

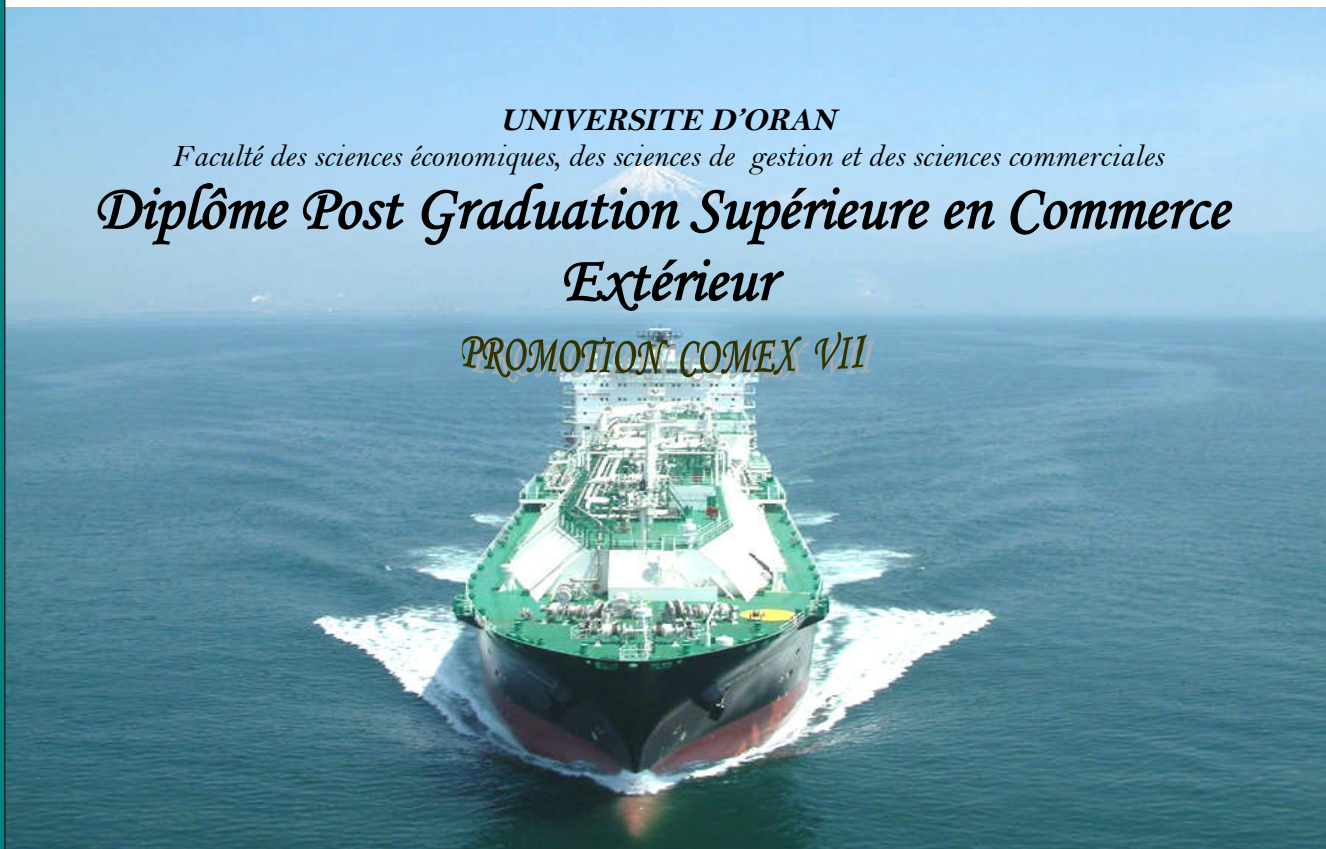
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE D'ORAN

Faculté des sciences économiques, des sciences de gestion et des sciences commerciales

Diplôme Post Graduation Supérieure en Commerce
Extérieur

PROMOTION COMEX VII



TRANSPORT MARITIME DE GNL
CAS DE L'ALGERIE FACE A UNE CONJONCTURE
DE DEMANDE CROISSANTE DE SON GNL

Jury :

- *Président : Mr SALEM Abdelaziz, Professeur*
- *Rapporteur : Mr DAOUDI Salah, Maitre de Conférence*
- *Examineur : Mr FEKIH Abdelhamid, Maitre de Conférence*

Présenté par : M. BENGHALI AËK MUSTAPHA KAMEL

Année Universitaire : 2008 / 2009

REMERCIEMENTS ET DEDICACES

Je remercierai, tout d'abord, la Direction Générale de Hyproc Shipping Company qui m'a permis de suivre les cours de DPGS au niveau de la Faculté d'Oran.

Je suis reconnaissant envers Monsieur Daoudi pour son encadrement de valeur et ses conseils, notamment dans l'élaboration et la validation du plan et de la problématique du mémoire.

Je remercie également l'ensemble du Corps Professoral qui a assuré les cours du Comex 7 pour leur enseignement de qualité qui a permis l'apport de connaissances nécessaires à la réalisation de cette étude.

Ce mémoire est dédié à mes parents qui m'ont poussé à continuer mes études ainsi qu'à tout le personnel de Hyproc Shipping Company et en particulier à la Direction Commerciale.

Je dédie ce modeste mémoire à tous mes amis, à tous ceux qui m'ont fait part de leurs suggestions et remarques ainsi qu'à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui m'ont apporté leur aide de près ou de loin.

SOMMAIRE

Titre : Le Transport Maritime de GNL Cas de l'Algérie face à la demande de plus en plus croissante de son GNL

INTRODUCTION

CHAPITRE I : LE GAZ NATUREL DANS L'ECONOMIE DE L'ENERGIE

Section 1 : L'Economie de l'énergie

	Pages
1. La demande	01
2. L'offre et ses déterminants	01
2.1 L'estimation des réserves de pétrole	02
2.2 Localisation des réserves et production	03
2.3 L'offre de produits raffinés	03
2.4. L'offre d'électricité	04
2.5. L'électricité aux Etats- Unis	05
2.6. L'électricité en Europe	05
3. Les marchés du gaz	06
3.1.Le gaz naturel aux Etats-Unis	06
3.2. Le gaz naturel en Europe	06
4. Les marchés internationaux	07
4.1. Les marchés pétroliers	07
4.2. Les marchés du charbon	08
4.3. Les marchés de l'uranium	08

Section 2 : Caractéristiques de l'industrie du gaz naturel

	Pages
1.1. Définition du gaz naturel	10
1.2. Types de gaz naturel	10
1.3. Historique	12
1.4. Propriétés du gaz naturel	13

1.5. Pouvoir calorifique du gaz naturel	14
1.6. Les usages du gaz naturel	15
1.7. Industrie du gaz (Amont & Aval)	19

Section 3 : Le marché du gaz naturel.

	Pages
3.1. Les réserves de gaz naturel	22
4.4. La production de gaz naturel	23
4.5. La consommation du gaz naturel	24
4.6. Les marchés régionaux	25
4.7. Evolution du prix du gaz naturel depuis 30 ans.	28

Section 4 : Le commerce international du gaz naturel.

	Pages
4.1. Le transport par canalisations (Gazoduc)	30
4.1.1. Le transport par Gazoduc en Algérie :	31
A) Capacités actuelles	31
B) Capacités futures	33
4.2. Le transport par voie liquéfiée (GNL)	35
4.2.1. Définition du GNL	35
4.2.2. Historique	35
4.2.3. Raisons du développement du transport du gaz sous forme liquide	36
4.2.4. Les principaux avantages du GNL	37
4.2.5. Propriétés du GNL	38
4.2.6. Aspects Economiques	39
4.2.7. Traitement type de GNL	39
4.2.8. Les perspectives de développement et défis	42
4.3. Les capacités de production de GNL en Algérie :	44
A) Capacités actuelles	44
B) Capacités futures	48

CHAPITRE II : ANALYSE DE L'ENVIRONNEMENT DU TRANSPORT MARITIME DE GNL

Section 1: Environnement économique

	Pages
1.1. Demande mondiale du GNL et de son transport en forte croissance.	51
1.2. Volonté des pays producteurs d'exporter plus de GNL	52
1.3. Infrastructure de la chaîne GNL.	52
1.4. Nouvelle données géographiques.	53
1.5. Développement des différents maillons de la chaîne GNL.	54

