation de ces ouvrages ;
- la disponibilité des ingénieries, fournisseurs et entreprises de travaux.

À l'heure actuelle, il n'existe aucune certitude sur les plannings de décision des opérateurs adjacents (transport et terminaux méthaniers). Il convient de prendre avec prudence les prévisions de développement, et de ne les considérer qu'à

titre indicatif jusqu'à leur engagement effectif.

Cependant afin de préparer activement le renforcement du cœur de son réseau, GRTgaz a d'ores et déjà engagé les phases de concertation pour deux de ces projets :

- le projet Arc de Dierrey qui comprend la création d'une nouvelle liaison en diamètre 1200 entre les stations de Cuvilly et Dierrey, ainsi que le doublement en diamètre 1200 de la canalisation existante entre les stations de Dierrey et Voisines ;
- le projet Eridan qui comprend le doublement de l'artère du Rhône entre la station de Saint-Martin de Crau et la future station de Saint-Avit, ainsi que l'adaptation de la station de Saint-Martin de Crau.

Synthèse des capacités développées sur 10 ans

Les renforcements permettant de développer les capacités d'entrée à Obergailbach seront terminés fin 2009. Par ailleurs, suite à l'Open Season Taisnières menée en 2008, GRTgaz a reçu des demandes engageantes pour l'augmentation des capacités à Taisnières H d'ici à fin 2013. L'Open Season Espagne 2013 (phase engageante) a quant à elle été lancée en juillet 2009 pour le développement de capacités depuis et vers l'Espagne via la zone TIGF à l'horizon 2013. À l'issue des programmes de renforcements correspondants, la situation des capacités serait synthétiquement la suivante :

Prévisions de capacités fermes existantes et engagées aux points d'entrée et de sortie de la zone Nord

GWh/j	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Entrées						
PIR Dunkerque	570	570	570	570	570	570
PIR Taisnières H	590	590	590	590	590	930
PIR Taisnières B	230	230	230	230	230	230
PIR Obergailbach	550	620	620	620	620	620
PITTM Montoir	360	370	370	370	420	420
GRTgaz Sud > GRTgaz Nord	120	120	230	230	230	230
Sorties						
PIR Oltingue	223	223	223	223	223	223

PIR : Point d'interconnexion des réseaux ;
PITTM : Point d'interface transport terminal méthanier.

Prévisions de capacités fermes existantes et engagées aux points d'entrée et de sortie de la zone Sud

GWh/j	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Entrées						
PITTM Fos	410	410	410	410	410	410
PIR TIGF > GRTgaz Sud	30	80	80	80	255	255
GRTgaz Nord > GRTgaz Sud	230	230	230	230	230	230
Sorties						
GRTgaz Sud > TIGF	325	325	325	325	375	375



D'autres développements de nouvelles capacités d'entrée et de sortie sont à l'étude, notamment liés aux projets de nouveaux terminaux méthaniers, au projet de nouvelle interconnexion avec l'Espagne (projet Midcat, en cours de consultation

non engageante dans le cadre de l'Open Season Espagne 2015) et au renforcement possible des interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse en liaison avec les opérateurs concernés.

Prévisions de capacités fermes aux points d'entrée et de sortie de la zone Nord

GWh/j	À terme
Entrées	
PIR Dunkerque	570
PITTM Dunkerque	360
PIR Taisnières H	930
PIR Taisnières B	230
PIR Obergailbach	620
PITTM Montoir	420
PITTM Antifer	315
GRTgaz Sud > GRTgaz Nord	330
Sorties	
PIR Oltingue	280

Prévisions de capacités fermes aux points d'entrée et de sortie de la zone Sud

GWh/j	À terme
Entrées	
PITTM Fos	725
PIR TIGF > GRTgaz Sud	255
PIR Midcat > GRTgaz Sud	230
GRTgaz Nord > GRTgaz Sud	430
Sorties	
GRTgaz Sud > Midcat	180
GRTgaz Sud > TIGF	375

Ainsi, si tous les projets envisagés se concrétisaient, les capacités d'interconnexion augmenteraient donc de l'ordre

de 65 % à terme par rapport à 2009, avec un développement équivalent dans la zone Nord et dans la zone Sud.

Bilan de l'évolution des investissements sur 10 ans

Construire une prévision d'investissements sur l'ensemble de la période est un exercice périlleux. Les investissements liés aux développements de nouvelles capacités (fluidification) représentent une part très importante des dépenses d'investissements alors que les projets envisagés sont multiples et qu'une grande incertitude pèse sur leur réalisation, les décisions n'intervenant probablement pas avant une ou plusieurs années. L'exercice est d'autant plus délicat que ces projets présentent entre eux de fortes interactions quant à leurs conséquences sur le cœur du réseau de transport.

Toutefois il est intéressant de formuler une hypothèse sur les investissements futurs, notamment pour mesurer l'impact possible des investissements envisagés sur les tarifs de transport de GRTgaz et évaluer ainsi globalement leur pertinence. Cette perspective à court et moyen terme constitue une base de dialogue avec l'ensemble des acteurs du marché : expéditeurs, ingénieries, entreprises de construction...

Cette hypothèse est élaborée, comme pour les années précédentes, en ne retenant, pour certains projets, qu'un pourcentage des investissements liés à ces projets. Cette pondération entend refléter le fait que ces développements pourraient ne pas tous se réaliser, ou pas tous aux dates retenues dans l'étude.

La probabilité de réalisation des projets dans la zone Nord apparaît plus forte cette année. Une consultation du marché a permis de confirmer le besoin effectif de renforcement des capacités de l'interconnexion entre la France et la Belgique, alors que, dans le même temps, les études coordonnées menées avec les promoteurs d'extension ou de développement de terminaux méthaniers ont permis de préciser le niveau de capacités d'entrée requises.

Dans la zone Sud, une consultation du marché a été lancée en juillet 2009 sur l'interconnexion entre la France et l'Espagne et sur la liaison entre les zones Nord et Sud; elle permettra en 2010 d'identifier les besoins réels de renforcement du réseau. En parallèle le dialogue a été

renforcé avec les promoteurs de projet de développement ou d'extension de terminaux méthaniers de la zone Sud. À ce jour, du fait de ces concertations, les projets de renforcement de capacités d'entrée dans la zone sont mieux appréhendés, bien que toujours marqués d'une forte incertitude. Dès lors, la probabilité de développement de la partie du cœur de réseau qui est nécessaire à tous ces projets apparaît plus forte que l'année dernière.

La demande soutenue de développement de nouvelles capacités d'acheminement sur le réseau de GRTgaz reflète le dynamisme et l'attractivité du marché français. Elle conduit à retenir un accroissement des probabilités de réalisation des projets et donc une augmentation significative des dépenses d'investissement liées à ces développements, qui pourraient atteindre 4 milliards d'euros sur la période.

