



Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz

Période 2006-2015



SOMMAIRE

SOMMAIRE	2
-----------------	----------

INTRODUCTION	4
---------------------	----------

SYNTHÈSE	6
-----------------	----------

I ENJEUX ET PERSPECTIVES DE L'APPROVISIONNEMENT NATIONAL EN GAZ NATUREL	10
--	-----------

1. LES OBJECTIFS ET AXES DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE	10
1.1. L'OUVERTURE DES MARCHÉS	10
1.2. LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	12
1.3. LES OBLIGATIONS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT ET LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	13
2. LA SITUATION NATIONALE EN MATIÈRE GAZIÈRE À FIN 2004	17
2.1. L'OFFRE ET LA DEMANDE	17
2.2. LE MARCHÉ DU GAZ DEPUIS SON OUVERTURE	20
3. LES INFRASTRUCTURES	21
3.1. LE RÉSEAU DE TRANSPORT	21
3.2. LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION	24
3.3. LES TERMINAUX DE REGAZÉFICATION (OU TERMINAUX MÉTHANIERES)	26
3.4. LES STOCKAGES SOUTERRAINS	27

II EVOLUTION DE LA DEMANDE	31
-----------------------------------	-----------

1. GÉNÉRALITÉS SUR LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	31
1.1. TENDANCES EUROPÉENNES	31
1.2. SCÉNARIO TENDANCIEL DE L'OBSERVATOIRE DE L'ÉNERGIE	31
2. PRÉVISIONS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE À L'HORIZON 2015	34
2.1. LES PRINCIPAUX DÉTERMINANTS DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL	34
2.2. CHOIX D'UN SCÉNARIO	39
2.3. SYNTHÈSE DES DÉCLARATIONS DES FOURNISSEURS	41
3. DEMANDE DE POINTE, DEMANDE DE TRANSIT, DEMANDE DE CAPACITÉ DE TRANSPORT	41
3.1. DEMANDE NATIONALE À LA POINTE	41
3.2. DEMANDE DE TRANSIT	43
3.3. RÉSEAU DE TRANSPORT	44
4. DEMANDE DE STOCKAGE	44
4.1. LA DEMANDE DE STOCKAGE EN EUROPE	45
4.2. MÉTHODE	45
4.3. RÉSULTATS	47

III EVOLUTION DE L'OFFRE **49**

1. OFFRE DE GAZ NATUREL	49
1.1. LES ZONES DE PRODUCTION	49
1.2. LE RÔLE DU GNL	50
1.3. LES PROJETS D'APPROVISIONNEMENT EUROPÉENS	51
1.4. PORTEFEUILLES D'APPROVISIONNEMENT	52
2. LE DÉVELOPPEMENT DE LA DESSERTTE EN GAZ NATUREL	53
2.1. LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL FRANÇAIS	53
2.2. LA CORSE	54
2.3. L'ALIMENTATION EN GAZ NATUREL DES ZONES INSULAIRES	57
3. OFFRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT	57
3.1. LA PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT	57
3.2. LES FINALITÉS DE L'INVESTISSEMENT	59
3.3. LES PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS	60
3.4. LES TERMINAUX MÉTHANIERES	63
4. STOCKAGES	64
4.1. LE POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES STOCKAGES	64
4.2. L'INVESTISSEMENT DANS LES STOCKAGES	65
4.3. LES DÉVELOPPEMENTS DE CAPACITÉS DE STOCKAGE	66
4.4. RÉSULTATS	68

IV EQUILIBRE OFFRE – DEMANDE ET CONCLUSIONS **69**

1. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	69
1.1. OFFRE-DEMANDE DE GAZ NATUREL	69
1.2. POINTS D'ENTRÉE	70
1.3. FLEXIBILITÉ	72
2. LA PROBLÉMATIQUE DES INVESTISSEMENTS DANS UN MARCHÉ OUVERT	73
2.1. DE NOUVEAUX RISQUES	73
2.2. DE NOUVELLES PRATIQUES	74
2.3. DES INFRASTRUCTURES INÉGALES FACE AU RISQUE DE SOUS-INVESTISSEMENT	75
3. RÔLE DE L'ÉTAT FACE AUX RISQUES PESANT SUR L'INVESTISSEMENT	75
3.1. LE RENFORCEMENT DE LA VISIBILITÉ	76
3.2. LES INCITATIONS ÉCONOMIQUES	76
3.3. L'APPUI POLITIQUE	78

ANNEXES **79**

1. GLOSSAIRE	79
2. COMPOSITION DU GROUPE DE PILOTAGE	80
3. LISTE DES PARTICIPANTS ET DES PERSONNES AUDITIONNÉES	81
4. AVIS DU CONSEIL GÉNÉRAL DES MINES	83
5. LES STOCKAGES SOUTERRAINS FRANÇAIS	85
6. LES RÉSERVES GAZIÈRES DES FOURNISSEURS TRADITIONNELS ET POTENTIELS DU CONTINENT EUROPÉEN	86
7. LES PROJETS D'INFRASTRUCTURE À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE	87

Introduction

L'article 18 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit un rapport au parlement qui décrit l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, sa répartition géographique et l'adéquation de l'infrastructure gazière (stockages souterrains, terminaux méthaniers, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats à long terme d'approvisionnement du marché français.

Le présent plan indicatif pluriannuel (correspondant à l'exercice PIP 2006) constitue le premier rapport au Parlement. Il s'agit d'un **document prospectif sur la période 2006-2015** contenant :

- une **prévision de croissance de la demande gazière**,
- une description des **principaux investissements décidés en matière d'infrastructures gazières**,
- un diagnostic concernant **l'adéquation entre les capacités d'approvisionnement en gaz naturel et les besoins nationaux**,
- une série de **recommandations** portant tant sur les instruments en possession de l'État pour garantir la sécurité d'approvisionnement nationale à terme que sur les investissements eux-mêmes.

Il a pour ambition principale de contribuer à une connaissance partagée des déterminants de la demande en gaz naturel et des perspectives de développement d'infrastructures gazières.

A la différence de la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI), le PIP ne se traduit pas par une programmation obligatoire d'investissements. Les décisions d'investissement dans le secteur gazier appartiennent aux opérateurs, et ce, bien que les pouvoirs publics disposent de plusieurs leviers pour soutenir le développement de nouvelles infrastructures essentielles à la sécurité d'approvisionnement nationale, tels que des incitations tarifaires ou des dérogations temporaires à l'accès des tiers aux infrastructures.

Ce plan indicatif pluriannuel intervient dans un environnement particulier :

- **l'ouverture à la concurrence et l'intégration des marchés nationaux au sein d'un marché européen de l'énergie**,
- **la tension sur les prix des hydrocarbures**, se traduisant notamment par de fortes hausses, due à une incertitude sur la disponibilité de la matière première combinée avec une demande en forte augmentation au niveau international.

Dans ce contexte, la France a transmis en janvier 2006 à la Commission européenne un Mémoire pour une relance de la politique énergétique européenne dans une perspective de développement durable. Elle a également adopté la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

En raison de la croissance de la demande de gaz en Europe (tirée par la demande de production électrique), des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées et du développement de nouveaux types d'infrastructures gazières (développement des terminaux méthaniers), il existe un fort besoin d'investissements. Le développement de nouvelles infrastructures est un processus long, coûteux, contraint par des réglementations (sécurité, environnement) et rendu plus complexe encore par la libéralisation. L'accent est donc mis dans ce plan indicatif pluriannuel sur l'accroissement de la visibilité pour les acteurs et la nécessité de disposer de signaux d'investissements clairs.

Le rapport a été préparé entre novembre 2005 et juin 2006 par un groupe de travail dont la présidence a été confiée à une personnalité qualifiée, M. Jean-Pierre Falque-Pierrotin¹, haut fonctionnaire du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Le groupe de travail était composé de représentants des ministères intéressés. Ce groupe a auditionné de nombreux experts et tient compte

¹ M. Jean-Pierre Falque-Pierrotin a été directeur général de l'industrie, des technologies de l'information et des postes du 28 novembre 2003 jusqu'au 9 février 2005. Il a également présidé les groupes de travail chargés de la rédaction des rapports PPI électrique et PPI chaleur (exercice PPI 2006).

des travaux réalisés par ailleurs, notamment les programmations pluriannuelles des investissements dans les productions d'électricité d'une part et de chaleur d'autre part, réalisées en 2006.

Synthèse

- **Sécurité d’approvisionnement et maîtrise de la demande d’énergie**

Le premier plan indicatif pluriannuel dans le secteur du gaz intervient dans un environnement en mutation rapide marqué par l’**ouverture au niveau européen du marché du gaz naturel à la concurrence**, et par une forte tension sur **les prix des hydrocarbures**. Ce contexte se traduit notamment par un mouvement de concentration qui s’accélère dans le secteur et une vive concurrence pour l’accès aux ressources dans les pays producteurs.

Conformément à la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, la sécurité d’approvisionnement et la maîtrise de la demande d’énergie sont les deux principaux prismes au travers desquels l’évolution des besoins en gaz naturel et le caractère suffisant des infrastructures d’approvisionnement ont été examinés.

- **Une demande de gaz naturel en hausse**

La consommation française de gaz naturel, représentant 540 TWh en 2005, se répartit entre les secteurs résidentiel et tertiaire (53%), essentiellement pour le chauffage, industriel (38%) et énergétique (8%).

La croissance de la demande en gaz naturel va connaître, entre 2006 et 2015, un infléchissement important par rapport à la décennie précédente mais reste importante en comparaison des autres énergies primaires. **Le taux de croissance annuel moyen de la demande de gaz naturel pourrait ainsi passer de 3,4% à 2,1%**. Cette évolution représente néanmoins un accroissement de la consommation de gaz naturel de 100 TWh entre 2006 et 2015.

Le tassement de la croissance de la demande dans les secteurs résidentiel et tertiaire s’explique en partie par les efforts réalisés en matière de maîtrise de la demande d’énergie qu’il sera toutefois indispensable d’accentuer. La diminution des gisements de substitution fioul-gaz contribue également à ce ralentissement.

Sur cette période la production d’électricité à partir de gaz naturel se développe de façon importante, représentant un besoin supplémentaire en gaz naturel de 28,3 TWh, à travers l’implantation prévue de 6 nouveaux cycles combinés à gaz entre 2009 et 2015. Ces cycles combinés représentent une puissance électrique supplémentaire de 2 500MW.

La hausse récente des prix du gaz naturel est susceptible d’avoir un impact sur la demande de gaz naturel, soit par effet de substitution, soit en constituant une incitation supplémentaire aux efforts de maîtrise de la consommation énergétique.

Cette augmentation de la demande de gaz naturel rend nécessaire des renforcements des points d’entrée sur le territoire français et des capacités de stockage souterrain.

- **Le niveau de risque et le développement d’infrastructures**

Pour pouvoir acheminer le gaz naturel jusqu’aux consommateurs tout au long de l’année, les réseaux de transport sont exploités et développés par deux opérateurs GRTgaz et TIGF, filiales respectives des entreprises Gaz de France et Total. Le gaz est introduit sur le territoire français par six points d’entrée, dont quatre gazoducs interconnectés aux réseaux belges, espagnols et allemands, et deux terminaux de gaz naturel liquéfié.

En outre, la consommation française étant fortement dépendante de la température, les stockages souterrains, représentant 25% du besoin annuel en gaz naturel, ont été construits pour disposer en hiver de gaz supplémentaire par rapport aux approvisionnements directs. Ces stockages souterrains sont exploités par Gaz de France et TIGF.

L'objectif est de dimensionner le système gazier français pour assurer une alimentation des clients finals dans des conditions climatiques extrêmes, à savoir un hiver froid ou trois jours froids consécutifs tels qu'il s'en produit tous les cinquante ans. Ce niveau de risque correspond aux pratiques historiquement en vigueur.

La couverture de ces contraintes de froid extrême est constitutive des obligations de service public des différentes catégories d'acteurs du dispositif gazier : les fournisseurs de gaz naturel autorisés doivent l'intégrer pour la gestion de leur approvisionnement, les gestionnaires de réseaux pour le développement de leurs capacités d'acheminement, etc.

C'est à l'aune de ces contraintes et de l'évolution prévisible de la demande de gaz naturel qu'a été analysée la situation des infrastructures gazières disponibles et les besoins à l'horizon 2015.

• **Des approvisionnements, fondés sur des engagements de long terme, mais susceptibles d'évoluer avec le développement des marchés de gros**

La France, pour ses besoins en gaz naturel, est en situation de dépendance quasi totale puisque, avec une production déclinante, 97% de son gaz naturel est importé en 2005. L'approvisionnement français, reposant pour une très large part sur des engagements de long terme avec les producteurs de gaz naturel, est actuellement plus diversifié que la plupart des autres pays européens. Il se répartit entre quatre fournisseurs principaux : la Norvège (23,1 % de l'approvisionnement français), la Russie (19,5%), les Pays-Bas (16,2%) et l'Algérie² (16,0 %). L'Egypte a fourni en 2005 ses premières cargaisons de gaz naturel liquéfié à destination de la France.

Malgré des incertitudes sur les futures capacités de production de gaz naturel de grands pays fournisseurs, **plusieurs phénomènes majeurs devraient influencer les approvisionnements français à l'horizon 2015 pour permettre de couvrir l'augmentation de la demande de gaz naturel :**

- le maintien, voire l'augmentation, du poids des importations de gaz en provenance de Russie et de Norvège,
- l'augmentation des capacités d'importation de gaz d'Algérie par gazoduc,
- enfin, le rôle grandissant joué par le gaz naturel liquéfié (GNL) dans l'alimentation européenne grâce à des pays comme l'Egypte, le Nigeria, le Qatar, voire l'Iran.

Par ailleurs, selon le bilan des déclarations des fournisseurs réalisées en 2005, **la part des contrats à long terme dans l'approvisionnement français rapportée aux volumes importés, actuellement supérieure à 95%, devrait baisser tout en restant supérieure à 90 % en 2009.**

Le poids de ces contrats dans l'approvisionnement français restera ainsi à un niveau élevé qui ne pourra qu'être conforté par la constitution de grands groupes européens de l'énergie capables de mieux négocier des engagements de long terme avec les pays producteurs tant en terme de volumes, que de durée ou de prix. Néanmoins, les marchés de gros, aujourd'hui limités en Europe à l'exception du Royaume-Uni, seront appelés à jouer un rôle de plus en plus important pour assurer l'ajustement de l'offre et de la demande de gaz naturel.

² La baisse de la part de l'Algérie constatée actuellement résulte de l'accident survenu fin 2004 dans l'usine de liquéfaction de Skikda.

- **Incitations au développement de nouvelles capacités et consolidation des programmes d'investissement**

En ne prenant en compte que les investissements aujourd'hui décidés par les opérateurs, la France dispose de capacités d'acheminement suffisantes pour alimenter les consommateurs dans les conditions hivernales extrêmes réglementaires.

Les capacités excédentaires existantes sont autant d'options à la disposition des fournisseurs pour optimiser leurs voies d'approvisionnement. Elles peuvent également permettre de répondre à une situation de défaillance, technique ou contractuelle, sur un point d'importation.

Pour les stockages souterrains, les investissements envisagés par les opérateurs permettent de couvrir les besoins à l'horizon 2015. Toutefois, à défaut d'un soutien à leurs projets et d'une consolidation de leurs programmes d'investissement, la prise en compte des seuls renforcements décidés aujourd'hui par les opérateurs conduirait à un déficit de capacités en 2009.

Dans le secteur gazier, les investissements restent à la stricte initiative des acteurs industriels. Cependant, pour favoriser le développement de ces infrastructures, **l'État doit contribuer à rendre le contexte de l'investissement favorable** et s'assurer de la bonne prise en compte, dans les différents processus impliquant les pouvoirs publics, de ces développements indispensables pour la sécurité d'approvisionnement nationale. Pour faciliter le contexte de l'investissement, pénalisé par de potentielles incertitudes, l'État peut renforcer la visibilité des acteurs en s'attachant à la stabilité des cadres réglementaire et de régulation. Il s'agit également de rendre l'investissement plus attractif économiquement en mettant en œuvre les outils d'incitation adéquats. Dans le cas où la tension sur le développement des stockages souterrains viendrait à perdurer, des dispositifs complémentaires devraient être envisagés.

- **Une période d'investissements importants**

Tant sur le territoire français qu'aux frontières du marché européen du gaz naturel, **de nombreux développements d'infrastructure seront susceptibles de contribuer au renforcement de la sécurité d'approvisionnement française.** Parmi les principales évolutions du réseau national, peuvent être distingués les investissements décidés, comme :

- le **renforcement des capacités d'entrée à l'Est** (Obergailbach) **et au Sud-Ouest** (Lacal, Euskadour),
- la **mise en service du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou**,
- la **fluidification du réseau de grand transport français** avec le **renforcement de l'artère de Guyenne** et la **fusion des zones de transport Nord, Est et Ouest**,
- le **développement de nouvelles capacités de stockage** au travers de **l'optimisation des capacités des stockages aquifères et salins existants**, tant de Gaz de France que de Total ;

et les investissements annoncés ou pressentis, qui, au vu des constats précédents, doivent être suivis avec attention :

- la **construction de nouveaux terminaux GNL** dans les ports autonomes identifiés,
- la **fluidification du réseau sur l'axe Nord-Sud à l'Est** (artère du Rhône notamment),
- la **mise en service de nouveaux sites de stockage souterrain** par Gaz de France et Total,
- le renforcement éventuel des autres points d'entrée existants.

Certains de ces développements dépendront également des investissements internationaux qui seront amenés à être réalisés à l'horizon 2015 et dans lesquels la participation active des grands opérateurs français peut constituer un gage supplémentaire pour la sécurité d'approvisionnement :

- le **développement de nouveaux sites de production**, tant chez les fournisseurs historiques de la France que dans de nouvelles géographies,
- les **projets de gazoducs transfrontaliers** avec l'Algérie (Medgaz), la Russie (NEGP), l'Asie du Sud-Est (Nabucco) ou la Lybie (Greenstream).

- **Des méthodes à pérenniser**

La conduite de ce premier exercice de planification indicative a permis d'identifier de possibles améliorations méthodologiques.

Tout d'abord, **l'élaboration des prévisions de croissance de la demande devrait reposer sur un rôle plus explicite des gestionnaires de réseaux de transport**. En effet, ils constituent le maillon structurant du dispositif gazier français et sont de ce fait les interlocuteurs désignés de l'État pour ce type de travaux prospectifs.

Il a été constaté ensuite que plusieurs hypothèses ou références jouant un rôle important dans l'estimation des besoins de stockage ou de capacités de transport devaient être examinées sur le long terme. Ces données sous-jacentes constituent des critères de sécurité du système gazier français et ne font pas encore l'objet d'un traitement suffisamment transparent et harmonisé. Il convient également de revoir régulièrement les critères définissant la robustesse du système gazier.

Enfin, les questions liées à la disponibilité du gaz naturel à l'entrée du réseau français nécessitent un examen à un échelon européen. En effet, dès lors qu'il s'agit des voies d'importations comme les gazoducs transfrontaliers, ou des perspectives de développement de la production de gaz naturel, une approche européenne commune, correspondant à un marché du gaz naturel européen intégré, est souhaitable.

I Enjeux et perspectives de l'approvisionnement national en gaz naturel

1. Les objectifs et axes de la politique énergétique française

La loi du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique détermine quatre objectifs pour la politique énergétique française :

- **garantir la sécurité d'approvisionnement**,
- mieux **préserver l'environnement** et **lutter davantage contre l'effet de serre**,
- **garantir un prix compétitif** de l'énergie,
- **garantir l'accès** de tous les français **à l'énergie**.

L'inscription de ces objectifs dans la loi survient dans un contexte en évolution rapide depuis le début de l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'énergie. Cette dernière a conduit à la redéfinition du dispositif gazier français. Différentes catégories de **consommateurs**, susceptibles ou non de choisir leurs **fournisseurs**, ont été identifiées. L'activité de fourniture de gaz naturel a également été distinguée de celle de **gestion d'infrastructure**.

1.1. L'ouverture des marchés

La directive 2003/55 du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel met en place une ouverture progressive des marchés de l'énergie entre le 1^{er} juillet 2004 et le 1^{er} juillet 2007.

La transposition de cette directive en droit français a donné lieu à trois textes législatifs : la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité, la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ainsi que la loi du 13 juillet 2005.

Ces textes fondent l'ouverture des marchés sur une définition précise des acteurs gaziers et des responsabilités de chacun d'entre eux afin de garantir la **continuité de fourniture** aux clients finals, dont une partie est libre de choisir son fournisseur de gaz naturel. Seuls les **clients domestiques** ne sont pas éligibles pour l'heure.

1.1.1. Les acteurs du marché ouvert : fournisseurs, gestionnaires d'infrastructure

Parmi les **clients éligibles** (industriels, commerçants, etc.), ceux qui **assurent des missions d'intérêt général**³ font l'objet de protections supplémentaires. Cette distinction se retrouve dans le mécanisme de **l'autorisation de fourniture**. Le législateur a en effet fait le choix de conditionner l'exercice de la fourniture de gaz à la délivrance d'une autorisation. Les pétitionnaires doivent démontrer qu'ils disposent des capacités techniques, économiques et financières leur permettant d'alimenter leurs clients.

Les fournisseurs sont notamment tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements et d'avoir accès à un certain nombre de points d'entrée sur le territoire national en fonction de la part de marché qu'ils détiennent. Ils doivent également informer le ministre chargé de

³ Ces consommateurs assurant des missions d'intérêt général, rassemblant entre autres les administrations, les écoles, etc. représentent environ 7% de la consommation nationale, ils sont listés par les préfets.

l'énergie des règles et modalités d'affectation de leurs ressources globales d'approvisionnement en gaz.

L'ouverture à la concurrence suppose que les fournisseurs autorisés soient à égalité de traitement pour l'importation et l'acheminement du gaz naturel jusqu'aux clients finals. Le **refus d'accès aux infrastructures – réseaux de transport et de distribution, terminaux méthaniers, stockages souterrains** – est donc strictement limité (à des cas précis comme la maintenance). La **Commission de régulation de l'Énergie**⁴, outre son rôle de proposition pour les tarifs d'accès aux infrastructures régulées (réseaux de transport et terminaux méthaniers), peut être saisie de **tout différend concernant l'accès à une infrastructure** d'approvisionnement en gaz naturel.

Cet accès transparent et non discriminatoire a rendu nécessaire la **séparation des activités de négoce et d'infrastructures** chez les opérateurs intégrés « historiques ».

1.1.2. Les obligations de service public

Le décret n°2004-251 du 19 mars 2004 impose pour chaque catégorie des **obligations de service public** :

- aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et aux exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié,
- aux fournisseurs de gaz, distingués suivant les catégories de clientèle qu'ils alimentent,
- aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel⁵.

Ces obligations portent sur :

- la sécurité des personnes et des installations en amont du raccordement des consommateurs finals ;
- la continuité de la fourniture de gaz ;
- la sécurité d'approvisionnement ;
- la qualité et le prix des produits et des services fournis ;
- la protection de l'environnement ;
- l'efficacité énergétique ;
- le développement équilibré du territoire ;
- la fourniture de gaz de dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général ;
- le maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité.

Concernant la continuité de fourniture, celle-ci doit être assurée dans des circonstances préalablement définies :

- un **hiver froid tel qu'il s'en produit un tous les cinquante ans**,
- une **pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans**,
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant 6 mois.

Ces contraintes sont structurantes pour les gestionnaires de réseaux de transport qui doivent dimensionner leurs gazoducs pour permettre l'alimentation des consommateurs dans telles conditions.

⁴ Afin d'harmoniser les règles d'accès aux infrastructures dans les états européens, les régulateurs européens, réunis au sein du **forum de Madrid**, émettent des **règles de bonne pratique**, agréées par les opérateurs et comprenant un calendrier de mise en œuvre. Les travaux de ce forum impliquent également les États membres, les opérateurs, les grands consommateurs, au travers de leurs organisations professionnelles, ainsi que les grands producteurs (Algérie, Norvège, Russie).

⁵ Une fourniture de dernier recours en gaz, en cas de défaillance d'un fournisseur alimentant des clients assurant des missions d'intérêt général est mise en place. Le gestionnaire du réseau de transport est fournisseur de dernier recours pour les clients non-domestiques assurant des missions d'intérêt général, pendant les 5 premiers jours suivant la défaillance de leur fournisseur.

Par ailleurs, l'article 1er de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a précisé les objectifs et modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées aux opérateurs gaziers et notamment à Gaz de France. Un **contrat de service public** a été conclu entre l'Etat et Gaz de France le 10 juin 2005 pour la période 2005/2007. Il regroupe des dispositions relatives à la sécurité d'approvisionnement et à la continuité de fourniture, à la qualité des relations avec la clientèle, aux clients démunis, au développement équilibré du territoire⁶, à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la politique de la recherche.

1.2. La sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est un des fondamentaux de la politique énergétique française et repose sur quatre principes majeurs :

- la **diversification des approvisionnements** ;
- la **contractualisation à long terme des achats de gaz** (les contrats avec les fournisseurs/producteurs de gaz naturel couvrent ainsi plusieurs décennies et comportent des engagements sur les volumes au travers des clauses *Take or Pay*) ;
- le **développement des infrastructures gazières** : réseau de transport, interconnexions aux frontières, stockages de gaz, terminaux méthaniers pour lesquels l'Etat dispose de nombreux outils afin d'inciter les opérateurs gaziers à mener une politique active d'investissements ;
- et enfin la **maîtrise de la demande**.

Les deux premiers principes font l'objet d'une vigilance accrue concrétisée notamment par l'analyse de l'approvisionnement français en gaz naturel réalisée sur la base des données déclarées par les fournisseurs autorisés sur le territoire national. La mise à jour annuelle des autorisations de fourniture permettra de suivre la part des contrats de long terme dans le portefeuille d'approvisionnement français, comme le prévoit la directive communautaire relative à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

La notion de sécurité d'approvisionnement est plus difficile à maîtriser dans un marché concurrentiel. En effet, dans le cadre du monopole gazier jusqu'en 2003, l'État français s'appuyait sur les seuls opérateurs historiques. Dans un marché ouvert, le législateur fixe les règles de continuité de fourniture auxquelles doivent se plier les fournisseurs :

- capacité à alimenter le client final en cas d'hiver froid ou de pointe de froid tels qu'il s'en produit deux fois par siècle,
- capacité à alimenter le client final même en cas de rupture pendant 6 mois de la principale source d'approvisionnement.

L'État veille ensuite au respect des obligations de service public, notamment en matière de sécurité d'alimentation, les clients les plus fragiles faisant l'objet d'une vigilance renforcée. Pour les clients éligibles, le niveau de sécurité d'approvisionnement peut également être négocié avec son fournisseur de gaz naturel, et s'apparenter à une prestation complémentaire.

Dans la perspective de l'ouverture totale du marché au 1^{er} juillet 2007, il conviendra de s'interroger sur le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité.

Au sein de la notion de sécurité d'approvisionnement, on peut distinguer :

- l'échelon géographique du risque auquel le dispositif gazier peut être confronté :
 - insuffisance technique sur une infrastructure française (risque local ou national),
 - défaillance d'un fournisseur (pour des causes techniques, commerciales voire politiques),

⁶ Gaz de France contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de l'harmonisation des tarifs de vente aux consommateurs domestiques et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

- l'horizon temporel de ces risques (de court terme pour un accident, de moyen terme pour une rupture d'approvisionnement de grande échelle, voire de long terme lorsqu'il s'agit de sous-investissements).

Pour assurer la continuité de fourniture des clients français et dès lors que les différents risques sont identifiés, la puissance publique dispose d'un panel d'instruments, essentiellement préventifs :

- pour la sécurité d'approvisionnement de **court terme**, le ministre est autorisé à prendre les mesures conservatoires nécessaires, la gestion des crises étant décrite dans un **plan d'urgence gaz**, rendu public,
- **annuellement**, par l'exercice de **renouvellement des autorisations de fourniture** et par les **déclarations exigées pour l'accès aux stockages souterrains**, la puissance publique peut s'assurer du comportement prudentiel des fournisseurs,
- à long terme enfin, l'État veille à ce que les investissements nécessaires à l'alimentation des clients français soient réalisés en temps et en heure. Le **plan indicatif pluriannuel** identifiant les besoins, l'État peut mettre en œuvre des **dérogations partielles ou totales à l'accès des tiers**, accorder **une bonification de la rémunération** pour les nouveaux développements d'infrastructure régulées.

1.3. Les obligations de protection de l'environnement et les économies d'énergie

Les politiques de maîtrise de la demande de l'énergie (MDE) et de réduction des gaz à effet de serre se sont fixées des ambitions importantes au travers des objectifs de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique, des objectifs environnementaux résultant du protocole de Kyoto jusqu'en 2012 et de ceux des directives GIC (Grandes installations de combustion), Plafonds et Permis (PNAQ).

La France s'est donnée pour objectif d'atteindre un rythme de baisse de l'intensité énergétique⁷ globale de 2 % en 2015, et de 2,5% par an entre 2015 et 2030. De façon corrélative, la France se fixe un objectif de réduction moyenne de 3% par an de ses émissions de gaz à effet de serre, pour atteindre une division par quatre d'ici 2050.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique impose également des objectifs pour le mix énergétique, en particulier pour les énergies renouvelables :

- une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale à l'horizon 2010,
- une hausse de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable.

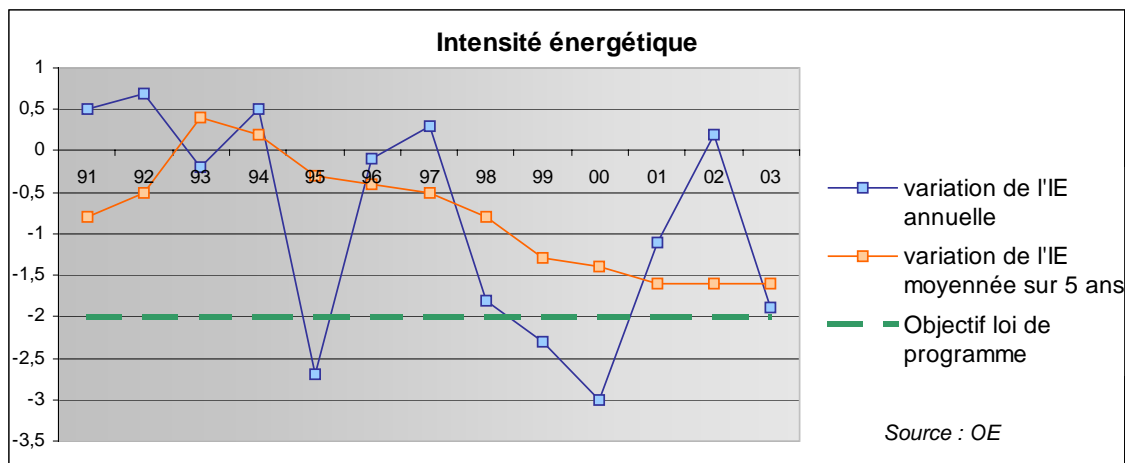
La loi d'orientation agricole du 5 janvier 2006 a fixé un objectif de 5,75% d'incorporation des biocarburants en 2008, de 7% en 2010 et de 10% en 2015.

1.3.1. Maîtrise de la demande d'énergie

Pour atteindre de tels objectifs, un des axes de la politique énergétique est la maîtrise de la demande d'énergie, notamment dans les secteurs relevant des usages quotidiens (logements, bureaux, commerces et transport) aujourd'hui en forte croissance et qui recèlent d'importants gisements d'économie.

L'historique de l'intensité énergétique révèle que pour atteindre ces objectifs de maîtrise de la consommation, une politique volontariste est nécessaire (cf. graphique ci-dessous).

⁷ L'intensité énergétique est le rapport entre la consommation finale d'énergie et le produit intérieur brut.



Du fait des efforts déjà réalisés dans le secteur industriel, le principal foyer de maîtrise de l'énergie dans les consommations de gaz naturel est concentré dans le résidentiel-tertiaire⁸ (évolution de l'habitat, des comportements, etc.). Dans ce contexte, plusieurs outils convergent vers cet objectif :

- le plan climat 2004-2012 regroupe des mesures concrètes dans tous les secteurs de l'économie et en particulier dans le bâtiment,
- la réglementation thermique 2005, d'application au 1^{er} septembre 2006, permettra de réduire la consommation d'énergie dans les bâtiments neufs de 15 % à 20 % par rapport à la réglementation précédente,
- l'affichage obligatoire des consommations d'énergie, sur les lieux de vente, des appareils électroménagers (« étiquette énergie ») et le diagnostic énergétique des bâtiments à compter du 1^{er} juillet 2006 (en conformité avec les directives européennes),
- la réglementation du rendement énergétique minimal des appareils domestiques les plus consommateurs : chaudières, appareils de froid.

Ces mesures viennent compléter les dispositions de la directive 2002/91/CE sur la performance énergétique des bâtiments.

1.3.2. Objectifs de protection de l'environnement

(i) Réglementation

Pour atteindre les objectifs de protection de l'environnement, deux types d'instruments sont employés : ceux qui privilégient les approches économiques en visant l'internalisation des coûts externes (mise en place d'un système de quotas, recours à la fiscalité), et ceux qui, via des normes, agissent directement sur les moyens de production.

En matière d'émissions gazeuses, les installations de combustion sont soumises aux obligations environnementales découlant de la réglementation européenne :

- la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre utilisation d'instruments de marché pour le CO₂ (directive Quotas) ;
- la directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques ;
- la directive 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion ;

⁸ Les logements et bureaux, à travers l'éclairage, le chauffage, les systèmes de refroidissement, la production d'eau chaude et la consommation des appareils électro-ménagers, consomment quelque 35 % de l'énergie produite dans le monde. Ils forment donc l'une des premières sources d'émissions de gaz à effet de serre. Selon le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), diviser par deux les émissions dans ce secteur est un objectif réalisable en une vingtaine d'années.

- la directive 96/61/CE du Conseil du 24 septembre 1996 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution (directive dite « IPPC » pour Integrated Pollution Prevention and Control).