Section 2: Environnement politico-légal

	Pages
2.1. Politique environnementale des pays importateurs	55
2.2. Libéralisation du secteur	55
2.3. Niveau de sécurité.	55
2.4. Aspects réglementaires.	56
2.5. Hostilité vis-à-vis du développement de l'infrastructure GNL	57

Section 3: Environnement technologique

	Pages
3.1. Grandes avancées techniques en matière de conception de méthaniers	58
3.2. Nouvelles installations de la chaîne GNL.	60
3.3. Limites d'adaptation des nouveaux méthaniers.	61

Section 4: Etat du marché du transport maritime de GNL :

	Pages
4.1. Le commerce international	62
4.2. GNL : Un marché en ébullition à 160° C	63
4.3. Etat de la flotte	63
4.4. Etat du marché	64
4.5. Eléments substitués non négociables	68
4.6. Analyse de la demande	68
4.7. Les contrats d'exportation du Gaz Algérien (GNL & GN)	69

CHAPITRE III : Partie pratique (Le Transport Maritime de GNL en Algérie)

Section 1: Présentation de la compagnie HYPROC Shipping Company

Pages

1.1. Historique	75
1.2. Présentation de l'entreprise	75
1.3. Les Agences de l'entreprise	76
1.4. Filiales de l'entreprise	76
1.5. Les activités	76
1.6. Les ressources	77
1.7. La stratégie de la compagnie	79
1.8. Les atouts d'HYPROC SC	80
1.9. Qualité	80
1.10. Chiffres clé	80

Section 2: Etude de cas au sein de la compagnie HYPROC S.C

	Pages
2.1. Analyse de l'offre	81
2.2. Analyse des enlèvements à partir des terminaux de chargement Algériens	95
2.3. Conclusion	96

CONCLUSION

REMERCIEMENTS ET DEDICACES

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXES

INTRODUCTION

Depuis la période à laquelle a pu être située la guerre du feu, l'énergie est indispensable aux activités humaines, domestiques comme industrielles. Elle permet de satisfaire des besoins de chaleur, de force motrice, d'éclairage, ... La demande d'énergie correspondante est caractérisée par le fait que pour certains usages (thermique), différentes sources d'énergie sont substituables tandis que pour d'autres les choix du consommateur sont très limités (transport automobile) voire impossible (application spécifiques de l'électricité).

L'offre d'énergie provient essentiellement de ressources non renouvelables et compte tenu de la localisation géographique de celle-ci, économique et géopolitique sont indissociable malgré le développement des marchés observé depuis une vingtaine d'années.

Nécessaire au développement économique, l'énergie ne peut être consommée sans impact sur l'environnement, non seulement le notre, mais aussi celui des générations futures, ce qui pose un certain nombre de questions préoccupantes dont celle du réchauffement de notre planète.

Si pendant très longtemps le gaz naturel n'a pas été apprécié comme une source d'hydrocarbures propre à l'exploitation, il compte aujourd'hui pour près du tiers de la consommation énergétique mondiale.

Source d'énergie très pratique, utilisable quasiment sans transformations et facilement transportable, le gaz naturel « le nouvel or bleu » tout comme le pétrole est devenu une source énergétique des plus convoitées.

Les experts estiment que « les conflits d'aujourd'hui portent moins sur le contrôle du marché actuel du gaz que sur celui à venir, car le gaz naturel restera abondant lorsque le pétrole viendra à manquer ».

En effet, et selon l'association pour l'étude du pic mondial de la production pétrolière (Association for the study of pic oil .ASPO), « le pic de la production mondiale du gaz naturel interviendra en 2030, soit 20 ans après celui du pétrole prévu quant à lui en 2008.

Ainsi, l'abondance des réserves gazières, les qualités que présente le gaz naturel au stade de la consommation finale, sa facilité de substitution au pétrole brut dans une très large gamme

d'usage, constituent des facteurs particulièrement favorables au développement de l'utilisation du gaz dans les prochaines décennies ; ce qui lui assurera un potentiel de pénétration supérieur à sa contribution actuelle dans le Bilan énergétique de nombreux pays. Les facteurs de la limitation de la dépendance vis-à-vis du pétrole, de la diversification des sources d'approvisionnement, de la protection de l'environnement ne sont que de plus en plus sensibles.

Le commerce international du gaz naturel qui n'existe que depuis 45 ans environ va continuer à se développer. Le gaz s'échange tant sous sa forme gazeuse (via les gazoducs), que sous sa forme liquéfiée (GNL).

Le commerce mondial du gaz est contraint par la continuité continentale, les gazoducs ne traversant pas les océans, le transport de gaz par méthanier s'est vu propulsé au devant de la scène.

Le commerce mondial du gaz naturel à ses propres règles, elles sont, au contraire du pétrole, particulièrement déterminées par la géographie. Ainsi, pour ne pas dépendre que de son seul fournisseur continental, il faut sortir du gazoduc et aller vers le méthanier.

Comme l'a démontré dernièrement la dépendance d'une partie de l'Europe au tuyau de Gazprom (géant russe du gaz naturel), l'alternative de l'approvisionnement par voie maritime est devenue une alternative obligatoire et la sécurité et la diversification des approvisionnements sont devenus les mots d'ordre des ministres de l'énergie de l'union Européenne.

Source d'approvisionnement de beaucoup de pays consommateurs (jusqu'à 100% pour le Japon), le transport maritime de GNL est un maillon essentiel dans la chaîne gaz.

L'option stratégique « grand large » non seulement permet l'exportation de milliers de tonnes de gaz, mais élimine la barrière des distances lointaines dans un marché politiquement hostile. Les tensions montantes autour du gaz naturel dans le monde indiquent bien aujourd'hui que le transport du gaz par voie maritime est devenu le premier atout des pays producteurs et pays consommateurs.

Les exportations par voie maritime atteindront selon les spécialistes, plus de 300 milliards de M3 d'ici 2010 dans le monde alors qu'elles ne représentaient qu'à peine 5 milliards de M3 en

1960. L'Algérie, quatrième exportateur au monde de GNL, prévoit à elle seule l'exportation de près de 40 milliards d'ici 2010.

Ceci, nous amène tout naturellement à nous poser une question qui nous paraît incontournable : l'Algérie, qui fait face à une demande de son GNL qui ne cesse de croître vu sa position stratégique et géographique de plus en plus favorables, est-elle armée et se donne-t-elle les moyens pour le transport de son GNL ?, y a-t-il une politique d'acquisition de Méthaniers pour le transport du GNL Algérien de plus en plus demandé? ».

Méthodologie et Approche

Afin de mener à bien notre étude, nous avons jugé utile de procéder de la manière suivante :

Un premier chapitre consacré à l'économie de l'énergie et de la demande de plus en plus abondante des différentes énergies dont le gaz naturel.

Nous avons poursuivi par une introduction générale sur le Gaz naturel, les caractéristiques de l'Industrie du Gaz, son marché et les différentes formes de sa commercialisation.

Le deuxième chapitre, quant à lui, a été consacré à l'analyse approfondie de l'environnement du transport maritime de GNL (Economique, politico-légal et environnemental) dans un premier lieu, puis à l'étude du marché du GNL.

L'étude de cas s'est opérée, tout à fait naturellement, au sein de la Compagnie Hyproc S.C, seul organisme national armateur de navires transportant des hydrocarbures. Ainsi, pour les besoins de notre étude, et afin d'avoir une image réelle de la place du maillon transport maritime de GNL en Algérie, nous allons d'abord entamer des recherches sur tous les opérateurs exploitant des méthaniers, les identifier, identifier le nombre de navires exploités, leur marché, leurs escales dans les terminaux Algériens, et enfin identifier leurs acquisitions futures. La présentation de l'opérateur HYPROC S.C viendra par la suite.

Nous enchaînerons par un recensement des escales des méthaniers étrangers dans les terminaux Algériens durant les deux derniers exercices et leur comparaison avec les escales des méthaniers Algériens.

Section 01 : Economie de l'énergie

1. La Demande :

En 2007 les consommations mondiales d'énergie primaire commercialisable s'élevait, avec les conventions de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) à 14,5 Gtep (milliards de tonnes d'équivalent pétrole) contre 4,4 en 1970 et de l'ordre de 3 en 1960, la part du pétrole étant de 40%, du gaz de 26%, du charbon 23%, de l'électricité nucléaire 8%, hydraulique 3%. A ceci il convient d'ajouter l'énergie non commercialisée (bois de feu essentiellement) estimée à 1 Gtep environ.