Les autres dépenses d'investissement sont consacrées essentiellement à la fiabilisation ou renouvellement des installations et au renforcement des mesures de sécurité et des caractéristiques environnementales de ces ouvrages, conformément aux

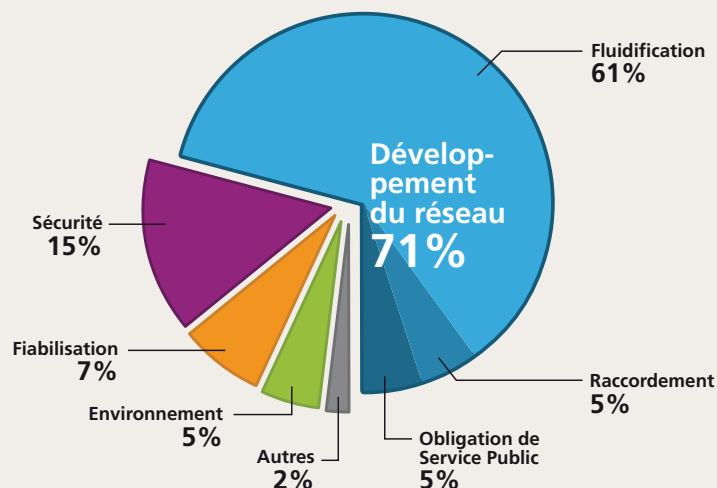
évolutions des réglementations. L'étude montre que leur montant sur les dix prochaines années serait très proche de celui estimé dans la précédente étude, soit 2,5 milliards d'euros.

Pour répondre aux demandes actuelles et futures d'accroissement de capacités, envisagées de façon probabilisée, avec un réseau adapté, fiable et performant, des investissements dans le réseau d'un montant de l'ordre de 6,5 milliards d'euros sur la période 2009-2018 pourraient être nécessaires.

À partir de cette hypothèse, il est possible d'éclairer la tendance du prix moyen de transport à terme, toutes choses étant considérées égales par ailleurs, en analysant l'évolution du ratio « Revenu autorisé projeté / Capacités vendues projetées ».

Le prix du transport, ainsi estimé, subirait une hausse en moyenne de l'ordre de 1,2 % par an, en monnaie constante. Il faut noter que cette hausse est plus élevée sur la première partie de la période, le programme de réduction des émissions polluantes et de renforcement de

Répartition des Investissements 2009-2018





la sécurité des installations pesant fortement sur les investissements, sans développer de capacités supplémentaires.

Cette évolution du prix du transport est du même ordre de grandeur que celle communiquée en juillet 2008 par GRTgaz. Elle n'est donc a priori pas de nature à remettre en cause l'appétence manifestée encore récemment par le marché pour le développement de nouvelles capacités de transport. Pour les acteurs du marché, l'impact sur les prix de transport de ces nouveaux développements semble largement compensé par les bénéfices qu'ils procurent en matière de possibilités d'arbitrage et de sécurité d'approvisionnement. Il faut noter à cet égard que cet impact reste modéré au regard du poids que représente le coût du transport dans

le prix du gaz livré aux clients finals (de l'ordre de 7 % pour un client du secteur résidentiel).

Plus de deux tiers de ces investissements permettent de développer le réseau de GRTgaz, ce qui se traduit donc par :

- un accroissement de la capacité des interconnexions avec les opérateurs d'infrastructures adjacents et de la liaison Nord-Sud ;
- le raccordement de nouveaux clients, notamment des centrales à cycle combiné au gaz ;
- le renforcement des capacités de transport au sein du réseau afin d'assurer la fluidité nécessaire au marché.

Ces investissements de développement sur dix ans, pourraient amener GRTgaz à poser plus de 1 600 km supplémentaires de canalisations de gros diamètre et à construire ou adapter plus de 20 stations de compression et/ou interconnexion. Pour réaliser ce programme ambitieux, GRTgaz s'appuiera sur un savoir reconnu en matière d'acceptabilité environnementale des ouvrages, et sur une coopération renforcée avec les entreprises de construction, dans un contexte international de forte volatilité des prix, de l'offre et de la demande.

Ces développements contribueront par ailleurs à améliorer sensiblement la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe.

ANNEXE I:

La demande de gaz en France

Les Obligations de Service Public

Les Obligations de Service Public dans le secteur du gaz sont définies par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004, et concernent tous les acteurs de la chaîne gazière en France. L'article 9 au titre II de ce décret instaure les obligations de l'opérateur de réseaux de transport de gaz, dont celle d'assurer la continuité de l'acheminement, hors période de maintenance ou circonstances de force majeure, dans les situations suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans;
- une température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Cette obligation s'applique aux transporteurs pour les clients domestiques, les clients non-domestiques n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture interruptible et les clients assurant une mission d'intérêt général liée à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, tels que les services de santé, la défense nationale ou l'administration.

Pour satisfaire à cette obligation, GRTgaz doit dimensionner et faire évoluer son réseau de telle sorte qu'à tout moment les capacités d'acheminement et les capacités de sortie de son réseau soient disponibles et suffisantes pour satisfaire les besoins des consommateurs. Ainsi, GRTgaz bâtit ses propres prévisions d'évolution de la consommation, en volume et en pointe, à partir de jeux d'hypothèses qu'il définit.

L'information sur la demande de gaz

GRTgaz publie dans la rubrique « Chiffres clés du transport » de son site www.grtgaz.com des informations régulières concernant l'activité de transport et l'évolution des consommations de gaz naturel sur les zones desservies par son réseau.

Hypothèses normatives d'évolution de la demande de gaz

GRTgaz applique une segmentation sectorielle du marché par typologie de clients pour effectuer l'analyse et élaborer ses modèles d'évolution de la demande de gaz, avec un clivage Résidentiel / Tertiaire / Industrie.

À moyen terme, soit à l'horizon de 3 ans, GRTgaz s'appuie sur une consultation des gestionnaires de réseaux de distribution et des consommateurs directement raccordés au réseau de transport. Cette consultation permet de recueillir une évaluation des consommations qui est ensuite consolidée avec une vision macro-économique du développement de la demande sur la base d'indicateurs tels que la croissance du PIB ou le prix des énergies.

À plus long terme, soit au-delà de 3 ans, GRTgaz utilise une approche sectorielle pour cerner des évolutions tendancielles de consommation à l'horizon de 10 ans.

Dans ce cadre les principales hypothèses retenues pour l'étude prospective à 10 ans sont les suivantes :

- **secteur résidentiel et tertiaire :** stabilité des consommations sur ce secteur sur la période 2009-2018, liée à une baisse des consommations unitaires compte tenu de la mise en place progressive de réglementations environnementales renforcées, notamment avec les suites du paquet énergie-climat et du Grenelle de l'Environnement, compensée par la croissance du parc, notamment dans le tertiaire.
 - **secteur Industrie :** l'hypothèse de croissance de la demande de gaz naturel dans l'industrie est évaluée à 0,7 % par an sur la période 2009-2018, notamment avec les nouveaux usages pour le raffinage (production d'hydrogène) et les biocarburants.
- Un ralentissement de l'activité industrielle lié à la crise économique est pris en compte ; observés dès le quatrième trimestre 2008, ses effets devraient continuer à se faire sentir en 2009 et 2010.
- **production d'électricité par des centrales à cycle combiné gaz :** l'hypothèse de consommation retenue repose sur la connaissance des projets dont dispose GRTgaz et sur une évaluation de la probabilité de leur aboutissement au fil de leur avancement. En particulier, GRTgaz



est en relation directe avec le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en France et les opérateurs qui développent des projets de centrales à cycle combiné gaz. Sur le long terme, GRTgaz utilise les hypothèses d'offre et de demande d'électricité de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique élaborée par le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer.