L'objet de la **directive Plafonds** est de limiter les quantités d'oxydes de soufre, d'oxydes d'azote, de composés organiques volatiles et d'ammoniac émis par chaque État membre. La mise en œuvre de cette directive a conduit à l'adoption en 2003 d'un **programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques**. Ce programme fait l'objet d'une évaluation en 2006 qui pourra donner lieu, en tant que de besoin à des mesures complémentaires afin de s'assurer que les objectifs à l'horizon 2010 seront atteints.

Pour les installations de combustion, ce programme prévoit :

- la réglementation des émissions des installations d'une puissance comprise entre 20 et 50 MW_{th},
- pour la production centralisée d'électricité : pour les installations les plus récentes, une anticipation dès 2010 de la valeur limite en NO_x dont l'application est prévue en 2016 par la directive GIC ; pour les installations plus anciennes fonctionnant en pointe ou semi-pointe, des mesures de réduction, d'un niveau moindre,
- l'intégration de l'ensemble de ces mesures dans un schéma national de réduction, dont la mise en œuvre est prévue par la directive GIC.

Par ailleurs, ce programme prévoit la mise à l'étude d'un système de permis sur les émissions de NO_x. Celle-ci a été lancée au premier semestre 2006.

La **directive GIC** fixe des **valeurs limites d'émission (VLE)** pour le SO_x, les NO_x et les poussières. Cette directive s'applique dès le 1er janvier 2008 à toutes les installations de combustion de puissance supérieure à 50 MW.

Avec 32% du total des installations, les GIC fonctionnant au gaz naturel sont les plus importantes en nombre. En revanche, le gaz naturel ne représente que 11% de l'énergie qu'elles consomment.

La **directive IPPC** implique une délivrance d'autorisations pour les grandes installations industrielles en fonction d'une approche globale de l'environnement. Cette directive concerne les installations industrielles les plus polluantes. L'ensemble des installations qui relèvent de cette directive doivent être exploitées conformément aux exigences de la directive au plus tard le 30 octobre 2007. La transposition en droit français de cette directive est assurée au travers de la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) et par ses textes d'application. Il existe environ 6 000 installations ICPE en France (55 000 en Europe).

Cette directive prévoit que la détermination des prescriptions techniques imposées aux exploitants, notamment en ce qui concerne les valeurs limites d'émission des installations soit fondée sur les performances des **meilleures techniques disponibles**, dans des conditions économiquement et techniquement viables pour le secteur industriel concerné⁹.

D'autres textes législatifs relevant du développement des énergies renouvelables, de l'évaluation environnementale (études d'impact), ou de la protection des milieux (directive cadre sur l'eau, directive concernant la conservation des habitats naturels) ont un impact sur le recours au gaz et sur les infrastructures gazières.

Les stockages souterrains de gaz naturel doivent respecter les législations française et communautaire en matière d'eau (directive cadre sur l'eau, directive sur la protection des eaux souterraines) mais ces

⁹ En ce qui concerne les installations existantes, le dispositif français permet de modifier à tout instant les prescriptions imposées dans l'autorisation pour prendre notamment en compte les évolutions techniques en matière de protection de l'environnement.

installations doivent également satisfaire aux obligations de la **directive dite SEVESO II** visant à prévenir les accidents majeurs impliquant des substances dangereuses.

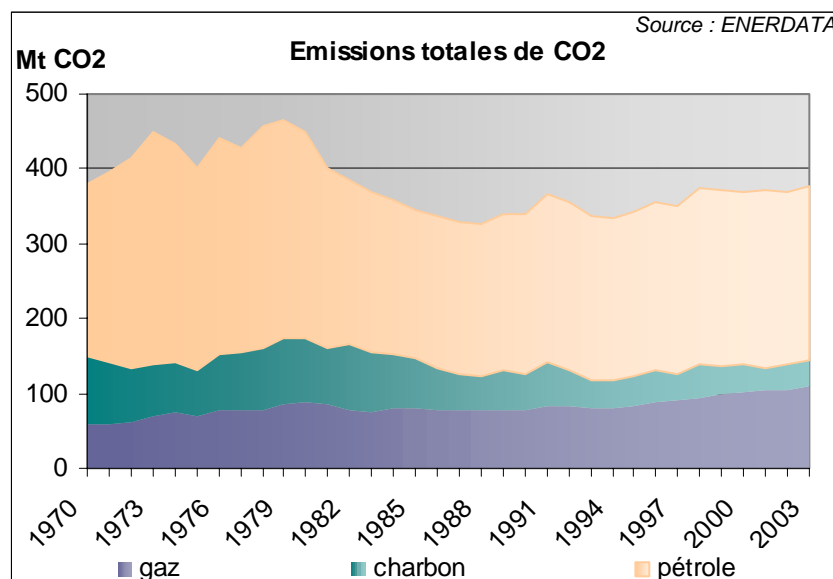
(ii) *Lutte contre le changement climatique et réduction des émissions de gaz à effet de serre*

La consommation d'énergie représente 94,8% du total des émissions de CO₂ de la France (Métropole et DOMTOM) en 2003 (soit 387 MtCO₂). La part des émissions dues au gaz s'élève à environ 30%.

Le protocole de Kyoto impose à la France de stabiliser son niveau d'émissions de gaz à effet de serre à celui de 1990 avant 2012. L'après-Kyoto est aujourd'hui en préparation.

Le marché de quotas, lancé le 1er janvier 2005, concerne en France 1380 installations de combustion d'une puissance supérieure à 20 MW. Il s'applique aux émissions de CO₂ sur la période 2005-2007. Le **second plan national d'allocation de quotas (PNAQ)**, aujourd'hui en préparation, couvrira une durée plus longue, s'étalant de 2008 à 2012.

Le dispositif français prévoit une réserve pour les nouveaux entrants ce qui permettra de doter à due concurrence les nouvelles installations.



Dans la lutte contre le changement climatique, le gaz naturel présente plusieurs avantages, il contient en effet moins de composants mineurs (soufre, azote, métaux lourds...) et de carbone (par unité de masse) que les produits pétroliers ou le charbon¹⁰.

Cependant, du fait de la croissance de sa part dans le bilan énergétique primaire, le poids du gaz dans les émissions de CO₂ est en augmentation (cf. graphique suivant). Par ailleurs, le transport et la distribution de gaz naturel conduisent, via des fuites, à des émissions de méthane, qui est un gaz à effet de serre 23 fois plus puissant que le CO₂ en termes de potentiel de réchauffement global. Le tableau suivant récapitule les émissions de méthanes et de composés organiques volatils non méthaniques dues aux fuites sur les réseaux de transport en France (source : CITEPA).

Kg/km	1990	1995	2000	2005
CH ₄	783	560	472	447
COVNM	23	17	14	13

¹⁰ Selon l'ADEME (Analyse Cycle de Vie des filières bois-énergie) la production d'un MWh utile de chaleur collective émet 242 kg de CO₂ quand la source est du gaz naturel contre 490 kg de CO₂ quand la source est du fioul. L'utilisation de gaz permet une baisse de 25% des émissions par rapport au pétrole (à énergie dégagée équivalente) et 40% par rapport au charbon.

2. La situation nationale en matière gazière à fin 2004

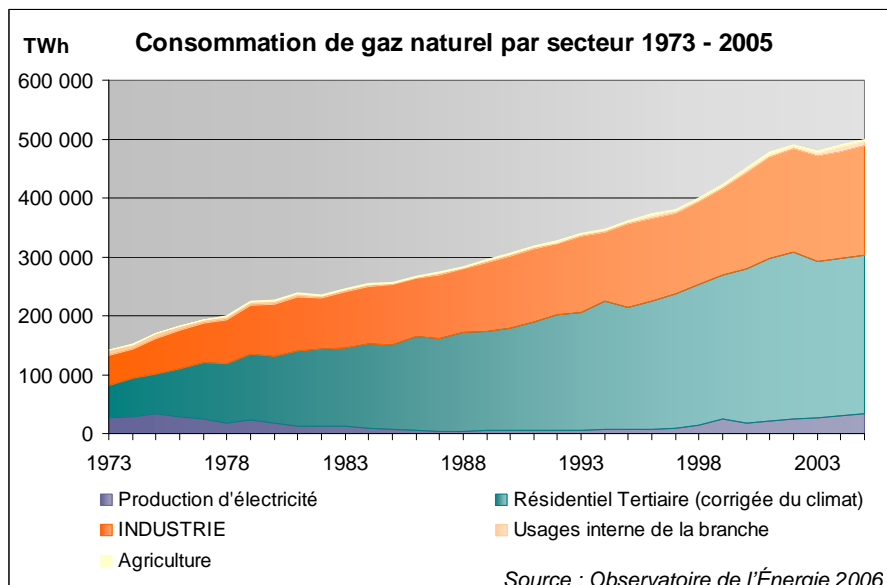
Dans cette partie seront successivement décrits le marché du gaz naturel (offre et demande) et les infrastructures gazières. Un point spécifique sera réalisé sur la distribution de gaz propané (GPL) qui permet l'alimentation en gaz de zones non interconnectées.

2.1. L'offre et la demande

2.1.1. La demande de gaz naturel

Le gaz est une énergie relativement récente dans le bouquet énergétique français. Depuis 1970, la consommation de gaz a été multipliée par 5 et depuis 1990, le gaz est l'énergie dont la consommation croît le plus vite (tirée jusqu'en 2000 par le secteur résidentiel tertiaire). Il y a pratiquement 11 millions de clients raccordés au réseau, soit 76 % de la population française couverte.

Historiquement, le gaz s'est développé dans le résidentiel/tertiaire après avoir été principalement utilisé à ses débuts pour la production d'électricité. Il est passé de 6,5% à 22,3% de la consommation énergétique finale. Il est principalement consommé dans l'industrie, où il représente 32,7% de l'énergie totale consommée, et le résidentiel/tertiaire - dont les 3/4 pour le chauffage - soit 32,3 % de la consommation énergétique du secteur. La filière énergie est en forte progression ces dernières années du fait du développement de la cogénération.



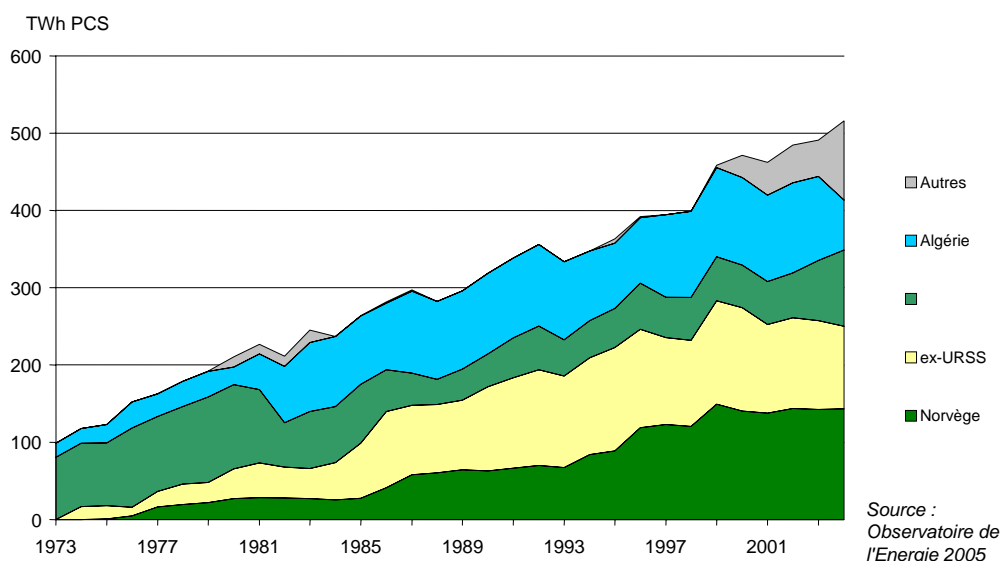
Le gaz représente 15% de la demande d'énergie primaire.

La consommation de gaz (domestiques : 53%, Industrie : 38%, Energie : 8,7%) se caractérise par une très forte saisonnalité du fait de l'importance du chauffage comme usage pour le gaz naturel (la période du 1^{er} novembre au 31 mars est qualifiée d'hiver gazier).

2.1.2. Production et approvisionnement

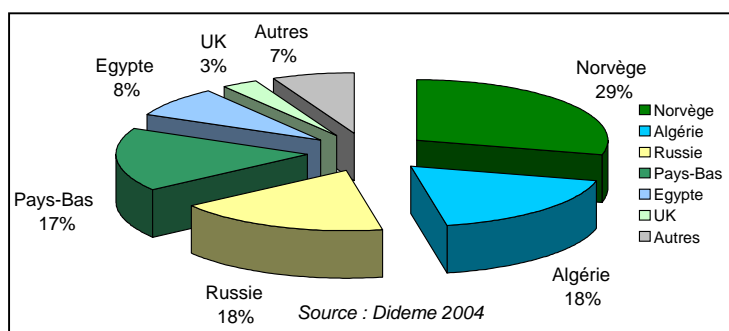
La France est en situation de dépendance énergétique quasi totale puisque plus de 97% du gaz consommé est importé, au travers de contrats long terme (plus de 7 ans) qui représentent 90 % des approvisionnements.

Le mouvement de diversification des approvisionnements français a coïncidé avec le développement de l'usage du gaz naturel en France, comme le montre la courbe ci-dessous.



La loi du 3 janvier 2003 a mis fin au monopole d'importation de gaz naturel de Gaz de France.

La production nationale représentait 1/3 de la consommation française dans les années 70 (soit environ 80 TWh) contre moins de 3% de la consommation aujourd'hui.



En 2005, l'approvisionnement français est actuellement plus diversifié que la plupart des autres pays européens. Quatre fournisseurs principaux alimentent la France en gaz¹¹ : la Norvège (23,1 % de l'approvisionnement français), la Russie (19,5%), les Pays-Bas (16,2%) et l'Algérie¹² (16,0 %). L'Égypte a fourni en 2005 ses premières cargaisons à destination de la France.

La France est également un pays de transit pour le gaz qui vient du nord et sort principalement vers l'Espagne, la Suisse et l'Italie.

2.1.3. Le prix du gaz naturel

Le gaz naturel et le pétrole sont fortement liés géologiquement. Ils sont souvent extraits simultanément des mêmes gisements ou zones de production. Du fait de leur substituabilité dans de nombreux usages, une logique économique s'est naturellement établie sur la base d'une **indexation du prix d'achat du gaz naturel sur les cours des produits pétroliers**. Les contrats de long terme sont ainsi généralement

¹¹ Source : Observatoire de l'Énergie, avril 2006.

¹² La baisse de la part de l'Algérie constatée actuellement résulte de l'accident survenu fin 2004 dans l'usine de liquéfaction de Skikda.

indexés sur le prix des combustibles les plus couramment utilisés en Europe et qui pourraient se substituer au gaz (c'est-à-dire le fioul en France, le pétrole en Allemagne ou le propane en Espagne).

Les opérateurs historiques sur le marché français s'approvisionnent pour plus de 90% auprès de producteurs internationaux dans le cadre de **contrats de long terme** dont les clauses de prix sont indexées sur les cours de produits pétroliers, comme c'est le cas dans la plupart des autres pays européens importateurs de gaz naturel. Ils ont des durées comprises entre 7 et 20 ans mais contiennent des **clauses d'indexation de prix révisables** tous les ans ou tous les 2 ou 3 ans.

Des **places de marchés organisées** (*hubs*), existent au Royaume-Uni (*National Balancing Point*) ou au Benelux (*Zeebrugge, Title Transfer Facility*), les prix sur ces marchés résultent principalement de la confrontation quotidienne entre l'offre et la demande de gaz naturel. Ces marchés, dits « au comptant » ou « *spot* », dont les cours ont connu des évolutions importantes en 2005, jouent cependant aujourd'hui un rôle marginal dans l'approvisionnement du marché français.

Les marchés britannique et américain, qui ont ouvert depuis plus d'une dizaine d'années leurs marchés respectifs du gaz naturel et réduit progressivement l'indexation de leurs prix d'achat sur les cours des produits pétroliers, ont fait face à de fortes tensions sur les prix de gros du gaz naturel¹³. L'Europe continentale, et notamment la France, a elle aussi connu une forte croissance des prix de vente du gaz naturel mais dans de moindres proportions. **Les contrats de long terme, indexés sur les prix des produits pétroliers, ont répercuté avec un décalage de quelque mois les tensions observées sur les produits pétroliers.** Au cours de l'année 2005, les prix des produits pétroliers ont en effet fortement progressé, cette hausse s'expliquant par des raisons structurelles (accroissement de la demande et capacités de raffinage insuffisantes), des raisons conjoncturelles (les ouragans Katrina et Rita ont réduit la production de brut et ont occasionné la fermeture de certaines raffineries) et le repli relatif de l'euro (contribuant à augmenter davantage le prix du gaz libellé en €/MWh) à cette période.

Cette situation a eu des conséquences importantes sur la facture énergétique française, dans un premier temps pour les consommateurs de carburant, de fioul domestique, puis plus récemment de gaz naturel ; celle-ci, connaissant une hausse de 34,7 % en 2005, s'est élevée pour 2005 à 38,26 milliards d'euros¹⁴.

2.1.4. La qualité du gaz naturel

Les gaz naturels sont essentiellement constitués de méthane (CH₄), au contraire des gaz de pétrole liquéfiés (GPL, contenant du butane et du propane, cf. infra), composés plus lourds. Ce sont des gaz extraits de gisements naturels souterrains ou sous-marins. Les caractéristiques du gaz naturel varient naturellement suivant son origine. Le principal critère de distinction est aujourd'hui le **pouvoir calorifique supérieur** (PCS). Les installations de combustion de gaz naturel (chaudières, brûleurs, etc.) sont adaptées à une certaine fourchette de qualité. Avec la diversification des sources de gaz naturel, les caractéristiques du gaz importé s'en trouvent significativement modifiées.

Deux types de gaz naturel sont distribués en France :

¹³ Au Royaume-Uni, l'entrée dans la saison de chauffe au mois de novembre 2005 a engendré une envolée spectaculaire des prix au comptant du gaz naturel, qui sont passés de 15 €/MWh à fin octobre à plus de 80 €/MWh le 21 novembre (soit l'équivalent d'un prix du baril de pétrole de plus de 150 \$ US). Cette tension sur les prix traduit les inquiétudes du marché britannique sur un potentiel déséquilibre entre l'offre et la demande, en raison notamment de la décroissance plus rapide que prévue de la production nationale de gaz naturel.

Aux Etats-Unis, ce sont aussi des craintes de pénurie (liées à plusieurs facteurs : croissance de la consommation, insuffisance de capacités, événements climatiques) qui ont maintenu les prix de gros sur les places de marché à des niveaux plus élevés au deuxième semestre 2005 (entre 30 et 40 €/MWh), que ceux rencontrés lors des années précédentes (entre 5 et 10 €/MWh). Ces tensions n'ont pas été sans conséquence pour le reste de l'Europe, qui a vu un nombre important de navires méthaniers, initialement destinés au marché continental détournés, par effet d'arbitrage, vers les places de marché sous tension.

¹⁴ Source : Observatoire de l'Énergie, « La facture énergétique de la France en 2005 »

- **les gaz naturels de type B** dont le PCS est compris entre 9,5 et 10,5 kWh/m³ (n). Dans les faits, ce gaz B (ou L) est celui de Groningen aux Pays-Bas, il est distribué dans la région du Nord Pas de Calais,
- **le gaz naturel de type H** dont le PCS est compris entre 10,7 et 12,8 kWh/m³ (n). Les gaz naturels H proviennent actuellement des autres sources d'importation de gaz françaises ainsi que du gisement de Lacq.

A terme, des investissements importants devront être réalisés pour transformer du gaz H en gaz B et pour renouveler progressivement le parc des chaudières et brûleurs avec des équipements adaptés au gaz H.

L'intégration des marchés européens de l'énergie suppose que les échanges de gaz entre les différents réseaux nationaux soient possibles. Du fait de la diversité des qualités de gaz présentes sur le marché¹⁵, cette nécessaire **interopérabilité** n'est aujourd'hui pas encore assurée. Consciente des enjeux importants à terme, notamment en matière d'équipements, la Commission européenne a lancé, dans le cadre des travaux du forum de Madrid¹⁶, une étude sur l'harmonisation des spécifications techniques¹⁷. **Afin de permettre l'émergence d'un véritable marché gazier européen, il est indispensable d'aboutir à des normes et mesures communes en matière de qualité du gaz.**

2.2. *Le marché du gaz depuis son ouverture*

2.2.1. Les fournisseurs autorisés, organisation du marché (panorama)

Le marché français du gaz naturel est aujourd'hui en pleine restructuration et voit opérer des fournisseurs de types variés. On peut distinguer :

- les **fournisseurs historiques**, en part de marché sur l'ensemble du gaz naturel consommé en France s'établissent à 81 % pour Gaz de France, 7% pour Total et moins de 4% des ventes pour les ELD (entreprises locales de distribution, cf. infra),
- les **nouveaux entrants** dont :
 - les **énergéticiens européens** (totalisant 4,5% des ventes) : Eon Ruhrgas, EDF, Suez (Distrigaz, Electabel), Gas Natural,
 - les **producteurs historiques** (2% des ventes) : Eni, BP, Statoil, Norsk Hydro, et depuis peu Gazprom (autorisé le 14 novembre),
 - les **acteurs alternatifs** : Altergaz, Poweo,
 - les **traders**, spécialisés dans l'achat pour revente : Gazelys, EDF Trading Ltd, RWE Trading GmbH,
 - et enfin les **grands consommateurs** dotés de centrales d'achat comme Air Liquide ou Rhodia.

Ces fournisseurs alimentent en aval trois catégories de consommateurs : les **clients domestiques**, les **clients exerçant des missions d'intérêt général** (MIG) et les **industriels**. Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients professionnels peuvent choisir librement leur fournisseur, ce qui représente 73 % du marché total.

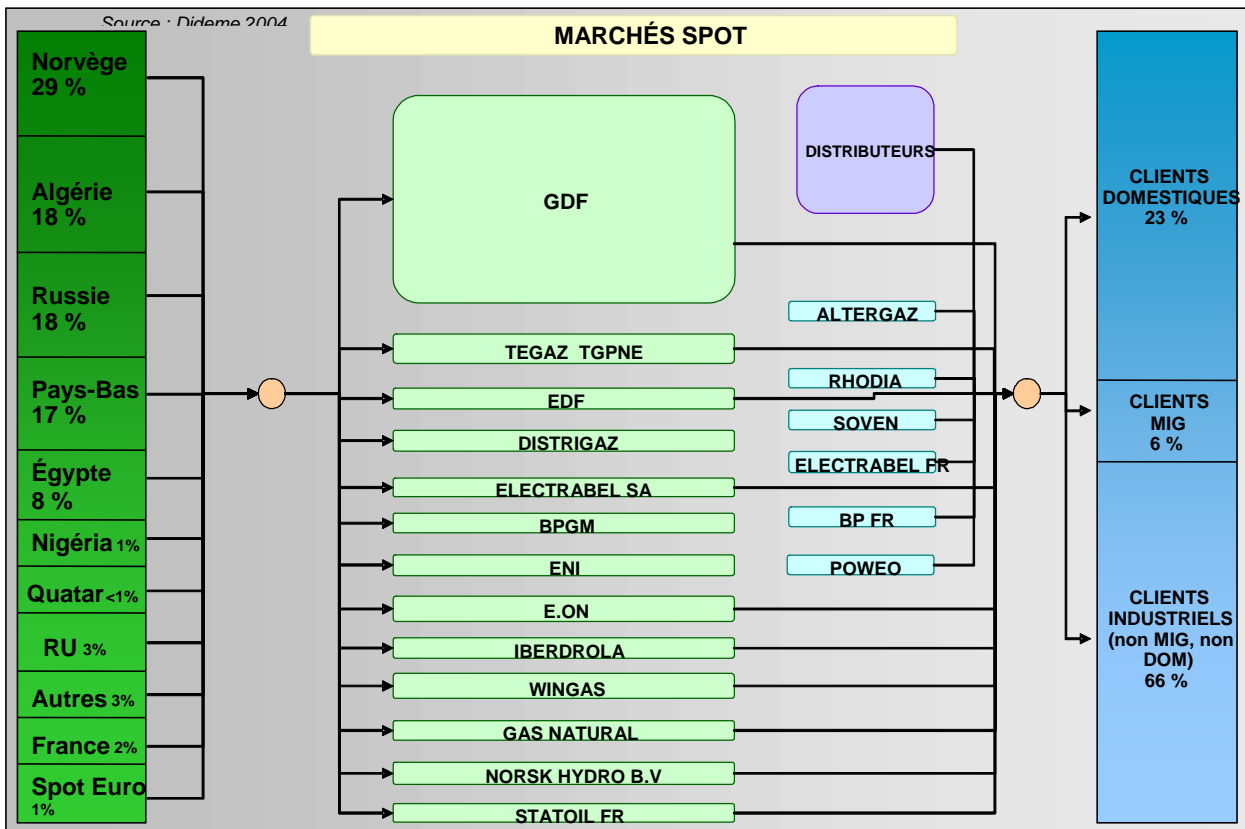
Gaz de France et les 22 entreprises locales de distribution ont le monopole du marché particulier jusqu'à l'ouverture totale en 2007.

¹⁵ Ainsi, les gaz naturels liquéfiés qatari, iranien ou angolais sont plus légers et nécessitent un traitement spécifique ou un mélange avec d'autres gaz naturel pour être injectés sur les réseaux européens.

¹⁶ Au travers de l'association Easee-gas (European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas), rassemblant régulateurs, Etats membres et opérateurs.

¹⁷ Pour caractériser un gaz naturel, l'indice de Wobbe s'impose à l'échelon international pour les échanges commerciaux. C'est, en effet, avec le potentiel de combustion du gaz (C), un des paramètres d'interchangeabilité d'un gaz. L'indice de Wobbe est le rapport entre le pouvoir calorifique supérieur en kWh/m³ et la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air.

Le schéma suivant propose une représentation structurée du marché français.



3. Les infrastructures

Pour alimenter les consommateurs, le gaz naturel est acheminé depuis les **points d'entrée** sur le territoire français, gazoducs ou terminaux de regazéification, sur le réseau à haute pression dit **réseau de transport**, puis sur le **réseau de distribution** (basse pression) qui mène jusqu'au client final. Cette circulation du gaz naturel met en œuvre plusieurs types d'infrastructures : le réseau de transport et les stations de compression associées, le réseau de distribution, les **terminaux méthaniers** et les **stockages souterrains**.

3.1. Le réseau de transport

Le réseau de transport se décompose fonctionnellement en deux ensembles :

- le réseau principal, dit aussi réseau « grand transport » qui rejoint les points frontières avec les opérateurs adjacents et les stockages ; il permet également d'assurer les transits,
- le réseau régional, constitué en antenne, qui achemine le gaz naturel jusqu'aux distributions publiques et aux clients industriels.

Les points de sortie du réseau régional sont soit des postes de livraison pour des clients industriels, soit un prolongement vers le réseau de distribution pour l'alimentation d'une distribution publique.

La loi n°2001-1276 du 28 décembre 2001 (loi de finances rectificatives 2001) a mis fin au régime de concession pour y substituer, en application de la directive de 1998, un régime d'autorisation de transport de gaz. Cette autorisation, qui confère à son titulaire le droit d'occuper le domaine public, est

assortie de cahiers des charges et de contraintes notamment en terme de service public, de protection de l'environnement et de sécurité. En 2002, les sociétés Total et Gaz de France sont devenues propriétaires des différents réseaux cédés par l'État. De plus, depuis le 1^{er} janvier 2005, en application de la seconde directive de libéralisation (2003), ces groupes intégrés ont créé des filiales de transport dénommées TIGF pour le Sud-Ouest et Gaz de France Réseau Transport, devenu GRTgaz depuis.

Le réseau français est ainsi exploité aujourd'hui par deux opérateurs : GRT Gaz (filiale à 100% de Gaz de France) qui en opère 87 % et TIGF (Total Infrastructures Gaz France, filiale à 100% de Total) pour les 13% restants. GRTgaz et TIGF sont propriétaires, en sus de leur réseau, des stations de compression attenantes et également, pour TIGF, des installations de compression au niveau des stockages souterrains qui sont connectés à son réseau.

Les caractéristiques physiques des réseaux de transport de gaz sont très variées, avec des diamètres pouvant aller de 80 mm à 1 100 mm pour une même pression dans les canalisations. La pression est généralement de 67,7 bars mais peut également varier entre 80 bars à 25 bars (pour des raisons techniques ou de sécurité). La pression dans ces réseaux est assurée par 32 stations de compression en ligne (qui représentent 663 MW de puissance de compression), également propriété des gestionnaires de réseaux de transport.

Caractéristiques du réseau de transport français		GRTgaz	TIGF
<i>Réseau principal</i>	7 200 km	6 600 km	600 km
<i>Réseau régional</i>	28 800 km	24 500 km	4 300 km
<i>Interconnexions</i>	5 + 2 terminaux méthaniers	6 + 2 terminaux	4
<i>Zones d'équilibrage</i>	5	4	1

Les réseaux des deux opérateurs français sont interconnectés à Castillon la Bataille (Dordogne) et Cruzy (Hérault) avec un gaz circulant aujourd'hui essentiellement en entrée vers la zone sud-ouest.

Le réseau fonctionne, pour un expéditeur, sur un schéma à 5 zones (Nord, Sud, Est, Ouest et TIGF) dites d'équilibrage ; tout expéditeur doit en effet équilibrer les volumes de gaz entré et sorti dans chaque zone. Cette division en « zones de transport » reflète les congestions physiques qui existent, pour des raisons historiques, sur le réseau français. En effet, le réseau a été conçu en fonction de la provenance des approvisionnements successifs de gaz naturel. Il peut se schématiser par une construction en antenne inverse où les diamètres des gazoducs seraient décroissants de la périphérie vers le centre, l'objectif étant de pouvoir acheminer le gaz à chaque point de livraison à partir d'un point frontière donné.

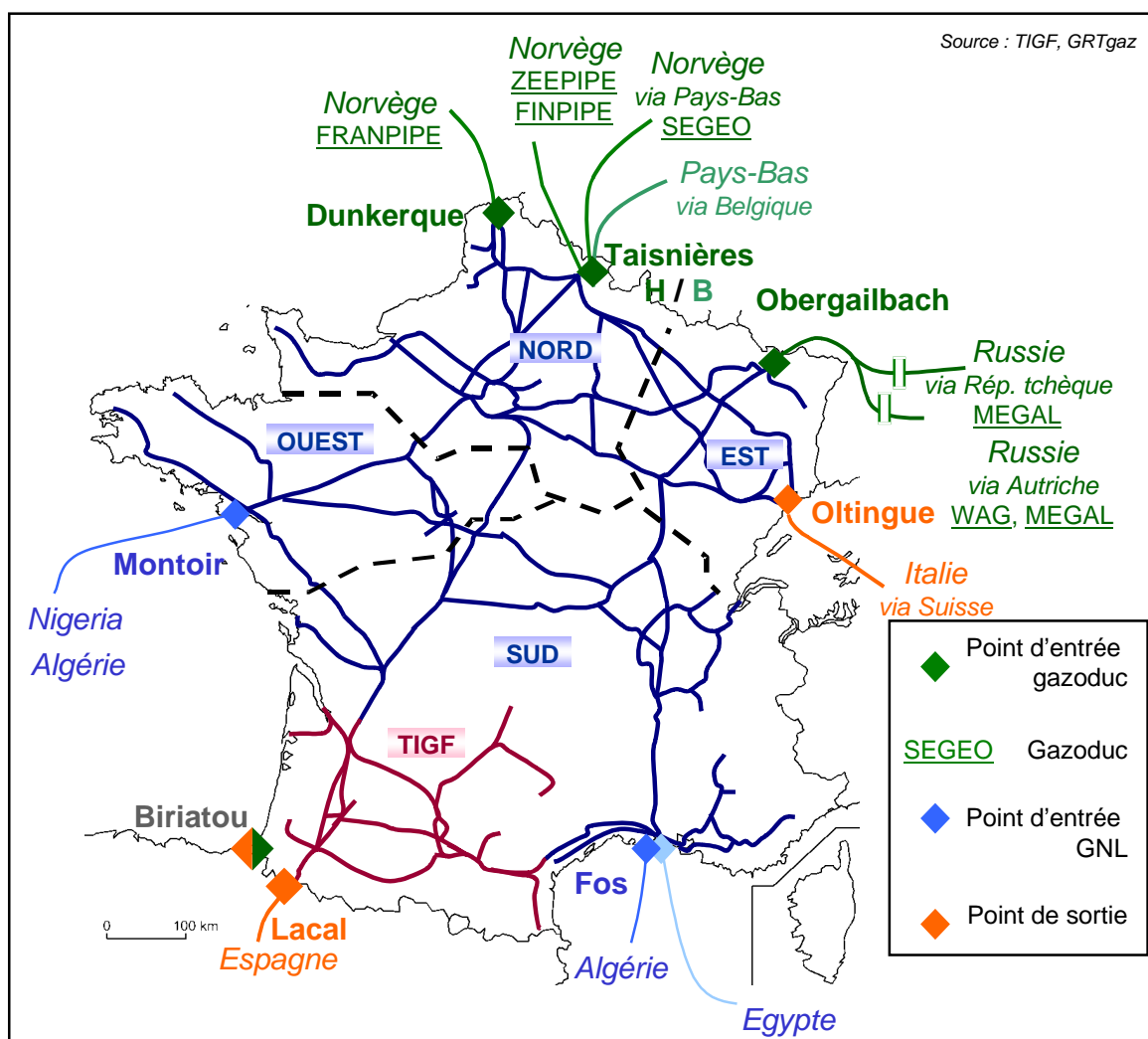
Sur le réseau de transport principal, la tarification est, pour chaque zone d'équilibrage, de type "entrée-sortie", ce qui signifie que le tarif de transport ne dépend que des points "d'entrée et de sortie" du gaz sur la zone, et non du trajet parcouru. Sur le réseau de transport régional, la tarification est liée à la distance. Les congestions sur le réseau expliquent le coût élevé des liaisons interzones.

Les contrats de transport portent sur des souscriptions de capacité qui peuvent être alternativement pluriannuelle, annuelle, mensuelle, voire journalière.