Les principaux déterminants de la demande d'énergie sont l'évolution démographique et le développement économique. C'est ainsi que la consommation par habitant varie de 0,3 tep en Afrique à 6,3 en Amérique du Nord, elle est de 3,1 en Europe, la moyenne mondiale se situant à 1,4.

Dans les pays en phase de développement industriel, l'élasticité des consommations d'énergie au PIB est voisine de 1, parfois supérieure. Dans les pays industrialisés l'élasticité (globale) est par contre inférieure à 1 (de l'ordre de 0,85 à 0,9) pour différentes raisons dont la part croissance dans le PIB des activités tertiaires faiblement consommatrices et le progrès technique permettant de meilleurs rendements. Quant à l'élasticité aux prix, elle est très faible à court terme (de l'ordre de 0,1), les consommations étant fortement dépendantes des équipements. Ce n'est pas le cas à long terme : les hausses de prix liées aux deux chocs pétroliers, associées à des politiques de maîtrise de l'énergie, ont entraîné des investissements en équipements permettant des économies d'énergie. L'intensité énergétique (ratio de la consommation d'énergie au PIB) a ainsi diminué entre 1973 et 2006 de 35% environ.

Une analyse plus détaillée des évolutions des consommations énergétiques passe nécessairement par des études sectorielles. Ces dernières prennent en compte à la fois les modifications de la part de chaque secteur dans le PIB (baisse de la part de l'industrie) et celles de leurs contenus en énergie. Les principales variables exogènes des modèles économiques utilisés en prévision, plus ou moins détaillés, sont généralement relatives à la croissance économique et aux prix.

Pour le long terme, une approche complémentaire peut être donnée par les modèles technico-économiques du type MEDEE reposant sur une description analytique détaillée de l'évolution des besoins en énergie utile et donc des consommations spécifiques par usage et par type d'équipement.

La part des consommations du secteur transport est en forte croissance et la poursuite de cette augmentation paraît inéluctable pour les deux premières décennies du 21ème siècle, à moins que ne soient menées des politiques très volontaristes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

2. L'offre et ses déterminants :

A rythme d'exploitation inchangé et dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui, les réserves prouvées de pétrole (environ 1000 milliards de barils ou 140 milliards de tonne) correspondent à une quarantaine d'années de production, à plus d'une soixantaine pour le gaz naturel,

à plus de deux siècles pour le charbon, et de 60 à 120 ans (suivant les hypothèses de prix) pour l'uranium.

2.1. L'estimation des réserves de pétrole :

La question des réserves restant à découvrir, très controversée, revêt une importance particulière pour le pétrole, compte tenu d'une part du niveau (relativement bas) des réserves prouvées et de la dépendance des économies contemporaines à la disponibilité et, dans une moindre mesure, aux prix des produits pétroliers.

Les « pessimistes » observent que le renouvellement des réserves des dernières décennies est dû essentiellement à des réévaluations de découvertes anciennes, effectuées dans certains cas de façon arbitraire pour des raisons politiques, parce qu'utilisées au sein de l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole) pour définir des quotas de production. Le nombre et le volume des nouvelles découvertes est par contre en forte diminution.

Les « optimistes », de leur côté, constatent que dans le passé les craintes d'épuisement comme celles concernant le charbon au 19^{ème} siècle n'ont jamais été justifiées, que le ratio réserves/production au niveau mondial a toujours oscillé entre une vingtaine et une quarantaine d'années. Enfin et surtout, l'évolution des techniques (sismique 3D, forage horizontale,...) permet de trouver des gisements plus difficiles à découvrir et conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération. Le maximum de production de pétrole conventionnel pourrait alors être repoussé jusque vers les années 2020.

Quoi qu'il en soit, pour pouvoir répondre à la demande, il faudra vraisemblablement, dès les premières décennies du 21^{ème} siècle, faire appel aux sources de pétrole « non conventionnel ». Nous remarquons que la frontière entre « conventionnel » et « non conventionnel » devient, grâce au progrès technique, moins marquée. Le problème de la tranche d'eau en off-shore profond est résolu au moyen de techniques en constante amélioration. La différence entre coûts de production en mer et à terre diminue. Les huiles extra-lourde de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'au années 1990 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (30\$ ou plus) du baril de brut. Elle le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de 15 \$/b, voire inférieur. La réduction des coûts d'exploitation des sables asphaltiques de l'Athabasca au Canada, bien que moins spectaculaire, est cependant sensible. Or les réserves récupérables de l'Orénoque et de l'Athabasca sont du même ordre de grandeur que celles du Moyen-Orient (de l'ordre de 600 milliards de barils). La production d'hydrocarbures liquides à partir du gaz naturel fait l'objet de plusieurs projets en Indonésie, au Bangladesh, en Egypte (Shell), en Alaska, au Qatar (Exxon-Mobil)...A plus long terme, on peut envisager un recours aux schistes bitumex dont les réserves sont considérables, voire un appel aux procédés de liquéfaction du charbon. La disponibilité d'hydrocarbures liquides ne devrait donc pas poser de problèmes majeurs pendant encore un certain nombre de décennies. Ce sont vraisemblablement les contraintes environnementales (réduction des émissions de gaz à effet de serre) qui conduiront à limiter leur utilisation.

2.2 Localisation des réserves et production :

Epuisable, les ressources énergétiques sont aussi très inégalement réparties sur la planète, ce qui est source d'un certain nombre de problèmes géographiques bien connus (guerre du Golfe,...). Les pays de l'OPEP détiennent par exemple plus de 75% des réserves pétrolières et environ 42% des réserves de gaz naturel. Parmi ces pays, l'Arabie Saoudite regroupe, à elle seule, 25% des réserves pétrolières mondiales. Notons cependant que les évolutions techniques (offshore) ont permis une croissance des productions des pays non OPEP et que les privatisations et l'ouverture par le nombreux pays producteurs de leurs secteurs pétrolières et gaziers offrent de nouvelles opportunités diversifiées aux opérateurs internationaux. Les pays de l'ex-URSS possèdent, de leur côté, plus de 40% des réserves de gaz et près d'un quart de celles du charbon. Les réserves d'uranium sont relativement plus réparties. L'Australie et le Kazakhstan en possèdent chacun environ 20%.

Par ailleurs, les coûts de production sont très dispersés, engendrant différentes rentes (s'ajoutant à d'éventuelles rentes de qualité). Grâce aux progrès techniques et organisationnels, ils ont été au cours des années 1990 orientés à la baisse pour l'ensemble des énergies fossiles. Le coût technique d'exploitation des gisements pétroliers est de 2 \$ par baril environ en Arabie Saoudite, de 8 à 10 \$ en Mer du Nord. Des écarts de 10 à 100 \$/t peuvent être constatés entre les coûts de production de charbon à ciel ouvert en Afrique du Sud ou en Australie et l'exploitation des mines souterraines européennes.

Si les coûts de transport ne sont pas déterminants dans le cas du pétrole (environ 1 à 2 \$ par baril), ils sont primordiaux dans le cas du charbon et du gaz. La somme des coûts logistiques du départ de la mine jusqu'à un utilisateur final européen de charbon représente de 70 à 80% du coût total. Dans le cas du gaz naturel liquéfié, ils peuvent atteindre l'équivalent de 10 \$ par baril.

2.3. L'offre de produits raffinés :

Enfin, pour caractériser l'offre d'énergie, il convient encore de tenir compte des coûts de transformation et de distribution. L'industrie du raffinage de pétrole brut a dû et devra continuer à faire appel à des techniques toujours plus complexes pour répondre aux modifications de la demande, en quantité (baisse des consommations de fuel lourd) et en qualité (protection de l'environnement).

La détermination du coût des produits pétroliers pose la question de l'affectation des coûts totaux de traitement en raffinerie à des produits liés. Il existe naturellement une infinité de clefs de répartition permettant de définir des coûts moyens. Par contre, le calcul des coûts marginaux des différents produits est facilité par l'utilisation des modèles (le plus souvent de programmation linéaire) auxquels font appel la quasi-totalité des raffineurs pour optimiser leurs programmes de fabrication. Il s'agit de variations duales associées aux équations de la demande. Les modèles d'investissement donnent des coûts marginaux de long terme qui, sous certaines hypothèses, ont une structure de coûts moyens et fournissent donc une clef de répartition de l'ensemble des dépenses (modélisées) particulièrement pertinente.