- **cogénérations** : l'hypothèse retenue est celle d'une stabilité des consommations

de gaz naturel. L'évolution du cadre contractuel des cogénérations se traduit par une relative incertitude quant à leur devenir.

Hypothèse sur l'évolution de la demande de gaz dans le périmètre GRTgaz

Le tableau suivant présente les hypothèses d'évolution de la demande de gaz établies en août 2009, sur le périmètre de GRTgaz, pour la période 2009-2018 et par secteur d'activité.

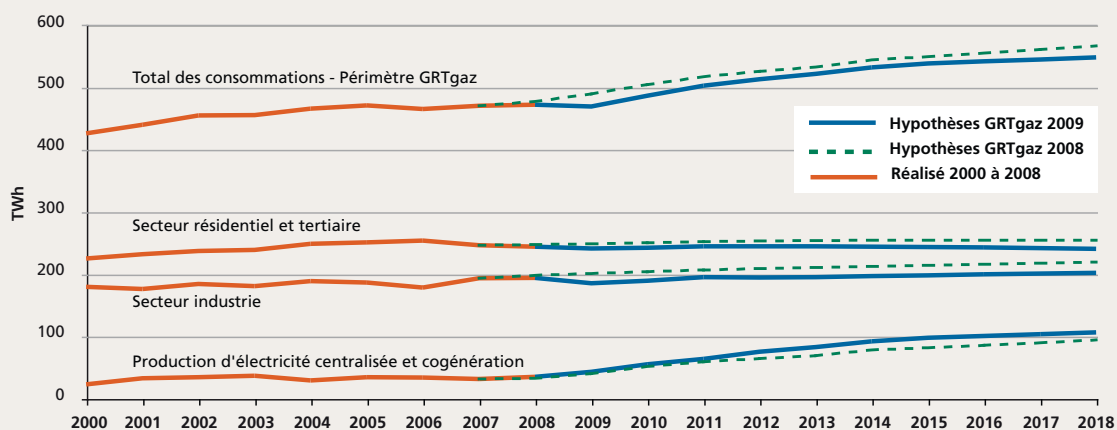
Hypothèses d'août 2009

Unité : TWh	2008 ⁽¹⁾	2009	2010	2015	2018	TCAM ⁽²⁾ 2009-2018
Secteur résidentiel tertiaire (hors cogénérations)	243	244	245	247	243	0,0 %
Secteur industrie (hors cogénérations)	193	184	191	195	196	0,7 %
Production d'électricité centralisée et cogénérations	35	41	55	101	105	11,0 %
Consommations propres aux gestionnaires de réseaux	4,7	4,5	4,5	4,8	4,8	0,6 %
Total	476	473	496	548	549	1,7 %

(1) Consommations réalisées.

(2) TCAM : taux de croissance annuel moyen.

Comparaison des hypothèses de consommations établies en 2008 et en 2009



Hypothèse de la demande de gaz à la pointe

La consommation journalière telle qu'elle serait appelée lors d'une pointe de froid définie dans les Obligation de Service Public est dite « pointe au risque 2 % » ou P2, correspondant à la température extrême T2 % :

- la valeur pour l'année écoulée est le résultat de l'étude des consommations de l'hiver, extrapolée à la température extrême T2 %, selon la méthode dite de l'analyse de l'hiver ;
- son évolution à moyen terme (3 ans) est établie à partir de la consultation des

gestionnaires de réseaux de distribution et des consommateurs directement raccordés au réseau de transport ;

- son évolution à long terme est supposée suivre l'évolution des consommations en volume annuel.

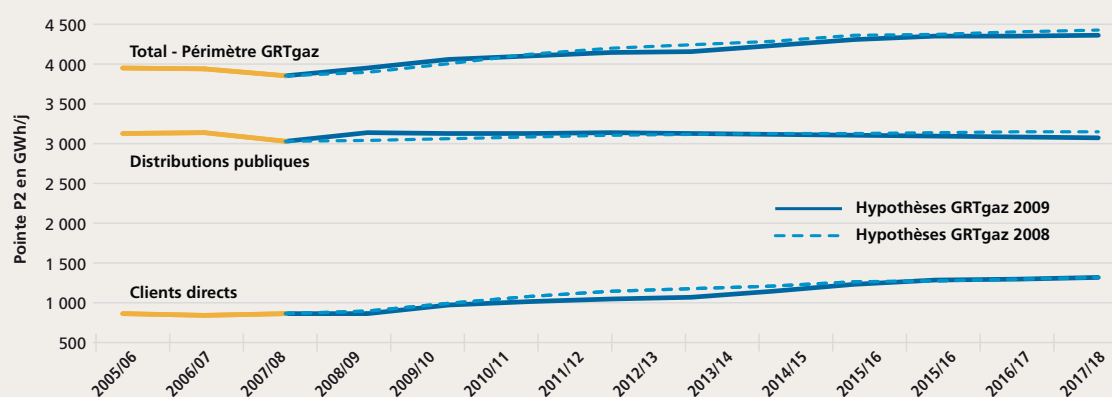
Pour la période 2008-2018, les consommations à la pointe P2 de froid au risque 2 %, en année gazière et sur le réseau de GRTgaz, établies en août 2009, sont données dans le tableau suivant :

Hypothèses d'août 2009		TCAM 2008-09 2017-18	2008-09	2009-10	2010-11	2015-16	2017-18
Total	Année gazière ⁽¹⁾ (TWh)	1,3 %	482	497	512	552	550
	P2 ⁽²⁾ totale (GWh/j)	1,0 %	3 964	4 079	4 119	4 370	4 383
	P2 ferme (GWh/j)	1,0 %	3 870	3 985	4 025	4 276	4 289
Distributions publiques	Année gazière (TWh)	-0,2 %	314	313	313	310	308
	P2 totale (GWh/j)	-0,2 %	3 135	3 131	3 133	3 101	3 076
	P2 ferme (GWh/j)	-0,2 %	3 132	3 128	3 130	3 098	3 074
Clients directs	Année gazière (TWh)	3,7 %	166	182	197	239	239
	P2 totale (GWh/j)	4,7 %	812	931	970	1 253	1 290
	P2 ferme (GWh/j)	5,2 %	720	839	878	1 161	1 198
Consommations propres GRTgaz	Année gazière (TWh)	1,0 %	2,5	2,4	2,5	2,7	2,7
	P2 totale (GWh/j)	-	17	17	17	17	17
	P2 ferme (GWh/j)	-	17	17	17	17	17

(1) Année gazière : du 1^{er} novembre de l'année N au 31 octobre de l'année N + 1.

(2) P2 : demande de gaz à la pointe de froid au risque 2 % ;

Comparaison des hypothèses de consommations à la pointe établies en 2008 et 2009



ANNEXE II :

Détermination des capacités commerciales du réseau

Définition des capacités du réseau aux points d'interconnexion et aux liaisons

GRTgaz commercialise l'acheminement sous forme de capacités fermes dont l'utilisation est garantie contractuellement à l'expéditeur pendant la durée de sa souscription dans des conditions standards d'exploitation et de capacités interruptibles dont l'utilisation n'est pas garantie.