Différents points d'interconnexion relient le réseau national français aux opérateurs adjacents :

- Taisnières : le réseau Fluxys (Belgique) avec deux points d'interconnexion physique (gaz H et gaz B),
- Obergailbach : le gazoduc Megal (Allemagne, propriété conjointe de EON-Ruhrgas Transport et Gaz de France Deutschland Transport),
- Dunkerque : le gazoduc Franpipe (Norvège),
- Oltingue : à la frontière suisse (ENI Gas & Power Switzerland, Transitgas, Swissgas) qui permet de transiter du gaz vers l'Italie
- Col de Larrau avec Enagas (Espagne, gazoduc Lacal),
- Biriadou avec Gas de Euskadi (Espagne, gazoduc Euskadour).

Les terminaux méthaniens de Montoir de Bretagne et Fos Tonkin raccordés au réseau de transport de GRTgaz sont la propriété de Gaz de France.



La carte ci-dessus décrit les différentes voies d'acheminement du gaz vers la France.

Le gaz B ne provient que des Pays-Bas, et transite par la Belgique avant d'entrer en France par Taisnières B. Le gaz H est essentiellement fourni par les voies Nord (Norvège) et Est (Russie).

L'ensemble des flux de gaz norvégien parvient en France, soit à partir d'Emden (Allemagne) en transitant par la Hollande et la Belgique (gazoduc Segeo) et en arrivant à Taisnières H, soit à partir de Zeebrugge en transitant par la Belgique (gazoduc Finpipe) et entrant sur le territoire également à Taisnières H, soit en arrivant directement à Dunkerque.

La France est alimentée à l'Est par du gaz russe arrivant à Obergailbach via deux chemins : la République Tchèque ou l'Autriche avant de traverser l'Allemagne par le réseau Megal.

La carte suivante représente les principaux axes d'approvisionnement en gaz naturel et des réseaux de transport français.

Le réseau de transport achemine du gaz naturel jusqu'à 4 750 points de livraison qui sont soit des distributions publiques, soit des industriels directement raccordés au réseau régional de transport.

3.2. Le réseau de distribution

3.2.1. Le réseau de distribution de gaz naturel

La desserte du gaz naturel en aval du réseau de transport jusqu'aux consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels se fait par les réseaux de distribution.

La gestion d'un réseau public de distribution de gaz naturel est une activité qui relève du service public local dont les missions sont regroupées soit dans des contrats de concession conclus avec les collectivités locales autorités concédantes de la distribution d'énergie en application de la loi du 15 juin 1906, soit dans des règlements de service pour les régies qui assurent une gestion communale directe de ces réseaux.

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a confié à Gaz de France, par son article 3, la responsabilité des activités dont elle prévoyait la nationalisation, au titre desquelles notamment la distribution. Cette loi a également maintenu en l'état les distributeurs locaux de gaz naturel qui n'ont pas été nationalisés, en raison de leur appartenance au secteur, à travers les collectivités locales.

Il y a 9 118 communes françaises desservies ce qui ne représente qu'une proportion relativement faible du nombre de communes mais permet à 76% de la population française d'avoir accès au gaz. La quasi totalité des communes de plus de 10 000 habitants est desservie en gaz.

Les réseaux représentent une longueur totale de 181 850 kilomètres ce qui les place au second rang européen (le 1^{er} étant le réseau allemand). Ils sont exploités, au travers de contrats de concessions liant les gestionnaires aux collectivités locales, par **Gaz de France – Réseau Distribution** et 22 **entreprises locales de distribution** (historiquement situées dans le sud-ouest et dans l'est pour l'essentiel). La pression d'exploitation de ces réseaux, plus faible (8 bars maximum pour les canalisations en polyéthylène et 25 bars pour les canalisations en acier), permet d'assurer la disponibilité du gaz naturel pour le client final tout au long de l'année.

	Distribution (en km)
Gaz de France	174 500
Entreprises locales de distribution	7 350
Total	181 850

La distribution publique de gaz, historiquement organisée autour des concessions de Gaz de France et des ELD, a été profondément modifiée par la loi du 2 juillet 1998 (art. 50). En effet, cet article met en place le **plan triennal de desserte gazière**, listant 1200 nouvelles communes que Gaz de France doit desservir et 32 communes connexes pour les ELD. Par ailleurs, **la possibilité est donnée aux communes qui ne disposent pas d'un réseau public de gaz et qui ne figurent pas dans le plan national de desserte de faire appel à l'entreprise de leur choix, sous réserve de son agrément en qualité d'opérateur de distribution par le ministre de l'énergie.**

Dans ce cadre, un rapport sur la desserte en gaz du territoire français a été remis au Parlement le 3 février 2003.

Depuis, de nouvelles dispositions législatives ont complété cette organisation, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 adapte le régime de la distribution aux nouvelles conditions du marché du gaz naturel définies par la loi du 3 janvier 2003.

Quelle que soit la nature du gaz distribué, les obligations et les responsabilités qui découlent des principes généraux sont identiques pour tous les distributeurs :

- assurer la continuité d'acheminement du gaz naturel pour la clientèle domestique, les clients assurant des missions d'intérêt général et les clients non interruptibles ;

- garantir la qualité du produit ;
- garantir la qualité des relations avec la clientèle ;
- garantir la sécurité des réseaux ;
- protéger l'environnement, les personnes et les biens.

Les **règles de tarification**¹⁸ doivent permettre la rentabilité économique des projets tout en tenant compte de l'efficacité des réseaux. Pour le gaz naturel cette rentabilité est assise sur les seules recettes de réseau, mais sur une prestation globale pour le propane (l'établissement du réseau et la fourniture du gaz).

3.2.2. Les réseaux de distributions de gaz propane

La loi du 3 janvier 2003 a supprimé le plan national de desserte gazière mais maintient la possibilité pour de nouvelles entreprises de devenir distributeur de gaz par réseau public, sous réserve de leur agrément¹⁹, dans les communes non desservies en gaz. Pour les communes non desservies en gaz et non raccordées au réseau de gaz naturel, généralement éloignées des réseaux de transport de gaz naturel en raison de leur enclavement, le développement des réseaux de distribution publique de gaz propane peut constituer une véritable alternative. De plus leur faible densité de population et la forte dispersion de l'habitat sont des éléments qui ne favorisent pas leur raccordement au réseau de transport.

Pour les propaneurs l'arrêté du 13 juillet 2000 a défini les conditions de sécurité dans lesquels le gaz propane pouvait être distribué dans le domaine public et privé et a donc permis aux propaneurs de s'adresser aux autorités concédantes. Aujourd'hui 5 sociétés disposent de l'agrément nécessaire (statut « d'opérateur de distribution de gaz propane ») pour exploiter un réseau de distribution de gaz : Primagaz, Butagaz, Antargaz, Totalgaz, Vitogaz.

Seules les trois premières d'entre elles gèrent aujourd'hui des réseaux concédés.

Une forte incertitude prévaut aujourd'hui sur la rentabilité à terme des DSP gaz propane :

- les investissements nécessaires sont lourds pour des densités de population très faibles, dans des zones où l'implantation du réseau de gaz naturel a été jugée non rentable,
- dans tous les contrats de délégation de service public, le concessionnaire doit étudier tous les cinq ans l'alternative d'une distribution au gaz naturel et réaliser cette substitution si celle-ci s'avère favorable à l'usager,
- la molécule de propane est aujourd'hui sensiblement plus chère que celle de gaz naturel²⁰.

Les réseaux propaneurs bénéficient des facilités logistiques du combustible. Le propane est en effet toujours en phase liquide et à de faibles pressions (moins de 10 bars). Les mouvements de produits sont donc des opérations aisées (et rodées) : la distribution utilise des stockages modulaires, transportables par la route, sans contrainte lourde. Les réseaux sont eux-mêmes compatibles avec le gaz naturel. Ceci permet aux élus de retenir le propane en solution d'attente, au cas où la connexion au réseau de transport de gaz naturel deviendrait un jour possible, grâce à un nouveau tracé.

¹⁸ Depuis le 11 janvier 2005 un décret cadre définit les conditions tarifaires d'accès aux réseaux publics de distribution de gaz naturel (tarif à la distance et péréquation par opérateur). Le 1^{er} janvier 2006 le second tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel est entré en vigueur, après proposition de la Commission de régulation de l'énergie et adoption par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, et le ministre délégué à l'industrie.

¹⁹ Cette loi réforme également la procédure d'agrément pour les nouveaux entrants dans l'activité de distribution publique et oblige les distributeurs à informer les services de l'Etat territorialement compétents et les collectivités locales du développement des réseaux.

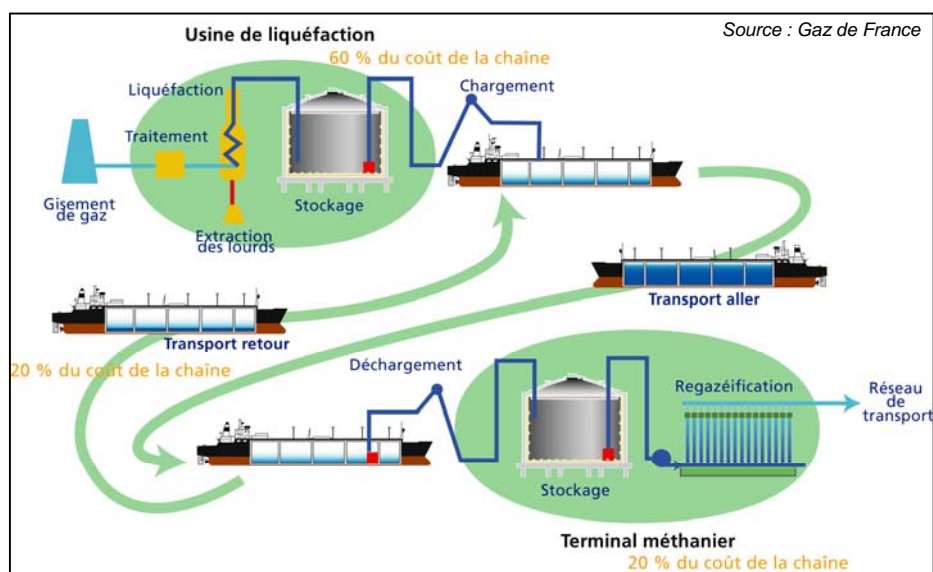
²⁰ Si les prix du gaz naturel sont en partie corrélés au prix du baril de brut, le propane lui l'est complètement. Il sert en outre d'alternative aux naphthas, comme ressource pour la pétrochimie, et subit donc des mouvements aggravants par rapport aux mouvements naturels du produit. Les propaneurs sont donc dans la nécessité de trouver des systèmes de tarification qui empruntent aux outils du marché permettant de lisser leurs évolutions de tarifs pour les usagers.

Aujourd'hui, 25 délégations de service public ont été obtenues. Les objectifs de développements des propaniers se basent sur un potentiel de plus de 2 000 communes raccordables et donc une croissance de plus de quarante nouvelles délégations par an. Les communes ciblées sont en général éloignées du réseau de gaz naturel²¹.

3.3. Les terminaux de regazéification (ou terminaux méthaniers)

Les chaînes d'approvisionnement GNL représentent aujourd'hui environ 30% de l'approvisionnement national. Les terminaux méthaniers, qui réceptionnent les navires, stockent le GNL (à -160°C) et l'émettent sur le réseau principal après regazéification, peuvent être assimilés à des transformateurs de flux. Les quantités de gaz amenées ponctuellement sont stockées dans les cuves de manière à émettre un bandeau continu de gaz dans le réseau.

Ce « transformateur » peut offrir de ce fait, par l'utilisation des **cuves de stockage GNL**, soit une flexibilité en aval, soit une flexibilité en amont. Dans le premier cas, qui concerne principalement les pays faiblement pourvus en structures de stockage de gaz naturel (Espagne, Japon), le terminal est utilisé pour adapter l'approvisionnement aux caractéristiques de la consommation nationale. La programmation des déchargements est donc rigide. Inversement, le schéma de flexibilité amont est mis en œuvre dans les pays disposant de stockages souterrains (qui offrent une modulation de l'approvisionnement moins coûteuse que les terminaux méthaniers), comme la France. Ceci permet une utilisation très souple du terminal : des déchargements en continu dès qu'une cargaison est amenée créant ainsi des possibilités d'arbitrage pour les expéditeurs.



Ainsi, pour les terminaux opérés par Gaz de France, les contrats peuvent être annuels, pluriannuels ou limités à une seule cargaison. Aujourd'hui, les capacités des terminaux méthaniers français sont utilisées à environ 95% (ce taux étant cependant variable suivant les années).

Le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques des terminaux français en activité (Fos-Tonkin et Montoir de Bretagne).

²¹ 28 000 communes ne sont pas raccordées au réseau de gaz naturel. Parmi ces communes, 21 000 ont moins de 500 habitants et représentent 21 % de la population.

	Capacité d'accueil annuelle	Date de mise en service	Date de fin de vie (ou remise à niveau éventuelle)	Origine habituelle du GNL	Types de navires reçus
Fos Tonkin	5,5 Gm ³ /an (7Gm ³ /an jusqu'en 2007)	1972	fin 2014	Algérie	navires de moins de 75.000 m ³
Montoir de Bretagne	10 Gm ³ /an	1980	fin 2021	Algérie Nigeria	navires de 75.000 m ³ à 160.000 m ³

Les cargaisons de GNL égyptien seront dirigées vers le terminal de Fos-Cavaou à partir de fin 2007.

3.4. Les stockages souterrains

3.4.1. L'usage des stockages souterrains

Historiquement les stockages souterrains ont été développés par les compagnies gazières pour les raisons suivantes :

- faire face à la saisonnalité de la demande de gaz naturel,
- assurer la sécurité d'approvisionnement dans chacun des pays,
- permettre une gestion optimisée du réseau de transport : ils permettent à l'opérateur de réseau d'équilibrer son système.

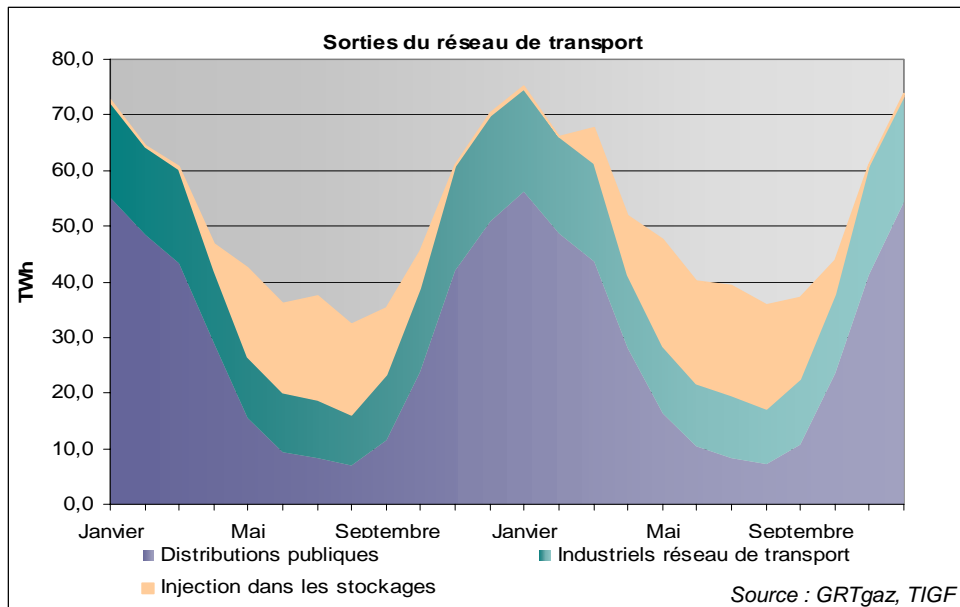
La forte croissance de la demande en gaz naturel ainsi que l'augmentation de la dépendance européenne vis-à-vis de ses importations ont conduit à une augmentation rapide des capacités de stockage européennes qui atteignent aujourd'hui 67 Gm³ soit 13% de la consommation européenne annuelle. Les besoins de stockage varient d'un pays à l'autre en fonction de la part du gaz dans l'équilibre énergétique national et de l'usage qui est fait du gaz naturel, du niveau de la production nationale quand elle existe, de l'importance relatives des capacités d'importation par rapport à la consommation et de la possibilité de développement de l'interruptibilité.

Cependant, ces capacités ne sont pas uniformément réparties sur la plaque européenne : la France, l'Allemagne et l'Italie sont les plus richement dotées en capacités de stockage, le premier facteur de développement de stockages restant la structure géologique nationale, bien qu'interviennent dans ces décisions des facteurs comme la part des importations dans la consommation nationale et le rôle dévolu aux stockages de par la réglementation et les choix politiques sous-jacents.

La consommation de gaz naturel n'est pas stationnaire au cours de l'année, elle peut atteindre en France 7,5 Gm³ par mois à la pointe de l'hiver et seulement 1,5 Gm³ en juillet-août. La modulation intra-annuelle (rapport entre les consommations mensuelles minimale et maximale au cours d'une année) est ainsi de l'ordre de 5 à 7, ce qui constitue un ratio très important en comparaison de la situation des principaux voisins européens.

Cette demande très modulée à l'intérieur de l'année s'explique avant tout par le poids de l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage (soit directement chez les clients individuels, soit au travers de la production d'électricité). En outre, les flux d'approvisionnement étant rigides en comparaison de la consommation en gaz au cours d'une année, le gaz naturel est injecté dans les stockages souterrains au cours de l'été et prélevé (soutiré) en période hivernale.

Le graphique suivant illustre ainsi cette variabilité et l'importance de la modulation chez les clients alimentés par le réseau de distribution.



S'ils permettent de satisfaire une modulation mensuelle de 1 à 5, ils sont également utilisés, notamment par les gestionnaires de réseau de transport, pour assurer la modulation intra journalière (écart entre les consommations maximales et minimales dans une journée) qui peut atteindre un rapport de 1 à 12.

3.4.2. Les structures des stockages souterrains

La quantité de gaz contenue dans un stockage est nettement supérieure (de l'ordre du double) à celle qui est utilisable pour fournir de la modulation aux clients finals. On distingue :

- le **volume utile**, qui est le volume soutirable en une saison dans des conditions technico-économiques raisonnables,
- le **volume coussin**, qui est le volume « immobilisé » nécessaire à l'extraction du volume utile.

Le niveau relatif des volumes coussin et utile est fonction des caractéristiques géologiques, de la gamme de pression, du nombre de puits, des profils d'injection et de soutirage, et plus généralement de l'historique d'utilisation de l'infrastructure.

La pointe est la capacité maximale de soutirage journalière, elle est elle-même fonction de la pression réservoir (et donc du niveau de stock), des installations de surface, des pertes de charge et du nombre de puits.

La structure de stockage prédominante en Europe est celle du gisement déplété : structure géologique à partir de laquelle on pouvait produire du pétrole ou du gaz naturel qui est convertie en stockage une fois l'exploitation du gisement terminée. **Il n'y a pas aujourd'hui de gisement déplété aujourd'hui en France, cependant d'éventuels nouveaux stockages sont susceptibles d'être développés dans ce type de structures (cf. III.3).**

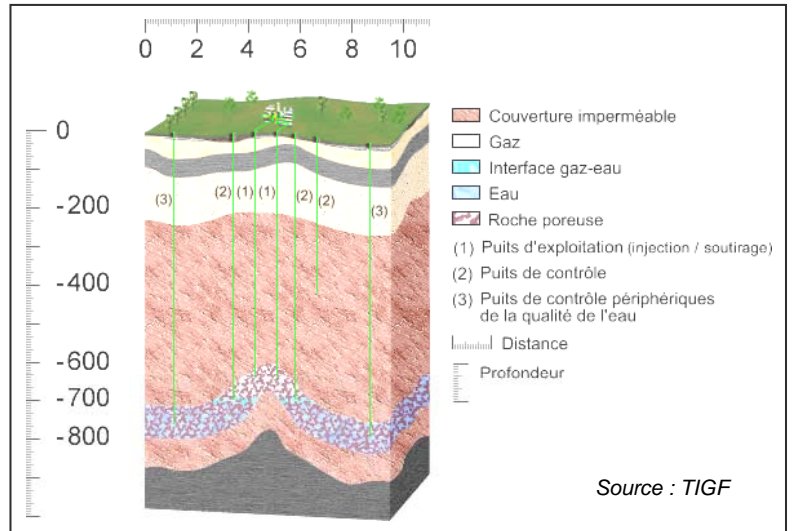
La France est aujourd'hui dotée de deux types de structure de stockages : les **stockages en nappe aquifère** et les **stockages en cavité saline**. Néanmoins, quel que soit leur type, les stockages souterrains sont des **structures physiquement contraintes** qui imposent de ce fait qu'ils soient régulièrement vidés et remplis - le pas de temps annuel est bien adapté - pour en optimiser les performances : c'est la respiration du stockage. C'est grâce à cette respiration qu'un débit de soutirage

du gaz naturel suffisant peut être garanti même en fin d'hiver, lorsque l'essentiel du gaz stocké a été prélevé.

(i) *Les stockages en nappe aquifère*

Des puits permettent d'injecter du gaz dans une structure particulière (anticlinal) en repoussant l'eau contenue dans une roche poreuse située sous une couverture de roche imperméable. Des puits de contrôle sont également forés pour veiller à ce que le gaz ne s'échappe ni par une brèche, ni par un débordement.

Ce type de stockages autorise des mouvements de gaz limités par la structure géologique exigeant une respiration du système : il faut respecter des cycles d'injection et de soutirage, pour lesquels un rythme annuel convient, afin d'optimiser le fonctionnement de ces infrastructures et d'en préserver l'intégrité. Les stockages en nappe aquifère permettent d'injecter un volume de gaz important avec cependant un débit de pointe (pression maximale du gaz en entrée ou en sortie) en général limité.

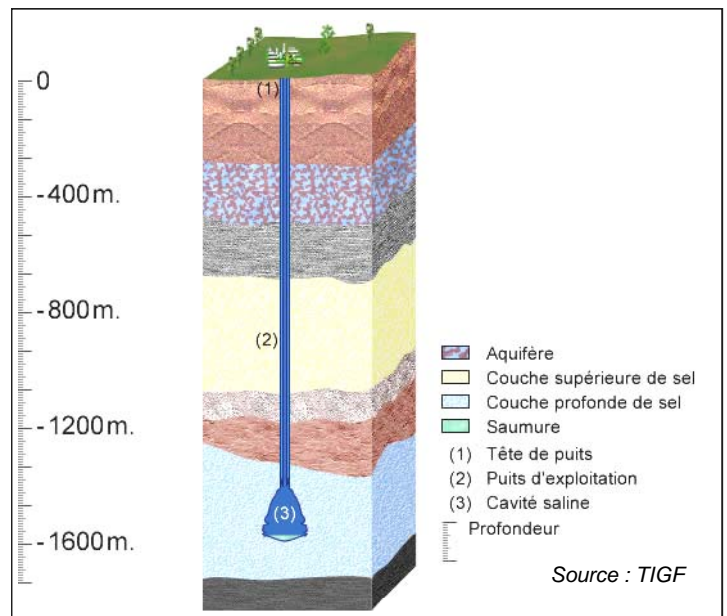


(ii) *Les stockages en cavité saline*

Les sites salins sont des couches de sel dans lesquelles de l'eau injectée sous pression dissout la roche ce qui, après évacuation de la saumure, crée une cavité dans laquelle est injecté ensuite le gaz sous pression.

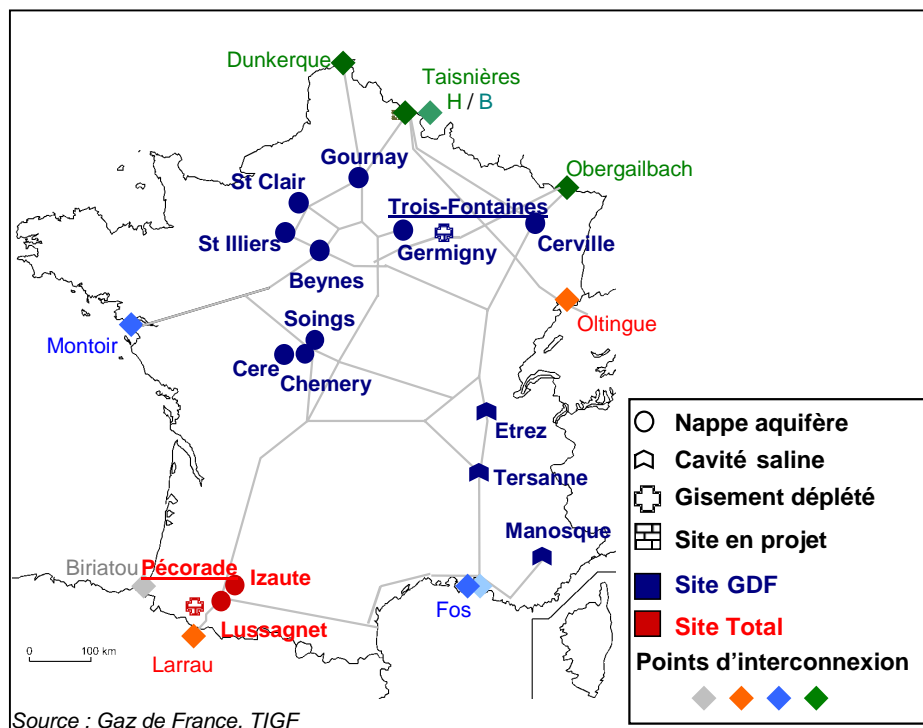
Si la structure géologique le permet, un nombre important de cavités peut être ainsi créé (on en compte plus de 15 sur le site d'Étrez).

Le volume utile des sites salins est beaucoup plus faible que celui des stockages en nappe aquifère mais le gaz naturel qui y est injecté est sous forte pression ce qui permet de disposer de débit de pointe important et en outre d'avoir une gestion plus souple des mouvements de gaz. Cependant, une contrainte de structure impose de réinjecter du gaz après la période de soutirage pour éviter tout risque de diminution de volume de la cavité.



Caractéristiques des stockages souterrains français	
Nombre de sites	14
Volume utile	132 TWh
Débit de soutirage maximal à l'occurrence de la pointe de froid	2 600 GWh/j
Opérateurs : Gaz de France et TIGF	

Ces sites de stockage sont très inégalement répartis sur le territoire français, comme le montre la carte suivante.



Deux gestionnaires de stockage exploitent les stockages souterrains en France :

- Gaz de France au travers de sa direction des grandes infrastructures gère un parc de 12 sites, dont 9 en nappe aquifère (centrés sur le Bassin parisien) et 3 en cavité saline (dans le Sud-Est), représentant un volume total de 106 TWh (79% des capacités françaises),
- TIGF exploite dans le Sud-Ouest deux sites en nappe aquifère : Izaute et Lussagnet qui représentent un volume utile total de 27 TWh (21% des capacités françaises).

Une description détaillée des sites de stockage souterrain se trouve en annexe 5.

Ces stockages sont commercialisés principalement sous forme d'unités de stockage (ou « bundle »), où, à un volume utile sont associés un débit de soutirage et un débit d'injection. En outre, les utilisateurs doivent respecter des contraintes de stock minimum et maximum afin de protéger l'usage saisonnier de ces infrastructures. Les contrats ont une base annuelle (1^{er} avril – 31 mars) ou pluriannuelle. Le gestionnaire de stockage peut également offrir un service d'équilibrage journalier qui permet à un fournisseur de voir ses déséquilibres sur le réseau de transport compensés via les capacités de stockage qu'il a souscrites.

L'accès des tiers aux stockages souterrains est aujourd'hui construit pour protéger l'usage saisonnier de ces infrastructures. Chaque fournisseur dispose donc d'un droit d'accès à des capacités de stockage directement déduit des besoins de modulation des clients qu'il alimente. La loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 qui organise cet accès des tiers, a mis en place un accès négocié (et non régulé) où les opérateurs de stockage établissent librement (sous réserve d'obligations de transparence et de non discrimination) leurs conditions commerciales.

Un décret d'application, en cours d'examen par le Conseil d'État, précise les modalités de cet accès des tiers. Il comprend d'une part un dispositif d'attribution de droits de stockage pour chaque fournisseur disposant de clients finaux en France et, d'autre part, des obligations pour les fournisseurs visant à garantir un bon usage des stockages souterrains pour l'alimentation des consommateurs pendant l'hiver. Enfin, ce texte doit permettre d'harmoniser les méthodes d'estimation des consommations hivernales des consommateurs français (cf. infra).

II Evolution de la demande

Pour ce premier exercice, une attention particulière est accordée à l'élaboration des prévisions de demande et aux méthodes qui permettront d'y parvenir.

La détermination de prévisions d'évolution de la demande devra être suivie de sa déclinaison sur les infrastructures d'approvisionnement : les points d'entrée (par gazoduc ou terminaux méthaniers), les stockages souterrains, le réseau de transport.

1. Généralités sur la demande de gaz naturel

1.1. Tendances européennes

Une présentation des tendances européennes permet de situer la France dans un contexte plus large et de souligner les spécificités de la situation française. La demande de gaz naturel en Europe est en croissance. Des réseaux récents desservent en gaz des zones nouvelles, des usages nouveaux conduisent à une évolution rapide de la consommation.

La croissance européenne (Europe des 25) est estimée en moyenne à 2,6 % sur la période 2005-2015²² essentiellement tirée par la production électrique dans la plupart des pays européens. La consommation de gaz naturel en Europe passe de 5 610 TWh en 2005 à 7 260 TWh en 2015.

Cette croissance se segmente comme suit :

- secteur électrique : 4,6% par an,
- secteur résidentiel : 1,2% par an,
- secteur tertiaire : 1,5% par an,
- secteur industriel : 1,5% par an.

Cependant ces prévisions doivent être tempérées par les fortes incertitudes qui subsistent sur les prix, sur la compétitivité inter-énergies et sur la croissance économique.

1.2. Scénario tendanciel de l'Observatoire de l'Énergie

La DGEMP a rendu publique la dernière édition du scénario énergétique tendanciel de l'Observatoire de l'Énergie le 30 juin 2004. Construit tous les 4 ans, ce scénario sert de référence à l'Agence Internationale de l'Énergie (dans le cadre du *World Energy Outlook*) ou aux travaux sur le scénario « facteur 4 »²³. Son objectif est de fournir un cadre d'analyse, **à un horizon de 30 ans**, à partir duquel peuvent être élaborés des variantes, plus ou moins volontaristes suivant les hypothèses. Il présente donc **les tendances principales d'évolution de la demande énergétique.**

1.2.1. Méthode et hypothèses

Le scénario tendanciel de référence est construit sans prendre en compte de mesure de politique énergétique nouvelle. L'exercice de 2004 n'inclut en particulier ni le protocole de Kyoto, ni les contraintes de la loi de programme du 13 juillet 2005 ou du Plan climat, il suppose néanmoins une efficacité complète des mesures précédentes.

²² Source : Global Insight

²³ Ce scénario prend comme contrainte initiale une réduction par un facteur 4 des émissions nationales de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à leur niveau en 1990. Il est utilisé dans le cadre des études du groupe de travail « facteur 4 » mis en place à l'initiative du ministre de l'écologie et du développement durable et du ministre délégué à l'énergie.

Le scénario tendanciel inclut également un certain degré de « sagesse conventionnelle », notamment la capacité à prévenir les effets rebonds²⁴ des mesures d'efficacité énergétique ou d'améliorations techniques prises en considération. Cet exercice reste avant toute chose un outil de politique publique qui, par les variantes réalisables suivant les hypothèses, permet de projeter ou d'estimer les conséquences (sur les émissions, sur les économies d'énergie, sur les coûts) de tel ou tel choix politique.

Pour estimer l'évolution de la demande énergétique, plusieurs hypothèses macro-économiques, sectorielles, technologiques (comme par exemple l'absence de technologie de séquestration du carbone) alimentent un modèle de simulation technico-économique ; ce dernier fait des estimations sur les consommations unitaires et les taux d'équipement des différents parcs.

La demande finale d'énergie ainsi obtenue est ensuite répartie sur une structure d'offre par la conjugaison de trois modèles (issus respectivement de RTE, gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, de l'Institut français du pétrole et de l'OE lui-même) ce qui permet d'estimer la consommation d'énergie primaire et le volume des approvisionnements. L'hypothèse retenue pour le mix énergétique s'appuie également sur une représentation européenne du marché de l'énergie et suppose qu'à l'horizon 2030, le solde exportateur d'électricité français est annulé.

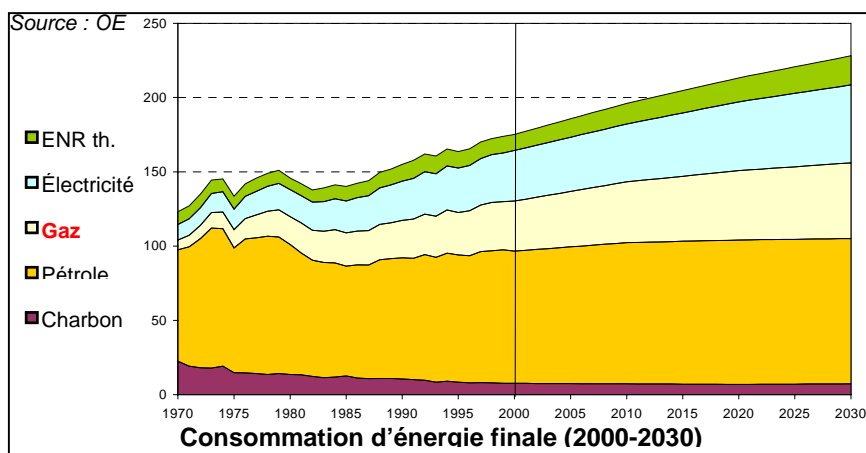
Aujourd'hui l'impact éventuel de l'intégration des marchés européens de l'énergie n'est pas mesurable même si les modèles d'offre énergétique sont européens.

Hypothèses structurantes	
Taux de croissance du PIB	2,3% par an
Prix du brent	30 \$/bl ²⁵
Taux d'actualisation	8%

Le prix du pétrole reflète l'époque où ont été conduits les travaux sur le scénario tendanciel de l'Observatoire de l'Énergie, les évolutions actuelles étant susceptibles d'affecter les analyses.

1.2.2. Résultats

L'énergie finale est l'énergie délivrée au consommateur. La France connaît une croissance de la consommation d'énergie finale à un taux annuel moyen de 0,9 %. Elle est tirée par le renforcement des besoins en électricité (1,5%), en gaz naturel (1,4%) et en énergies renouvelables thermiques (EnR, 2%).