2.4. L'offre d'électricité :

Parmi les éléments relatifs à la production d'électricité, il convient bien sûr de mentionner les inquiétudes du public relatives au nucléaire qui, à la suite des accidents de T.M.I. et de Tchernobyl, a conduit à un ralentissement et, dans certains pays, à un arrêt total des constructions de centrales nucléaires. Dans ce domaine la France occupe une place à part avec 75% à 80% de la production d'électricité d'origine nucléaire contre 22% aux Etats-Unis et 35% au Japon.

Dans le futur, la conception de réacteurs à « sûreté passive » peut limiter les craintes d'accident. Par ailleurs, le recours au nucléaire contribue sensiblement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais le problème du traitement, du transport et du stockage des déchets est au cœur des préoccupations de certains défenseurs de l'environnement. Fortes sont doc les incertitudes concernant l'avenir de cette industrie, et en particulier en France, la politique de renouvellement du parc qui doit intervenir à partir des années 2008-2011, car aux considérations environnementales s'ajoute la concurrence du gaz naturel.

En effet, une autre évolution notable, à partir du milieu des années 1980, est celle relative aux centrales au gaz à cycle combiné et aux procédés de cogénération (chaleur et électricité). Le progrès technique a permis une amélioration des rendements telle que le gaz naturel est retenu pour la majorité des projets de construction de nouvelles centrales. En fonction des hypothèses concernant l'évolution des prix du gaz et le taux d'actualisation (le coût d'investissement représente 60% environ du coût de production nucléaire contre 25 % pour les cycles combinés à gaz), le gaz peut devenir compétitif en base par rapport au nucléaire même dans les pays comme la France où le coût du kwh nucléaire est bas.

Pour analyser les prix d'offre de l'électricité, il faut rappeler qu'il s'agit d'une énergie qui ne peut pratiquement pas être stockée. Les opérateurs doivent donc répondre à la demande à tout moment (à l'exception de celle des clients avec lesquels ont été passés des contrats d'effacement). Les coûts marginaux de court terme à un instant donné correspondent aux coûts d'exploitation (frais variable) de la dernière centrale appelée, les centrales étant classées par coûts (variables) croissants : hydraulique, nucléaire, thermique classique moderne, thermique ancien, turbines à gaz. Ils peuvent donc prendre des valeurs très différentes suivant l'heure, le jour et la saison. Les coûts marginaux de long terme, qui constituent la référence pour la tarification d'un service public ou pour la définition d'une politique commerciale, peuvent être obtenus, comme dans le cas du raffinage, à partir des résultats des modèles d'optimisation du parc de production. Que ces modèles fassent appel à la programmation linéaire ou à la théorie du contrôle, comme le modèle d'investissement d'électricité de France, les coûts marginaux correspondent aux variables duales associées aux contraintes de satisfaction de la demande. Les modèles les plus complets tiennent compte du caractère aléatoire des consommations ce qui correspond à retenir autant d'équations de demande que de postes hors-saisonniers et d'aléas considérés pour chaque poste. Ils fournissent les bases nécessaires à l'élaboration d'une politique de

prix qui peuvent être modulés selon les heures et les saisons, mais également en temps réel suivant les options définies avec les clients.

Enfin, remarquons que pour limiter des producteurs « inutilement » coûteuses, des politiques de gestion de la demande (Demand Side Management) et de programmation intégrés des ressources peuvent inciter les clients à acheter des équipements plus économes en énergie :

Jusqu'aux expériences récentes de déréglementation, la production, le transport et la distribution d'électricité, le transport régional et la distribution de gaz naturel étaient partout et sont souvent encore assurés par des entreprises en situation de monopole naturel, situation liée à l'exploitation en réseau et aux économies d'échelle. En dehors des Etats-Unis, s'agit en général de monopoles publics.

Ces monopoles sont remis en cause dans un certain nombre de pays. Les partisans de la déréglementation font remarquer que la concurrence permet d'améliorer l'efficacité des entreprises et que les coûts d'agence pèsent sur les prix de revient des monopoles. Ils proposent donc, en s'appuyant sur le concept de marchés contestables, une ouverture des réseaux. Les modalités en sont variées.

2.5 L'électricité aux Etats- Unis :

La plupart des producteurs d'électricité sont des entreprises privées soumises à des réglementations très strictes pour éviter les abus de position dominante et assurer un service public. La distribution est le plus souvent assurée par les collectivités locales.

Sans imposer de « dé-intégration », la législation fédérale a fixé en 1996 des règles d'accès aux réseaux contrôlés par des « Independent System Operator ». D'un état à l'autre, les prix peuvent varier de 1 à 3 en fonction des caractéristiques géographiques et de l'ouverture des marchés qui se fait à des rythmes très différents, mais en moyenne, assez rapidement.

La crise californienne de l'an 2000 a mis en évidence les difficultés de mise en place d'une nouvelle réglementation nécessairement associée à l'instauration d'une libéralisation (partielle). En Californie, la priorité donnée au court terme, les obstacles (liés aux préoccupations environnementales) aux autorisations de constructions de nouvelles centrales, et la définition de prix plafonds de vente ont conduit à un déficit d'investissement en capacités de production et de transport. Les prix à la production se sont envolés mettant les distributeurs en état de quasi-faillite et entraînant d'importantes coupures de courant.

2.6. L'électricité en Europe :

Le Royaume-Uni est le pays qui a mis en œuvre les réformes les plus radicales : privatisation des producteurs (hors nucléaire) et des réseaux. A sa suite, l'Union européenne a souhaité réduire les obstacles à la concurrence. La directive Electricité de 1997 fixe donc des objectifs définis en pourcentage de marchés qui doivent progressivement être ouverts à la concurrence, avec un système d'Accès des Tiers Réseaux.

C'est dans ce cadre qu'en France en 2000 a été créé le « Réseau de Transport Electricité » (RTE), entité d'EDF mais indépendante sur le plan de sa gestion, notamment financière. Les tarifs d'accès et plus généralement le contrôle du système sont assurés par une « Commission de Régulation de l'Electricité ». Enfin, une bourse de l'électricité, Powxernext, devrait être mise en place au cours de l'été 2001 associant les gestionnaires des réseaux de transport français, néerlandais et belge à différents partenaires dont EDF et Electrabel.

3. Les marchés du gaz :

Les échanges internationaux de gaz naturel sont en fort développement compte tenu des réserves disponibles et des avancées techniques pour la production d'électricité. Cependant les différents grands marchés présentent de fortes disparités dues aux coûts de transport élevés.

A l'opposé du marché nord-américain où les prix ont été très bas sur une longue période jusqu'en 1999, en Asie et particulièrement au Japon, les prix sont structurellement nettement plus élevés (l'Europe est dans une situation intermédiaire). Ceci est dû au fait que le Japon, comme d'autres pays émergents, doit faire appel à des importations et supporter des frais du transport le plus souvent effectués par méthaniers. Les prix reflètent une prime de qualité écologique et surtout une valeur « netback » déterminée par le coût de l'électricité obtenue à partir d'autres sources (les 2/3 des achats de gaz japonais sont destinés à la production électrique). Les importations se font en général dans le cadre de contrats à long terme de type « take or pay » nécessaires pour assurer le financement des lourds investissements d'infrastructure.

3.1. Le gaz naturel aux Etats-Unis :

L'Amérique du Nord est « grosso modo » autosuffisante en gaz naturel, l'offre vient de plusieurs milliers de producteurs. Depuis 1985, les transporteurs ont dû ouvrir leurs réseaux aux tiers et les sociétés se « dé-intégrer ». Des marchés à terme de gaz et produits dérivés ont été créés au début des années 1990. Sur un marché devenu très concurrentiel, où les échanges « spot » se sont développés, les prix ont été orientés à la baisse jusqu'en 1999. Ils sont soumis à d'amples variations, en particulier saisonnières.

De 2000 à 2006, ils ont connu de fortes hausses liées à celles du prix du brut, mais aussi à une insuffisance d'investissements d'exploration et de développement résultant de la faiblesse antérieure des prix. Pour faire face à cette situation, les projets de remise en service, voire de construction de nouveaux terminaux de regazéification pour l'importation de gaz naturel liquéfié, reviennent à l'ordre du jour.