La pleine utilisation des capacités fermes et interruptibles proposées par GRTgaz conduit à une saturation du réseau. Toute augmentation des capacités de transport du réseau de GRTgaz passe donc par des dispositions constructives.

La méthode de détermination des capacités

Du fait de la logique de zone, et du maillage du réseau, les capacités commercialisables sur les différents points du réseau sont interdépendantes. Elles sont déterminées en étudiant sur un grand nombre de scénarii les congestions

éventuelles au sein du réseau. Les capacités fermes retenues sont les capacités maximales qui n'engendrent pas de congestion dans des conditions standards d'utilisation du réseau.

La démarche est identique lorsqu'à l'inverse il s'agit de déterminer les ouvrages nécessaires au développement de capacités données.

La modélisation permettant la détermination des capacités d'un réseau fait donc appel à un ensemble de paramètres, notamment les caractéristiques techniques des infrastructures qui composent le réseau, les contraintes d'exploitation du réseau et la répartition des flux de gaz dans le réseau.

Le réseau de GRTgaz : ses caractéristiques techniques

Le réseau de transport est principalement constitué de canalisations et de stations de compression.

Pour les canalisations, les caractéristiques techniques influant sur les capacités du réseau sont : le diamètre, la pression maximale de sécurité (PMS), la longueur et la rugosité. Ces caractéristiques conditionnent les pertes de charge dans la canalisation, c'est-à-dire la baisse de pression observée lorsque le gaz est transporté tout au long de l'ouvrage. Fondamentalement, la capacité d'un réseau est directement liée aux pertes de charge générées dans les canalisations.

Les stations de compression permettent de relever la pression du gaz dans les canalisations lorsque les pertes de charge ont conduit la pression à un niveau trop bas. Les caractéristiques techniques des stations de compression sont principalement la puissance, les débits maximum et minimum qui peuvent être comprimés et les limites de taux de compression (rapport entre la pression aval et la pression amont).

Les caractéristiques d'autres ouvrages de réseau, tels que les vannes de régulation

qui génèrent des pertes de charge singulières, influent également sur les capacités.

Toutes ces caractéristiques sont connues pour les ouvrages existants ou décidés, elles sont prévisionnelles dans le cadre d'un projet d'infrastructure nouvelle.

Le réseau de GRTgaz : ses contraintes d'exploitation

Les contraintes d'exploitation définissent des conditions de disponibilité de niveaux de pression minimale à respecter en différents points du réseau pour assurer l'acheminement et la livraison du gaz. Ces conditions sont déterminées par GRTgaz afin de respecter ses obligations de service public dans le cadre de l'alimentation de réseaux de distribution et ses engagements contractuels dans le cadre des contrats de raccordement signés avec les clients industriels.

Le marché du gaz : la capacité calorifique du gaz importé

La capacité physique d'un réseau de transport s'exprime en débit volumique alors que les transactions entre expéditeurs et/ou consommateurs sont réalisées en énergie. Afin de proposer une offre de capacité commerciale cohérente avec les besoins des expéditeurs et clients, GRTgaz est amené à faire des hypothèses sur la capacité calorifique du gaz importé. Celles-ci sont mises à jour régulièrement et ce pour chaque point d'entrée au regard des flux observés.

Le marché du gaz : la répartition des flux dans le réseau

Les flux effectivement constatés sur le réseau dépendent de l'utilisation des capacités souscrites aux points d'entrée / sortie par les expéditeurs, du niveau des consommations et du recours aux stockages. Certains points d'entrée peuvent être privilégiés par rapport à d'autres par les expéditeurs dans certaines situations de marché. De plus en hiver, le soutirage des stockages souterrains peut être



privilegié par rapport aux entrées de gaz aux points frontières dans d'autres cas de figure. En été les injections vers les stockages souterrains peuvent avoir lieu depuis des sources de gaz différenciées selon la période considérée.

Les conditions d'exploitation du réseau

La détermination des capacités est réalisée sur la base de conditions normales d'exploitation du réseau qui reposent sur des jeux d'hypothèses de répartition des flux considérés comme réalistes et acceptables.

Ces hypothèses sont élaborées par GRTgaz sur la base de sa connaissance des flux passés et de sa vision sur leurs évolutions à venir. Ces conditions couvrent une large plage de cas climatiques depuis la pointe de froid (correspondant à une température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans ainsi que le définit le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz) jusqu'à la journée du mois d'août où les consommations sont minimales.

Elles supposent un usage des stockages souterrains lié à la température, utilisés en injection en été et en soutirage en hiver. En particulier, le niveau maximal de soutirage pris en compte pour la détermination des capacités de transport dépend du niveau de consommation et donc de la température (par exemple le soutirage des stockages à un niveau maximal n'est pas considéré comme un scénario d'utilisation normale du réseau s'il fait modérément froid). Ce mécanisme d'utilisation des stockages par les expéditeurs est cohérent avec les dispositions des décrets n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz et n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.

Le cadre de validité des capacités fermes proposées par GRTgaz permet donc à chaque expéditeur de faire face à ses obligations de service public notamment en ayant recours aux stockages souterrains pour l'alimentation des clients en hiver

et en permettant leur remplissage durant la période estivale. En outre une large gamme de stratégies d'approvisionnement est rendue possible depuis les points d'entrée du réseau.

Situations particulières

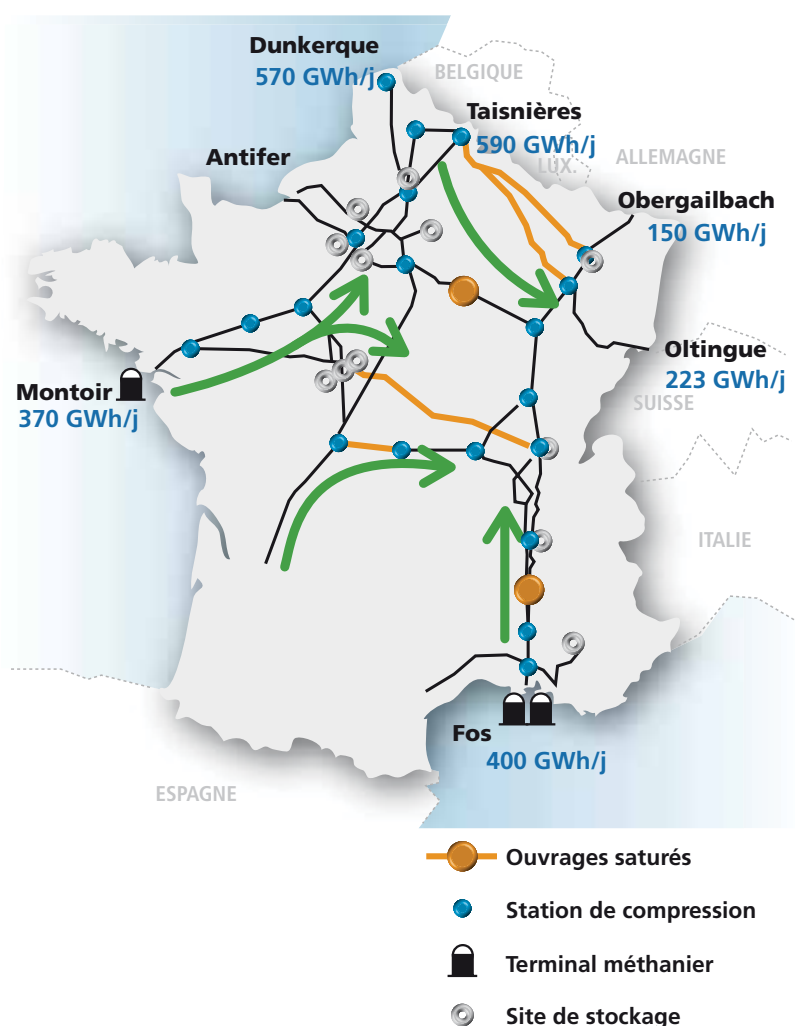
L'exploration des différentes stratégies d'approvisionnement possibles a conduit GRTgaz à identifier deux situations particulières où des flux minimaux sont nécessaires, d'une part à Obergailbach et d'autre part à Montoir pour assurer le bon fonctionnement du réseau sous certaines conditions de température et de flux exposées ci-dessous.