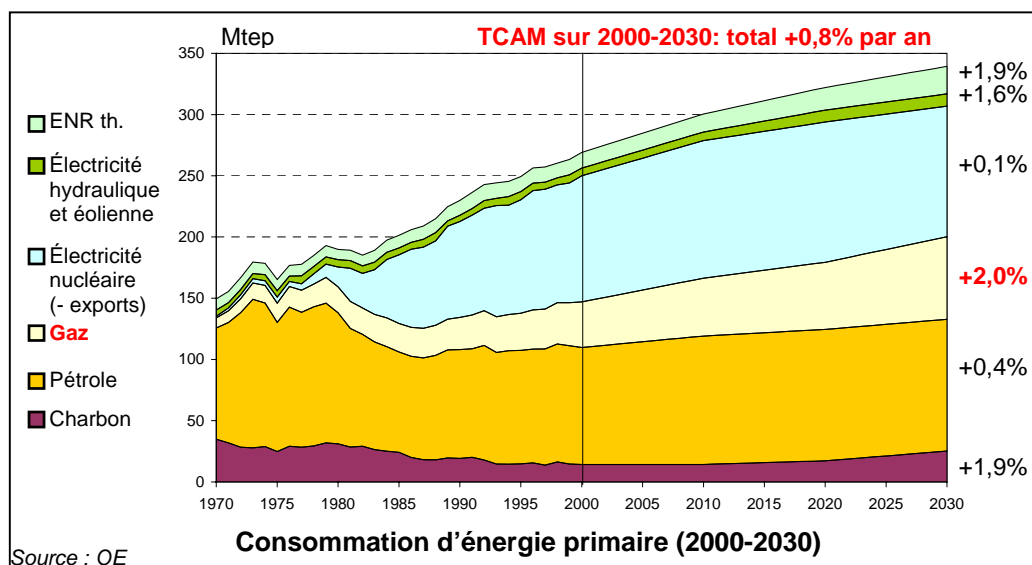
²⁴ L'effet rebond traduit une stabilité des consommations, résultant du fait qu'une perte sur le plan comportemental fait suite à un gain sur le plan technique.

²⁵ \$2003 constant

La croissance de l'énergie primaire (énergie n'ayant subie aucune conversion) s'établit à 0.8% par an.

La consommation primaire de gaz naturel est en croissance de 2% sur la période 2000-2030, ce taux s'explique notamment par la croissance du besoin en gaz naturel pour la production d'électricité. Cependant, la croissance de la production électrique à partir de gaz naturel est plus faible en France que dans les autres pays d'Europe.

La croissance estimée de la consommation du gaz naturel est cependant nettement moins forte que celle observée sur la période 1980-2000 qui se situait aux alentours de 3,4 %.



En terme de mix énergétique primaire, le gaz naturel voit sa part de marché progresser au détriment de l'électricité nucléaire et du pétrole. Les importations de gaz naturel progressent de 2,1% par an pour satisfaire cette demande.

Du point de vue de la structure de consommation, les trois secteurs constituant l'essentiel de la consommation de gaz naturel sont **l'industrie, le résidentiel-tertiaire**, qui progressent tous deux au même rythme sur la période (1,4% par an), et **la production d'électricité, qui tire la croissance de la demande de gaz.**

Dans le même temps, la consommation non énergétique de gaz (principalement pour la production d'azote) diminue fortement.

Si la concavité de la courbe de consommation d'énergie primaire sur la période montre bien une baisse importante de l'intensité énergétique, les prévisions du scénario tendanciel conduisent à un excédent d'émissions de CO₂ de 40 MtC par rapport aux engagements de la France à l'horizon 2030.

Pour atteindre l'objectif fixé par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (cf. 1^{ère} partie), une politique volontariste de réduction des émissions de gaz à effet de serre paraît, à la lumière de ce scénario, incontournable. Pour ce faire, deux leviers peuvent être utilisés : l'efficacité énergétique (consommation finale d'énergie/PIB) et la part de carbone dans le mix énergétique (quantité de carbone/énergie primaire consommée). **L'usage de l'un ou l'autre de ces leviers ne serait pas sans impact sur la demande de gaz naturel.**

2. Prévisions de croissance de la demande à l'horizon 2015

A la différence du secteur électrique (où RTE est chargé d'un bilan prévisionnel), le secteur gazier ne dispose pas d'un acteur auquel est dévolu le rôle d'estimer, à l'échelon national, l'évolution de la demande en gaz naturel.

Pour ce premier exercice PIP, les analyses conduites reposent sur les données fournies par les industriels gaziers dans le cadre des travaux de préparation du rapport PIP 2006.

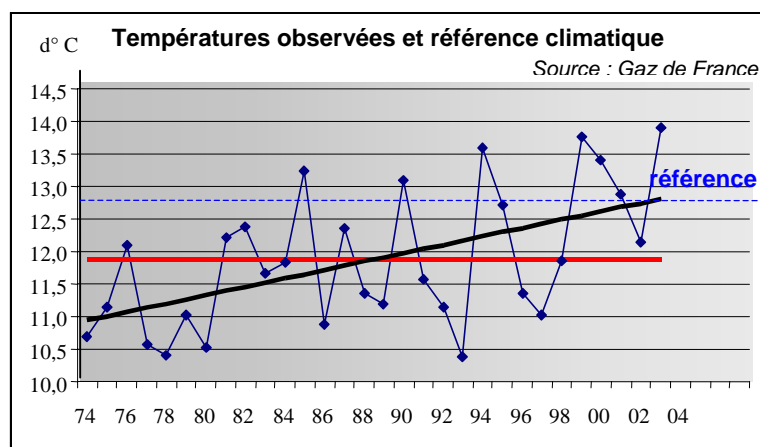
Il conviendrait à l'avenir de donner un rôle explicite aux gestionnaires de réseaux de transport pour cet exercice de planification indicative, ceux-ci étant, de par leurs obligations de service public, les plus à même de construire des prévisions de croissance de la demande sur leur zone de desserte.

L'objectif, pour le PIP, est d'aboutir à un taux de croissance annuel moyen pour chacun des secteurs de consommation (industriel, résidentiel, tertiaire) sur la période 2006-2015. Pour obtenir ces résultats, le rapport retient les méthodes de prévision de la demande²⁶ présentées par Gaz de France et examinées par le groupe de pilotage avec l'appui de l'Observatoire de l'Énergie.

2.1. Les principaux déterminants de la demande de gaz naturel

Pour élaborer des prévisions d'évolution de la demande de gaz naturel à l'horizon 2015, il est nécessaire de conduire une analyse sur les déterminants de la consommation de gaz naturel et sur la sensibilité de la demande de chaque secteur à ces déterminants.

D'une façon générale, l'**historique du climat** est un élément structurant : pour comparer les consommations sur plusieurs années, une correction climatique doit être opérée sur les consommations réalisées. Une tendance nette au réchauffement observée sur les quarante dernières années a conduit Gaz de France, sur les conseils de Météo France, à modifier son modèle climatique en 2003 (cf. graphique suivant représentant l'évolution des températures annuelles moyennes avec en rouge la moyenne des températures, en noir la tendance du réchauffement et en bleu la nouvelle référence climatique de Gaz de France). L'augmentation des températures annuelles moyennes observées n'est pas nécessairement accompagnée d'une évolution similaire des températures extrêmes, néanmoins la correction appliquée a été substantiellement réduite en changeant la **température de référence** pour la mesure de l'aléa climatique.



²⁶ Hors prévision de croissance de la demande de gaz pour la production d'électricité centralisée.

2.1.1. Secteur résidentiel – tertiaire

La croissance annuelle dans le secteur résidentiel tertiaire, qui était de 3,6 % sur la période 1982-2002, ralentit progressivement. Cela est dû à la conjonction de trois facteurs tendanciels :

- le **tassement de la croissance du parc de logements**,
- le **ralentissement de la croissance de la part du marché du gaz dans ce parc**,
- la **diminution des consommations unitaires dans le bâtiment**.

Dans le secteur résidentiel, le gaz a fortement crû au détriment du fioul. La consommation corrigée du climat croît sur un rythme beaucoup plus faible que celui observé jusqu'à aujourd'hui.

Dans le résidentiel collectif le tarissement du gisement constitué des logements susceptibles de substituer le gaz naturel au fioul pour leur chauffage (3 millions au début de la décennie 1980, moins d'un million aujourd'hui) explique pour une grande part le ralentissement annoncé.

La diminution des consommations unitaires dans le bâtiment est non seulement due à l'amélioration des techniques d'isolation (qui expliquaient une baisse continue de 0,25 % sur les dix dernières années) mais également aux évolutions du contexte réglementaire, la réglementation RT2000 s'appliquant pleinement. La prise en compte des certificats d'économie d'énergie et des réglementations thermiques – la nouvelle réglementation thermique (RT 2005) entrera en vigueur au second semestre 2006 – conduisent à des baisses des consommations unitaires de 0,7 % par an dans le résidentiel et de 0,4 % par an dans le tertiaire en moyenne.

La **programmation pluriannuelle des investissements pour la production de chaleur** (PPI chaleur 2006) fixe des objectifs de production de chaleur par les énergies renouvelables. Ces objectifs prennent en compte les dispositifs de soutien aux filières thermiques renouvelables comme les crédits d'impôts. La consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiels et tertiaire étant essentiellement liée à la production de chaleur, ce **développement des ENR thermiques aura un impact sur la part de marché du gaz naturel** dans ces secteurs. Cependant, il est aujourd'hui difficile à estimer, car :

- les systèmes de production de chaleur par ENR sont le plus souvent appariés avec un dispositif utilisant une énergie conventionnelle (gaz, fioul ou électricité),
- il est difficile de prévoir quelle sera l'énergie conventionnelle la plus affectée par ces évolutions.

Dans le secteur tertiaire, la demande est fortement liée au **taux de croissance des emplois** (en cohérence avec la croissance du PIB). La **substitution fioul-gaz** explique pour une grande part la croissance de la part de marché du gaz dans le bilan énergétique du secteur tertiaire.

Le tableau suivant récapitule les taux de croissance annuels moyens (TCAM) des différents types de clientèle du secteur résidentiel/tertiaire pour les périodes 2005-2010 et 2010-2015.

Source : Gaz de France	TCAM 2005-2010	TCAM 2010-2015
TCAM 1982-2002 : 3,6%		
Tertiaire	2,2 %	1,6 %
Résidentiel collectif	1,4 %	0,3 %
Résidentiel individuel	1,9 %	1,2%

Ainsi, ce sont **trois déterminants de la demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et tertiaire** qui peuvent être identifiés :

- **les efforts de maîtrise de la demande énergétique**, qui peut évoluer en fonction du niveau des futures réglementations dans le bâtiment et des évolutions techniques ou comportementales,

- la **part de marché du gaz naturel**, qui du fait d'un prix du pétrole durablement élevé²⁷ ou dans le cas d'une tonne de CO₂ coûteuse, peut sensiblement varier,
- et enfin le **développement du parc de bâtiment résidentiel**, dépendant d'évolutions démographiques (accroissement naturel, solde migratoire, nombre de personnes par ménage) bien que, de par une prévisibilité assez forte, ce facteur soit moins susceptible de générer des écarts à moyen terme.

Contrairement au secteur industriel qui a déjà réalisé un effort important de maîtrise de la demande énergétique (cf. infra), dans le résidentiel-tertiaire, des économies d'énergie substantielles demeurent encore possible, notamment en réduisant la consommation de gaz naturel.

2.1.2. Secteur industriel

Au cours de ces vingt dernières années, le potentiel de développement du gaz naturel dans l'industrie a été largement exploité. D'une part, les importantes extensions des réseaux de transport et de distribution de gaz ont été réalisées pour desservir les zones industrielles et d'autre part, comme dans le cas du secteur tertiaire, le taux de substitution fioul-gaz a été très élevé.

En outre, des efforts d'efficacité énergétique ont été réalisés. Aujourd'hui, la baisse de l'intensité énergétique déjà engagée (-1% par an en moyenne) va se poursuivre notamment pour réduire les coûts liés aux émissions de CO₂²⁸.

Par ailleurs, de façon ponctuelle, une **diminution sensible de la production d'ammoniac et d'engrais** est prévue.

Le besoin en gaz naturel des industries grosses consommatrices d'énergie (IGCE) est fortement lié au taux de croissance du PIB retenu. L'hypothèse retenue est donc celle d'une poursuite régulière du développement de l'industrie en France et, conjointement, de l'amélioration de l'efficacité énergétique : ce qui conduit à **un taux de croissance annuel moyen de 1,3 % pour le secteur industriel entre 2006 et 2015**.

Dans ce secteur, ce sont donc à la fois **l'efficacité énergétique** et la **compétitivité du gaz naturel** qui constituent les déterminants de la demande de gaz naturel, une fois fixé le taux de croissance prévisible du PIB.

Dans la clientèle industrielle, les usines de **cogénération**, produisant de l'électricité et de la chaleur à partir de gaz naturel, ont un poids important ; elles représentent en effet plus de 25% de la consommation de gaz naturel dans l'industrie (plus de 40TWh en 2005). Leur développement a été rendu possible par les contrats d'achat 97-01 et 99-01²⁹, la puissance installée passant alors de 600 MW_{el} fin 1996 à 6 200 MW_{el} en 2004, mouvement qui s'est fortement ralenti depuis. **Devant l'incertitude existant sur le devenir des centrales de cogénération à l'issue des 12 ans de la durée du contrat d'achat et sur la mise en service de nouvelles installations, la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique prend comme hypothèse que le volume actuel de production électrique à partir de cogénération restera stable d'ici 2015, ce qui se traduit par une stabilité du volume de gaz consommé.**

²⁷ Le prix des énergies fossiles n'est cependant pas intégré directement comme une variable dans les modèles de demande, l'élasticité de cette dernière n'étant pas mesurable de façon satisfaisante.

²⁸ Bien que la séquestration du CO₂ soit aujourd'hui un objet d'investigation prioritaire dans l'industrie gazière, une telle rupture technologique ne peut, du fait de son caractère aléatoire, être intégrée dans les prévisions. La captation du CO₂ ne pourrait de plus concerner qu'une faible part des consommateurs industriels de gaz naturel.

²⁹ Les contrats mis en place alors préfigurent l'obligation d'achat et les tarifs associés institués par la loi de février 2000. Le mécanisme passe par un contrat d'achat d'électricité entre les producteurs et les acheteurs (notamment eDF). Cette charge supplémentaire est répercutée au consommateur au travers de la compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE).

Pour autant, les industriels du secteur identifient un potentiel technique de développement plus important de la cogénération de haut rendement ce qui pourrait avoir des conséquences sur les besoins en gaz naturel³⁰. De ce fait, **l'hypothèse prudentielle prise pour cet exercice consiste à anticiper un solde net de 50 MW_{el} de cogénération par an.**

La pertinence technico-économique d'un soutien des cogénérations n'est aujourd'hui pas assurée à moyen terme. La remise en cause de ce soutien serait susceptible de conduire à une diminution importante de la puissance installée à la fin des contrats de rachat. Néanmoins, l'impact d'une telle décision sur la demande de gaz naturel pourrait être compensé par le développement de cycles combinés à gaz pour compenser la perte de puissance électrique associée.

2.1.3. Effets du développement des cycles combinés à gaz

La France est aujourd'hui dotée d'un cycle combiné à gaz (DK6, exploité par Gaz de France). Du fait du rôle joué par la filière nucléaire et par l'hydroélectricité, le gaz naturel est beaucoup moins présent dans la production électrique que chez nos voisins européens. Cependant, **les besoins liés à la production centralisée d'électricité devraient stimuler la demande de gaz naturel** et nécessitent donc une analyse spécifique.

Le modèle d'optimisation utilisé par RTE dans son bilan prévisionnel répartit les besoins en base, semi-base et en pointe d'électricité entre les différents moyens de production. **Le scénario central de la PPI électrique suggère que les investissements thermiques classiques nécessaires pour couvrir les besoins en semi-base identifiés soient réalisés en ayant recours à des CCG.**

Pour le développement de la production centralisée d'électricité à partir de gaz, les prévisions portent sur les dates d'entrée en service de CCG supplémentaires qui interviennent entre fin 2008 et 2015, aucune mise en service antérieure à 2008 n'étant annoncée.

Les marges de réserve pour la production électrique devenant de plus en plus faibles, il existe un besoin général d'investissements en moyens de production en semi-base au niveau de la plaque continentale européenne. Une part importante de ces nouveaux moyens est susceptible de fonctionner avec du gaz naturel (cycles combinés à gaz). **La production d'électricité à partir de gaz naturel en France n'est pas nécessairement compétitive par rapport aux pays limitrophes**, et, ce malgré les évolutions fiscales comme l'exonération de la taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel³¹ (TICGN).

Ainsi une **incertitude prévaut sur le potentiel de développement des CCG** qui dépend d'un nombre de facteurs importants notamment :

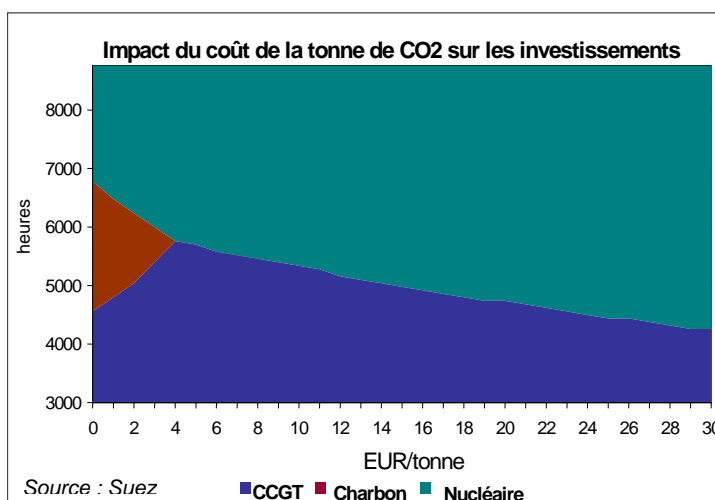
- l'évolution de la demande électrique,
- le développement de la filière éolienne,
- la capacité de faire circuler l'électricité ainsi produite sur la plaque continentale européenne (disponibilité des interconnexions électriques),
- la **compétitivité du gaz naturel** par rapport aux autres énergies primaires qui fluctue non seulement en fonction de leurs prix relatifs mais également de critères nationaux comme le **coût de la tonne de CO₂** et le volume des quotas d'émission alloués dans le prochain PNAQ,

³⁰ L'ATEE (Association technique énergie environnement) identifie que la production pourrait croître de 5 TWh^{el} d'ici à 2015.

³¹ La TICGN est perçue sur les livraisons excédant 4,8 millions de kWh par an, en dehors des usages du gaz comme matière première. L'article 82 de la loi des finances rectificative de 2005 exonère de TICGN les installations de production d'électricité à partir de gaz naturel.

- la **disponibilité des infrastructures gazières** (stockages souterrains, terminaux de regazéification) essentielles à l'optimisation de l'utilisation des centrales et donc déterminante pour leur rentabilité.

Cette incertitude porte donc tant sur la **puissance susceptible d'être installée** que sur la **durée de fonctionnement** de ces nouvelles installations. Cette dernière variable dépend directement de l'écart entre le prix de l'électricité et le coût du gaz nécessaire pour la produire, le « spark spread ». Le graphique ci-contre illustre à titre indicatif les zones de compétitivité relative des différentes énergies primaires en fonction du prix de la tonne de CO₂.



Par ailleurs, l'exercice du plan indicatif pluriannuel a pour objectif de réconcilier l'offre et la demande de gaz naturel et d'estimer la capacité des infrastructures d'approvisionnement à satisfaire la demande à l'horizon 2015. Diverses prévisions ont été comparées pour aboutir à un scénario de développement de la production centralisée d'électricité à partir du gaz naturel en complément du bilan offre-demande électrique pris en compte dans la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique. Parmi elles, on compte notamment :

- les estimations des gestionnaires de réseau de transport de gaz qui sont impliqués dans les raccordements potentiels de futures unités,
- les investissements pressentis des producteurs d'électricité eux-mêmes qui ont présenté leurs projets (11 CCG potentiels ont été annoncés, dont 2 sont des investissements aujourd'hui décidés).

La PPI électrique recommande pour le choix des moyens de semi-base supplémentaires le recours à des cycles combinés à gaz pour une puissance de 2 500 MW, soit la mise en service de 6 nouvelles turbines.

L'estimation des besoins en gaz associés dépend de la durée de fonctionnement de ces cycles, le nombre d'heures garantissant la rentabilité étant incertain. Il convient donc, dans une logique prudentielle, de **prendre pour la durée de fonctionnement, une hypothèse de 6 000 h** correspondant à une compétitivité relativement importante du gaz naturel.

Les prévisions sont ainsi récapitulées dans le tableau suivant :

Prévisions CCG								
Hypothèses	-	le rendement supposé d'un CCG est de 53% ³²						
	-	la durée de fonctionnement est prise à 6 000 h						
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CCG supplémentaires		3	2	1	0	0	0	0
Puissance supplémentaire (MW)		1250	850	400	0	0	0	0
Besoin supplémentaire en gaz naturel (TWh)		14,2	9,6	4,5	0	0	0	0

³² Le rendement d'un CCG selon l'étude des coûts de référence de la DGEMP est de 56% (PCI), soit environ 53% une fois transposé en PCS.

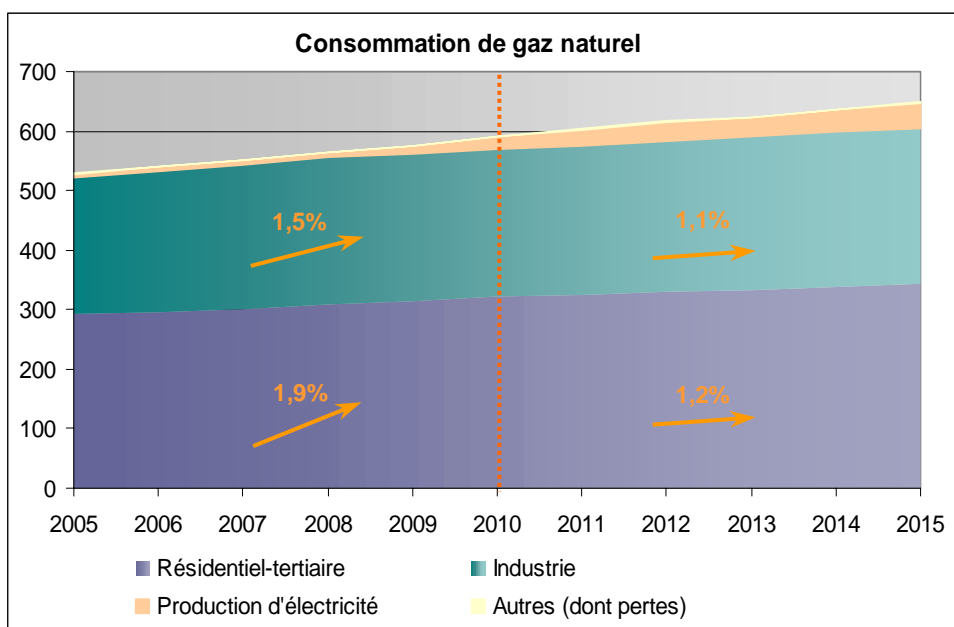
Au total, le PIP prend comme hypothèse de travail l'implantation de 6 nouveaux CCG sur la période 2009-2015 représentant une puissance électrique supplémentaire de 2 500MW, pour une durée de fonctionnement de 6 000 h, ce qui entraîne un surplus de consommation en gaz naturel de 23,8 TWh en 2010 et de 28,3 TWh en 2015.

2.2. Choix d'un scénario

L'examen de l'évolution de la demande de gaz naturel par usage et par secteur, à partir des prévisions fournies par Gaz de France et Total, conduit à déterminer des taux de croissance annuels moyens, pour les secteurs résidentiel-tertiaire et industriel, sur les périodes 2005-2010 et 2010-2015.

Viennent s'ajouter les estimations précédentes sur la production d'électricité à partir de gaz naturel afin d'aboutir à **un scénario d'évolution de la demande de gaz naturel à l'horizon 2015.**

La croissance de la demande en gaz naturel va connaître, entre 2005 et 2015, un infléchissement important par rapport à la décennie précédente (TCAM 3,4%). Le taux de croissance annuel moyen (TCAM) de la demande de gaz naturel est de 2,1% – et seulement de 1,5% hors production d'électricité.



Ceci correspond à un accroissement de la consommation de 112 TWh entre 2005 et 2015 qui se répartit ainsi : 28 TWh pour la production d'électricité, 51 TWh pour le résidentiel tertiaire et 33 TWh pour l'industrie.

A partir des analyses de sensibilité aux déterminants de la demande de gaz naturel, et de ce scénario médian, étant donné la corrélation positive existant entre des facteurs tels que les efforts de maîtrise de la demande énergétique, le prix des énergies fossiles ou la compétitivité du gaz naturel³³ (après internalisation des effets externes sur l'environnement), deux variantes sont proposées :

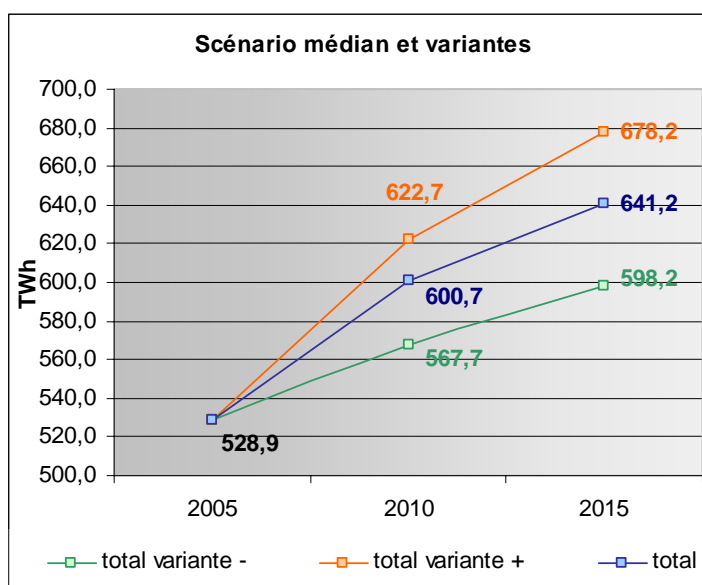
- la première, A1, se fonde sur un prix des hydrocarbures durablement élevé et sur une politique de maîtrise de la demande énergétique accrue,

³³ Rappel : dans ce scénario médian, la compétitivité entre les énergies primaires est supposée maintenue et le cadre réglementaire, notamment en ce qui concerne les mesures garantissant la compétitivité des cogénérations est prolongé. Pour la production centralisée d'électricité à partir de gaz naturel, il est supposé que la réglementation française reste proche de la norme européenne.

- la seconde, A2, suppose une baisse du coût des produits pétroliers et une politique de MDE plus mesurée.

Ces hypothèses conduisent, de par leurs effets sur les déterminants de la demande, à un besoin en gaz naturel réduit (A1) ou accru (A2) dans chacune des filières par rapport au scénario médian.

Consommation de gaz naturel en 2015 (TWh)		Médian	Variante A1	Variante A2
Résidentiel/tertiaire	Consommations unitaires dans le bâtiment	343	-8	+12
	Parc de bâtiments		-1	+2
	Parts de marché du gaz naturel		-13	+13
	Total résidentiel/tertiaire		321	370
Industriel	Efficacité énergétique	262	-4	+3
	Compétitivité du gaz naturel		-17 ³⁴	+7
	Total industriel		241	272
CCG		34,2	27,1³⁵	43³⁶
TOTAL³⁷		639,2	589	685



Ces variantes ont avant tout pour objet de proposer différentes évolutions possibles de la demande. C'est le scénario médian qui sera mis à profit pour réconcilier l'offre et la demande, tant d'infrastructure que de matière première elle-même. L'importance des écarts en 2015 retranscrit l'incertitude sur l'évolution des prix pétroliers et de la compétitivité du gaz naturel, et ce d'autant plus que les variantes cumulent des effets distincts (minimisant ou maximisant les consommations) sur chaque catégorie.

³⁴ Dans cette variante, une hypothèse de non-renouvellement des contrats de rachat pour la cogénération conduit à une forte décroissance du besoin en gaz naturel associé.

³⁵ Scénario A1 pour les cycles combinés à gaz : durée de fonctionnement plus faible du fait d'une compétitivité amoindrie du gaz naturel : 4 500 h

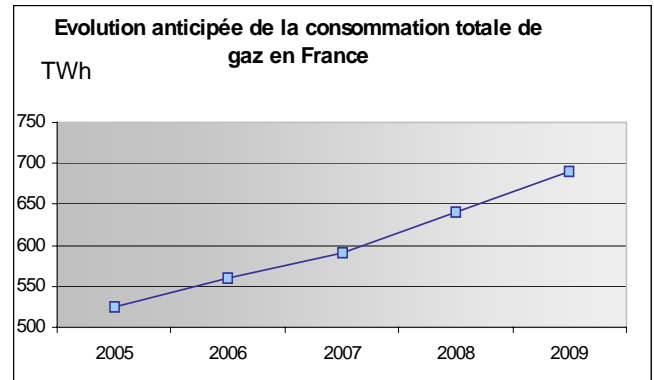
³⁶ Scénario A2 pour les cycles combinés à gaz : deux CCG de 400 MW supplémentaires, le premier en 2011, le second en 2015.

³⁷ Dont 2 TWh de pertes

2.3. Synthèse des déclarations des fournisseurs

Les premières déclarations des fournisseurs concernant leur bilan gazier (approvisionnement et consommation) permettent de disposer d'un nouvel outil. Ces données ont été transmises au ministre chargé de l'énergie dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation de fourniture. Leur consolidation donne une première photographie sur la période 2005-2009 du marché du gaz naturel. Cet exercice sera réalisé tous les ans sur la base des mises à jour des déclarations des fournisseurs (obligation liée au contrôle des autorisations de fourniture, en application du décret du 19 mars 2004). Cependant, cet exercice de synthèse est d'une nature méthodologique très différente de l'analyse prospective précédente : il consiste en effet à analyser les prévisions de vente des fournisseurs autorisés.

Du fait d'un nombre croissant de fournisseurs autorisés sur une période récente³⁸, on peut anticiper, dans le prochain exercice, des évolutions dues aux changements de la structure d'offre de gaz française.



Les résultats obtenus sont, d'une part la croissance de l'offre comparée à la demande, d'autre part la répartition de l'offre, par zone géographique et par point d'entrée, et enfin une répartition de l'offre entre contrats de long ou de court terme.

Cette approche permet d'accéder à des données consolidées sur l'offre gazière mais présente l'inconvénient de surestimer la croissance de la demande puisqu'elle se situe à 7% par an. Cette surévaluation, due aux doubles comptes entre les fournisseurs, laisse présager un développement de l'intensité concurrentielle.

3. Demande de pointe, demande de transit, demande de capacité de transport

Le décret du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public impose aux fournisseurs d'être en mesure d'alimenter leurs clients dans le cas de trois jours de froid extrême tels qu'il s'en produit deux fois par siècle. Il est donc nécessaire de décliner les prévisions annuelles de demande en prévisions journalières maximales.

3.1. Demande nationale à la pointe

3.1.1. Méthode

Le scénario global de croissance de la demande conclut à la détermination de taux de croissance annuels moyens (TCAM) pour chacune des grandes catégories de consommateurs (résidentiel-tertiaire, industriels, production d'électricité). A partir de ces taux, un double travail doit être mené consistant à **estimer la demande journalière maximale** et à **une maille locale** de 2006 à 2015. Cette

³⁸ En mai 2006, plus de 60 fournisseurs disposent d'une autorisation de fourniture, dont 18 opérateurs historiques (Gaz de France et 17 entreprises locales de distribution).

demande, dite de pointe et exprimée en gigawatts-heure/jour (GWh/j), survient pour la plupart des consommateurs³⁹ le jour le plus froid de l'année.

De par les obligations de service public, **le réseau d'acheminement du gaz naturel doit permettre une alimentation des clients finals au jour le plus froid de l'hiver même dans le cas d'une pointe de froid telle qu'il s'en produit deux fois par siècle.** La France s'impose en matière de sécurité d'approvisionnement une contrainte plus importante que celle choisie par la plupart des autres pays européens. C'est cette contrainte qui conduit à estimer la demande journalière maximale à la pointe de froid cinquantenaire, pointe P2, pour chaque point de livraison (industriels connectés au réseau de transport et distributions publiques).

Cette consommation maximale est obtenue grâce à un modèle climatique où la consommation journalière est déduite de la température. La température d'une pointe P2 est fournie, pour des stations météo de référence réparties sur le territoire, par Météo France.

Pour ensuite obtenir la demande prévisionnelle, l'hypothèse retenue postule que la consommation de pointe d'un client final évolue comme son volume annuel. En s'appuyant sur une enquête complémentaire⁴⁰ qui permet d'affiner la connaissance de la structure de consommation en aval des PITD d'une part, et de prendre en compte d'éventuelles tendances locales spécifiques d'autre part, l'évolution de la demande à la pointe pour chaque point de livraison est établie.

Une part des clients industriels est qualifiée d'**interruption**. Deux types d'interruptibilité doivent être distingués : l'interruptibilité « négoce » qui, selon le contrat de fourniture, rend un client effaçable un certain nombre de jours dans l'année en contrepartie de conditions financières favorables ; l'interruptibilité « transport », où c'est de par le contrat d'acheminement du gaz naturel que le client est déclaré interruptible les jours de pointe de consommation. Seuls les clients industriels dont l'alimentation est systématiquement plafonnée les jours les plus froids de l'hiver (interruptibles transport) doivent être pris en compte pour estimer le besoin en gaz naturel le jour de la pointe de froid. Cependant, la période de froid tardive de mars 2005 a permis de révéler que de nombreux clients historiquement répertoriés comme interruptibles, ne pouvaient l'être dans les faits. En outre, le devenir de ces contrats interruptibles est relativement incertain. De ce fait, **même si ceux-ci représentent aujourd'hui, selon les gestionnaires des réseaux de transport, 0,7 % de la consommation des distributions publiques et 14 % de la consommation (de pointe) des industriels raccordés à leur réseau, ils ne sont pas déduits de la demande de pointe dans les estimations réalisées pour ce PIP.**

Enfin, pour les CCG, la demande à la pointe est estimée sur la base d'une hypothèse de fonctionnement en continu (le jour de la pointe de consommation en gaz naturel est de fait un jour de très fort besoin électrique).