3.2. Le gaz naturel en Europe :

Les marchés européens ont longtemps été caractérisés par un petit nombre de sources d'importation (Algérie, Russie, Norvège) et de compagnies gazières en situation de monopole. Mais la recherche

d'une meilleure compétitivité en présence d'une abondance de l'offre a conduit la Grande-Bretagne à libéraliser les activités de transport et de distribution. La directive européenne de 1998, selon des principes semblables à ceux de la directive sur l'électricité, prévoit une ouverture progressive des marchés à la concurrence (43 % en moyenne en 2008) qui devrait permettre aux gros consommateurs et aux centrales électriques d'obtenir un coût minimum d'approvisionnement tandis que se développe l'interconnexion des réseaux de pipes (Interconnector, Norfa).

Ces évolutions des marchés de l'électricité et du gaz ont posé et posent encore aux économistes des problèmes nouveaux : tarifs d'accès aux réseaux, coûts « passés », charges d'interconnexion, analyse de divers phénomènes de pouvoir de marché, gestion du risque, gestion de la congestion du réseau, formation des prix aux nœuds du réseau, mécanismes d'incitation en investissement de développement du réseau, etc.

4. Les marchés internationaux :

4.1. Les marchés pétroliers :

Le premier choc pétrolier (1973) est le plus souvent interprété comme le résultat d'un comportement de cartel (fig.1). De nombreux économistes, à la suite de R. Solow, prennent pour référence la « loi d'Hotelling » et considèrent que les prix deviennent le reflet, non des coûts de production, mais de la rareté d'une ressource dont le caractère épuisable avait été quelque peu oublié. Depuis, le principal acteur a été l'Arabie Saoudite qui, lorsqu'elle avait les moyens de moduler sa production (en dehors des périodes de chocs et contre-chocs) a joué un rôle de régulateur des prix. Mécanisme d'ailleurs inhabituel où la demande supplémentaire est satisfaite par appel à la production la moins chère.

Parallèlement, marchés « spot » se sont développés. 1 % des transactions s'y effectuaient en 1973, 20 % en 1980 et un tiers environ à la fin des années 1990. La quasi-totalité des contrats sont indexés sur les prix « spot ». Vers 1980 apparaissent les contrats à terme puis les produits dérivés. La brièveté de la période de prix élevés au moment de la guerre du Golfe (1990-1991) est attribuée par de nombreux analystes à l'existence des marchés à terme qui ont rendu inutile la constitution de stocks de spéculation (principal facteur déclenchant du deuxième choc). A court terme, les prix sont déterminés par un marché dont les fondamentaux incluent une offre qui s'est largement diversifiée et, naturellement, les quotas de production de l'Arabie et de quelques pays OPEP et maintenant non OPEP.

Après une période de relative stabilité du prix jusqu'en 1997, on a assisté à une baisse en 1998 liée à la crise asiatique, à une impression d'abondance de l'offre et à une augmentation à contretemps des quotas de l'OPEP. Les années 1999 et 2006 ont ensuite été caractérisées par un retour à la cohésion des pays producteurs, facilitée par une quasi disparition des excédents de capacité de production. Le mouvement de hausse des prix a été amplifié en 2007 par l'apparition de goulots d'étranglement dans l'industrie du raffinage américaine.

4.2. Les marchés du charbon :

Si les transactions internationales de charbon sont croissantes, elles portent cependant seulement sur 10 à 15 % de la production mondiale. Le marché est très concurrentiel. Les évolutions des prix ont été partiellement corrélées avec celles du pétrole, la demande en charbon s'étant tendue lors des périodes des chocs pétroliers.

4.3. Les marchés de l'uranium :

Après les accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl, l'offre est devenue excédentaire, les prix ont fortement chuté entraînant la fermeture d'un certain nombre de mines avant un certain retour à l'équilibre.

Energie et environnement : les consommations d'énergie constituent un facteur important de dégradation de l'environnement : production de déchets nucléaires, émission lors de la combustion de combustibles fossiles de particules, de gaz polluants et de gaz à effet de serre (risque de changement climatique).

Parmi les questions ainsi posées aux économistes figure celle de la quantification des « effets externes » de l'utilisation de l'énergie et en particulier la quantification des dommages causés à l'environnement. A la question de la mesure des externalités s'ajoute celle des méthodes de leur « internalisation » (la façon de les prendre en compte). Celle-ci peut se faire par le jeu d'une taxe (proposée par A. Pigou dès les années 1920) telle que la « taxe Générale sur les Activités Polluantes » qui a fait l'objet de débats récents en France.

La méthode préférée des Américains repose sur la mise en place de marchés de permis d'émissions négociables. Ce concept est dérivé des travaux du prix Nobel d'économie R. Coase, qui a montré que l'optimum social était indépendant des allocations initiales de permis. Un tel marché favorise les initiatives de chacun et les échanges, permettant d'atteindre au moindre coût un plafond d'émissions fixe à priori.

Le premier marché a été aux Etats-Unis en 1995 pour réduire les rejets de dioxyde de soufre dans les fumées de combustion, à l'origine des pluies acides. Il semble donner des résultats satisfaisants. Remarquons que le prix de la tonne de soufre sur ce marché s'est établi (avant la remontée en 1998) à un niveau sensiblement inférieur, 1/5 environ de celui prévu auparavant par les experts. Ce sont ensuite des marchés d'émissions d'oxydes d'azote qui ont été mis en place. Enfin, c'est ce mécanisme de marché qui est (ou qui était) préconisé par les États-Unis pour participer à la réalisation des objectifs fixés à Kyoto pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (de 6% en moyenne par rapport à 1990).

Les engagements pris dans ce domaine demandent une inflexion de l'évolution des consommations d'énergie. Les progrès techniques, notamment en matière de transport, devraient permettre de poursuivre la réduction de l'intensité énergétique. Mais la seule maîtrise de la demande sera sans doute insuffisante. Les décisions politiques à prendre constituent un élément majeur d'incertitude sur le futur

de l'énergie. Pour ce qui concerne les bilans énergétiques, si le gaz naturel a quelques atouts (les externalités globales sont très sensiblement inférieures à celles du pétrole et du charbon), la nécessité d'atteindre les objectifs peut être un facteur déterminant en faveur du nucléaire d'une part, et des énergies renouvelables d'autre part. Dans de nombreux pays en développement, des options de production décentralisées pourraient être retenues aussi bien d'ailleurs pour les énergies renouvelables (piles photovoltaïques, éolien, petite hydraulique, biomasse) que pour les traditionnelles (diesels, microturbines) et les « nouvelles » (piles à combustible).

Mais les orientations liées aux engagements de Kyoto peuvent avoir des conséquences également pour les économies des pays qui modifieraient leurs fiscalités (double dividende) et sur la croissance des pays en développement (application conjointe, échanges de permis d'émission).

Stratégies des entreprises : les mouvements de privatisation et de libéralisation des marchés ont modifiés le jeu des acteurs. Des entreprises à vocation initialement « nationale » comme EDF et GDF, développent leurs activités à l'étranger. Différentes sociétés pétrolières (Shell, Total Fina Elf) affichent une stratégie de développement de leurs activités dans le secteur du gaz non seulement en amont, mais en aval et jusqu'à la production d'électricité, le plus souvent en partenariat. A l'inverse, des sociétés de distribution de gaz comme Gaz de France et Enron prennent position dans l'amont (exploration-production) et/ou dans la production électrique, tandis que des entreprises de réseau telles que les compagnies des eaux souhaitent utiliser leurs compétences et les synergies possibles pour intervenir dans la distribution d'énergie, gaz et électricité.

L'objectif de rééquilibrage d'un portefeuille d'activité, l'élargissement des champs d'action (« mondialisation ») et la pression concurrentielle sur les coûts ont constitué des facteurs favorisant les fusions entre groupes pétroliers (BP-Amoco, Exxon-Mobil, TotalFinaElf) et les alliances (dans un même secteur, ou entre pétroliers, gaziers et/ou électriciens et même entre producteurs d'énergie et banque ayant l'expérience des marchés internationaux).

Au tournant du siècle, le monde de l'énergie est donc en pleine mutation, avec l'apparition d'entreprises multi-énergie, voire multi-service, avec de nouvelles opportunités d'alliances, l'ouverture de nouvelles zones d'opération géographiques ou sectorielles, une poursuite des progrès technologiques et les défis à relever pour fournir en particulier aux pays pauvres en énergie les ressources nécessaires au développement économique tout en préservant de façon durable la qualité de notre environnement.

Section 02 : Caractéristiques de l'industrie du gaz naturel.