Le « minimum Obergailbach »

À partir d'un niveau de consommation correspondant à une température froide, l'augmentation des flux de gaz en provenance des autres points d'entrée du réseau (Fos excepté) combinée à une utilisation maximale de la liaison Nord-Sud engendre une saturation du réseau dans le sens Ouest vers Est qui rend nécessaire un appoint de gaz à Obergailbach pour alimenter la partie Est du réseau.

Le niveau le plus contraignant apparaît dans le cas d'une pointe de froid extrême (telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans). À ce niveau de température il est nécessaire de disposer d'un flux de gaz minimum en entrée à Obergailbach de l'ordre de 150 GWh/j.

Congestions dans le cadre du scénario « Minimum Obergailbach »



Le « minimum Montoir »

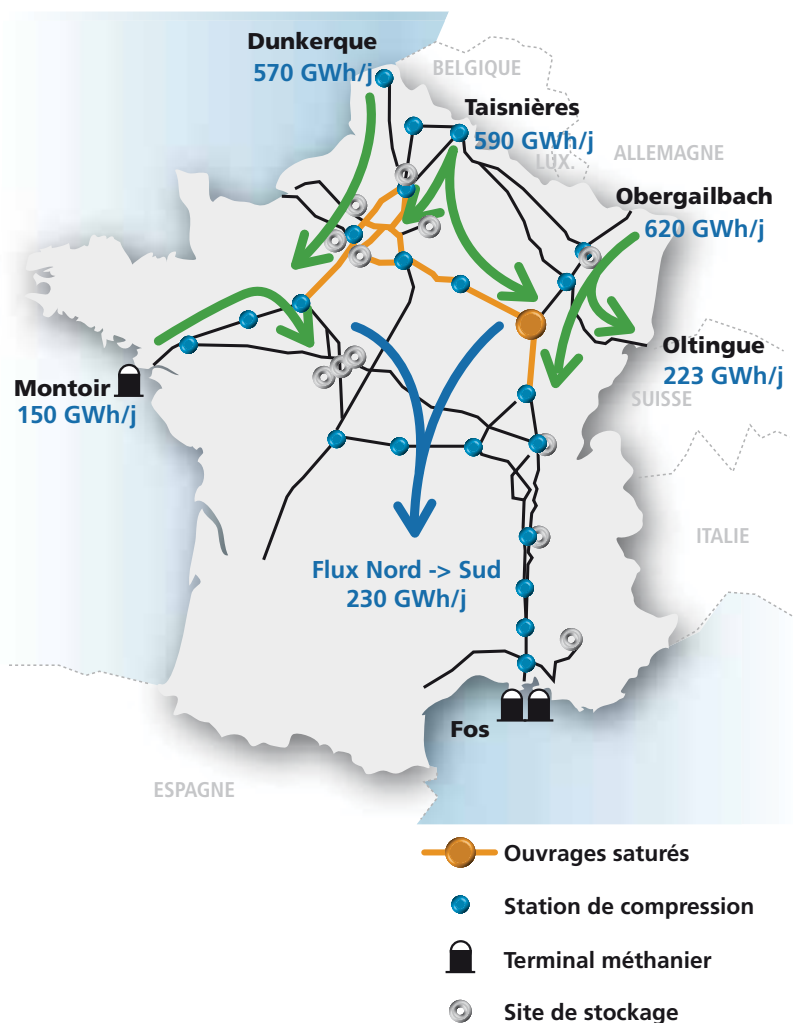
Au 1^{er} janvier 2009, GRTgaz a mis en place une grande zone Nord. Ce remodelage de l'offre de GRTgaz a été rendu possible grâce à un programme d'investissement commencé en 2007 et qui s'achèvera en 2010.

En attendant l'achèvement du programme de décongestion Nord et en particulier la mise en service du doublement de l'artère de Beauce entre Fontenay et Saint-Arnoult en 2010, des conditions particulières d'utilisation des capacités fermes de la liaison Nord vers Sud doivent être affichées pour l'hiver 2009/2010. En effet pendant cette période, lorsque les flux depuis le nord et l'est du réseau vers l'ouest et le sud sont à leur niveau maximum, la saturation de nombreux ouvrages est atteinte. Pour utiliser l'intégralité de la capacité entre la zone Nord et la zone Sud, il peut alors être nécessaire pour un niveau de consommation correspondant à une température modérément froide de disposer d'une émission minimale depuis le terminal de Montoir. Cette émission peut atteindre 150 GWh/j.

Par ailleurs à des températures plus froides, le réseau n'est plus un facteur limitant et, pour maximiser les transits vers la zone Sud, il revient cette fois aux expéditeurs d'acheminer du gaz par Montoir pour respecter l'équilibre du bilan de la zone Nord.

Ce scénario contraignant disparaît en 2010 avec la mise en service du doublement de l'artère de Beauce entre Fontenay et Saint-Arnoult.

Congestions dans le cadre du scénario « Minimum Montoir »



ANNEXE III :

Finalités des investissements de GRTgaz

Les investissements peuvent être classés en différentes catégories selon leur finalité.

Obligations de Service Public (OSP)

Il s'agit essentiellement des investissements répondant à des obligations de service public, ce qui, pour le transport, se décline principalement en exigences de continuité d'acheminement.

En effet, le service public dans le secteur du gaz naturel est défini par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Ce décret

instaure un certain nombre d'obligations à l'ensemble des acteurs de la chaîne gazière.

Au titre de l'article 9 du décret, les transporteurs ont l'obligation d'assurer la continuité de l'acheminement, hors période de maintenance ou circonstances de force majeure, dans les situations suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans ;
- une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Cette obligation s'applique aux transporteurs pour les clients domestiques, les clients non-domestiques n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture interruptible et les clients assurant une mission d'intérêt général liée à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, tels que les services de santé, la défense nationale ou l'administration.