Une fois obtenus les résultats à la maille des points de livraison (point d'interface transport distribution ou industriel raccordé au réseau de transport), ils sont agrégés pour aboutir aux prévisions de demande de gaz naturel à la pointe pour la France.

En comparant la somme des demandes en pointe de chaque point de livraison à celui de la consommation en gaz naturel réalisée le jour de la pointe de froid (corrigée du climat), on observe un écart important. Cet écart, dit aussi foisonnement, peut avoir deux explications :

- **foisonnement géographique** : il s'applique essentiellement aux utilisateurs du gaz naturel pour le chauffage et provient du fait que le jour le plus froid ne survient pas le même jour sur tout le territoire,

³⁹ Certains consommateurs industriels (agroalimentaire notamment) connaissent leur pic de demande de gaz naturel en automne.

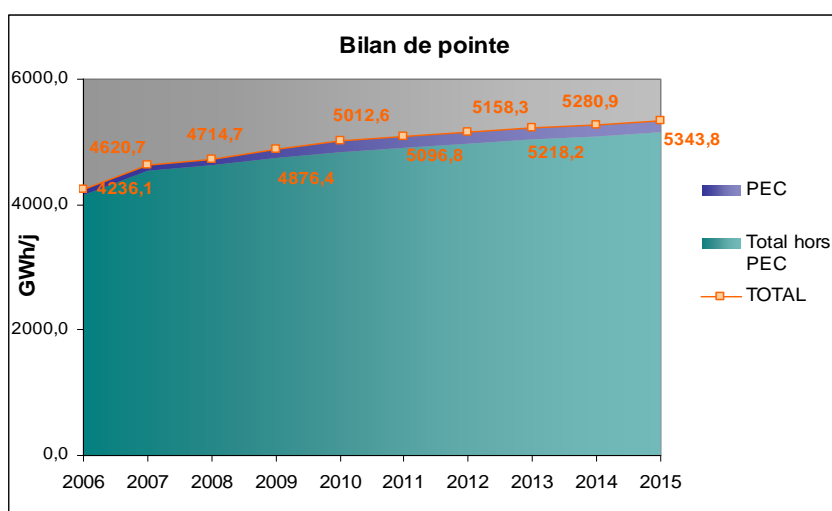
⁴⁰ Cette analyse, dite « enquête de juin », est menée conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

- **foisonnement technique** : pour les clients industriels, les usages du gaz naturel étant très variés, la demande maximale n'est pas nécessairement au jour le plus froid.

Pour agréger les consommations à la pointe à l'échelle nationale, il faut donc déduire ce foisonnement de la somme de la demande par point de livraison. L'hypothèse de foisonnement retenue est de 4,5% du besoin de pointe pour les distributions publiques (géographique) et 20% pour les clients industriels (technique). Elle est déduite d'une comparaison entre l'historique de la consommation réalisée à la pointe et de la somme des demandes de pointe.

3.1.2. Résultats

Le dimensionnement des infrastructures de transport et de stockage suppose d'anticiper les évolutions de la demande nationale de pointe. Le graphique suivant récapitule les prévisions de demande à la pointe P2 à l'horizon 2015, en identifiant la production d'électricité centralisée (PEC), déduites du scénario médian détaillé plus haut.



3.2. Demande de transit

Comme il a été rappelé plus haut, la France importe la quasi totalité de ses besoins en gaz naturel, cependant, la France est aujourd'hui un pays de transit pour du gaz norvégien à destination de l'Espagne et de l'Italie. Ces transits entraînent la livraison aux points de sortie du territoire français d'une quantité journalière de 77 GWh/j pour l'Espagne et 175 GWh/j pour l'Italie (224 GWh/j au maximum), la Norvège alimentant l'Espagne à hauteur de 2,4 Gm³ par an jusqu'en 2030 et l'Italie, 6 Gm³ par an, jusqu'en 2026.

Ces transits étant fermes, les besoins journaliers sont à ajouter à la demande nationale le jour de la pointe de froid. Il faut aussi réaliser une prévision d'évolution de ces transits à l'horizon 2015. Même si des incertitudes existent sur le renouvellement des contrats sous-jacents, il faut noter que ceux-ci ont des durées d'application qui dépassent l'horizon de l'exercice PIP.

Des phénomènes comme, entre autres⁴¹, le développement important d'infrastructures d'approvisionnement (terminaux GNL et gazoducs, cf. infra) dans l'Europe méditerranéenne (Espagne et Italie principalement) ou la diminution de la production en mer du Nord sont susceptibles de

⁴¹ Des facteurs microéconomiques peuvent également modifier profondément les flux actuels. Un développement commercial d'ENI en France, fournisseur italien et transitant en France du gaz en provenance de Norvège, pourrait l'inciter à utiliser ce gaz pour ses clients français.

modifier les grands flux de transit à terme. Il n'est cependant pas prévu aujourd'hui de chiffrer un besoin de transit supplémentaire par rapport aux contrats existants.

Le PIP retient donc comme hypothèse la poursuite des contrats de transit existants.

La suite de ce rapport (partie III.2) abordera la problématique du développement d'infrastructures de transport pour la satisfaction des besoins de transit.

3.3. Réseau de transport

Les gestionnaires de réseaux de transport, dans leurs propres travaux, affinent les prévisions journalières en élaborant plusieurs scénarios qui leur permettront d'identifier les renforcements de réseau nécessaires pour assurer la continuité d'acheminement. Ils distinguent ainsi un scénario d'hiver « pointe de froid au risque 2% », un scénario d'été (consommations basses mais injections dans les stockages maximales) et des variantes sur les niveaux d'enlèvement aux points d'entrée ou le niveau de sollicitation des stockages.

Pour le réseau régional, les prévisions de demande à la pointe sont utilisées pour déterminer la pression à garantir au niveau de chaque antenne.

La déclinaison géographique des prévisions de croissance nationales est affinée grâce aux données commerciales du transporteur, tant concernant de nouveaux raccordements (industriels ou distributions publiques) que pour les perspectives de croissance/ralentissement des clients déjà raccordés au réseau de transport.

4. Demande de stockage

Les stockages souterrains pourvoient les fournisseurs en flexibilité, leur permettant ainsi de répondre au besoin de modulation de leurs clients finals. Ce rôle n'est cependant pas assumé par les seuls stockages, on trouve comme autres instruments⁴² :

- la modulation des contrats d'approvisionnement, qui supposent de négocier auprès du producteur de gaz une certaine souplesse dans son contrat d'achat (et d'acheminement) de gaz,
- le portefeuille de clients interruptibles « négoce », développé par une politique commerciale incitant à l'interruptibilité au bénéfice d'un contrat d'alimentation plus avantageux,
- le « swing » à la production consistant à influencer en amont sur les quantités produites mais de fait réservé aux pays disposant de réserves de gaz ou de fournisseurs disposant d'actifs de production,
- l'achat de gaz sur les marchés de court terme, qui devrait être amené à se développer,
- enfin, le « peak shaving », recourant le plus souvent à des cuves GNL, permettant, pour un faible volume stocké, de couvrir une part des pointes de consommation (cet instrument n'existe pas en France).

Chaque fournisseur dispose de la possibilité de panacher entre ces différents instruments pour l'alimentation de ses clients finals.

L'objet de cette partie est donc plus précisément dans un premier temps d'**estimer le besoin de flexibilité** et ensuite d'**en déduire un besoin de stockage, au prix d'hypothèses normatives sur les autres moyens de flexibilité**.

⁴² Il est à noter que dans cette énumération, on ne distingue pas la flexibilité sur l'offre de gaz naturel (contrat d'approvisionnement, stockage) et celle pouvant exister sur la demande au travers de l'interruptibilité.

4.1. La demande de stockage en Europe

Plusieurs facteurs concourent à un renforcement important du besoin en stockages en Europe à un horizon proche :

- les prévisions de l'Agence internationale de l'Énergie (World Energy Outlook) estiment une **demande de gaz naturel croissante** qui en 2030 s'élèvera à 60% de plus que son niveau à fin 2003. La production électrique constitue le premier facteur de croissance, qui plus est pour des usages de semi-base, ce qui va **renforcer le caractère saisonnier de la demande de gaz naturel** ;
- l'Europe va avoir de plus en plus recours à l'importation pour se fournir en gaz naturel, de zones de production de plus en plus éloignées, ce qui va **rigidifier la chaîne d'approvisionnement** et exiger ainsi qu'une part croissante de la flexibilité⁴³ soit pourvue dans la zone de consommation,
- la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité suscite en outre de **nouvelles utilisations des infrastructures**, exigeant un recours accru aux stockages souterrains⁴⁴.

L'Europe devrait donc accroître, selon l'AIE, ses capacités de stockage de 64 Gm³ en 2003 à 138 Gm³ en 2030 ce qui représente des investissements de l'ordre de 23 milliards de dollars.

La modulation climatique de la consommation explique l'essentiel du besoin de stockage mais l'augmentation du nombre de fournisseurs est susceptible, par un effet de défoisonnement des portefeuilles de clientèle, d'induire un surcroît de besoin de stockage difficile à estimer.

4.2. Méthode

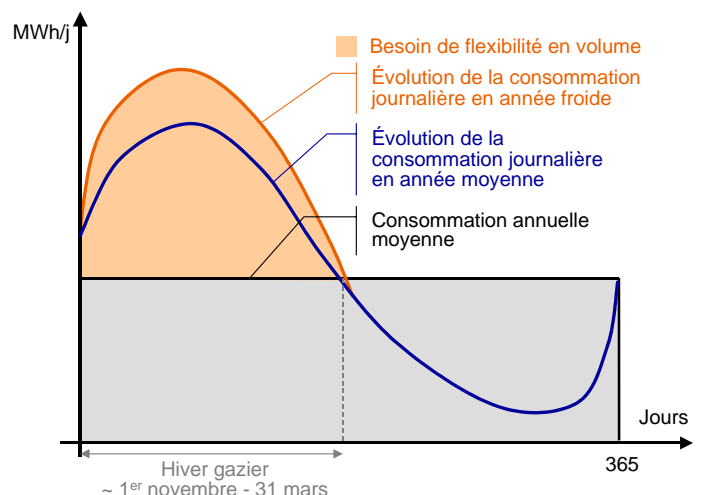
La flexibilité nécessaire à l'alimentation des clients finals en hiver doit être garantie dans les dispositions réglementaires définissant les obligations de service public (cf. supra), c'est-à-dire :

- une pointe de froid de trois jours consécutifs telle qu'il s'en produit une tous les cinquante ans,
- un hiver globalement froid tel qu'il s'en produit un tous les cinquante ans.

Les fournisseurs doivent être à même d'assurer la continuité de l'alimentation de leurs clients dans ces conditions hivernales extrêmes et les infrastructures doivent être dimensionnées en conséquence. La détermination d'un besoin de flexibilité consiste donc à estimer le supplément de consommation né de ces deux contraintes (en volume et en pointe).

Pour la pointe de froid, le travail a déjà été mené dans la partie précédente. Cependant pour dimensionner les stockages souterrains, il est indispensable de déterminer la date à laquelle la capacité de soutirage maximale doit être disponible. L'historique des hivers donné par Météo France conduit à fixer la **pointe de froid au plus tard au 1^{er} février**.

Comme le montre le schéma ci-contre, **le besoin de flexibilité en volume** pour un client final est représenté par la part de la consommation de gaz



⁴³ Si l'unification des marchés conduit à augmenter le foisonnement (tant technique que géographique) dont peuvent bénéficier les fournisseurs à l'échelle européenne, la consommation européenne reste fondamentalement modulée et la flexibilité nécessaire devra donc, avec l'éloignement des ressources, être obtenue localement.

⁴⁴ Les GGSSO (Guideline of Good Practices for System Storage Operators), recueil de bonnes pratiques à la mise en œuvre desquelles les gestionnaires de stockage se sont engagés afin de faciliter l'ouverture du marché du gaz naturel, illustrent les divers usages de stockages qu'un marché libéralisé stimule. A titre d'exemple, peuvent être citées les possibilités d'arbitrage sur le « spread » saisonnier (écart prix du gaz en été et en hiver) ou le « spread » de flexibilité (écart entre les prix spot et les prix futurs).

naturel d'un hiver froid, qui est au-delà de sa consommation annuelle moyenne.

La mesure de ce besoin de flexibilité dépend des pratiques des opérateurs, et ce du fait de plusieurs écarts de méthode portant notamment sur :

- la **saisonnalisation de la consommation** des différentes catégories de client,
- l'estimation du **supplément de consommation pour un hiver froid cinquantaire**.

Les disparités de clientèle et de climat⁴⁵ imposent de mesurer séparément pour les deux transporteurs TIGF et GRTgaz un besoin de modulation sur leur zone d'activité respective.

L'évaluation de l'effet d'un hiver froid cinquantaire sur le niveau des consommations est aujourd'hui soit basé sur une analyse de l'historique de l'hiver (c'est le cas chez TIGF), soit issu d'un modèle explicitant la consommation des clients finals en fonction du nombre de jours froids de l'hiver⁴⁶. Pour les clients en distribution publique, qui sont les plus sensibles à l'aléa climatique, des nuances régionales (notamment climatiques) sont également introduites.

Un mouvement d'harmonisation est aujourd'hui engagé qui devrait permettre d'aboutir à une uniformisation (i) des données relatives aux températures cinquantaire, (ii) des suppléments de consommation à la pointe pour chaque point d'interface transport-distribution⁴⁷. Les travaux du GTG2007, conduits sous l'égide de la CRE, contribuent à cette normalisation essentielle. **Le futur décret relatif à l'accès des tiers aux stockages souterrains imposera une unification des méthodes de calcul des suppléments de consommation pour les fournisseurs en renforçant le rôle des gestionnaires d'infrastructures sur ces questions.**

Les prévisions de besoin de flexibilité, en pointe et en volume, à l'horizon 2015 sont ensuite obtenues en appliquant comme précédemment les taux de croissance de chaque catégorie de clientèle.

Pour estimer le besoin de stockage, il faut prendre en compte **une hypothèse normative sur la flexibilité des contrats d'approvisionnement**. Il s'agit de déterminer le surcroît de gaz contractuellement disponible en hiver par rapport à un approvisionnement « plat » pour les fournisseurs de clients français. Cette souplesse des contrats, comme l'illustre le schéma ci-dessous, permet de réduire d'autant le besoin de stockage.

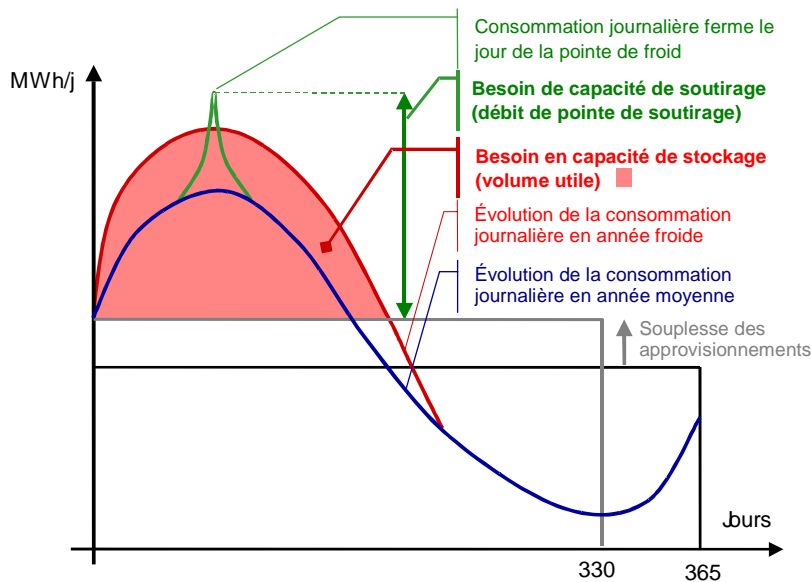
Historiquement, les gestionnaires de réseaux de transport estiment que la flexibilité disponible par les contrats d'approvisionnement est de 110%. Autrement dit, la quantité journalière de gaz naturel maximale disponible est égale à 110% de la quantité journalière moyenne, **c'est le chiffre retenu pour le PIP.**

Ce chiffre devra être réévalué, lors du renouvellement de l'exercice PIP, au vu des données des fournisseurs sur leurs contrats d'approvisionnement, examinées pour le renouvellement des autorisations de fourniture.

⁴⁵ A titre d'exemple, chez TIGF, la part hiver (rapport de la consommation au cours de l'hiver gazier sur la consommation totale) est de 70% pour les clients en distribution publique, elle est légèrement inférieure chez Gaz de France.

⁴⁶ La consommation est fonction du nombre de **degrés-jours d'un hiver** : étant donnée une température seuil de 16°C (température en-deçà de laquelle le chauffage est utilisé), le nombre de degrés-jours est la somme, sur l'hiver, des écarts entre la température moyenne de chaque jour et la température seuil.

⁴⁷ Pour les clients industriels, le calcul de la demande à la pointe n'est pas simplement fonction de la température. En effet, la consommation de gaz naturel peut fluctuer en fonction d'éléments exogènes comme les clauses du contrat de fourniture, le prix du gaz sur les marchés de court terme, etc. De ce fait, aucune méthode « industrielle » n'est satisfaisante si ce n'est la perpétuation des méthodes empiriques héritées des pratiques des opérateurs.



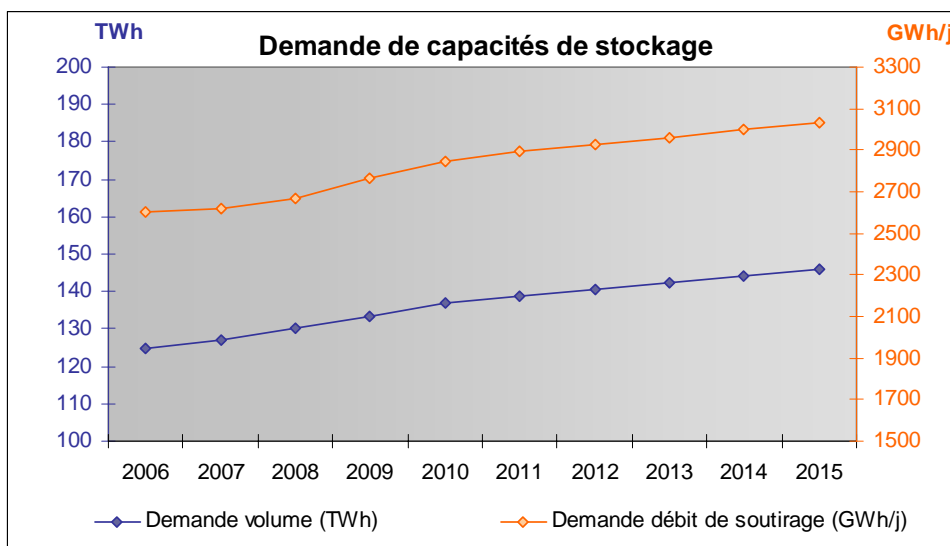
A ces besoins liés à l'alimentation de la clientèle française s'ajoutent les besoins de stockage des gestionnaires de réseaux de transport qui les utilisent pour assurer l'équilibrage de leur réseau. Ces besoins sont susceptibles de diminuer du fait d'un recours plus fréquent au marché (sur les points d'échange de gaz) pour acheter ou revendre le gaz nécessaire à l'équilibrage. Par ailleurs, les capacités de soutirage souscrites par les transporteurs, non utilisées les jours les plus froids de l'année (le réseau étant « saturé » en gaz), sont disponibles pour les expéditeurs.

Il paraît essentiel, dans la perspective de l'ouverture totale du marché aux consommateurs domestiques, que la méthode qui conduit à estimer le supplément de consommation des clients finals dans le cas d'un hiver globalement froid soit harmonisée et transparente pour l'ensemble des fournisseurs de gaz naturel.

4.3. Résultats

Le plan indicatif pluriannuel retient une **flexibilité d'approvisionnement de 110%**. Les besoins de stockage en pointe sont estimés avec un **foisonnement géographique de 4,5% pour les clients en distribution publique**, un **foisonnement technique de 20% pour les industriels raccordés au réseau de transport**, la pointe devant être fournie le **1^{er} février** (les stockages étant considérés comme remplis à 45% à ce stade de l'hiver).

Ces besoins sont récapitulés dans le graphique suivant.



Sur un plan méthodologique, la construction des prévisions de demande (tant en gaz naturel qu'en pointe ou en stockage) amène à deux constats :

- **au contraire du secteur électrique, le dispositif gazier ne repose, à aucun niveau de la chaîne d'approvisionnement nationale, sur un acteur unique,**
- **les prévisions sur la demande en gaz naturel, qu'elle soit annuelle, saisonnalisée ou journalière font appel à un nombre important d'hypothèses normatives (taux de foisonnement et d'interruptibilité, flexibilité d'approvisionnement, etc.).**

Il est donc recommandé que :

- **les gestionnaires des réseaux de transport, qui disposent de la vision la plus synthétique de la consommation, soient mobilisés pour la construction des prévisions utilisées dans le PIP,**
- **en complément de l'article 16-1 de la loi du 3 janvier 2003, les gestionnaires des réseaux de transport se voient reconnaître un rôle explicite dans l'élaboration du plan indicatif pluriannuel,**
- **la normalisation entamée (estimation de la consommation de pointe par les transporteurs, flexibilité d'approvisionnement, droits de stockage, etc.) soit menée à son terme dans la perspective de l'ouverture totale du marché,**
- **les hypothèses normatives fassent l'objet d'un nouvel examen lors du prochain exercice PIP.**

III Evolution de l'offre

1. Offre de gaz naturel

Le réseau français est inséré dans un ensemble européen qui conditionne ses perspectives de développement. Le portefeuille d'approvisionnement français, dont l'historique a été décrit plus haut, évolue avec l'émergence de nouvelles zones de production, le développement de nouvelles filières d'approvisionnement ou de nouvelles voies d'acheminement.

Aujourd'hui, le gaz est acheté par les opérateurs gaziers français sur la base de contrats de long terme dont la plupart seront échus à l'horizon 2015. Le portefeuille d'approvisionnement français dépendra donc principalement de la faculté qu'auront les fournisseurs français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux. Cela est particulièrement vrai pour le « gaz gazeux », acheminé par gazoduc, qui devrait rester régi par des contrats de long terme à cette échéance.

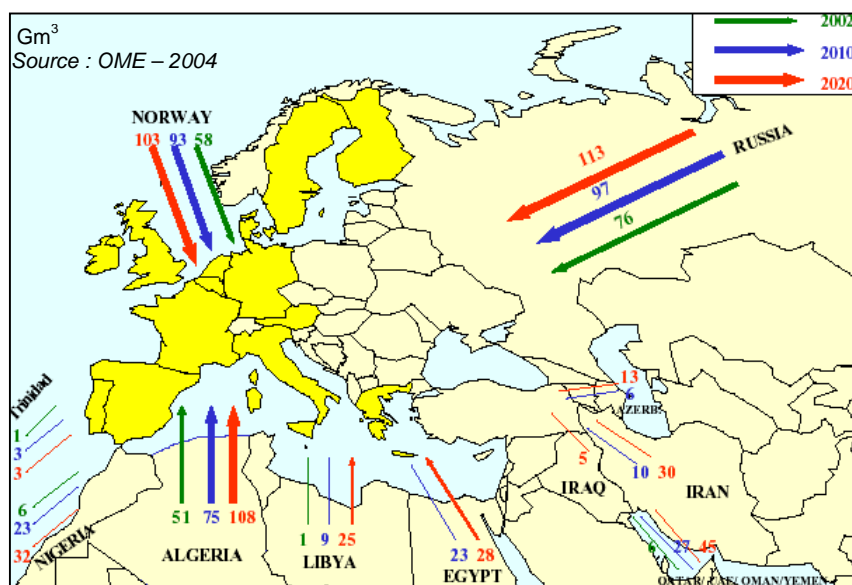
Les obligations de service public comprennent non seulement la couverture des risques climatiques, mais également le cas de la perte de la source d'approvisionnement principale pendant 6 mois. Le risque matière (lié à une rupture d'approvisionnement) doit être couvert par les expéditeurs qui ont recours à différents moyens de flexibilité comme des achats de court terme ou des souscriptions dans les stockages pour s'en prémunir. Cependant cette obligation incite fortement les fournisseurs à diversifier leurs sources de gaz.

1.1. Les zones de production

Le niveau de la production de gaz européenne et les approvisionnements contractés auprès des fournisseurs non européens conduisent à envisager un excédent potentiel d'approvisionnement entre 2006 et 2010. Au-delà de 2010, le simple renouvellement des contrats actuels ne sera a priori pas suffisant, dans un contexte de vive croissance de la demande (cf. supra).

La Russie et le Moyen Orient concentrent l'essentiel des réserves gazières prouvées (respectivement 1/3 et 1/5^e des réserves mondiales) ce qui rend ces deux sources incontournables. Les réserves gazières en Europe ne représentent plus que 3,4% du total mondial, leur diminution étant qui plus est régulière (cf. tableau annexe 6).

La carte suivante estime les évolutions d'approvisionnement de l'Europe des 15 à l'horizon 2020.



Concernant l’approvisionnement en gaz à bas pouvoir calorifique, les réserves néerlandaises étant prouvées à long terme, l’approvisionnement en provenance des Pays-Bas devrait se maintenir d’ici à 2015 ou progresser selon l’augmentation de la demande locale dans la zone Nord.

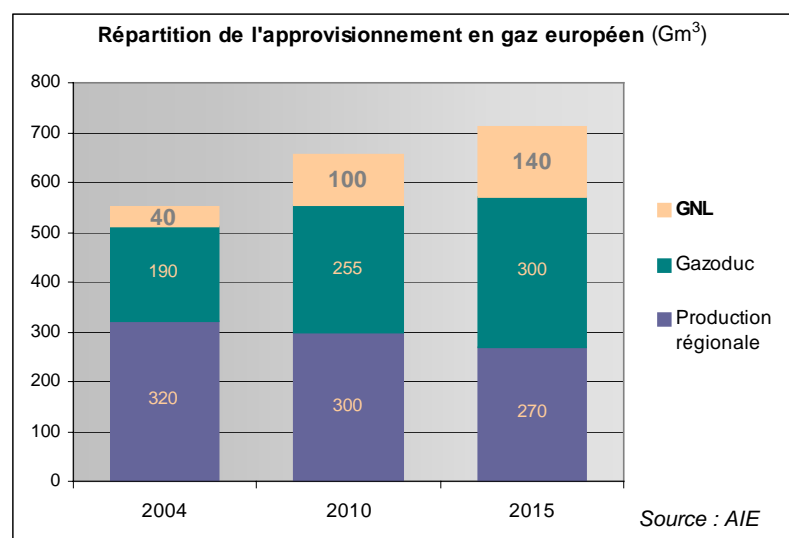
Cependant, des **incertitudes subsistent au sujet des capacités de production de gaz naturel de certains des fournisseurs principaux de l’Europe en gaz naturel**. Malgré l’existence de réserves importantes, des investissements importants sont nécessaires tant en Algérie qu’en Russie pour augmenter le potentiel d’exportation de ces pays.

1.2. Le rôle du GNL

Le **marché du GNL est en plein essor**, se développant à hauteur de 6% par an au niveau international grâce à une augmentation forte de sa compétitivité par rapport à l’acheminement du gaz naturel par gazoduc. Cette tendance résulte de la conjonction de deux facteurs :

- la **baisse du coût d’une chaîne GNL** (du fait de progrès techniques),
- l’**éloignement progressif des sources d’approvisionnement** des lieux de consommation qui rentabilise le recours au transport par navire méthanier ; 40 % des réserves mondiales de gaz naturel (140 000 Gm³) étant aujourd’hui situées au Moyen Orient, 40% sur le continent euro-asiatique (dont la majorité en Russie) et 8% en Afrique.

Le GNL joue un rôle important dans la diversification des approvisionnements. Les possibilités d’arbitrage offertes par le transport maritime de gaz naturel confèrent également au GNL une attractivité supplémentaire.

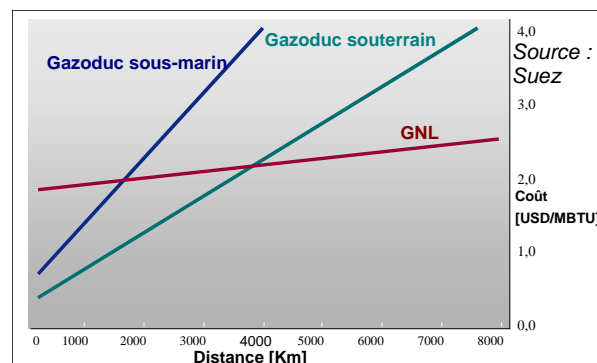


Le développement des capacités de production de gaz naturel liquéfié s’accélère très fortement notamment grâce à des économies d’échelle pour les pays (Qatar, Nigeria, Algérie, Indonésie) concentrés sur le GNL.

Le marché du GNL est structuré aujourd’hui autour de deux bassins, Atlantique et Pacifique. Le GNL part d’une situation de développement faible en Europe (sauf en France et en Belgique où il représente d’ores et déjà plus de 20% des approvisionnements) mais connaît une évolution rapide.

Les coûts de production (méga-trains) et de transport (méga-méthaniers) du gaz naturel liquéfié ont été fortement réduits ce qui devrait contribuer à la croissance de 6 à 7 % que connaîtra le GNL jusqu’en 2010. Le schéma suivant illustre les coûts relatifs des différentes voies d’acheminement en gaz, l’évolution rapide des technologies renforce encore aujourd’hui la compétitivité du GNL.

Pour ce qui concerne le GNL, la concurrence mondiale sera certainement en 2015 de plus en plus forte pour pouvoir attirer les cargaisons de GNL car il est prévu que la demande sera plus forte que la production. Une part croissante des ventes de GNL se fera sur la base de contrats spot. La présence des fournisseurs français dans l'exploration et la production de gaz sera donc un atout décisif pour que les méthaniers transportant le GNL se dirigent vers la France. Le GNL reste toutefois une affaire de long terme⁴⁸.



1.3. Les projets d'approvisionnement européens

L'Agence internationale de l'Énergie estime que l'Europe doit réaliser des investissements massifs dans les infrastructures de transport, de stockage, de distribution et de regazéification de gaz naturel pour satisfaire à sa propre sécurité d'approvisionnement⁴⁹. L'annexe 7 expose les principaux développements et renforcements de gazoducs d'approvisionnements et de terminaux méthaniers d'ici à 2010.

Du fait de la croissance de la demande de gaz naturel et de la stabilisation progressive de sa production interne, **l'Europe doit voir augmenter sa capacité d'importation de gaz de plus de 100 milliards de m³** d'ici à 2015. A cette fin, de très **nombreux projets de terminaux de regazéification** voient le jour en Europe, notamment au Royaume-Uni et **sur la façade méditerranéenne** (Espagne et Italie).

Plusieurs projets de gazoducs d'importation sont également en cours :

- **Medgaz**, dans lequel Total et Gaz de France ont une participation, reliant l'Algérie à l'Espagne et qui, sous réserve de développements sur le réseau grand transport espagnol et aux interconnexions franco-espagnoles, pourrait contribuer à l'alimentation française,
- **Galsi**, entre l'Algérie et l'Italie en passant par la Sardaigne,
- le **NEGP** (North european gas pipeline), gazoduc partiellement off-shore reliant la Russie à l'Allemagne à travers la mer Baltique,
- **Nabucco**, projet de gazoduc transitant par la Turquie visant à relier à l'Europe les ressources gazières de la région Caspienne et du Moyen-Orient.

Au total, les nouvelles infrastructures de regazéification en Italie et en Espagne permettront d'acheminer environ 50 Gm³ supplémentaires d'ici à 2011 pour des demandes nationales n'augmentant que de 30 Gm³ sur la période.

Une description plus détaillée de ces projets ainsi qu'une carte représentant les voies d'acheminement de gaz en Europe et les implantations nouvelles de terminaux se trouvent en annexe 7. Une incertitude forte subsiste néanmoins sur la probabilité de leur réalisation.

L'AIE a rappelé⁵⁰ le rôle central que joue un soutien politique dans la concrétisation de ces projets essentiels pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe.

⁴⁸ Les investisseurs cherchent à favoriser le régime de l'exemption étant donné que dans un environnement multi-utilisateurs, le terminal ne permet plus d'offrir une flexibilité intra-journalière (règles d'émissions sur le réseau, d'utilisation des cuves de stockage, etc.). L'investissement dans des terminaux pour commercialiser de la capacité à court terme ne semble pas économiquement pertinent. En effet, l'industrie du GNL reste très capitalistique, ce qui exige des contrats 'take-or-pay' ou 'ship-or-pay'.

⁴⁹ Donnée AIE : 250 Mds USD

⁵⁰ Dans la revue du marché du gaz naturel 2006 : « Some significant pipeline investments are coming to fruition, but several « mega projects » stand little chance of success without substantial political support. »

La participation de fournisseurs présents en aval à des investissements de ce type paraît essentielle.

Plusieurs phénomènes majeurs influenceront la structure des approvisionnements français :

- premièrement, l'**augmentation des importations de gaz en provenance de Russie** qui peut être acheminé en France alternativement par Obergailbach ou Taisnières,
- deuxièmement, l'**augmentation du gaz en provenance de Norvège** qui devrait cependant avant tout bénéficier au Royaume-Uni dont la production intérieure est en forte diminution,
- troisièmement, l'**augmentation des capacités d'importation de gaz d'Algérie par gazoduc**,
- enfin, le **rôle grandissant joué par le gaz naturel liquéfié (GNL)** dans l'alimentation européenne par des pays comme l'Égypte, le Nigeria, le Qatar voire l'Iran.