1.1. Définition du gaz naturel :

Le gaz naturel est souvent en association avec le pétrole. Il fait surface en même temps que le pétrole lorsque l'on fore un puits. Ce gaz est appelé gaz de tête de forage. Cependant, il existe des puits ne donnant que du gaz naturel. D'un point de vue énergétique, 1000 M³ de gaz naturel sont équivalents à une tonne de pétrole.

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés gazeux, composés organiques qui constituent des matières importantes pour l'industrie pétrochimique. Le constituant principal en est le méthane. Avant d'utiliser le gaz naturel comme combustible, on en extrait, en phase liquide, des hydrocarbures saturés lourds et d'autres composés indésirables ou inutiles (sulfure d'hydrogène, azote, dioxyde de carbone, etc.). Le gaz résiduel est dit gaz sec s'il ne contient pas d'hydrocarbures plus lourds : propane, butane, pentane. Le gaz sec est distribué aux consommateurs domestiques et industriels qui l'utilisent comme combustible. Il est aussi utilisé dans l'industrie pour fabrication des matières plastiques, de colorant, de produits pharmaceutiques, etc.

Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse. C'est la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole et son usage se développe rapidement.

1.2. Types de gaz naturel :

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leurs origines, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, un substitut renouvelable.

▣ **Gaz conventionnel non associé :** C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C₇). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO₂), du dioxyde de soufre (SO₂), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H₂S), et parfois de l'azote (N₂) et de petites quantités d'hélium (He).

▣ **Gaz associé :** Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Aujourd'hui, l'essentiel est soit réinjecté dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisé. Néanmoins, la destruction en torchère est encore d'actualité dans certaines régions.

- ❑ **Gaz biogénique** : le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. A l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20% des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique a moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du CO₂) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.
- ❑ **Gaz de charbon** : Le charbon contient naturellement du méthane et du CO₂ dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux Etats-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse également de plus en plus à l'exploitation de ce type de gaz naturel
- ❑ **Gaz de schiste** : Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais, comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile.
- ❑ **Hydrates** : Les hydrates de méthane sont des structures de glace contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation relativement récente de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le permafrost ou sur le plancher océanique. Le volume de gaz existant sous cette forme est inconnu, variant de plusieurs ordres de grandeur selon les études. Aucune technologie ne permet actuellement d'exploiter ces ressources.
- ❑ **Gaz de pétrole** : Plusieurs hydrocarbures parmi les plus légers, tels que propane, butane ou pentane, une fois liquéfiés, sont employés comme combustibles. Ces gaz proviennent du gaz naturel ou sont produits lors de la distillation du pétrole. Vendus en bouteilles séparément ou en mélange, sous les noms « butane » et « propane », ils servent à alimenter des appareils, tels que cuisinières et radiateurs, ou dans les localités non rattachées à un réseau de distribution de gaz.

1.3. Historique :

Les historiens aiment à rappeler l'utilisation de gaz naturel par les chinois à l'époque des « Royaumes Combattants » et citent volontiers ses premières applications, déjà contées par Aristote dans ses Histoires Merveilleuses. Il faudra pourtant attendre la première distillation de la houille réalisée par l'Anglais Clayton en 1691 et les siècles qui suivirent, pour que de nombreux inventeurs contribuent à la naissance du gaz. Celui-ci, entièrement manufacturé à son origine, sera essentiellement un sous-produit des cokeries. Bon marché et commode d'emploi, son essor initialement rapide marquera cependant assez vite un palier, lié à l'ampleur des investissements requis pour sa production.

L'industrie pétrolière et les découvertes d'importants gisements de gaz naturel permettront tout d'abord la relève, puis assureront le développement d'une importante source d'énergie, couvrant désormais près de 20 % des besoins énergétiques mondiaux.

Au niveau mondial, la production de gaz naturel a constamment accompagné celle du pétrole.

Il semblerait que l'industrie gazière ait un retard d'une quinzaine d'années par rapport à l'industrie pétrolière. Le facteur temps, cependant, n'est pas à l'origine de ce phénomène. En effet, aux Etats-Unis, la conjonction d'énormes disponibilités à bas coût et d'un marché en développement intense a permis très vite au gaz naturel de jouer sur la scène énergétique un rôle analogue à celui du pétrole. Ailleurs, les obstacles à son développement ont été nombreux. Tout comme pour le pétrole, les zones de consommation potentielle et de production ne coïncident pas. Or, du fait d'une densité énergétique beaucoup plus faibles, le coût du transport du gaz par canalisations est bien plus élevé que celui du brut. D'autre part, pendant longtemps, les transports intercontinentaux n'étaient pas possibles. Enfin, la dispersion des consommateurs, ménages et petites entreprises essentiellement, confère au gaz un coût de distribution largement supérieur à celui du pétrole. De ce fait, le gaz n'était guère valorisable que sur des marchés « locaux », d'où son fréquent gaspillage en de nombreux lieux de production.

C'est ainsi que jusque vers les années 1960, le seul marché des Etats-Unis absorbait plus de 80 % de la production mondiale commercialisée de gaz naturel. A cette même époque, en France, malgré la mise en production du gisement de Lacq découvert en 1951, la production de gaz naturel restait nettement inférieure à celle de gaz manufacturé. L'industrie gazière présente une autre originalité par rapport à son homologue pétrolier. La distribution du gaz est reconnue comme un service public, de sorte que, dans la plupart des pays, l'autorité administrative attribue à un niveau local, régional et parfois national un monopole de la distribution à des sociétés soumises en contrepartie à un cahier des charges et à des contrôles. Ainsi, aux Etats-Unis, les sociétés gazières furent parmi les premières sociétés publiques à être créées (Public Utilities). Dans ce pays, le transport par gazoduc fut également réglementé, en vertu du Naturel Gas Act de 1938 qui conféra ce pouvoir à la Federal Power Commission, dont l'autorité est limitée aux échanges entre Etats Fédéraux, fixe depuis 1954 des prix limites à l'entrée des Etats à des niveaux relativement bas. Cette politique a pendant longtemps permis le développement du marché du gaz Etats-Unis avant de pénaliser lourdement la rentabilité des investissements « amont » pourtant indispensables au maintien du niveau de production. A partir de

1950, de nombreuses découvertes modifient le panorama décrit jusqu'à présent. Elles interviennent dans de nouvelles régions et permettent un développement rapide des productions et consommations, tout particulièrement en Europe de l'Est et de l'Ouest. Ces années marqueront également l'essor du commerce gazier et verront la naissance des premiers transports intercontinentaux, affirmant désormais le caractère international de cette industrie.

1.4. Propriétés du gaz naturel :

Chaque source d'énergie primaire est comptabilisée dans une unité spécifique. Pour le gaz naturel, on retient généralement le mètre cube (ou pied cube dans les pays anglo-saxons). Du fait de sa compressibilité, les conditions de température et de pression influent sur le résultat des mesures, comme indiqué ci-après :

- Système américain (60° F, 760 mmHg) ou condition Standard ;
- Système international (0°, 760 mmHg) ou condition Normales (N) :

$$1 \text{ Nm}^3 = 1,056 \text{ m}^3 \text{ (Standard)}$$

D'autres système viennent ajouter à la confusion, d'autant plus que les publications indiquent rarement la référence retenue. Dans cet ouvrage, sauf indication contraire, l'unité de volume sera le mètre cube Standard.

$$1 \text{ m}^3 = 35,31 \text{ pieds cubes} \quad 1000 \text{ pieds cube} = 28,32 \text{ m}^3$$

$$\text{pied cube/jour} = 10 \text{ m}^3/\text{an}$$

Cependant, de plus en plus, les gaziers utilisent des kilowattheurs, ou British Thermal Unit (Btu) afin de s'abstraire des pouvoirs calorifiques fort variables de leur matière première. En effet, le gaz naturel n'est pas un corps pur. Il est presque toujours constitué d'un mélange de méthane (CH₄), d'éthane (C₂H₆), d'autres alcanes, encore appelés liquides de gaz naturel (LGN ou, en anglais, NGL : natural gaz liquide, de composés soufrés, de gaz inertes et de vapeur d'eau (tableau ci-dessous). L'équivalence généralement retenue est : **1 m³ de gaz naturel = 9 th**

La valeur économique du gaz naturel sera donc fonction des coûts et avantages liés à la présence de ces différents constituants. Les installations de traitement (désulfuration, dégazolinage, voire unité de soufre) peuvent ainsi représenter le quart de l'investissement total (production et traitement) pour un champ situé à terre. Inversement, la présence de sous-produit tels que l'hélium peut améliorer la valorisation globale.