Pour satisfaire à cette obligation, GRTgaz doit dimensionner et faire évoluer son réseau de telle sorte qu'à tout moment les capacités d'acheminement et les capacités de sortie de son réseau soient disponibles et suffisantes pour satisfaire les besoins des consommateurs.

Au titre de ces obligations, GRTgaz doit également s'assurer de la conformité du gaz livré aux clients finals, notamment en terme d'odorisation. Le contrôle de la qualité du gaz s'effectue par la mise en place d'appareils de mesure et d'analyse chromatographique.

Respect de l'Environnement

Dans le cadre de ses investissements, la politique environnement de GRTgaz vise essentiellement à prendre en compte les exigences réglementaires édictées en matière d'environnement. En effet, des évolutions réglementaires récentes impliquent des investissements pour mettre en conformité certaines installations.

À ce titre, GRTgaz réalise depuis plusieurs années des investissements très importants sur son parc de turbocompresseurs, en application de l'arrêté du 11 août 1999 qui vise à réduire les émissions polluantes des moteurs et turbines à combustion, en particulier les émissions d'oxyde d'azote (NOx).

Ainsi, un programme de rénovation de dix stations de compression est en cours de réalisation. Pour certaines d'entre elles, les travaux engagés au titre de la réglementation s'accompagnent d'un développement de la puissance de compression afin d'optimiser les investissements. C'est le cas, par exemple, pour la station d'Évry-Grégy dont la puissance est augmentée





pour contribuer à la fusion des zones Nord, Est et Ouest.

Sécurité des installations

GRTgaz doit s'assurer que ses installations respectent les normes et les réglementations édictées en matière de sécurité.

En 2006, la sécurité des installations de transport de gaz naturel a fait l'objet d'une nouvelle réglementation qui implique des investissements importants de mise en conformité. Cet arrêté du 4 août 2006 a remplacé la précédente réglementation établie par l'arrêté du 11 mai 1970. Ce nouvel arrêté définit les prescriptions minimales applicables à la conception, la construction, l'exploitation et l'arrêt temporaire ou définitif des canalisations de transport de gaz combustibles, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de produits chimiques, pour préserver la sécurité des personnes et des biens, et assurer la protection de l'environnement. Des guides professionnels viennent d'être finalisés afin de spécifier les dispositions techniques pour la mise en œuvre de ce nouvel arrêté et un programme, décomposé en plusieurs lots, a été lancé par GRTgaz.

Parmi ces lots, le plus important, en terme de montant d'investissements, vise à renforcer la protection d'une partie du réseau dont l'environnement s'est modifié au fil du temps avec, notamment, une augmentation de l'urbanisation. Les estimations réalisées en application des guides professionnels et des premiers résultats des études de sécurité, montrent que ce programme est très conséquent (pose de protections mécaniques sur plusieurs centaines de kilomètres de réseau, nombreuses restructurations, etc.) sur l'ensemble de la période 2009-2018, avec un pic d'activité d'ici 2012 pour traiter les sites prioritaires. Sur les 10 ans, ce programme représente plus de 40 % du montant des investissements liés à la sécurité des installations.

Depuis 1999, GRTgaz intègre, dans la politique de maintenance de ses ouvrages, un programme d'inspection et de réparation de l'ensemble de son réseau de transport. Le Nouveau Règlement de Sécurité (NRS) du 4 août 2006 et plus particulièrement son article 13 gouverne désormais ce programme d'inspection et de réparation des canalisations de transport. Ce programme représente plus du quart du montant des investissements de cette catégorie.

Raccordements et extensions du réseau

Le développement du réseau régional doit enfin répondre aux demandes de raccordement de nouveaux clients. À ce titre, les développements de réseau les plus significatifs concernent le raccordement des centrales électriques au gaz. L'industrie des biocarburants est un autre secteur en développement, notamment en Champagne et en Picardie. Par ailleurs, la réglementation sur l'environnement conduit certaines industries, notamment la pétrochimie, à substituer les combustibles polluants par le gaz naturel.

Fiabilisation de l'outil industriel

GRTgaz investit dans le renouvellement de son outil industriel afin de maintenir le niveau de performance et de fiabilité de son réseau.

L'obsolescence des installations est le principal motif de renouvellement. Ainsi, la maintenance de plus de 4000 postes de livraison de gaz nécessite des investissements récurrents pour remplacer tout ou partie des matériels lorsque ceux-ci ne présentent plus la fiabilité suffisante ou que leur technologie devient obsolète.

En plus des programmes récurrents de maintenance, GRTgaz est amené à engager des actions importantes sur des installations plus ciblées. C'est notamment le cas de neuf stations d'interconnexion, dont cinq situées sur la ceinture Parisienne.

Fluidification du réseau

Les investissements liés à cette finalité permettent de développer essentiellement les capacités d'entrée et de sortie du réseau. Ils sont largement exposés dans le corps du présent document.

Autres investissements

Les autres investissements, ou investissements hors infrastructures, concernent essentiellement l'immobilier, le mobilier, l'outillage et le système d'information.

En ce qui concerne le système d'information, les principaux investissements concernent ici le SI commercial dont la qualité de service, en amélioration constante, et l'éventail des services offerts, en évolution notable, sont des priorités fortes pour GRTgaz et ses clients.

Le dynamisme des centrales électriques au gaz

Le développement de la production d'électricité à partir du gaz est le principal relais de croissance de la consommation de gaz en France. Il en résulte un dynamisme du raccordement de nouveaux sites lié aux nombreux projets de centrales électriques au gaz.

En juillet 2009, plus d'une quarantaine de projets, supportés par dix promoteurs, étaient identifiés. La plupart sont des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) dont le rendement est plus élevé que les turbines à combustion (TAC) mais qui nécessitent cependant un investissement initial plus important. Parmi ces projets, treize ont fait l'objet d'un contrat de raccordement signé entre leur promoteur et GRTgaz. Ces treize projets représentent une capacité de production électrique d'environ 5 500 MWe.

Un grand nombre de projets prévoit à terme l'installation de deux groupes, en général d'une puissance unitaire de 400 MWe correspondant à une consommation unitaire journalière d'environ 25 GWh/j.

Certains de ces projets nécessitent le renforcement du réseau régional, voire du réseau principal. Ces renforcements s'inscrivent donc dans la catégorie des investissements destinés au respect des OSP.



ANNEXE IV:

Repères sur la réalisation des projets



L'objectif de cette annexe est de faciliter la compréhension des enjeux et challenges qui caractérisent les grands projets de GRTgaz. Elle décrit, de façon simplifiée, les grandes étapes de la construction des canalisations et des stations de compression.

La réalisation de ces grandes infrastructures gazières passe par l'acceptation de l'ouvrage, notamment localement, ce qui nécessite des démarches de communication et de concertation importantes et convaincantes. Il s'agit d'un challenge à fort enjeu pour GRTgaz car les exigences en la matière sont de plus en plus fortes. Par ailleurs ces démarches sont essentielles pour la réalisation des projets: la

durée de ces phases est prépondérante dans la durée du projet et l'obtention des autorisations de réalisation des ouvrages est stratégique pour chacun des projets.