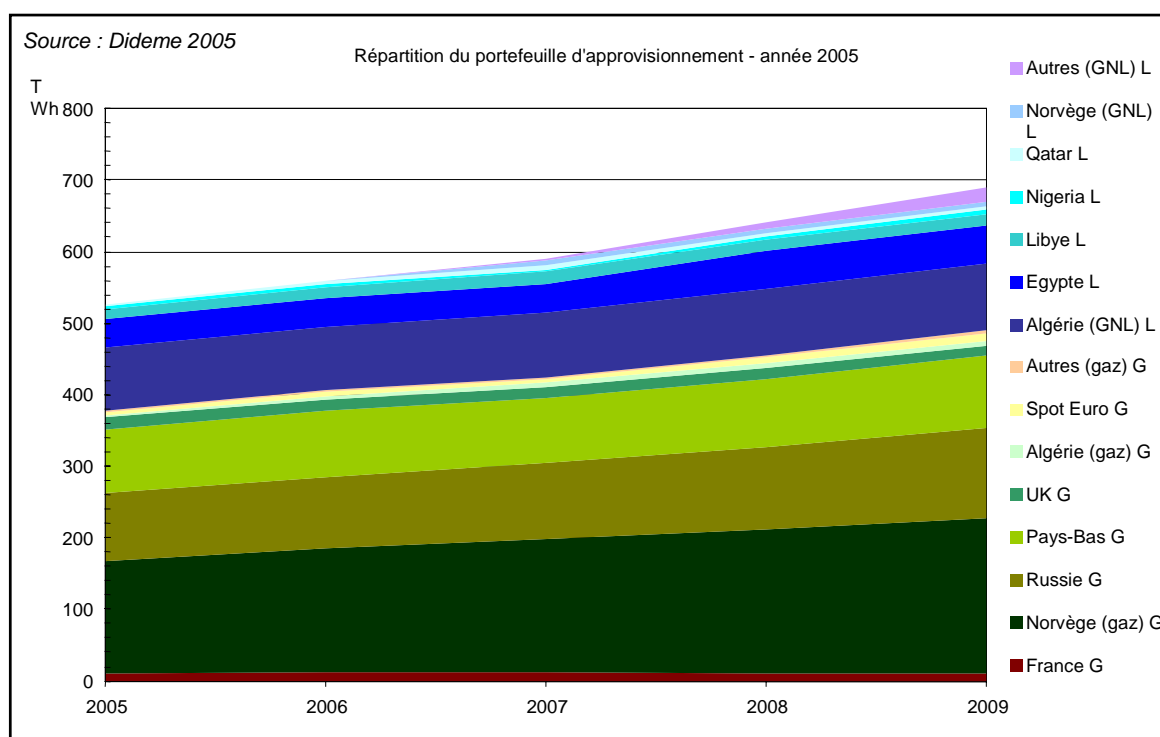
La question de l'approvisionnement s'inscrit résolument dans un cadre européen. Il serait donc utile que, pour le prochain exercice PIP, une étude européenne sur l'évolution des sources d'approvisionnement soit conduite. Une telle initiative se situerait dans la droite ligne des recommandations du mémorandum français pour une relance de la politique énergétique européenne.

Il est à noter le rôle décisif qu'un appui politique peut jouer dans le développement de projets d'envergures comme les grands gazoducs de transit (Nabucco, NEGP, etc.) qui sont essentiels pour la diversification des voies d'acheminement du gaz naturel de l'Union européenne.

1.4. Portefeuilles d'approvisionnement

Le diagramme suivant expose les prévisions d'évolution du portefeuille d'approvisionnement français à l'horizon 2009 d'après les données transmises par les fournisseurs autorisés. Cette anticipation confirme les tendances décrites plus haut :

- le maintien pour les pays traditionnellement fournisseurs de leur place dans l'approvisionnement français (et notamment l'augmentation des importations de Russie et de Norvège),
- le rôle grandissant que joue le GNL.



Concernant la nature des contrats d'approvisionnement, **selon le bilan des déclarations des fournisseurs** réalisées en 2005, la part des contrats à long terme sur les volumes importés est supérieure à 90% et devrait rester supérieure à 85 % en 2009.

Le poids des contrats à long terme dans l'approvisionnement français reste à un haut niveau, garantissant ainsi la sécurité d'approvisionnement.

Sur le marché interne, l'intensification des échanges entre fournisseurs (aux points d'échanges de gaz) conduit à une part des contrats long terme dans l'alimentation des clients finaux de plus de 70 % en 2009. Cette tendance devrait se confirmer à mesure que le marché intérieur sera plus liquide.

2. Le développement de la desserte en gaz naturel

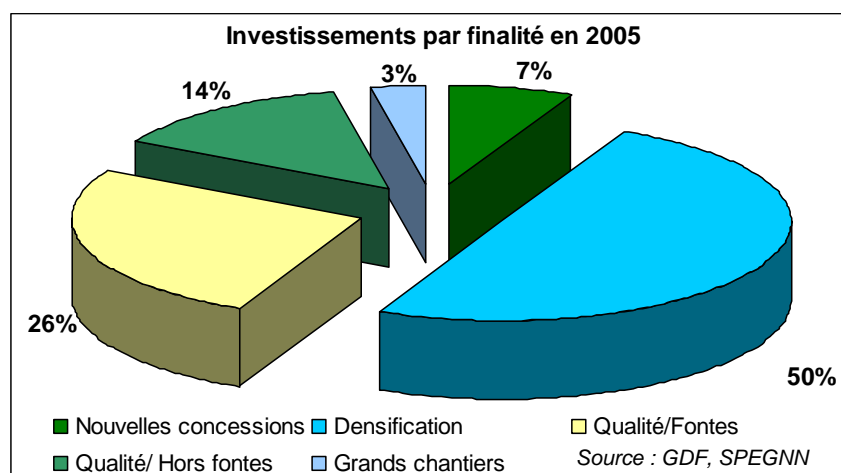
Outre une description succincte des prévisions de développement de la desserte en gaz naturel, le groupe de pilotage a examiné les opportunités d'alimentation en gaz naturel de la Corse. Le raccordement des départements et territoires d'outre mer est également évoqué.

2.1. Les investissements dans les réseaux de distribution de gaz naturel français

Au cours des dernières années, une croissance assez sensible des réseaux publics de distribution de gaz naturel (plus de 3% par an) a pu être observée. Cette croissance et la densification du réseau ont permis de raccorder près de 900 000 consommateurs supplémentaires, soit un rythme d'augmentation de 1,7 % par an du nombre de clients raccordés au gaz entre 2000 et 2004.

Les deux finalités majeures d'investissement pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution sont aujourd'hui :

- la sécurité du réseau et la qualité de la desserte,
- le développement rentable du réseau pour permettre l'accès au gaz.



(i) La sécurité des réseaux et la qualité de la desserte :

La politique d'investissement pour la sécurité est fondée sur une identification exhaustive des facteurs de risques. La démarche actuelle est marquée par la résorption des fontes grises (840 km en 2004, l'objectif de 890 km en 2005 est dépassé. En 2006 toutes les fontes grises sensibles seront renouvelées et en 2007 la totalité des fontes grises). Gaz de France et les entreprises locales de distribution

poursuivront les investissements « qualité/sécurité » de manière significative avec un renouvellement des ouvrages et un renforcement des réseaux pour une bonne qualité de desserte. Ces investissements couvriront plutôt la période 2008-2015. Pour les opérations de renouvellement il convient d'effectuer une analyse locale des caractéristiques des ouvrages pour décider des solutions les mieux adaptées.

(ii) *Le développement rentable du réseau pour permettre l'accès au gaz :*

Le gaz naturel, à l'inverse de l'électricité, est une énergie substituable. Cette énergie n'a d'intérêt que si les conditions économiques de la desserte permettent au client final d'avoir une énergie moins chère. Si on compare la France aux autres pays européens, l'utilisation du gaz en distribution est moins importante : les gestionnaires de réseaux identifient un potentiel de développement à exploiter au cours des 10 prochaines années, même si la desserte s'approche de la maturité.

Ce potentiel de développement semble plus concentré sur les concessions existantes qui exigent des efforts de densification, que sur de nouvelles concessions. Pour la période 2005–2010 il y aura un ralentissement du développement en surface ; l'essentiel des concessions nouvelles, où le gaz était rentable, est réalisé, le rythme anticipé étant celui d'une centaine de nouvelles concessions par an (contre 400 à 500 auparavant).

2.2. *La Corse*

2.2.1. Contexte général

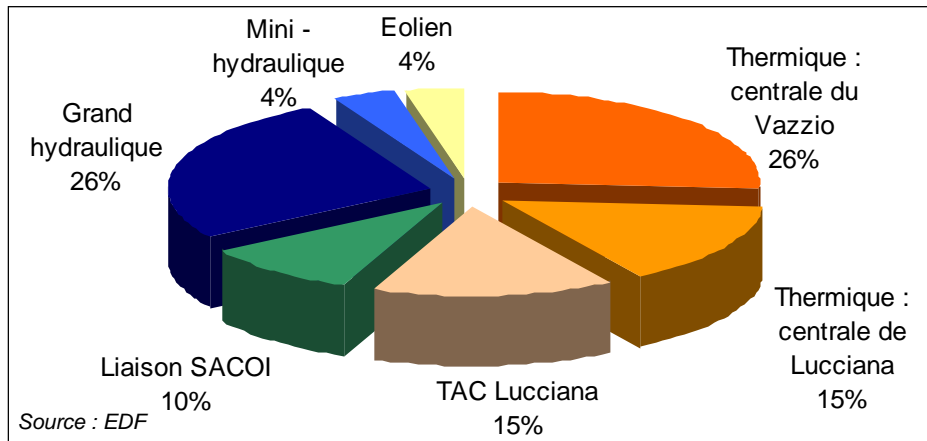
La Corse importe la quasi totalité de l'énergie qu'elle consomme. Une part non négligeable (plus de 20%) provient de la biomasse et de l'électricité renouvelable hydraulique et éolienne. L'approvisionnement est constitué essentiellement d'électricité importée directement (liaison Sardaigne-Corse-Italie d'une puissance de 50MW) et d'électricité produite par des centrales thermiques à combustibles (fioul domestique et fioul lourd). Ces hydrocarbures sont livrés par des barges sur des installations portuaires à Bastia et à Ajaccio. La crise du 28 février au 10 mars 2005 où EDF a dû procéder à des délestages importants a mis en exergue les insuffisances et la vétusté des moyens de production d'énergie de l'île. Ces événements ont conduit le ministre délégué à l'industrie à demander une mission d'enquête au Conseil Général des Mines afin d'analyser cette crise électrique. Les travaux de cette mission s'articulent avec ceux de la PPI électrique 2006 et ceux de la Collectivité Territoriale Corse (CTC) dans un contexte d'augmentation importante de la consommation énergétique (taux de croissance de 3,8% par an pour l'électricité).

En effet, la CTC est compétente pour les ressources énergétiques locales, et responsable de l'élaboration d'un plan énergétique à moyen terme⁵¹. Pour construire ses orientations, elle dispose d'un organe consultatif : le conseil énergétique de Corse.

2.2.2. Énergie électrique

La consommation d'électricité en Corse provient à 90% des secteurs résidentiel et tertiaire, son évolution est donc plus tirée par l'évolution de la population et les modes de consommation (engouement récent par exemple pour la climatisation) que par la croissance économique. Par ailleurs l'absence de réseau de gaz naturel induit un taux de pénétration du chauffage électrique dans les logements de l'ordre de 86 %.

⁵¹ Les compétences de la CTC en matière énergétique sont définies à l'article L. 4424-39 du Code général des collectivités territoriales. Concernant le plan énergétique à moyen terme, ses conclusions doivent respecter celles de la PPI électrique.



En termes prévisionnels, les hypothèses de production retenues dans la PPI 2006 prennent en compte :

- un développement important de l'éolien qui, s'il recueille le consensus en terme d'alternative aux moyens thermiques, restera cependant toujours marginal pour la contribution à la sécurité d'approvisionnement,
- le renforcement de la nouvelle connexion électrique (ligne SARCO de 50MW entre la Corse et la Sardaigne),
- la mise en service du barrage du Rizzanese,
- le remplacement des centrales de Lucciana et du Vazzio qui ne respectent pas les limites d'émission de substances polluantes et donc la mise en route d'un nouveau moyen de production à l'horizon 2010.

La PPI préconise le remplacement des centrales thermiques par des turbines mixtes Diesel/gaz.

Une étude cofinancée par la CTC et l'ADEME a par ailleurs montré que des gains substantiels en consommation énergétique étaient envisageables à l'horizon 2015, notamment du fait de la part importante du chauffage électrique.

2.2.3. Gaz

Le gaz aujourd'hui consommé en Corse est distribué sous deux formes :

- en citerne et en bouteilles sous forme de GPL
- en réseau d'air propané ou butané dans les deux agglomérations de Bastia et d'Ajaccio.

Ce mode de distribution est pénalisant pour le gaz dans une région qui est très montagneuse limitant le transport du gaz liquide par camion.

Le gaz naturel va passer près de l'île par gazoduc avec le projet GALSI (Société d'études du Gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne). GALSI est un consortium constitué par SONATRACH, ENEL power, Wintershall AG, EOS Energia Spa, EDISON. Il a stratégiquement pour vocation de contribuer à augmenter la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel en Europe. Il a d'ailleurs fait l'objet d'une inscription dans la liste des projets d'intérêts prioritaires par la Commission Européenne. Ce projet s'inscrit également dans la stratégie de SONATRACH qui consiste à promouvoir et à multiplier les débouchés pour le gaz naturel algérien vers le marché européen. D'une longueur de 1470 km il acheminera le gaz naturel du gisement géant de gaz (100 milliards de m³ par an) d'Hassi R'mel en Algérie vers Pescaia en Italie du nord près de Livourne. Sa capacité de transport est de 8 à 10 milliards de m³. Si une alimentation de la Corse se fait par le biais de ce gazoduc, c'est un volume marginal (moins de 1%) qui sera prélevé pour la Corse. **Techniquement deux possibilités existent pour le raccordement à la Corse, soit en faisant passer le gazoduc par l'extrémité sud de la Corse, soit en créant une bifurcation offshore sur le tracé prévu**



actuellement. Notons que, à l'inverse du projet MEDGAZ (cf. supra), Gaz de France ne fait pas partie du consortium.

2.2.4. Conclusions

La Corse devra faire face dans les années futures à une augmentation de la consommation d'électricité plus rapide que sur le continent (la PPI retient le scénario "haut" du bilan prévisionnel proposé par EDF). Des crises sérieuses récentes ont démontré la précarité de la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Notons que si GAZ DE FRANCE n'est pas impliqué dans le projet Galsi, la société pourrait être intéressée pour développer le réseau de distribution à l'intérieur de l'île. Aujourd'hui, 32 000 clients sont raccordés au réseau de gaz butane/propane, soit 192 km de canalisations hors branchements pour un volume d'environ 300 GWh acheminés en 2004. Il existe deux dessertes en Corse : 20 000 clients sont raccordés en air butané à Ajaccio ; 12 000 clients à Bastia dont 7000 clients distribués en propane et 5000 en air propané. Le taux de pénétration du gaz est très élevé, de l'ordre de 65 à 70 % dans les zones desservies mais pour des consommations qui ne sont pas considérables, du fait de la clémence du climat.

Si la Corse était reliée au gazoduc Galsi, les nouvelles centrales thermiques pourraient être adaptées pour fonctionner au gaz naturel. Par ailleurs, il est probable que la consommation d'électricité pour le chauffage baisserait au profit du gaz, à tout le moins dans les zones urbaines. Concernant les zones rurales, **l'installation d'un réseau de gaz naturel dans un pays montagneux est difficile et extrêmement coûteuse. La construction de centrale(s) thermique(s) au gaz naturel est donc incontournable pour justifier les investissements importants liés au raccordement au Galsi.**

Gaz de France estime qu'une conversion des réseaux existants en réseaux de gaz naturel représenterait environ 1500 € par client, soit 15 M€ pour l'ensemble. Pour Ajaccio il n'y a pas de desserte envisageable en raison du tracé du Galsi. Pour Bastia il y aurait une possibilité de desserte (environ 100 GWh). Le relief et la répartition de l'habitat ne permettent cependant pas de desservir de nouvelles zones à des coûts raisonnables.

Si techniquement ce raccordement n'offre pas de difficultés particulières, c'est la pertinence économique d'un tel investissement qui reste aujourd'hui encore à démontrer. Pour cette raison, dans le cadre du projet de coopération SERGAN (Développement des Energies Renouvelables et Etudes de Réseaux locaux d'Approvisionnement en Gaz Naturel) regroupant l'Agence de l'énergie de la province de Livourne, l'Agence de l'énergie de la province de Sassari et l'ADEME, des actions ont été entreprises pour étudier la faisabilité économique de l'alimentation de la Corse en gaz naturel via Galsi comprenant une analyse technico-économique commandée par la Délégation Corse de l'ADEME.

Ce raccordement est certainement l'unique opportunité pour la Corse d'être alimentée par du gaz naturel et résoudre ainsi principalement le problème de ses centrales thermiques. Le financement reste à construire mais les conclusions de l'étude de l'ADEME devraient donner des pistes pour évaluer le montant et la pertinence de cet investissement.

Etant donné d'une part l'opportunité que représente le projet GALSI pour une sécurisation de l'approvisionnement énergétique de la Corse et une exploitation du potentiel de maîtrise des émissions de CO₂, d'autre part l'importance des coûts d'un tel raccordement de l'île, un tel investissement doit être examiné. Sa pertinence dépendra en particulier des conclusions d'une étude technico-économique.

2.3. L'alimentation en gaz naturel des zones insulaires

Aucune zone insulaire n'est aujourd'hui alimentée en gaz naturel. Cependant du fait du développement de nouvelles infrastructures transfrontalières, de l'émergence de nouvelles zones de production, la question d'un approvisionnement en gaz naturel dans des régions non-interconnectées mérite d'être posée.

Les coûts de développement d'un réseau et l'éloignement des sources d'approvisionnement excluent aujourd'hui le raccordement au gaz naturel de la plupart des départements et territoires d'outre-mer. En revanche, le développement de gisements de gaz naturel à Trinidad et Tobago pourrait conduire à envisager, à long terme, une alimentation en gaz de la Guadeloupe et de la Martinique.

3. Offre de capacités de transport

3.1. La planification des investissements sur le réseau de transport

Le premier facteur de développement des réseaux de transport est l'évolution de la consommation intérieure de gaz que chacun des deux gestionnaires de réseau estime sur son périmètre. Pour le **réseau principal** cependant, les prévisions de demande sont un élément important mais c'est le jeu des expéditeurs, leur stratégie d'acheminement en fonction des différents points d'entrée et de sortie qui conditionnent les investissements nécessaires sur les axes grand transport. Il est donc indispensable de mener, en parallèle du travail effectué sur les besoins en gaz naturel des consommateurs⁵², une analyse de la demande des expéditeurs qui structurera les développements à conduire.

Ces prévisions sont traduites dans un **scénario moyen d'approvisionnement**. Le scénario central permettra de décider des renforcements nécessaires aux points d'entrée. Chacun des points d'entrée est surdimensionné par rapport à ce scénario de référence : les marges envisagées autour du scénario moyen offrent la souplesse nécessaire aux expéditeurs.

Ainsi, une fois connue la demande à la pointe, les gestionnaires de réseaux de transport fondent leur prévision d'investissement pour chaque point d'entrée sur plusieurs facteurs :

- des **hypothèses sur les sources d'approvisionnement**, obtenues entre autres auprès des principaux producteurs de gaz naturel⁵³,
- des **hypothèses sur les voies d'acheminement qui auront la préférence des expéditeurs**,
- des capacités des canalisations en amont du réseau français et des capacités des terminaux méthaniers.

(i) *Concernant GRTgaz*, trois phénomènes exogènes majeurs influenceront les investissements à moyen terme :

- premièrement, l'augmentation des importations de gaz en provenance de Russie qui peut être acheminé en France, alternativement par Obergailbach ou Taisnières,
- deuxièmement, l'augmentation du gaz en provenance de Norvège qui devrait cependant avant tout bénéficier au Royaume-Uni dont la production intérieure est en forte diminution,
- enfin, le rôle grandissant joué par le gaz naturel liquéfié (GNL) dans l'alimentation européenne.

(ii) *Concernant TIGF*, une très forte incertitude prévaut. Historiquement, la zone de TIGF se situait en bout de réseau et était alimentée uniquement par ses interconnexions avec GRTgaz. Aujourd'hui, avec le développement important de terminaux GNL et de gazoducs en Espagne, TIGF peut tirer profit

⁵² Les estimations nécessaires sont réalisées en cohérence avec les hypothèses macroéconomiques prises par les maisons mères des deux gestionnaires de réseau de transport (Gaz de France et Total).

⁵³ Sur ce point, il est à noter que les contacts entre gestionnaires de réseau et producteurs sont très variables suivant les entreprises.

d'une situation au carrefour du gaz en provenance du Nord et du Sud et de capacités de stockage excédentaires (21 % des capacités de stockage françaises, plus du double des besoins de modulation de la zone sud-ouest).

Les **transits** font également partie des éléments complexes à estimer à terme : il paraît impossible d'avoir une prévision « de marché » sur ces transits. Le principe est donc plutôt de répondre à la demande, en entrée et en sortie de réseau, les renforcements liés au transit étant alors conditionnés par des engagements de long terme. Le groupe des transporteurs européens, le GTE, soutient la demande d'une reconnaissance spécifique des contrats de transit qui, répondant à une logique d'investissement spécifique, doivent être distingués des autres types de souscriptions.

Ainsi les capacités développées sur le réseau principal ne peuvent être rapportées qu'à l'horizon 2010 car une partie des demandes des expéditeurs qui conduiront à des renforcements ultérieurs ne sont pas connues aujourd'hui. Au-delà de 2010, seul un raisonnement en terme d'enveloppe est cohérent, les incertitudes sur les demandes du marché étant trop fortes.

Le réseau principal, historiquement développé pour couvrir la pointe de froid extrême cinquantenaire, est aujourd'hui plus puissant que nécessaire pour permettre aux expéditeurs de faire jouer leurs options sur le marché, dans une mesure limitée, et pour faire face à des défaillances éventuelles. D'une façon générale, il y a complémentarité entre le développement de capacités sur le réseau de transport et la sécurité d'approvisionnement. Un réseau qui satisfait le marché (possibilité d'arbitrages) satisfait a fortiori la sécurité d'approvisionnement en augmentant les possibilités de voie d'acheminement du gaz.

Pour définir les investissements sur le **réseau régional**, les gestionnaires de réseaux s'appuient à court terme (2-3 ans) sur les projets de raccordement pour les clients transport et sur leurs propres estimations de demande à la pointe régionalisée.

Ainsi, **pour les cycles combinés à gaz**, les transporteurs confrontent deux sources d'information pour obtenir leurs prévisions :

- les données en provenance de RTE,
- les informations commercialement sensibles provenant des opérateurs qui souhaitent développer des centrales électriques.

Les gestionnaires de réseau de transport incluent dans leurs simulations l'implantation de CCG même si la plupart des projets annoncés n'a pas encore obtenu d'autorisation d'exploiter. Les aménagements et investissements sur le réseau principal ne s'en trouveront pas bouleversés, du fait de la dissémination de leur implantation. En revanche, le choix des voies d'acheminement utilisées pour le CCG peut générer des surcoûts si la centrale est éloignée du point d'entrée du gaz choisi par l'expéditeur qui l'alimente⁵⁴ (bien qu'une telle configuration ne puisse a priori se justifier économiquement).

Pour la période 2005-2014, les 137 projets de renforcement des gestionnaires de réseaux de transport représentent approximativement 1 650 km de canalisation sur le réseau régional.

⁵⁴ Dans l'hypothèse où une implantation concentrée de CCG aurait un impact sur le réseau principal, les développements ad hoc nécessaires seraient couverts par le tarif, cependant comme cette nouvelle clientèle induirait pour le transporteur de nouvelles recettes d'acheminement, le surcoût lié au développement du réseau principal ne serait susceptible d'affecter les autres clients de la zone que de façon marginale. Néanmoins, le calcul économique doit tenir compte des risques supplémentaires liés à ce type d'activité (durée de fonctionnement de la centrale, etc.).

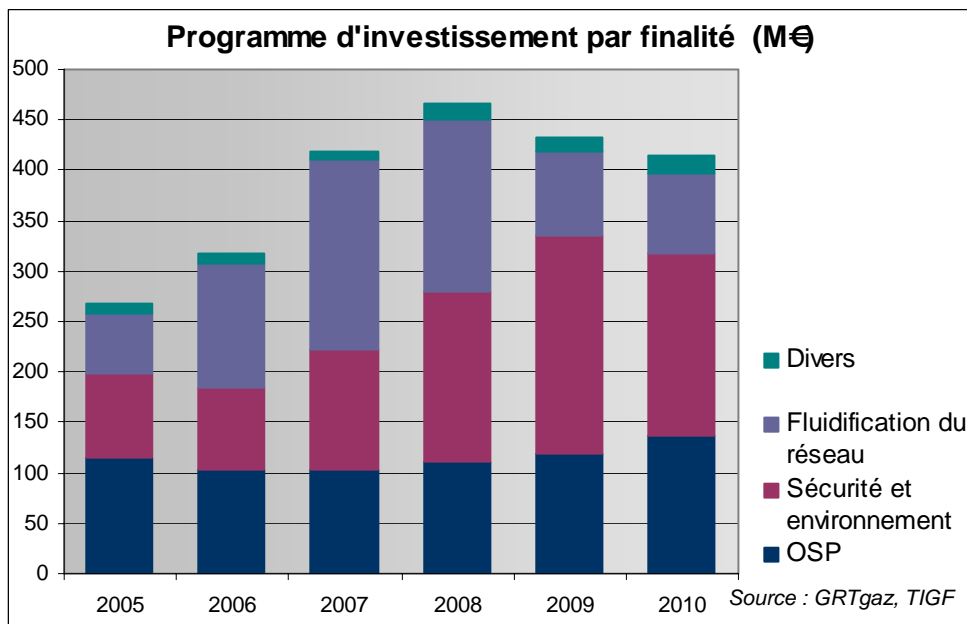
3.2. Les finalités de l'investissement

Ces projets de renforcement ou de fluidification, qui contribuent conjointement à la sécurité d'approvisionnement, ne représentent qu'une partie des charges d'investissements reposant sur les gestionnaires de réseau de transport. Du fait d'évolutions réglementaires, en tant qu'exploitant d'installations industrielles, les gestionnaires de réseau sont également confrontés à des exigences de sécurité et à des contraintes environnementales importantes (cf. infra). Leur programme d'investissement est donc traditionnellement segmenté en **finalités d'investissements**, dont les principales sont les suivantes :

- les **obligations de service public** : relatives à la capacité d'acheminement,
- les obligations liées à la **sécurité** et à l'**environnement**⁵⁵,
- les **investissements de fluidification**, qui reposent sur une analyse des besoins du marché de la fourniture et conduit à proposer des alternatives aux expéditeurs.

Ces investissements de fluidification sont destinés à diminuer les congestions existantes sur les réseaux de transport et ainsi, à terme, à diminuer le nombre de zones d'équilibrage.

A titre indicatif, les gestionnaires de réseaux de transport prévoient d'investir 3,6 Mds € à l'horizon 2015 (soit une moyenne de 380 M€ annuels). Le graphique suivant montre la répartition de ces investissements par finalité entre 2005 et 2010.



Deux phénomènes doivent être soulignés :

- **une part importante des investissements dévolue à la fluidification en 2007-2008 du fait de la réduction programmée du nombre de zones d'équilibrage** (cf. infra),
- une pointe d'investissement en 2009-2010, notamment à cause du poste environnement.

Une fraction de l'enveloppe globale (10%) n'est pas affectée pour les projets d'investissements non encore identifiés.

Les **décisions d'investissement** sur le réseau de transport sont prises indépendamment par les exploitants de réseau pour tous les investissements individualisés. Les maisons mères (Gaz de France, Total) approuvent cependant au préalable le plan d'affaires de leur filiale.

⁵⁵ C'est l'autorisation de transport qui donne un caractère obligatoire à ces investissements.

Une décroissance des investissements après 2010 est anticipée mais ne résulte que d'une incertitude concernant les besoins à cet horizon.

Le **raccordement de nouveaux clients** est inclus dans les investissements relatifs aux obligations de service public des transporteurs. Trois types de coûts liés au raccordement doivent être distingués :

- le coût de branchement proprement dit : qui ne concerne que le client final et est donc entièrement à sa charge,
- le renforcement sur le réseau régional qui est répercuté au nouveau client en fonction de la distance de renforcement nécessaire,
- les interventions sur le réseau principal qui sont couvertes par le tarif.

Les opérateurs de transport doivent se conformer aux dispositions réglementaires nouvelles introduites en matière de sécurité, afin d'apporter des solutions convenables à l'extension de l'urbanisation à proximité des réseaux existants et de tenir compte du vieillissement progressif des ouvrages⁵⁶.

3.3. Les principaux investissements

Les principaux renforcements de capacité, en entrée ou sur les réseaux principaux de transport, méritent une description plus poussée.

3.3.1. Investissements aux points d'entrée

Au niveau des points d'entrée, deux évolutions importantes interviendront d'ici à 2010, au sud avec la mise en service du nouveau terminal méthanier dit de « Fos Cavaou » et, à l'est, avec le renforcement des capacités d'entrée à Obergailbach. Ces renforcements conduiront à un accroissement de l'élasticité du réseau qui progresse de 260 jours à 235 jours (*i.e.* évolution du ratio « énergie annuelle livrée / somme des capacités des points d'entrée »).

Si des renforcements sont prévus sur plusieurs points d'entrée, comme à Oltingue où une capacité *reverse*⁵⁷ sera disponible, les investissements sont concentrés sur deux frontières : au Sud-Ouest avec l'Espagne, à l'Est avec l'Allemagne.

(i) Interconnexions franco-espagnoles

A court terme sur les interconnexions espagnoles, les deux évolutions notables déjà enclenchées sont d'une part, **la mise en service du gazoduc Euskadour**, qui permettra d'alimenter une partie du Sud-Ouest en gaz espagnol (notamment en provenance du terminal de Bilbao) et, d'autre part, la réversibilité du gazoduc Lacal. Les développements suivants seront susceptibles d'intervenir après 2010 (renforcement du Lacal et d'Euskadour).

Pour ce qui concerne Euskadour, une canalisation de 26 km (diamètre 600 mm) entre Biriadou et Arcangues, entame le raccordement de cette nouvelle interconnexion avec le réseau principal de TIGF. La deuxième phase du développement d'Euskadour impliquerait la pose d'une canalisation de 600 mm sur 95 km entre Arcangues et Coudures.

Le nouveau programme d'investissement espagnol attribue un caractère prioritaire⁵⁸ aux investissements nécessaires en Espagne pour développer les capacités d'échange de gaz avec la

⁵⁶ Les mesures principales consistent à renforcer le niveau de sécurité des tronçons traversant les zones à forte densité de population, pour éviter l'agression des ouvrages lors de travaux de terrassement, de construction ou de voirie dans leur voisinage, dont les conséquences pourraient être désastreuses. Les investissements correspondants seront étalés sur les 12 prochaines années, et devraient s'élever à environ 40 millions d'euros par an pour les 2 opérateurs selon les premières estimations réalisées.

⁵⁷ Le flux dominant est descendant vers l'Italie mais, par en cas de demandes de capacités en sens inverse, il pourra y avoir diminution du flux descendant, créant une arrivée « artificielle » de gaz du côté français.

France à la fois par l'interconnexion existante de Larrau, la nouvelle interconnexion de Biriadou et enfin en prévoyant de développer le réseau de transport de gaz sur la côte catalane jusqu'aux Pyrénées. Une coordination entre les opérateurs français et espagnols sur leurs programmes de développement à moyen terme est indispensable.

(ii) Obergailbach

Le renforcement prévisible des approvisionnements russes ainsi que la décision prise par les opérateurs amont d'étudier une augmentation de capacités sur le réseau de transit MEGAL justifient les investissements à l'interconnexion d'Obergailbach.

Le renforcement des capacités d'entrée à Obergailbach intervient suite à la demande de plusieurs expéditeurs (les capacités fermes passant de 430 GWh/j à 620 GWh/j avec un palier intermédiaire à 550 GWh/j). Une concertation a eu lieu avec les opérateurs allemands (EON-Ruhrgas Transport et Gaz de France Deutschland Transport) pour que le doublement en aval soit bien coordonné avec une augmentation des capacités en amont.

A Obergailbach, 20 % des capacités existantes et à construire sont disponibles à court terme. La plus grande partie a déjà été achetée à long terme. Une partie des capacités achetées à long terme ont été, à la demande de la CRE, déclarées restituables pour qu'en cas de pénurie pour les expéditeurs tiers, une partie puisse leur être restituée.

Pour que cette augmentation de capacités à l'interconnexion ne conduise pas à une congestion, plusieurs développements sont nécessaires sur le réseau de GRTgaz, notamment un renforcement de l'artère du Nord-Est sur 54 km et l'ajout de deux compresseurs supplémentaires (12 MW chacun) à la station de Laneuvelotte.

(iii) Renforcement des capacités d'entrée à Fos

La mise en service prochaine du terminal de Fos Cavaou implique son raccordement au réseau principal de transport. Ceci suppose la construction d'une canalisation reliant Fos Cavaou à Saint-Martin-de-Crau (31 km de gazoducs d'un diamètre de 1 200 mm) et l'aménagement de la station d'interconnexion correspondante.

La CRE a demandé qu'une partie des capacités soit disponible pour les tiers.

Cette nouvelle canalisation a été dimensionnée dans l'hypothèse de l'implantation future d'un terminal méthanier supplémentaire à Fos.

3.3.2. Investissements sur le réseau principal

(i) Artère de Guyenne

L'augmentation de l'offre de gaz naturel en provenance d'Espagne et la nécessaire évacuation du GNL de Fos Cavaou induisent un besoin substantiel de capacités supplémentaires sur les réseaux de TIGF et GRTgaz et notamment en sortie du réseau TIGF vers GRTgaz (Castillon-la-Bataille).

Cette augmentation importante des capacités sud-nord implique les deux gestionnaires de réseaux de transport et consiste principalement en un renforcement de l'artère de Guyenne et de l'artère du Midi :

⁵⁸ La planification énergétique (planificación energética) publiée par les autorités espagnoles en avril 2006 déclare comme prioritaires (priorité A) les projets contribuant au renforcement des interconnexions franco-espagnoles et appelle à une coordination renforcée entre les opérateurs adjacents.

- doublement du tronçon Dronne – Castillon-la-Bataille – Captieux par une canalisation d’une longueur de 120 km (diamètre supérieur à 800 mm),
- adaptation de la station d’interconnexion de Roussines (GRTgaz),
- renforcement de la station de compression de Lussagnet (puissance totale 26,4 MW),
- construction d’une nouvelle station de compression à Sauveterre de Guyenne (19 MW), entre Lussagnet et Castillon-la-Bataille.