Par ailleurs, afin de lutter contre le gaspillage économique que constitue encore le torchage de quantités non négligeables de gaz associé dans certaines régions, se développent, parallèlement, des installations d'extraction et de séparation (LGN extraits du gaz naturel puis fractionnés en GPL et condensas) ainsi que des usines de liquéfaction de la phase gazeuse (méthane). Les principales caractéristiques de ces produits figurent ci-dessous :

Gaz Naturel Liquéfié (GNL ou en anglais LNG):	
Température de liquéfaction à la pression atmosphérique..... -162 °C
Masse volumique du GNL.....Kg/m ³	(420 à 500)
m ³ de gaz contenus dans 1 m ³ de GNL.....	Env. 600
1 tonnes de GNL = 2,2 m³ GNL = 1350 M3 gaz = 1,2 tep	

Gaz de pétrole Liquéfié (GPL ou en anglais LPG):	Propane	Butane
Température de liquéfaction à la pression atmosphérique.....	-42°C	-1°C
Pouvoir calorifique supérieure:	.	.
En th/Nm ³	23,690	30,7
En th/t.....	12100	11900
1 tonnes de GPL (50 % C3 / 50 % C4) = 1,2 tep		

1.5. Pouvoir Calorifique du Gaz naturel :

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en KWh ou MJ, qui serait dégagé par la combustion complète de un (1) mètre cube normal (m³ (n)) de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante et égale à 1,01325 bar, le gaz et l'air étant à une température initiale de 0°C et une pression de 1,01325 bar.

Le pouvoir calorifique du gaz naturel s'exprime en MJ ou KWh par mètre cube.

On distingue 2 pouvoirs calorifiques.

PCS = PCI + Chaleur latente d'évaporation.

- PCS = pouvoir calorifique supérieur

C'est la quantité de chaleur en KWh ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète de un (1) mètre cube normal de gaz. L'eau formée pendant la combustion étant ramenée à l'état liquide et les autres produits étant à l'état gazeux.

- PCI = pouvoir calorifique inférieur

Il se calcule en déduisant par convention, du PCS la chaleur de condensation (2.511 kJ/kg) de l'eau formée au cours de la combustion et éventuellement de l'eau contenue dans le combustible.

- Chaleur latente de vaporisation

La combustion d'un produit génère, entre autres, de l'eau à l'état de vapeur. Pour la vaporisation de 1 kg d'eau, 2.511 KJ/Kg sont nécessaires. Cette énergie se perd avec les gaz

de combustion évacués par la cheminée à moins de condenser la vapeur d'eau et d'essayer de récupérer la quantité de chaleur contenue dans cette eau de combustion en la condensant (chaudières à condensation)

Le gaz naturel contient cependant plus d'hygiène, par conséquent, la déperdition d'énergie est plus importante lors de la combustion en raison de la formation de vapeur d'eau évacuée par la cheminée. Environ 10 % de l'énergie disponible est perdue dans ce cas.

Rapport PCI/PCS pour le gaz naturel : environ 0,9

Pour le gaz naturel, on distingue :

- Les gaz « type B » (ou « type L »)
Distribués dans le nord de la France. Ils ont un pouvoir calorifique supérieur compris entre 9,5 et 10,5 KWh/m³ (n). C'est essentiellement le cas du gaz de Groningue (en provenance des Pays-Bas). Ce gaz se distingue par sa teneur élevée en azote.
- Les gaz « types H »
Distribués sur le reste du territoire français. Ils ont un pouvoir calorifique supérieur compris entre 10,7 et 12,8 KWh/M³ (n)

Pour la plupart des appareils domestique, ces deux types de gaz sont interchangeables, certains appareils nécessitant cependant un réglage.

1.6. Les usages du gaz naturel :

Dernière arrivée parmi les grandes énergies fossiles dans les conquêtes des marchés énergétiques, le gaz naturel a pénétré tous les secteurs de consommation, soit comme combustible, soit comme matière de la chimie. Toutefois, les contraintes techniques et économiques de son transport impliquent et impliqueront encore une certaine cinétique du développement de ses marchés.

Les utilisations les plus massives et les plus proches des sources d'approvisionnement, qui conduisent aux coûts de transport les plus faibles, sont les étapes initiales obligées de ce développement. Elles permettent aussi la mise en place des équipements de base d'une industrie gazière : production, traitement et réseaux de conduites principales. C'est à partir de cette infrastructure centrale que peut s'amorcer, puis s'accélérer, une diversification des utilisations du gaz vers des usages de taille unitaire progressivement plus modeste, à l'aide de réseaux de distribution de plus en plus ramifiés.

Par ailleurs, le placement du gaz naturel auprès des différents consommateurs finals doit respecter des contraintes de nature physique et économique. Ainsi, le secteur résidentiel-tertiaire se présente-t-il comme marché très fragmenté, mais dont les besoins évoluent considérablement au rythme des saisons dans les pays septentrionaux, à l'inverse du marché industriel constitué d'un faible nombre de clients et dont la demande fluctue peu dans l'année. Comme les approvisionnements gaziers sont relativement stables, pour assurer une demande qui varie il est nécessaire de constituer des stockages en nombre suffisant. Cette contrainte physique favorise le développement des ventes au secteur industriel. Cependant, les meilleures conditions de valorisation du gaz dans le secteur résidentiel-tertiaire plaident en sens inverse. Toutefois, comme on le verra plus loin, la maturité des marchés gaziers explique pour

une large part les structures actuelles de leurs consommations sectorielles et leurs perspectives d'évolution. Quels sont, dans l'ordre le plus fréquent de leur développement, les grands secteurs d'utilisation du gaz ?

➤ **Les autoconsommations du secteur énergétique**, hors centrales électriques, correspondent essentiellement aux besoins propres de l'industrie pétro-gazière. En dehors de celles des usines à gaz manufacturé, qui tendent à devenir de plus en plus marginales, l'ampleur des consommations de ce secteur est directement liée à l'importance des activités locales des industries du pétrole et du gaz.

➤ **La production d'électricité** constitue généralement le véritable premier maillon du développement des utilisations du gaz naturel. Dans ce secteur, le gaz a subi, de plein fouet, la concurrence du charbon et du nucléaire au cours des deux dernières décennies. Après une régression sensible, localisée essentiellement dans les pays de L'OCDE, le gaz tend à nouveau à gagner des points sur ce marché, sous la pression des contraintes liées à l'environnement, mais aussi grâce au développement des technologies de la cogénération (électricité et chaleur) ou des centrales à cycle combiné qui offrent des rendements, des investissements et des coûts d'exploitations très attractifs.

L'industrie est un secteur clé d'utilisation du gaz naturel, tant par la taille de ses enlèvements unitaires que par leur stabilité tout au long de l'année. C'est aussi un secteur où les qualités spécifiques du gaz naturel, associées à un développement dynamique des techniques d'utilisation, peuvent lui assurer une large pénétration. Les crises qui ont frappé les industries lourdes dans les pays industrialisés occidentaux, fortement consommatrices d'énergie, ont pesé sur la croissance globale des marchés industriels. Toutefois, cette évolution paraît aujourd'hui dépassée. Avec la croissance rapide des industries de taille moyenne ou petite, le secteur industrialisés mais aussi dans les pays en phase de décollage industriel

Le gaz naturel, y compris ses fractions lourdes associées au méthane (éthane, GOL et essence naturelle), ouvre la voie à une pétrochimie presque aussi large que celle des produits pétroliers. Le gaz naturel, proprement dit, à une part prépondérante dans la fourniture des matières premières pour la production de l'ammoniac (engrais azotés) et celle du méthanol. Plus de 75 % des capacités mondiales de production d'ammoniac et plus de 85 % de celles de méthanol sont alimentés par du gaz naturel. Celui-ci, offre, en terme d'investissement, de coût opératoires et de rendement, des avantages considérable par rapport aux matières concurrentes. Enfin, l'ammoniac, avec les engrais azotés, représente un secteur en progression rapide dans les pays en voie de développement, en raison de la croissance des besoins de leur agriculture. Il y assure souvent une étape de diversification supplémentaire de l'usage du gaz naturel après celle de la production d'électricité.