Pour convaincre, GRTgaz doit savoir anticiper les attentes. Par conséquent, il doit être exemplaire sur le plan de la sécurité et du respect de l'environnement. C'est pourquoi, GRTgaz s'emploie à réduire l'impact de son activité durant les chantiers ainsi que pendant l'exploitation de ses installations.

Dans la suite, des zooms sont réalisés sur l'intégration environnementale des ouvrages de GRTgaz ainsi que sur les délais normatifs de ces projets.

Délais normatifs des Grands Projets

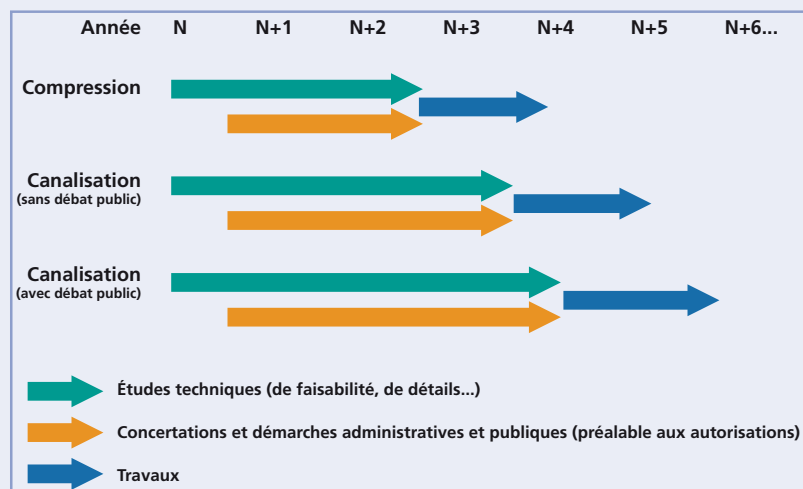
Les grands projets d'infrastructures de transport de gaz nécessitent des délais longs pour réaliser :

- les études techniques de faisabilité, de détails, de points singuliers, etc. ;
- les informations et concertations préalables du public et des parties concernées et, des débats publics pour les ouvrages d'enjeu national (canalisations de plus 200 km) ;
- les études d'impacts, les études de sécurité, des études spécifiques afin de constituer les dossiers d'autorisation ;
- la consultation administrative et les enquêtes publiques ;
- les autorisations de passage avec processus de signature de conventions amiables et, quand nécessaire, le processus de servitudes légales ;
- les approvisionnements des matériels ;

- les consultations et sélections des prestataires de travaux ;
- les états des lieux préalables et l'organisation des chantiers ;
- la réalisation et le contrôle des travaux ;

- la(les) mise(s) en service, le(s) remise(s) en état et le(s) réception(s) des travaux.

Entre le lancement des études et la mise en service de ces grands projets, les plannings de ces grands projets s'étalent sur plusieurs années (de 4 à 6 ans environ) comme suit :



Limiter l'impact des projets sur l'environnement

Lors de la conduite des travaux GRTgaz s'engage à respecter l'environnement écologique, économique et à assurer la sécurité de ses ouvrages.

Plusieurs études sont réalisées avant le début des travaux dans un seul but : élaborer un tracé garantissant la sécurité des personnes et des biens tout en préservant l'environnement. Les principaux impacts liés aux travaux seront essentiellement temporaires.

Le projet intègre dès l'amont les contraintes spécifiques relatives, notamment, à la faune et à la flore locales, en réalisant une étude d'impact, menée par un tiers expert, en concertation avec les collectivités territoriales, associations et autres acteurs régionaux. Cette étude d'impact permet de lister tous les éléments naturels que le projet va rencontrer, qu'ils soient liés à la faune ou à la flore. Cette étude permet d'ajuster le tracé afin de minimiser les impacts, et de définir quelles mesures peuvent

être prises pour que le chantier se déroule de façon satisfaisante du point de vue de la préservation de l'environnement.

En parallèle, chaque projet évalue la sécurité des installations, du personnel et des riverains dans une étude de sécurité. Des mesures spécifiques peuvent être mises en place suite à ces études pour réduire la probabilité et la gravité potentielle d'un accident avec par exemple des canalisations plus épaisses, des dalles de protection, des mesures spécifiques de surveillance. Ces études, qui sont un élément du dossier administratif, sont consultables lors de l'enquête publique.

Pour des raisons de sécurité et permettre d'éventuelles interventions, une bande de servitude de 10 à 20 mètres est définie, qui ne pourra accueillir ni construction, ni modification du profil, ni arbre de grande taille. Les propriétaires signent une convention de servitude avec

GRTgaz. Ils restent entièrement propriétaires de leur terrain.

Une totale remise en état (basée sur un état des lieux précis dressé avant les travaux) est réalisée : GRTgaz veut ainsi garantir aux propriétaires et aux exploitants une exécution parfaite de ces travaux. Ainsi, GRTgaz s'engage à reconstituer la nature des sols : les couches successives sont remises en place, les fossés et talus reprofilés, les clôtures et drainages remis en état. L'état des lieux après travaux est ensuite dressé avec le propriétaire ou l'exploitant agricole afin de vérifier la bonne remise en état du terrain. Il permet de valider la remise en état.

Avant et après la mise en service des installations, GRTgaz utilise tout un panel de contrôles afin de s'assurer de la sécurité de l'ouvrage, sous le contrôle de l'administration.

Au final, les traces du passage d'une canalisation de transport de gaz disparaissent, à l'exception des balises jaunes qui en signalent la présence.



Projets de pose de canalisations

Procédures de concertation publique et d'autorisation

Les tracés de pose des gazoducs souterrains sont soumis à la consultation des collectivités locales, des Services de l'État et du public.

Préalablement à cette consultation réglementaire, GRTgaz s'engage à informer le public et les parties concernées des caractéristiques principales du projet. Cette phase d'information s'effectue généralement par des réunions en mairie et des réunions publiques, pendant lesquelles GRTgaz explique les raisons de ce projet, son déroulement et présente le ou les tracés possibles.

L'objectif de cette **phase de concertation** est d'élaborer un tracé de moindre impact garantissant la sécurité des personnes et des biens tout en préservant l'environnement.

À l'issue de la phase de concertation et des études, le tracé proposé est soumis pour avis à **une consultation administrative et à une enquête publique** sur l'ensemble des communes concernées. Le public peut durant cette phase poser des questions auxquelles GRTgaz apportera une réponse écrite. Questions et réponses figureront dans le dossier technique final présenté au Préfet.

Le résultat de cette double consultation permet d'apporter, en tant que de besoin et dans le respect de l'intérêt général, des aménagements au tracé initialement prévu. Ce n'est qu'à l'issue de ces procédures et au vu de leurs résultats que le Préfet approuve le projet et déclare les travaux d'utilité publique.

En parallèle, GRTgaz propose à chacun des propriétaires concernés la signature d'une convention de servitude amiable.

1



Concertation - Consultation

GRTgaz est conduit à renforcer le réseau pour garantir la sécurité de l'approvisionnement des consommateurs ou permettre le raccordement de nouveaux clients. Le choix du tracé fait l'objet d'une consultation des divers acteurs ou organismes afin d'établir le meilleur compromis entre les contraintes environnementales, agricoles, réglementaires et les aspects financiers.