Le calendrier d’investissements coordonné avec GRTgaz sur l’artère de Guyenne comprend trois phases de développement pour séquencer les investissements en fonction (et au rythme) non seulement des choix réalisés par les opérateurs adjacents (Enagas, GRTgaz, etc.) mais également des demandes des expéditeurs. La première phase est déjà engagée et devrait conduire à une mise en service fin 2008, les phases ultérieures sont optionnelles et dépendent donc des signaux du marché ou des développements limitrophes.

Cette première phase permettra une croissance et une convergence des capacités commercialisées par TIGF et GRTgaz au niveau de leurs interconnexions.

(ii) La réduction du nombre de zones d’équilibrage

En dehors des deux projets importants aux points d’entrée, le troisième volet de la stratégie d’investissement de GRTgaz est la décongestion du réseau et la fusion de trois zones d’équilibrage (Est, Nord, Ouest). En effet, GRTgaz a pris l’engagement, dans le cadre de son schéma tarifaire⁵⁹, de réduire d’ici au 1^{er} janvier 2009 le nombre de zones d’équilibrage à 2 zones. Pour ce faire, des investissements de décongestion importants doivent être réalisés, ils toucheront toutes les stations de compression du réseau, notamment au travers de :

- la mise en service d’une nouvelle station de compression de 16 MW à Cuvilly en 2007 et de 10 MW à Nozay en 2009,
- le remplacement des stations d’Evry-Grégy, Dierrey et Auvers-le-Hamon par trois stations neuves de puissances respectives de 15 MW, 15MW et 20MW.
- l’augmentation de 15MW de la puissance de la station d’Evry.

Cette fusion des zones a un coût estimé de 270 M€ et permettra d’offrir des possibilités d’arbitrage pour les expéditeurs. Les charges de dépollution pour les installations de compression dues aux exigences de mises aux normes environnementales (réduction des émissions d’oxydes d’azote) ne sont pas comprises dans cette enveloppe.

La fusion des zones Sud et Nord, qui permettrait de réduire à 2 le nombre de zones d’équilibrage en France, nécessiterait des investissements importants sur la canalisation de grand transport du Rhône (à la fois en renforcement et en compression), qui ne sont pas aujourd’hui annoncés par GRTgaz.

⁵⁹ Une première étape avait été franchie le 1^{er} janvier 2005 avec le passage de 7 à 4 zones d’équilibrage chez GRTgaz.

Le schéma ci-dessous récapitule l'évolution des capacités fermes d'entrée sur le réseau français. Ce

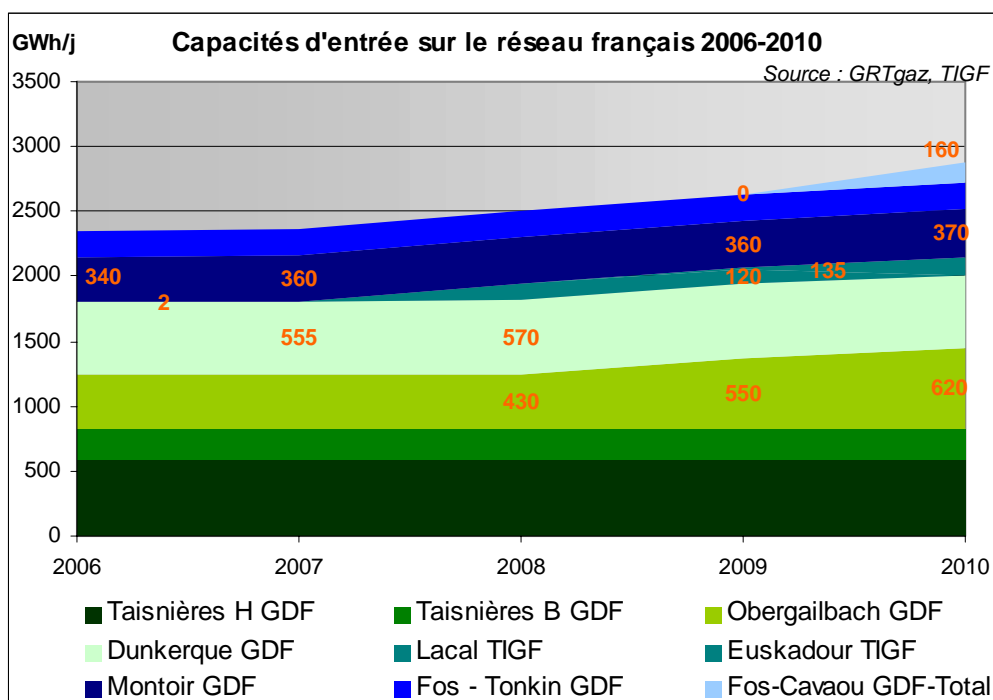


schéma s'arrête à l'horizon 2010, ne prenant en compte que les investissements décidés.

3.4. Les terminaux méthaniers

Le secteur du gaz naturel liquéfié français connaît un changement majeur en 2007 avec la mise en service du nouveau terminal méthanier de Fos-Cavaou. Après cette échéance, aucun nouveau projet de terminal n'est aujourd'hui annoncé bien que des études de faisabilité soient aujourd'hui conduites par plusieurs opérateurs en concertation avec des exploitants de ports autonomes.

Comme le montre le tableau suivant, le fonctionnement du terminal de Fos Tonkin est initialement prévu jusqu'en 2014, le prolongement éventuel de son activité n'est aujourd'hui pas décidé. Les besoins du marché et le cadre d'investissement (niveau de rémunération, taux d'ouverture aux tiers) conditionneront le choix de Gaz de France de réaliser les investissements (qui a minima s'élèvent à 40M€) nécessaires au prolongement de son activité jusqu'en 2024. D'ici à cette date, 80 M€devront être consacrés à des aménagements de sécurité et de rénovation sur l'infrastructure (dont 50M€avant 2014).

	Capacité d'accueil annuelle	Date de mise en service	Date de fin de vie (ou remise à niveau éventuelle)	Origine habituelle du GNL	Types de navires reçus
Fos Tonkin	5,5 Gm ³ /an (7Gm ³ /an jusqu'en 2007)	1972	fin 2014	Algérie	navires de moins de 75.000 m ³
Montoir de Bretagne	10 Gm ³ /an	1980	fin 2021	Algérie Nigeria	navires de 75.000 m ³ à 160.000 m ³
Fos Cavaou	8,25 Gm ³ /an	fin 2007	fin 2047	Egypte Autres	navires de 75.000 m ³ à 160.000 m ³

Concernant le nouveau terminal de Fos Cavaou, une délibération de la Commission de régulation de l'énergie a précisé les conditions d'accès aux futures capacités disponibles :

- une priorité d'accès aux investisseurs, étant entendu qu'aucun fournisseur ne puisse avoir accès à des 2/3 de la capacité totale,
- 10% des capacités totales sont libérées pour l'accès des tiers, pour des contrats de court terme.

Ce projet, porté par la société du terminal de Fos-Cavaou depuis début 2006, est le fruit d'un partenariat entre Total (30,3%) et Gaz de France (69,7%).

A Montoir de Bretagne, la rénovation et l'adaptation du terminal seront nécessaires pour en assurer le fonctionnement jusqu'en 2021, ce qui représente une enveloppe de 110 M€

En outre des possibilités d'extension existent sur les trois terminaux :

- un 4^{ème} réservoir peut être installé à Montoir de Bretagne,
- à Fos-Tonkin, la rénovation peut, si les conditions de régulation et de marché le permettent, s'accompagner d'une extension à partir de l'existant.

Le signal de marché préalable à de tels investissements peut soit provenir d'une demande globale ou de contacts bilatéraux avec alternativement un producteur disposant de GNL à écouler ou d'un industriel projetant de développer des capacités de production d'électricité importantes. Ces discussions impliquent nécessairement la présence du gestionnaire du réseau de transport évacuant le gaz du terminal.

Des sites potentiels d'implantation pour un nouveau terminal méthanier sont aujourd'hui à l'étude par plusieurs opérateurs, aucune décision officielle d'investissement ne devant intervenir avant 2007. Les critères de qualification sont à la fois techniques (capacité de réception d'un navire méthanier, raccordement au réseau principal de transport, proximité du réseau électrique très haute tension, etc.) et économiques (débouchés sur le marché national ou régional, part réservée à l'accès des tiers, etc.).

4. Stockages

4.1. *Le potentiel de développement des stockages*

Les stockages souterrains, quel que soit leur type, consistent en l'exploitation de ressources géologiques ou minières qui sont, par nature, finies. Le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières), au travers de son programme Référentiel Géologique, permet d'identifier le potentiel de développement de nouveaux stockages sur le sol français.

Ce potentiel de développement est aujourd'hui encore important, du même ordre que l'existant, tout en sachant qu'il peut être réservé à plusieurs usages : pour le gaz naturel ou la captation de CO₂. De nouvelles découvertes ont été faites grâce à l'amélioration des techniques.

Concernant les zones à explorer, il ressort du classement des potentialités géologiques de stockages souterrains de gaz en nappes aquifères en France, établi à partir de données datant de 1985⁶⁰ que **le bassin Aquitain présente le plus fort potentiel de surfaces** (9862 km² de zones très favorables, 11375 km² de zones favorables), et que **le bassin de Paris présente également un fort potentiel d'exploration** (6587 km² de zones favorables).

Cependant, l'activité de développement de stockage existant en France depuis plusieurs décennies, les sites présentant la meilleur faisabilité y ont été développés en priorité. Les développements futurs, hors

⁶⁰ Source : Direction des ressources énergétiques et minérales au sein du ministère délégué à l'Industrie.

gisements déplétés, concernent donc des sites qui avaient probablement été écartés en première analyse.

Une fois les besoins de stockage en pointe et en volume connus, les gestionnaires doivent adapter ces prévisions de manière à dimensionner leur infrastructure. Ainsi, du fait des contraintes techniques des stockages, la date de survenance de la pointe de froid est essentielle pour estimer le besoin de renforcement, la capacité de soutirage diminuant au fur et à mesure que le stockage se vide.

4.2. L'investissement dans les stockages

Entre toutes les infrastructures gazières, les investissements dans les stockages souterrains sont ceux qui sont les plus risqués, notamment du fait de leur **durée**, de leur nature **fortement capitalistique**, du **niveau important de risques techniques** qu'ils comportent et de la **faible acceptabilité locale** des installations.

Une des caractéristiques majeures du développement de stockages souterrains est l'importance du temps qui sépare le démarrage d'une prospection et la commercialisation de nouvelles capacités. L'exemple du planning de développement d'un stockage en nappe aquifère montre qu'il peut s'écouler de 15 à 20 ans entre le démarrage d'une prospection et la mise en service industrielle, au travers de 4 grandes étapes :

- la **qualification du site** (seule environ 1 prospection sur 7 en moyenne permet d'aboutir à un site apte à l'exploitation),
- l'**obtention des autorisations** (autorisation de stockage au titre du code minier, autorisation d'exploitation : directives ICPE et Seveso II, lois sur l'eau et Bachelot, enquête d'utilité publique,...) ;
- la **construction** des installations : puits, équipements de compression et de traitement du gaz naturel (déshydratation, désulfuration),
- une **période de test** préalable à la mise en service industrielle.

Les gestionnaires de stockage anticipent une **intensification de ces contraintes**, à la fois techniques et réglementaires (une nouvelle réglementation des stockages souterrains est en cours d'élaboration).

En outre, le développement de stockages souterrains est extrêmement **capitalistique**, comme l'illustre le tableau⁶¹ suivant.

Type de stockage	Volume utile (million m ³)	Coût par m ³ (€/m ³ /an)	Investissement indicatif (M€)	Temps de développement
Gisement déplété	2 500	0,05	700	5 - 8 ans
Nappe aquifère	2 500	0,07	800	10 - 12 ans
Cavité saline ⁶²	50	0,13	40	1 - 5 ans
Cuve GNL	50	0,40	200	5 - 7 ans

La France dans ce domaine ne bénéficie pas des conditions favorables de ses voisins européens où les stockages sont majoritairement des gisements déplétés, ce qui signifie une plus grande probabilité d'exploitabilité pour le site, une meilleure connaissance de ses caractéristiques et une acceptabilité locale accrue.

⁶¹ Source : Clingendael International Energy Programme « The European Market for Seasonal Storage », Mars 2006

⁶² A titre indicatif, un site de stockage salin peut comprendre une dizaine de cavités soit un coût total de 400M€. Ce type de configuration présente en outre l'avantage d'autoriser un développement progressif, au plus près des besoins.

Pour mesurer les besoins à satisfaire, une série d'estimations doit être faite :

- sur le niveau de la demande de gaz naturel en situation d'hiver froid et de pointe de froid cinquantennaires,
- sur la mise en concurrence entre les différents instruments de modulation par les fournisseurs (dont la concurrence entre fournisseurs de capacités de stockage, le stockage ayant une zone d'influence naturelle limitée au-delà de laquelle une concurrence effective peut s'exercer entre pourvoyeurs de flexibilité),
- sur les autres besoins de modulation : pour l'exportation ou pour les possibilités d'arbitrage entre les prix du gaz été et hiver.

Du fait de ces nouveaux usages des stockages souterrains, les stockages salins sont susceptibles d'être favorisés au détriment des stockages saisonniers (gisements déplétés ou nappes aquifères) car ils permettent de disposer de flexibilités supérieures (débits importants).

Il est prévu dans le futur décret relatif à l'accès des tiers aux stockages souterrains que le développement de nouvelles capacités excédant les besoins nationaux puisse être exonéré d'accès des tiers afin d'inciter les opérateurs à consentir aux nouveaux investissements. De même, l'accès des tiers aux stockages négocié permet aux opérateurs d'obtenir une rémunération adéquate de cet investissement.

Si l'État ne peut se porter garant des investissements d'opérateurs qui sont rémunérés par le marché, une vigilance toute particulière doit être accordée au développement de capacités de stockage suffisantes pour la satisfaction des besoins de modulation de la consommation nationale.

4.3. Les développements de capacités de stockage

On peut distinguer deux types de développement de capacités de stockage : les extensions de sites existants et les nouveaux projets, les enjeux financiers et les risques associés étant de nature très différentes.

4.3.1. Potentiels de développement des stockages existants

(i) Extension des stockages du Sud Ouest

Les nouvelles capacités envisagées sur les sites d'Izaute et Lussagnet représenteraient 0,6 Gm³ de volume utile complémentaire développé de manière continue sur dix ans en raison des contraintes de l'autorisation d'exploitation, l'augmentation du soutirage en pointe étant dépendante du besoin exprimé par les fournisseurs (les compresseurs complémentaires seront ajoutés en fonction de celui-ci). La mise en gaz pourrait intervenir fin 2009.

Des renforcements d'infrastructures associées sur le réseau de transport de TIGF et aux interconnexions, tant avec GRTgaz qu'avec l'Espagne, seront à envisager car TIGF développe des capacités de stockage excédentaires aux besoins de sa zone de transport et doit donc être en mesure d'exporter sa modulation vers les réseaux adjacents.

Le projet identifié par TIGF n'a pas fait l'objet à ce stade de décision d'investissement.

(ii) *Optimisation des parcs salins et aquifères*

A moyen terme, deux gisements de capacités nouvelles peuvent être identifiés :

- un potentiel de développement estimé à 300 Mm³ sur les sites de stockages salins (Etrez 2012-2013, Hauterives 2010, Manosque),
- une possibilité d'optimisation du parc actuel de sites de stockage aquifères estimé à 500 Mm³.

A plus long terme, le potentiel de développement est de l'ordre de 1 500 Mm³ en se basant sur l'extension de deux sites existants (Chemery et Germigny) et sur la mise en service d'un site nouveau en Alsace (nouveau stockage pour lequel est en cours d'étude de faisabilité technico-économique, une décision de réalisation pourrait intervenir à moyen terme).

Cependant, selon Gaz de France, la probabilité de développement est beaucoup plus faible, de l'ordre de 40% de l'estimation.

4.3.2. Nouveaux sites de stockage

(i) *Le stockage de Pécorade*

Le site de Pécorade est un réservoir d'hydrocarbures (huile) déplété, qui pourrait apporter un volume utile de 0,5 à 1 Gm³. Le gisement est aujourd'hui encore en exploitation et le volume utile de stockage pourrait donc être apporté à partir de 2012-2013 sur une période de 5 ans. Le soutirage de pointe de ce projet serait relativement limité.

(ii) *Le stockage de Trois-Fontaines*

Le site de Trois-Fontaines est un réservoir déplété, qui pourrait apporter en 2008 un volume utile d'environ 80 Mm³, si les tests prévus le confirmaient. Le soutirage de pointe sera relativement limité, pour un investissement de l'ordre de 30 M€environ.

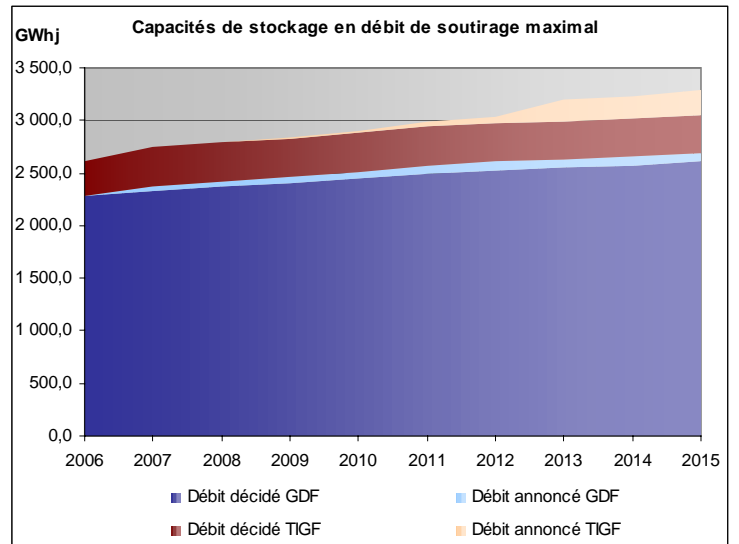
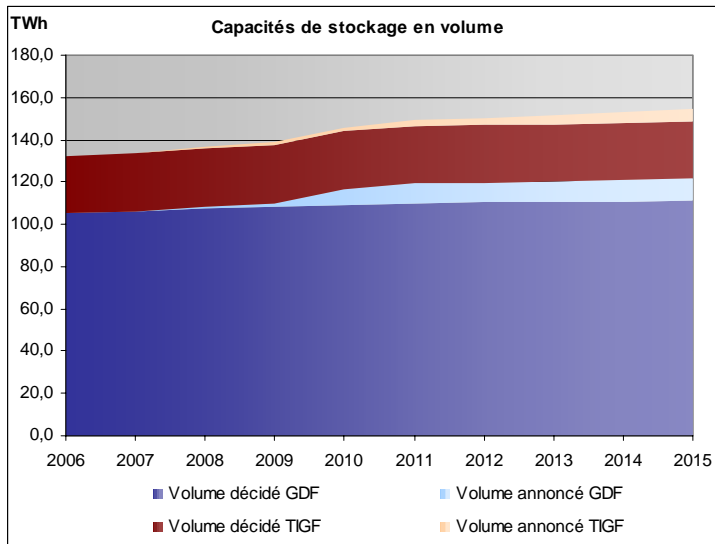
L'extension en capacités de ce site à plus long terme n'a pas encore fait l'objet d'une décision d'investissement qui dépendra notamment du besoin de flexibilité, au plan national et des performances constatées du site.

(iii) *Landes de Siougos*

Le site de Landes de Siougos, situé dans le Sud-Ouest, est susceptible d'offrir un volume utile important de 3 Gm³. Ce site est identifié comme ayant une attractivité forte mais est aujourd'hui mis en sommeil car sa faible acceptabilité locale le rend plus aléatoire que les autres développements projetés.

4.4. Résultats

Les graphiques suivant récapitulent les développements de capacités de stockage à l'horizon 2015, en distinguant les investissements décidés des renforcements pressentis. L'analyse offre-demande du PIP se penchera sur la question du caractère plus ou moins prioritaire des développements n'ayant pas encore fait l'objet d'une décision d'investissement.



IV Equilibre offre – demande et conclusions

1. Equilibre offre-demande

Les caractéristiques intrinsèques du marché du gaz naturel et de la structure de consommation ne permettent pas de traiter indépendamment l'un de l'autre le besoin de renforcement de capacités d'interconnexion de celui de capacités de stockage. Cependant, trois volets de besoins principaux peuvent être identifiés et analysés spécifiquement : la disponibilité globale du gaz naturel aux frontières, la capacité à introduire ce gaz naturel sur le marché français⁶³, la capacité de fournir la modulation nécessaire à la consommation nationale.

Concernant le développement d'infrastructures, les projets seront classés suivant leur degré de priorité au regard des besoins nationaux.

1.1. Offre-demande de gaz naturel

La diversification des approvisionnements repose tant sur la multiplicité des sources de gaz naturel que sur une diversification des voies d'acheminement du gaz naturel en amont du marché de consommation.

Sur ce point, il est à noter d'une part :

- l'intérêt du GNL pour une mise en concurrence des producteurs de gaz naturel, en permettant de se dégager de la contrainte logistique que constitue un gazoduc (même si cette flexibilité est aujourd'hui principalement exploitée par les producteurs de GNL qui profitent des opportunités d'arbitrage),
- les recommandations de l'AIE qui insiste sur le rôle joué par les « investissements non-domestiques » dans la sécurisation des approvisionnements et sur l'importance de disposer d'instruments incitatifs à leur intention.

Il n'est pas du ressort de ce plan de traiter des questions de production d'hydrocarbures. Cependant, rappelons que le mémorandum français pour une relance de la politique énergétique européenne émet sur ce sujet deux recommandations :

- amplifier et renforcer les dialogues énergétiques de l'UE avec la Russie, l'Ukraine, les pays de l'OPEP, les pays méditerranéens, la Chine, l'Inde en vue de favoriser des convergences des politiques énergétiques respectives, y compris dans la gestion des investissements dans les capacités de production,
- maintenir une place suffisante aux contrats de long terme gaziers qui matérialisent des relations durables entre pays producteurs et consommateurs.

Le rôle dévolu au marché de gros, qui reste aujourd'hui limité en Europe hors du Royaume-Uni, pour assurer l'ajustement de l'offre et de la demande de gaz naturel ne doit pas conduire à une remise en cause du principe de la contractualisation de long terme pour les achats de gaz.

Au vu des déclarations des fournisseurs autorisés, le niveau des contrats de long terme dans l'approvisionnement français en gaz naturel, plus de 90% en 2009, est jugé satisfaisant à cet horizon.

⁶³ La capacité d'acheminer ce gaz d'un point d'entrée jusqu'au client final est une obligation de service public des gestionnaires de réseaux de transport à laquelle ils se conforment par les méthodes examinées plus haut.

Conformément aux exigences des autorisations de fourniture, les contrats d'achat de gaz des fournisseurs autorisés dépassent aujourd'hui largement la demande française (de l'ordre de 950 TWh pour une consommation de 525 TWh en 2005).

Néanmoins, les renouvellements prochains d'importants contrats de long terme (Algérie, Russie) justifient une vigilance particulière sur ce point.

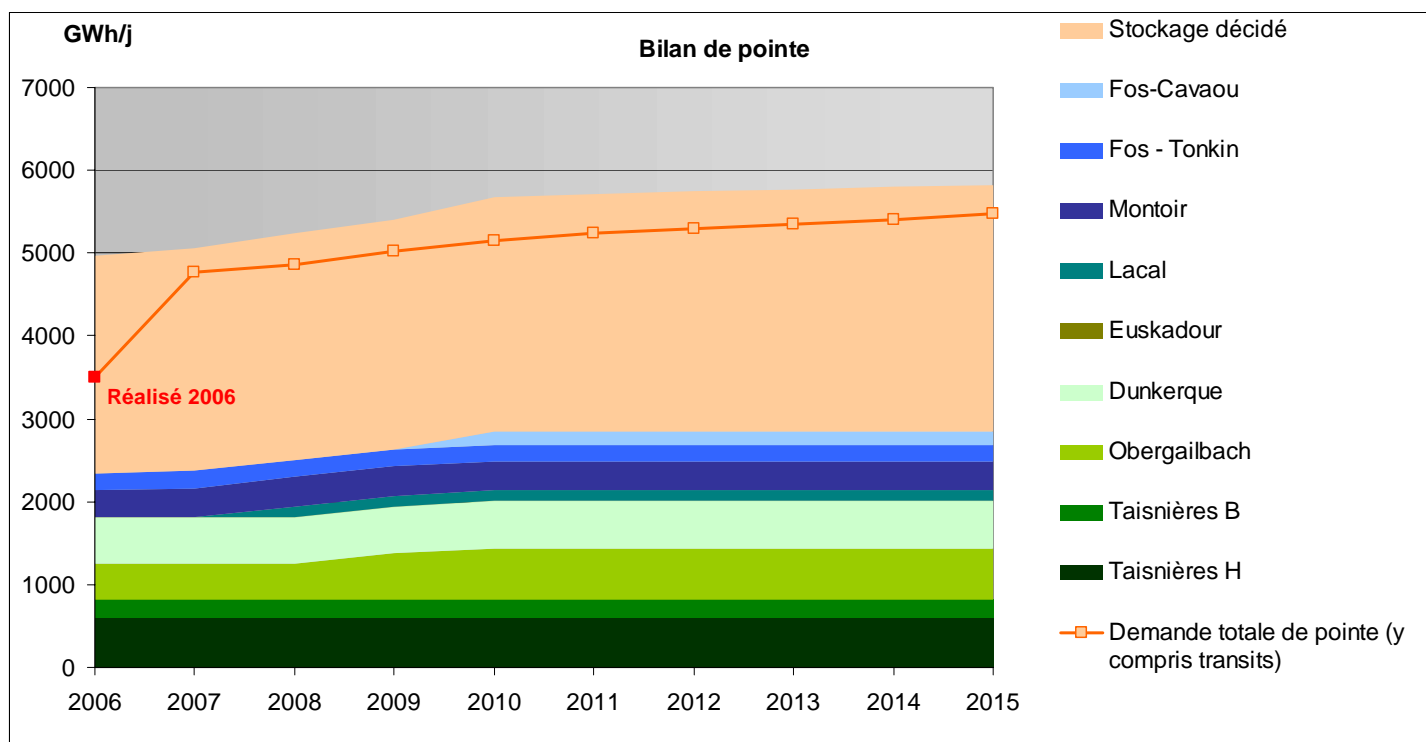
Il est indispensable que l'administration puisse établir tous les ans un bilan gazier des fournisseurs et disposer du suivi des contrats de long terme, en conformité avec la directive relative à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. Le décret relatif aux autorisations de fourniture devra être adapté en conséquence sur ce point.

1.2. Points d'entrée

Pour disposer de capacités d'acheminement suffisantes pour alimenter les consommateurs finaux le jour de la pointe de froid, trois possibilités existent :

- le renforcement d'un point d'entrée existant,
- la création d'un nouveau point d'entrée gazeux ou liquéfié,
- le renforcement des capacités de soutirage des stockages souterrains.

Le graphique suivant confronte, à l'horizon 2015, la demande nationale le jour de la pointe de froid, à laquelle est ajoutée le transit, aux capacités de pointe disponibles soit par les points d'entrée, soit par les stockages souterrains.



Ce graphique ne prend en compte que les investissements aujourd'hui décidés, tant en ce qui concerne les stockages souterrains que pour les points d'entrée.

L'examen du graphique précédent montre que la France, en ne prenant en compte que les investissements aujourd'hui décidés par les opérateurs, dispose de capacités d'acheminement suffisantes pour alimenter les consommateurs, même dans le cas d'une pointe de froid telle qu'il s'en produit deux fois par siècle, à la condition que le gaz naturel soit physiquement disponible (dans le respect des clauses contractuelles), et ce avec une marge de plus de 6%.

Cet excédent, d'une part offre des options d'acheminement aux fournisseurs, d'autre part peut permettre de répondre à une situation de défaillance (technique, contractuelle).

Le tableau suivant récapitule les investissements sur les réseaux de transport et les points d'entrée.

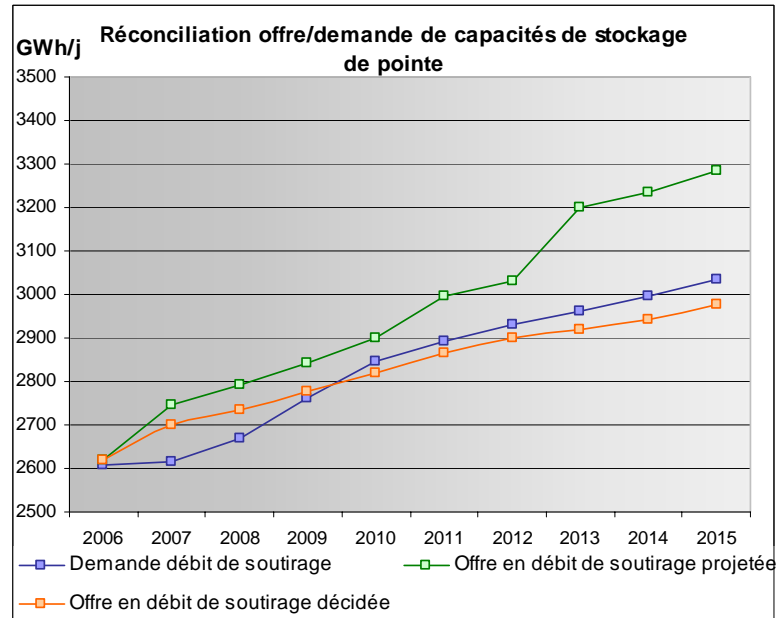
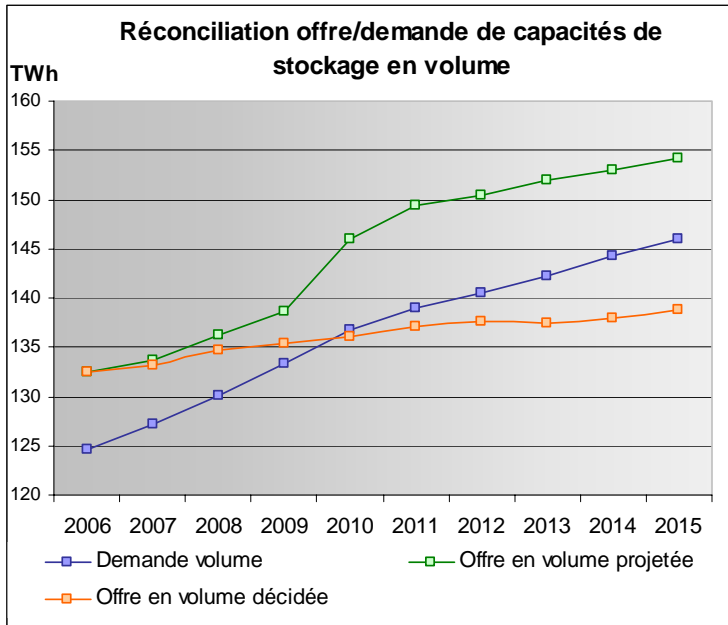
Investissement (<i>nouveau</i>)	Capacité supplémentaire	Date "au + tôt"	Priorité	Opérateur (Si existant)
Renforcement point d'entrée (gazoduc - GNL)				
<i>Fos-Cavaou</i>	160 GWh/j	2007-8	Décidé	GDF-TOTAL
<i>Obergailbach</i>	100 GWh/j	2008	Décidé	GRTgaz
<i>Larrau</i>	120 GWh/j	2008	Décidé	TIGF
<i>Obergailbach</i>	20 GWh/j	2009	Décidé	GRTgaz
<i>Biriatou</i>	2 GWh/j	2006	Décidé	TIGF
<i>Biriatou (phase II)</i>	13,5 GWh/j	2010		TIGF
<i>Montoir-de-Bretagne (nouveau réservoir)</i>	10 GWh/j	2010		GDF
<i>Fos-Tonkin (maintien voire extension)</i>	nd	2014-5		GDF
<i>Nouveau terminal méthanier*</i>	nd	2013-4		nd
<i>Interconnexion catalane</i>	nd	nd		TIGF
Réseau de transport (fluidification)				
Renforcement artère de Guyenne (I)	Sud-Nord : 205 GWh/j Nord-Sud : 20 GWh/j	2008-9	Décidé	GRTgaz/TIGF
Fluidification zones Nord-Est-Ouest	-	2009	Décidé	GRTgaz
Renforcement artère de Guyenne (II)	Sud-Nord : 30 GWh/j Nord-Sud : 90 GWh/j	2010		GRTgaz/TIGF
Décongestion artère du Rhône	nd	nd		GRTgaz
Priorité croissante		Source : TIGF, Total, Gaz de France, GRTgaz		
* Sites envisagés : ports autonomes de Fos, Sain-Nazaire, le Havre, le Verdon, Dunkerque				

Sur les investissements pressentis, le PIP retient les hypothèses suivantes :

- concernant les interconnexions : renforcement des interconnexions franco-espagnoles, en cohérence avec les projets annoncés dans la planification espagnole, pour contribuer au désenclavement de la zone sud-ouest ;
- concernant la fluidification du réseau : étude de l'opportunité d'un renforcement de l'artère du Rhône ;
- concernant la zone Nord : évolution du réseau et des équipements pour permettre l'interchangeabilité entre les gaz H et B ;
- concernant les terminaux méthaniers : faisabilité d'un nouveau terminal méthanier à l'horizon 2012-3, pour satisfaire les besoins des fournisseurs européens pour leur propre marché.

1.3. Flexibilité

Les deux graphiques suivants comparent la demande en capacités de stockage à l'horizon 2015 aux capacités de stockage disponible, tant en volume qu'en débit de soutirage de pointe, en distinguant les investissements décidés et les investissements presentis.



L'examen de ces courbes conduit à plusieurs constats :

- **la réalisation des investissements annoncés par les opérateurs de stockage doit permettre de couvrir les besoins de stockage, tant en volume qu'en pointe à l'horizon 2015,**
- **les seuls investissements aujourd'hui décidés sont supérieurs aux besoins français jusqu'en 2010 pour le volume utile et 2009 pour le débit de soutirage.**

Si cette conclusion est dépendante d'hypothèses telles que le niveau de la demande ou la flexibilité d'approvisionnement, la tension sur le niveau d'investissement dans les stockages n'en est pas moins réelle eu égard aux contraintes pesant sur le développement de ces infrastructures.