2



État des lieux avant travaux

Avant le démarrage du chantier, un constat des lieux avant travaux permet de dresser un état des lieux initial des parcelles concernées et servira de base au versement des indemnités de dommages de fin de chantier.

3



Piste de travail et préparation des tubes

La piste de travail permet la circulation des engins et le stockage des déblais de la tranchée. Des clôtures provisoires sont constituées en cas de nécessité. Le « bardage » consiste à transporter, décharger et aligner les tubes le long de la piste. Le « cintrage » permet d'adapter les tubes au relief et au tracé, pour le passage des courbes et dénivelés.



7

Remise en état

Le profil initial du terrain est rétabli, les clôtures reconstruites à neuf, les fossés et talus reprofilés. Un état des lieux après travaux a pour but de vérifier la bonne remise en état du terrain. De plus, il permet de déterminer, en comparaison avec l'état des lieux initial, les dommages causés et d'établir le montant des indemnités correspondantes. Seules les bornes jaunes de repérage témoignent de la présence de la canalisation dans le sous-sol.



6

Mise en fouille

La conduite, pouvant mesurer plusieurs centaines de mètres, est déposée avec soin au fond de la tranchée. La canalisation est recouverte en respectant le tri des terres. La nature des sols est ainsi reconstituée en respectant la configuration initiale.

Les principales étapes d'un chantier de pose d'un gazoduc en 7 points

4



Soudage

Les tubes sont soudés bout à bout, soit en soudage manuel, soit en soudage automatique. Les soudures sont contrôlées par radiographie ou par ultrasons afin de s'assurer de la bonne exécution de l'assemblage de la ligne.

5



Ouverture de la tranchée

Le terrassement est effectué en séparant les terres de fond de tranchée des terres végétales qui seront remises en place après les travaux pour permettre la reprise rapide des cultures.

Projets de construction des stations de compression

Procédures de concertation publique et d'autorisation

Ces projets font l'objet d'une enquête publique voire de réunions publiques afin de permettre aux habitants de prendre connaissance du projet, d'être informés du déroulement du chantier, et d'échanger avec l'équipe projet de GRTgaz.

Cependant, GRTgaz n'attend pas cette phase pour **informer le public** et les parties concernées des caractéristiques principales du projet. Cette phase d'information s'effectue généralement par des réunions en mairie et des réunions publiques pendant lesquelles GRTgaz explique les raisons de ce projet, son déroulement et présente la ou les implantations possibles.

Suite à cette phase d'études et de concertation, le projet est soumis pour avis à **une consultation administrative et à une enquête publique**. Durant cette phase, le public peut poser des questions qui figureront avec les réponses dans le dossier technique final présenté au Préfet.

Ce n'est qu'à l'issue de ces procédures et au vu de leurs résultats que **le Préfet approuve le projet**.



1

Concertation - Consultation

En circulant dans les canalisations, le gaz naturel est ralenti du fait du frottement sur les parois. L'effet cumulatif de ce phénomène physique conduit à une baisse de pression en extrémité du réseau. Les stations de compression permettent de redonner de la pression au gaz naturel afin que celui-ci soit transporté sur de grandes distances et dispose d'une pression suffisante pour être livré aux points de cession : réseau de distribution et industriels. Le choix de l'emplacement d'une station de compression fait l'objet d'une consultation visant à trouver une solution adaptée sur le plan technique et de moindre impact vis-à-vis de la population et de l'environnement.



2

Choix de l'entreprise d'ingénierie, enquête publique et demande de permis de construire

Un dossier technique est constitué en vue de lancer un appel d'offres de consultation d'entreprises d'ingénierie. La société d'ingénierie retenue réalisera les études et les travaux d'installation de la station pour un fonctionnement « clé en main ». Le dossier comprenant entre autres une étude d'impact et une étude de dangers est adressé à l'administration. À l'issue de l'enquête administrative, une enquête publique est ordonnée, et l'autorisation du Permis de Construire est délivrée. L'instruction du dossier par la DRIRE débouche sur une autorisation de construction et d'exploitation délivrée par le Préfet.

Choix et installation des compresseurs

Les compresseurs de gaz naturel sont des exemplaires uniques, car fabriqués sur mesure en fonction des caractéristiques des réseaux amont et aval. On distingue deux grands types de compresseurs : les électro-compresseurs et les turbocompresseurs. Chaque machine est installée dans un bâtiment de taille variable suivant la conception du compresseur et de sa puissance.



3

7



Des visites de contrôle régulières

Des équipes se rendent régulièrement sur les sites pour effectuer les manœuvres nécessaires et les vérifications d'usage : niveau de pression, éventuelles émissions de gaz, etc., ainsi que la maintenance nécessaire aux différents équipements. Des essais sont effectués pour s'assurer du bon fonctionnement de l'installation. Lorsque ceux-ci sont satisfaisants, les différentes entreprises ayant participé à sa construction s'en vont, et l'installation est mise en service industrielle.

Le déroulement en 7 points d'un chantier de construction de station de compression

Les bâtiments annexes

D'autres bâtiments sont construits sur le site : un bâtiment électrique, où sont rassemblées toutes les fonctions de commande des machines ainsi que le système de contrôle-commande de la station ; un bâtiment technique dans lequel sont assurés la maintenance, le stockage des pièces de rechange, et un bâtiment administratif où se trouvent des bureaux, pour le suivi du fonctionnement de la station, après le raccordement au réseau.



4

6



Vue d'ensemble de la station

L'ensemble de la station occupe un espace assez important (souvent plusieurs hectares) car ses divers équipements sont isolés géographiquement pour des raisons de sécurité, notamment en cas d'incendie. Les stations de compression sont considérées comme des installations classées pour la protection de l'environnement. Ainsi, hormis les bâtiments, ne dépassent de terre que les actionneurs de robinets permettant de gérer les mises en relation des différentes canalisations depuis la surface (de façon motorisée ou manuelle).

5



Un fonctionnement télécommandé

Sur le réseau de GRTgaz, la très grande majorité des stations de compression est entièrement télécommandée, sans personnel. La gestion des stations est assurée depuis le Centre de Répartition National, qui gère directement les stations depuis le dispatching basé à Paris ou via des dispatchings régionaux.

NOTES

NOTES

NOTES



Crédits photos: GDF SUEZ / Antoniol Antoine - Crampes Gilles - Dunouau Franck - Dureuil Philippe - Grollier Philippe - Grosjean Pierre-François - Hautemaniere Noel - Maître Pascal - Monlau Laurent - Thery Philippe - Zaubider Stephan.

Par nature, le présent document prospectif est communiqué à titre indicatif. Il ne peut donc pas engager une quelconque responsabilité de GRTgaz notamment quant à la réalisation ou non des projets présentés, des données et/ou documents inexacts, incomplets, omis ou sujets à interprétation. Cependant, GRTgaz fait ses meilleurs efforts afin qu'à sa date de publication, ce document transcrive la vision prospective la plus juste que GRTgaz peut avoir à 10 ans sur le marché du gaz, au vu notamment du contexte actuel, de ses compétences, des documents et informations en sa possession.



2, rue Curnonsky
75017 Paris
Tél. : 01 47 54 30 00
www.grtgaz.com