En outre, il est à noter qu'en 2010, la réalisation de l'ensemble des investissements presentis permet de couvrir les besoins de débit de soutirage français avec une marge d'environ 2%, reproduisant la situation de tension observée en 2006.

Le PIP retire de cette analyse :

- **qu'il est indispensable que les opérateurs prennent rapidement les décisions d'investissement permettant de résoudre cette tension, notamment afin d'augmenter les capacités de soutirage disponibles,**
- **qu'un examen complémentaire portant sur les instruments permettant de faciliter, sécuriser voire inciter à l'investissement dans ces infrastructures est indispensable.**

2. La problématique des investissements dans un marché ouvert

Les investissements dans les infrastructures gazières sont longs et à forte intensité capitalistique, comme le récapitule le tableau suivant. Ils comportent en outre des **risques techniques importants**. A ces contraintes vient s'ajouter de nouveaux risques, résultant de l'ouverture des marchés énergétiques. Face à ces risques, les opérateurs se dotent ou recourent à de nouvelles pratiques pour décider des investissements.

Type d'infrastructure	Capacité		Fourchette d'investissement (M€)	Durée caractéristique
	Vol. (Mm ³)	Débit (GWh/j)		
Terminal méthanier	8 500 ⁶⁴			4 - 5 ans
Interconnexion (renforcement)		150 à 200	150 à 200	2 - 3 ans
Stockage saisonnier	2 500		700 - 800	5 - 12 ans
Stockage de pointe	500		400	1 - 5 ans

2.1. De nouveaux risques

2.1.1. Risque commercial

L'ouverture à la concurrence des marchés européens et leur intégration signifient la sortie d'une situation de monopole où les développements d'infrastructures étaient davantage le fruit de l'histoire des négociations des contrats d'approvisionnement de long terme menées par des groupes intégrés auprès des producteurs. La séparation des activités de transport et de fournisseur contribue ainsi à réduire la visibilité des acteurs, qui plus est dans un marché gazier non mature.

Ainsi, comme on l'a vu pour la mesure des besoins tant de capacités d'acheminement que de flexibilité, la libéralisation du marché et l'augmentation du nombre d'acteurs créent un **risque commercial** pour les gestionnaires d'infrastructure qui font le choix de proposer des alternatives aux fournisseurs.

Qui plus est, l'intégration des marchés nationaux incite les sociétés présentes à l'échelon européen à construire des stratégies de développement susceptibles de modifier significativement les flux de gaz sur la plaque européenne (conduisant à augmenter ou au contraire à voir se réduire certains transits) et ce, sans prévisibilité possible⁶⁵.

Le caractère non mature du marché de la fourniture de gaz naturel induit deux mouvements simultanés :

- **l'apparition de nouveaux acteurs privés** dont la pérennité n'est pas assurée, au lieu d'entreprises publiques dont les États se portaient garants, créant un **risque de contrepartie**,
- une **concentration entre opérateurs** pouvant conduire à la remise en cause de stratégies d'acheminement historiques.

⁶⁴ Capacité de regazéification annuelle maximale

⁶⁵ A titre d'illustration, l'idée répandue que l'alimentation en gaz de l'Europe continuera à suivre une voie Nord-Sud est concurrencée par l'hypothèse d'une remontée de gaz du sud vers le nord, notamment grâce aux approvisionnements GNL. Cette dernière vision semble cependant infirmée par la réalité d'utilisation des terminaux méthaniers, notamment italiens. De telles analyses seraient susceptibles d'induire des investissements à coûts échoués.

La forte dimension conjoncturelle des prévisions explique donc le caractère non engageant des prévisions d'investissement que peuvent fournir les gestionnaires d'infrastructure au-delà des 3-4 prochaines années.

2.1.2. Risque de régulation

Les risques liés au cadre de la régulation portent pour les exploitants d'infrastructures sur la rémunération de leur activité lorsque celle-ci est régulée et donc influent fortement sur leurs décisions et capacités d'investissements.

Les principes de régulation sont définis par des textes réglementaires⁶⁶ ; au travers de ses avis et propositions, le régulateur dispose de prérogatives **sur le mode et le niveau de rémunération** des exploitants d'infrastructure régulées (réseaux de transport, de distribution et terminaux méthaniers).

Plusieurs sous-jacents tarifaires⁶⁷ ne sont pas encore stabilisés. Les importantes évolutions du contexte gazier français (mise en service de Fos Cavaou en 2008, réduction des zones d'équilibrage en 2009) et la jeunesse du dispositif tarifaire conduisent à **des tarifs s'appliquant sur des durées courtes** (2 ans maximum), ce qui ne permet pas de répondre au besoin de visibilité des exploitants d'infrastructure pour la planification de leurs investissements, et la détermination de leur rentabilité.

Grâce à la tarification de type « cost plus » (couverture des coûts, les investissements ayant conduit à des capacités non souscrites sont malgré tout inclus dans le tarif), les surcoûts liés par exemple à la fluidification du réseau de transport⁶⁸ ou au renforcement de la législation en terme de sécurité des réseaux sont couverts soit par des souscriptions supplémentaires soit par l'ensemble des utilisateurs du réseau qui bénéficient de cette nouvelle flexibilité, au travers du tarif.

Pour pallier leur risque commercial, les gestionnaires d'infrastructure, avant de consentir à un investissement important, recherchent naturellement des **engagements de long terme** de la part des expéditeurs. Cependant ces contrats de long terme peuvent être perçus comme un frein à l'ouverture du marché⁶⁹. Mais si, de par les principes de régulation, les expéditeurs ne sont pas simultanément incités à contracter sur des durées longues, la capacité d'investissement des transporteurs pourrait s'en trouver réduite.

A cela vient s'ajouter la complexité de la coordination avec les opérateurs adjacents lorsque les mécanismes de régulation nationaux sont hétérogènes (règles d'allocation de capacité, traitement des investissements), ce qui peut être dommageable pour la réalisation d'investissements transfrontaliers.

2.2. De nouvelles pratiques

L'organisation libéralisée du secteur gazier donne un **rôle central au marché pour la décision d'investissements** notamment pour l'identification des besoins - au travers des prix - ou pour le financement.

Cependant, comme la situation au Royaume-Uni depuis dix-huit mois tend à le prouver, **les signaux du marché conduisent à des cycles d'investissement** où, à des périodes de sous-capacité marquées par une tension importante sur les prix, succèdent, grâce aux investissements correctifs réalisés alors,

⁶⁶ Trois décrets fixent les principes de tarifications de l'accès aux infrastructures dont l'activité est régulée : les réseaux de transport (décret du 27 mai 2005), les réseaux publics de distribution (11 janvier 2005), les terminaux méthaniers (20 décembre 2005).

⁶⁷ On peut citer à titre d'exemple l'évolution du taux de rémunération des actifs gaziers.

⁶⁸ Le coût du transport est aujourd'hui, pour du gaz naturel à 22€/MWh, de 8% du prix du gaz livré. Il existe donc des marges de manœuvre économiques pour soutenir les investissements sur le réseau de transport.

⁶⁹ Cependant un tel dilemme subsiste même dans des cadres de régulation très matures comme les Etats-Unis.

des périodes de sur-capacités. Les infrastructures gazières présentent néanmoins l'avantage d'autoriser des renforcements (dans certaines limites) ce qui rend possible un développement quasi continu de capacités qui se prêtent donc particulièrement bien aux exercices du type enchères ou « open season ».

Les gestionnaires d'infrastructures tentent de remédier à cette situation en développant leurs projets au plus près de la demande des acteurs. De nouveaux dispositifs peuvent contribuer à affiner la connaissance des besoins du marché. Les **appels à candidature ou « open season »** constituent un exercice nouveau qui a, par exemple, été mené courant 2005 pour le renforcement d'Obergailbach en trois phases :

- recueil de la demande, par une consultation transparente du marché,
- engagements des expéditeurs retenus à souscrire sur le long terme,
- développement des capacités souscrites (avec le cas échéant un excédent développé pour des contrats de court terme).

2.3. *Des infrastructures inégales face au risque de sous-investissement*

La capacité pour les exploitants de terminaux, de réseaux ou de stockage d'épouser les besoins des acteurs, non nécessairement exprimés, dépend également des caractéristiques des investissements : plus leur durée de développement est longue plus ils sont incertains.

Les **stockages saisonniers** peuvent même être considérés comme « hors cycle » : la méthode de valorisation qui conduirait à juger de la rentabilité d'un stockage par un différentiel de prix hiver/été présente l'inconvénient que cet écart ne peut être connu à un horizon correspondant au temps de développement de ces infrastructures, d'où le risque de voir un investissement nécessaire retardé. Qui plus est même lorsqu'une tension sur les prix devrait favoriser leur développement, le prix du gaz – gaz coussin – qui sera injecté à coûts perdus dans la nappe pour faire fonctionner le stockage, est tel qu'il est susceptible de dissuader l'investissement.

Certains types d'investissements, pour lesquels le marché n'apporte pas aujourd'hui de réponse satisfaisante, **concentrent donc l'essentiel des risques** : les nouveaux projets, parmi eux, ceux dont les temps de développement sont particulièrement longs et tout particulièrement les stockages saisonniers.

Les signaux donnés pour le lancement de ces investissements ne correspondent pas nécessairement aux échelles de temps nécessaires à leur réalisation. L'organisation actuelle du marché européen du gaz naturel, encore en période transitoire, avec ses nouveaux risques et ses incertitudes génère donc une **menace d'investissement tardif, voire de non réalisation**.

3. Rôle de l'État face aux risques pesant sur l'investissement

La dépendance accrue de l'Europe vis-à-vis du gaz suppose que soient mises en œuvre des solutions de court terme et de long terme permettant à la fois de garantir aujourd'hui la disponibilité du gaz pour les usagers et la réalisation des investissements nécessaires concernant les infrastructures gazières, garantes de la sécurité d'approvisionnement de demain.

Comme les montants financiers en jeu sont élevés, les décisions d'investissements n'interviendront qu'à la condition de taux de rentabilité suffisants. Pour cela, la stabilité du cadre réglementaire ou contractuel ainsi qu'une certaine visibilité sur les marchés sont indispensables.

L'État dispose dans ce domaine de plusieurs leviers d'action et peut ainsi :

- **contribuer au renforcement de la visibilité pour les opérateurs gaziers,**

- **offrir des incitations économiques,**
- **apporter un soutien politique** lorsqu'il se révèle nécessaire.

3.1. *Le renforcement de la visibilité*

Une stabilisation du cadre réglementaire et de la régulation est une attente forte des opérateurs à l'égard de l'administration.

L'instauration d'une tarification pluriannuelle, sans exclure des clauses de rendez-vous nécessaires, et suivant des méthodes de rémunération univoques, est de nature à sécuriser les prévisions des gestionnaires d'infrastructure.

C'est un objectif dès 2009 pour le transport, une fois le nombre de zones d'équilibrage réduit à deux, et dès 2008 pour les terminaux méthaniers après la mise en service du nouveau terminal de Fos Cavaou.

En outre, les évolutions actuelles des différents cadres réglementaires, avec notamment l'augmentation des exigences environnementales, enjeu déterminant de la politique publique, doivent prendre en compte le caractère essentiel à la sécurité énergétique nationale de certaines infrastructures.

L'expérience britannique en matière de permis pour les stockages souterrains (ou sous-marins) démontre le rôle que peut jouer une facilitation des procédures d'autorisation d'exploitation dans l'émergence de nouveaux sites de stockage.

Les **outils de planification** comme le plan indicatif pluriannuel contribuent à un diagnostic et à une information partagés sur des sujets structurants pour les raisonnements économiques des acteurs.

Ce premier exercice PIP a dû juxtaposer des données d'origines diverses, et a mis en évidence l'importance d'une clarification des responsabilités, d'une harmonisation des règles et de la normalisation des hypothèses qui permettent de dimensionner l'approvisionnement et les infrastructures.

3.2. *Les incitations économiques*

L'importance des besoins d'investissement estimés par l'AIE conduit l'agence à plusieurs recommandations⁷⁰ :

- la minimisation des restrictions commerciales sur l'utilisation de l'investissement,
- la détermination d'une rémunération suffisante et transparente pour les investissements,
- la mise en place d'incitations économiques supplémentaires au cas où le marché échoue à générer les investissements nécessaires.

3.2.1. Instruments existants

Les tarifs aujourd'hui en vigueur comprennent une **bonification de la rémunération** pour les capacités (de transport, de regazéification) récemment mises en service. Pour les infrastructures

⁷⁰ AIE Standing Long Term Group on Gas : « minimising commercial restrictions on the use of investment (e.g., third party access requirements) to stimulate new investment. TPA should not apply to new investment which can be contested such as LNG regasification terminals, import pipelines and storage. If TPA is necessary for new investment, an open season procedure is appropriate » « monitoring investment performance and making the status public. If the markets fails to generate the necessary investment on its own, governments should act, I.E., provide additional market incentives »

régulées, le niveau de cette bonification est le **socle de la rentabilité des investissements** associés. Certains développements particulièrement importants font l'objet d'une délibération spécifique de la Commission de régulation de l'Énergie. **Un niveau de rémunération suffisant prenant en compte l'apport représenté par les nouvelles capacités en terme de sécurité d'approvisionnement et faisant référence aux besoins estimés dans le PIP est donc indispensable.**

Par ailleurs, au titre du décret du 29 juillet 2005 relatif à la dérogation à l'accès des tiers, les renforcements de capacité ou les nouveaux projets, qu'ils concernent des infrastructures dont l'accès est régulé ou négocié, peuvent faire l'objet d'une demande d'exemption⁷¹. L'examen de cette demande peut donner lieu à une **exemption totale ou partielle sur une durée déterminée à l'avance**. Les critères d'attribution sont définis dans le décret précité.

A nouveau, les exemptions attribuées doivent prendre en compte les prévisions de ce PIP pour juger du niveau pertinent au regard des besoins en capacité d'entrée, de stockage, etc.

Pour les nouveaux projets de terminaux et de stockage souterrain (notamment saisonnier), le niveau de l'investissement initial et le temps de développement nécessaires semblent justifier une politique d'exemption a priori favorable pour inciter les opérateurs à de tels investissements.

Si le pouvoir d'initiative tarifaire relève des compétences du régulateur, il est indispensable que ce dernier intègre dans ses choix le degré de priorité des infrastructures au regard de la sécurité d'approvisionnement.

Il conviendrait que soit prise en compte dans la détermination des taux de rémunération des nouveaux investissements, le degré de priorité qui leur est attribué dans le présent plan indicatif.

3.2.2. Un panel d'outils suffisant ?

Aujourd'hui, pour les infrastructures gazières, aucune disposition n'est prévue dans la loi pour imposer les investissements, qui sont laissés à la libre initiative du marché. Au vu du diagnostic précédent, des risques pesant sur la réalisation de ces investissements et du panel d'instruments déjà à la disposition de la puissance publique, il est nécessaire de s'interroger sur la pertinence d'une intervention plus forte de l'État et sur la forme qu'une telle intervention pourrait prendre.

Une intervention ne se justifie que pour les infrastructures essentielles à la sécurité d'approvisionnement lorsque les signaux de marché ne semblent pas à même de déclencher les investissements nécessaires à temps. Au vu des considérations précédentes, seuls les stockages saisonniers semblent justifier une telle initiative.

L'analyse de l'équilibre offre-demande pour les besoins français a conduit à l'identification de tensions sur les capacités de stockage en débit de soutirage à moyen terme.

Il est donc recommandé que soit mise à l'étude une disposition visant à rendre possible des mécanismes d'incitation économique pour des capacités de stockage supplémentaires.

⁷¹ Le cas du Royaume-Uni est à cet égard révélateur puisqu'une exemption totale a été accordée pour les nouveaux projets de terminaux méthaniens, alors que, du fait de la baisse accélérée de la production locale, une tension sur les prix subsiste depuis plusieurs mois.

3.3. *L'appui politique*

Un soutien politique peut être décisif pour la réalisation de nouveaux développements sur deux angles : au plan national, pour les infrastructures d'approvisionnement de grande ampleur, ou au niveau international pour les projets inter-frontaliers.

Dans le premier cas, pour renforcer l'acceptabilité locale, suite à la remise au Parlement du plan indicatif pluriannuel, des démarches auprès d'autorités locales peuvent être envisagées pour, comme c'est le cas dans le projet des Landes de Siougos par exemple, appuyer la réalisation d'une infrastructure.

Pour les projets transfrontaliers et les grands projets d'approvisionnement européens, dont on a vu le rôle essentiel qu'ils jouaient dans la sécurité énergétique nationale, la coordination des gouvernements européens au sein d'initiatives communes est de nature à influencer significativement sur le degré de faisabilité de tel ou tel investissement⁷². A cet égard, outre les projets prioritaires d'intérêt européen qui sont l'objet des règlements du 26 juin 2003 (orientations) et du 21 avril 2004 (concours financiers) sur les **réseaux transeuropéens de l'énergie**, les projets transfrontaliers tels que Nabucco, Medgaz, Galsi, doivent faire l'objet d'un soutien actif de la part des États concernés.

Enfin, le rôle avéré de **l'interconnexion des marchés nationaux**, pour l'incitation à l'investissement qui permet une diminution du risque de surcapacité, justifie un renforcement des échanges bilatéraux avec les pays voisins au niveau gouvernemental.

⁷² AIE (Standing group on long term cooperation), revue du marché du gaz 2006 : « Some significant pipeline investments are coming to fruition, but several international “mega projects” stand little chance of success without substantial political support. Risk for pipeline investments crossing multiple international frontiers are growing. »

Annexes

1. Glossaire

AIE	Agence Internationale de l'Énergie
ATEE	Association technique énergie environnement
BRGM	Bureau des recherches géologiques et minières
CCG	Cycle combiné à gaz
CE	Consommation énergétique
DGEMP	Direction général de l'énergie et des matières premières
DIDEME	Direction de la demande et des marchés énergétiques
DIREM	Direction des ressources minérales
ELD	Entreprises locales de distribution
ENR	Energies renouvelables
Gaz B	Gaz à bas pouvoir calorifique
Gaz H	Gaz à haut pouvoir calorifique
GES	Gaz à effet de serre
GIC	Grandes installations de combustion
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GTE	Groupe des transporteurs européens
H2	Hiver froid cinquanteaire
ICPE	Installations classées pour la protection de l'environnement
MDE	Maîtrise de la demande d'énergie
MEDD	Ministère de l'écologie et du développement durable
OE	Observatoire de l'énergie
OSP	Obligations de service public
P2	Pointe de froid tri-journalière cinquanteaire
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PIB	Produit intérieur brut
PIP	Plan indicatif pluriannuel
PITD	Point d'interface transport distribution
PL	Point de livraison
PNAQ	Plan national d'allocation des quotas
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique
SPEGNN	Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées
TAC	Turbine à combustion
TAG	Turbine à gaz
TCAM	Taux de croissance annuel moyen
TICGN	Taxe intérieure sur les consommations de gaz naturel
TIGF	Total infrastructures gaz France
TTF	<i>Title Transfer Facility</i> (place de marché gazière aux Pays-Bas)
WEO	World energy outlook

2. Composition du groupe de pilotage

M. FALQUE-PIERROTIN	MINEFI/DGE
M. FRANZ	MINEFI/DGE
M.DAMBRINE	MINEFI/HFDD
M. LETEURTROIS	Conseil Général des Mines
Mme TORDJMAN	MINEFI/DIDEME
M. JACQ	MINEFI/DIDEME
M. HOLUIGUE	MINEFI/DIDEME
M. BOULEY	MINEFI/DIDEME
M. CADIOU	MINEFI/DIDEME
Mme REGNIER	MINEFI/DIDEME
M. MOUREN	MINEFI/DIDEME
M. BRANCHE	MINEFI/DIDEME
M. NOILHAN	MINEFI/DIREM
Mme PAQUEL	MINEFI/DGEMP
M. LAVERGNE	MINEFI/DGEMP
M. HELWASER	MINEFI/APE
M. SANGARE	Commissariat au Plan
M. LESIEUR	MEDD/D4E

3. Liste des participants et des personnes auditionnées

M.LU	AFG
M. FLAHAUT	ALTERGAZ
M. ZIMMER	BP
M. BUTTAZZONI	Buttazzoni (FNME-CGT)
M. GLENAT	CFE-CGC
M. JOLLIVET	CFTC
M. HENRY	CFTC
M. SANGARE	Commissariat au Plan
M. LETEURTROIS	Conseil Général des Mines
M. SAINT-ANDRE	Dalkia
M. SCHUTZ	EDF
M. VENET	EDF
M. HAAG	EDF
M. RENESME	EDF
M. PEDRAZZINI	ENI
M. VAN GUCHT	EON-RUHRGAS
M. QUAREZ	FCE-CFDT
M. RIGO	FCE-CFDT
Mme DESCAT	FG3E
M. CIRIANI	FNE-CGT-FO
M. GITTON	FNEM-FO
M. TAURINES	FNEM-FO
M. CORDONNIER	FNME-CGT
M. LEDOUX	FNME-CGT
Mme SCHWARTZ	Gaz de France
M. HALGAND	Gaz de France
M. CABANES	GAZ DE FRANCE
M. LECOINTE	Gaz de France
M. LE KENVEN	Gaz de France
M. CARACATZANIS	Gaz de France
M. GARNIER	GRTgaz
M. LESIEUR	MEDD/D4E
M. HELWASER	MINEFI/APE
M. FALQUE-PIERROTIN	MINEFI/DGE
M. FRANZ	MINEFI/DGE
Mme PAQUEL	MINEFI/DGEMP
M. LAVERGNE	MINEFI/DGEMP
Mme TORDJMAN	MINEFI/DIDEME
M. JACQ	MINEFI/DIDEME
M. HOLUIGUE	MINEFI/DIDEME
M. BOULEY	MINEFI/DIDEME
M. CADIOU	MINEFI/DIDEME

Mme REGNIER	MINEFI/DIDEME
M. MOUREN	MINEFI/DIDEME
M. BRANCHE	MINEFI/DIDEME
M. NOILHAN	MINEFI/DIREM
M.DAMBRINE	MINEFI/HFDD
M. MICHEL	POWEO
M. KORNILOFF	POWEO
M. RATTI	SHELL
Mme ZERMATI	SNET
M. MOREL	SNET
M. ROLLIN	SNET
M. ROEHRI	SPEGNN
M. FAYE	STATOIL
M. NOSSENT	Suez
M. VAN GIJSEL	SUEZ
M. NOSSENT	SUEZ
M. SEJOURNE	SUEZ
M. VAN BRUYSEL	SUEZ
M. WAILLIEZ	SUEZ
M. DELAHAYE	TEGAZ
M. DELAFOSSE	TIGF
M. HIEGEL	TIGF
M. RAVEL	Total
M. KHAYAT	TOTAL
M. ROMIEU	Uprigaz
M. RAOUX	UPRIGAZ

4. Avis du Conseil général des Mines



CONSEIL GÉNÉRAL DES MINES
TELEDOC 796
20, RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

Section Technique

Paris, le 20 juin 2006

Lors de sa séance du 6 juin 2006, la section technique du Conseil général des mines a débattu d'un projet de Plan Indicatif Pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP) qui lui a été présenté par Emmanuel MOUREN de la Direction de la Demande et des Marchés Energétiques (DIDEME).

Après avoir entendu son rapporteur, l'ingénieur général des mines Jean-Pierre. LETEURTROIS, la section s'accorde pour se féliciter de la qualité globale du projet de plan. Elle émet les observations suivantes :

- 1 – Les prévisions de consommation de gaz à l'horizon 2015 retenues par le projet de PIP paraissent insuffisamment étayées à la section pour être crédibles. Plus généralement, la section observe que, contrairement au secteur de l'électricité où il existe un réseau de transport public géré par un opérateur unique, les différents gestionnaires des réseaux de transport de gaz placés dans un contexte concurrentiel ne disposent ni du positionnement, ni des compétences, ni de l'indépendance requis pour se voir confier officiellement une mission permanente d'évaluation de la demande en gaz naturel comme le propose le projet de PIP. A son avis, cette mission relève des responsabilités de l'Etat.
- 2 - La limite fixée en matière de continuité de fourniture par le décret du 19 mars 2004 pourrait statistiquement conduire à la rupture de la fourniture de gaz aux ménages deux fois par siècle. La section suggère que les conséquences, en termes économiques et de sécurité des abonnés particuliers, d'une telle rupture soient étudiées dans le projet de PIP. Dans cette attente, elle se prononce en faveur d'une attitude prudente consistant à se doter d'une marge de sécurité dans le dimensionnement des infrastructures.
- 3 - La section estime que le seul levier dont l'Etat dispose pour convaincre les opérateurs de réaliser les infrastructures jugées nécessaires, à savoir la fixation du taux de rentabilité des

investissements, risque de se révéler insuffisant en raison de son mode de fixation. Elle plaide pour qu'un mécanisme d'appel d'offre soit institué.

- 4 - Les structures géologiques susceptibles d'être utilisées pour le stockage de gaz en cavités salines sont en nombre limité. Certaines de ces structures sont exploitées en tant que mines de sel ou susceptibles de l'être. La compatibilité de cette exploitation avec la création d'un stockage de gaz se pose.
- 5 - La section estime que les infrastructures gazières doivent satisfaire un haut niveau de sécurité et de protection de l'environnement. Elle se prononce pour une rédaction revue dans cet esprit des paragraphes du projet de PIP relatifs au « risque réglementaire », qu'elle estime inacceptables dans leur formulation actuelle.

Enfin, la section s'accorde avec les conclusions du projet de PIP sur les investissements à réaliser sur le réseau de transport, les points d'entrée et les stockages à l'horizon 2015 pour satisfaire la demande.

Le Président de la Section Technique

4.1. François BARTHELEMY

5. Les stockages souterrains français

Site (<i>potentiels</i>)	Zone	Opérateur	Année de mise en service	Volume en millions de mètres cubes (<i>volume maximal</i>)	Énergie utile (TWh)
AQUIFERES					
Izaute	Aquitain	TIGF	1981	560 (3 000)	11,5
Lussagnet	Aquitain	TIGF	1957	720 (2 400)	10,3
<i>Pécorade</i>	Aquitain	TIGF			
<i>Landes de Siougos</i>	Aquitain	GDF			
Gournay	Bassin parisien	GDF	1976	580 (nd)	7,5
Beynes profond	Bassin parisien	GDF	1975	370 (nd)	4,5
Beynes supérieur	Bassin parisien	GDF	1956	175 (nd)	2,4
St-Illiers	Bassin parisien	GDF	1965	575 (nd)	6,8
Germigny	Bassin parisien	GDF	1982	470 (nd)	8,8
St-Clair-sur-Epte	Bassin parisien	GDF	1979	275 (nd)	4,4
Cerville	Bassin parisien	GDF	1970	700 (1 500)	7,3
Cere-la-Ronde	Bassin parisien	GDF	1993	1 500 (nd)	4
Chemery	Bassin parisien	GDF	1968	3 000 (7 000)	39,6
Soings-en-Cologne	Bassin parisien	GDF	1981	150 (nd)	2,4
SALINS					
Étrez	Sud-Est	GDF	1979	365	5,1
Manosque	Sud-Est	GDF	1992		2,5
Tersanne	Sud-Est	GDF	1970	260	2,3
<i>Hauterives</i>	<i>Sud-Est</i>	GDF			
<i>Trois Fontaines</i>	<i>Est</i>	GDF			

6. Les réserves gazières des fournisseurs traditionnels et potentiels du continent européen

(Source : Cedigaz 2005)

	2004 (Gm³)	% des réserves mondiales	Évolution par rapport à 2000 (%)
Réserves intra-européennes	6 015	3,38 %	-
Fournisseurs existants			
Russie	48 000	27,0 %	+2,4 %
Qatar	25 783	14,5 %	+131,1 %
Nigeria	5 055	2,8 %	+41,7 %
Algérie	4 545	2,6 %	+0,6 %
Egypte	1 756	1,0 %	+43,6 %
Libye	1 325	0,7 %	+0,8 %
Trinité&Tobago	588	0,3 %	-2,8 %
Fournisseurs potentiels			
Iran	26 500	14,9 %	+6,0 %
Turkménistan	2 900	1,6 %	+1,8 %
Kazakhstan	1 900	1,1 %	+3,3 %
Ouzbékistan	1 860	1,0 %	+6,3 %
Oman	1 105	0,6 %	-0,9 %
Yémen	990	0,6 %	+19,3 %
	479	0,3 %	-
Total MONDE	177 559	100 %	+13,9 %

7. Les projets d'infrastructure à l'échelle européenne

7.1. *Medgaz*

Le projet Medgaz, lancé par la Sonatrach constitue l'un des projets d'interconnexions gazières entre l'Algérie et l'Europe, destinés à permettre le développement des exportations de gaz algérien. L'Algérie s'est fixé comme objectif de faire passer ses exportations de gaz de 60 milliards de mètres cube par an (Gm^3/an) en 2003 à $85 Gm^3/an$ dès 2010⁷³. A la différence du gazoduc Maghreb Europe existant, ce projet doit relier l'Algérie et l'Espagne, sans passer par le Maroc.

D'une capacité initiale de $8 Gm^3/an$, le gazoduc devrait permettre l'acheminement de $16 Gm^3/an$ en 2020. La société Medgaz, constituée en vue de la réalisation du projet, est composée de la Sonatrach (20%), de Cepsa⁷⁴ (20%), de BP, Total, Endesa, Gaz de France et Iberdrola à hauteur de 12 % chacun. La décision d'investissement devrait être prise dans le courant de 2006, pour une mise en service du gazoduc qui ne devrait probablement pas intervenir avant fin 2008, début 2009. Le montant total des investissements pour l'ensemble du projet serait de l'ordre de 700 millions d'euros.

Des lettres d'intention ont été signées en 2002 entre la Sonatrach et divers acheteurs potentiels de gaz (Iberdrola, Gaz de France, Endesa). Pour leur part, Total et Cepsa ont signé chacun une lettre d'intention portant sur l'achat de $1 Gm^3/an$ qui serait transporté par Medgaz. Ces volumes devraient être commercialisés partiellement en Espagne par la filiale commune « Cepsa Gas Comercializadora » (35% Total, 35% Cepsa, 30% Sonatrach), mais aussi partiellement en France. Les achats de Gaz de France pourraient s'élever à $1,3 Gm^3/an$.

Les deux opérateurs français, Total et Gaz de France souhaitent, parallèlement à ces enlèvements de gaz, participer à la réalisation et au financement de ce projet.

Animées par une volonté de développer leurs exportations gazières, les autorités algériennes considèrent ce projet comme d'intérêt majeur, qui doit être vu en Europe du Sud comme un moyen de diversifier les voies d'acheminement du gaz algérien.

7.2. *Le NEGP*

Un accord relatif à la construction d'un gazoduc en mer Baltique a été signé à Berlin le 8 septembre 2005. Les partenaires du projet et signataires de l'accord en question sont, du côté allemand, les sociétés BASF et E.ON, et du côté russe, le groupe Gazprom. L'accord signé jette les bases de la coopération des trois entreprises à la construction du North European Gas Pipeline (NEGP), qui devrait transporter du gaz sur une longueur de 1 200 km sous la Baltique à partir de Vyborg, un port russe sur la Baltique situé près de Saint-Petersbourg, jusqu'à la côte baltique allemande (cf. carte en annexe).

La mise en service est prévue pour fin 2010; le premier tube du gazoduc pourra transporter 27,5 milliards de m^3 par an. Le projet inclut la possibilité d'ouvrir un deuxième tube, ce qui permettrait de doubler la capacité initiale et de produire ainsi 55 milliards de m^3 par an. Le gaz naturel sera extrait dans le gisement de Ioujno-Rouskoïe, en Sibérie occidentale, et transporté via Vyborg vers l'Allemagne.

⁷³ A titre de comparaison, la France a importé environ $46 Gm^3$ de gaz naturel en 2004 et l'Allemagne environ $90 Gm^3$, tous fournisseurs confondus.

⁷⁴ Dont Total est actionnaire à hauteur de 45%

Le gouvernement polonais était initialement sceptique à l'égard du projet perçu comme un moyen de contournement du transit à travers son territoire. La Pologne est aujourd'hui impliquée aux côtés de l'Allemagne dans un groupe de suivi du projet. Les pays baltes ont fait part de leur inquiétude sur les conséquences écologiques d'un tel développement.

Les partenaires du projet ont fondé le 1^{er} décembre 2005 une coentreprise germano-russe dans laquelle le russe Gazprom détient une part de 51 % tandis que les allemands BASF et E.ON disposent chacun de 24,5 %. Le volume d'investissement total dépasse 4 milliards d'euros. Une décision est encore en attente pour l'implication de nouveaux partenaires au projet (dans la limite de 9%). Cette décision, qui doit intervenir avant le 1^{er} avril 2006, se traduirait par une réduction de la part des entreprises allemandes à 20%, Gazprom restant majoritaire à 51%.

De nombreuses entreprises ont déjà exprimé leur intérêt pour une telle participation, notamment Gaz de France, Gasunie (Pays-Bas), Transco ou BP (Royaume-Uni).

7.3. *Nabucco*

Le projet Nabucco est porté par un consortium d'entreprises autrichienne (OMV), bulgare (Bulgargaz), roumaine (Transgaz), hongroise (MOL) et turque (Botas) pour la construction d'un gazoduc de 3 300 km reliant l'Autriche et la Turquie. Une telle infrastructure représente un investissement de 4,6 Mds€ pour une capacité maximale de 31 Gm³ de gaz naturel par an. Elle permettrait de raccorder les marchés de l'Europe centrale des gisements azerbaïdjannais, iraniens voire égyptiens ou irakiens. Cependant, en dehors du gaz azéri, il subsiste une forte incertitude sur la disponibilité de ces ressources à moyen terme en raison des problèmes politiques internes aux pays producteurs de ces zones ou des problèmes de relations extérieures entravant le transit des hydrocarbures.

Aujourd'hui au stade l'étude de faisabilité, ce gazoduc pourrait être mis en service en 2011 avec des travaux commençant en 2008.

7.4. *Galsi*

Pour ce gazoduc, se référer à l'annexe précédente.

7.5. *Carte*

Cf. page suivante