Le secteur résidentiel tertiaire constitue le stade avancé de la diversification des usages du gaz naturel ; c'est aussi, comme nous l'avons dit, le plus exigeant en infrastructure compte tenu de la modestie des consommations unitaires de sa clientèle, de leur saisonnalité et de leurs dispersions géographiques. Ce secteur recouvre généralement trois types d'utilisation : le chauffage des locaux (éventuellement la climatisation), la fourniture d'eau chaude et la cuisson des aliments. Toutefois, ces

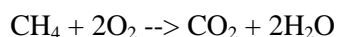
trois demandes ne sont pas d'importance égale et varient selon les conditions climatiques. En particulier, les volumes de consommation ne peuvent être que très faibles dans les pays à climat chaud, ce qui limite fatalement les progrès possibles dans ce secteur pour un grand nombre de pays en voie de développement. En revanche, dans la plupart des pays industrialisés, à climat plus rigoureux, le gaz dispose encore d'une marge appréciable de pénétration compte tenu de ses atouts spécifiques : propreté, absence de stockage, entretiens réduits, souplesse d'utilisation et rendements énergétique élevés des installations.

Enfin, **le secteur des transports** reste encore très peu accessible au gaz naturel : le gaz naturel comprimé, les GPL et les composés oxygénés dérivés du gaz (méthanol, alcools lourds, MTBE) n'apportent qu'une contribution marginale aux besoins de ce secteur. Toutefois, tant pour des raisons économiques que stratégiques, un certain nombre de pays ont entrepris ou envisagent de développer des carburants de synthèse issus de matières premières non pétrolières. Dans ces stratégies, le gaz naturel pourrait, sans doute, offrir les solutions les plus intéressantes par transformation chimique en essences ou distillats suivant des procédés s'inspirant de ceux du raffinage pétrolier.

Le secteur énergétique, hors centrales électriques, occupe encore une place prépondérante de la demande dans les régions en voie de développement productrices de pétrole et de gaz, et au Japon dans la constitution du gaz de ville manufacturé. De la même façon, la génération d'électricité, autre usage massif du gaz, peut représenter une part importante de la demande gazière, 20 à 40 % de l'ensemble des consommations, dans les régions fortement productrices où la diversification des utilisations est peu avancée. C'est souvent le cas des pays en voie de développement, mais c'est aussi celui de la Russie en quête de substitution des fuels pétroliers dans les centrales électriques. Dans un registre tout différent, le Japon montre une proportion extrême, plus de 70 %, qui traduit essentiellement les contraintes d'environnement particulièrement sévères de ce pays.

Les usages en industrie montrent généralement des écarts sensiblement moins larges entre pays industrialisés à expérience gazière ancienne et nouveaux pays gaziers. La plupart des régions se trouvent dans une plage de 25 à 35 % en ce qui concerne la place de ce secteur dans la demande gazière totale. Les zones les moins avancées dans leurs développements montrent des valeurs inférieures, l'Afrique tout particulièrement. Parmi les pays industrialisés, le Japon ici encore se distingue par des valeurs très basses qui résultent autant de la prépondérance de l'usage en centrales que de la faiblesse de son réseau de gazoducs.

Le gaz naturel est l'un des moyens énergétiques les moins polluants. En effet, lorsque sa combustion est complète, il n'émet que de l'eau et du dioxyde de carbone :



Comme tous les combustibles fossiles, après combustion, il rejette du gaz carbonique, mais seulement 55 kg par giga joule de chaleur produite, contre 75 pour le pétrole brut, et 100 environ pour le charbon. L'avantage du gaz naturel est encore plus grand si l'on tient compte des émissions sur le cycle complet « du puits au brûleur » et pas seulement de celles résultant de l'usage final du

combustible : en effet, l'extraction et le traitement du gaz naturel consomment beaucoup moins d'énergie.

L'utilisation du gaz naturel ne produit pratiquement pas d'oxydes d'azote (NO_x), et quasiment aucune pollution locale comme les oxydes de soufre, les poussières, etc. Cet intérêt écologique a une conséquence économique directe : une installation (centrale électrique, chaufferie, cimenterie ou autre) brûlant du charbon a besoin de dispositifs de dépollutions sont très coûteuses à construire et à entretenir. Avec le gaz naturel, ces appareillages sont inutiles, d'où une économie importante. De plus, le gaz naturel ne laisse pas de cendres.

Il est utilisé comme source d'énergie dans l'industrie afin de produire de la chaleur (chauffage, fours...) et de l'électricité. En 2006, au niveau mondial, plus de 20 % de l'électricité est produite à partir de gaz naturel, et cette part ne cesse d'augmenter. Chez les particuliers, le gaz naturel est utilisé pour le chauffage, l'eau chaude et la cuisson des aliments. Enfin, depuis quelques années, le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé en France comme carburant pour les véhicules (GNV). Mais déjà plus d'un million de véhicules au gaz naturel roulent déjà dans le monde, dans des pays comme l'Argentine et l'Italie.

Le gaz naturel est aussi la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique : à la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui à leur tour servent dans diverses industries :

- Engrais,
- Résines,
- Plastiques,
- Solvants,
- Raffinage du pétrole

C'est aussi à partir du méthane qu'on synthétise l'ammoniac (NH_3) et l'urée ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$), qui sont le point de départ de l'industrie des engrais.

En 2006, globalement, l'usage du gaz naturel est en expansion, la plupart des pays favorisant son usage accru partout où il peut substituer au pétrole. Il présente en effet plusieurs avantages en comparaison avec ce dernier : moins cher en général, moins polluant, il permet également une diversification des approvisionnements énergétiques des pays importateurs (géopolitique), même si la crise entre l'Ukraine et la Russie au début de l'année 2006 montre que ce n'est pas « LA » solution miracle. Dans certains pays, comme la Russie ou l'Argentine, l'usage du gaz naturel a même dépassé celui du pétrole.

Le gaz naturel est devenu une industrie globale, ce qui tranche singulièrement avec l'époque (jusqu'aux années 1950, bien plus tard dans certains pays), où il était avant perçu comme un coproduit encombrant et dangereux des puits de pétrole.

1.7. Industrie du gaz :

Amont : Extraction et traitement

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des même zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80% ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport.

L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvé au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole.

Lors de l'extraction, la détente à la tête de puits provoque la condensation des hydrocarbures C5 à C8. Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » ou « liquide de puits de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphtha). Tout le reste (hydrocarbures C1 à C4, CO_2 , H_2S , et He) est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz. Il faut donc deux réseaux de collecte, un pour le gaz et un pour les condensats.

Dans une usine (qui peut être proche des gisements, ou proche des lieux de consommation), le gaz subit ensuite une déshydratation par point de rosée, puis les différents composants sont séparés. Les hydrocarbures C2 à C4 sont vendus sous le nom de gaz de pétrole liquéfié (GPL, et non pas Gaz naturel liquéfié (GNL)). Le CO_2 est le plus souvent simplement rejeté dans l'atmosphère, sauf s'il y a un utilisateur proche. Parfois, on le réinjecte dans une formation souterraine (séquestration) pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le gaz acide est vendu à l'industrie chimique ou séquestre. L'hélium est séparé et commercialisé, s'il est présent en quantité suffisante, dans certains cas, il représente une addition très importante aux revenus générés par le gisement.

Les condensas et les GPL ont une telle valeur marchande que certains gisements sont exploités uniquement pour eux, le « gaz pauvre » (méthane) étant réinjecté au fur et à mesure, faute de débouchés locaux. Même lorsque l'essentiel du gaz pauvre est vendu, on en réinjecte souvent une partie dans le gisement, pour ralentir la baisse de pression, et récupérer au final une plus grande partie des condensas et du GPL.

L'autre partie (la plus grande) est transportée par gazoduc ou par méthanier vers les lieux de consommation

Aval : Transport

Le transport du gaz traité (gaz pauvre, presque exclusivement du méthane) est par nature beaucoup plus difficile que pour le pétrole. Cela explique que, pendant longtemps, les gisements de gaz n'intéressaient les compagnies que s'ils étaient relativement proches des lieux de consommation, tandis que les gisements trouvés dans des endroits isolés n'étaient développés que si leur taille justifiait les infrastructures nécessaires. Sachant que la rentabilité des gisements gaziers s'est considérablement améliorée depuis plusieurs années, plusieurs gisements qui étaient vus comme « sub-commerciaux » sont maintenant profitables.

Pour transporter le gaz naturel des gisements vers les lieux de consommation, les gazoducs sont le moyen le plus courant. Mais une part croissante du gaz consommé est transportée sous forme liquide, à -160°C et à pression atmosphérique, dans les méthaniers du lieu de production vers les lieux de consommation : c'est ce que l'on appelle le GNL, ou Gaz Naturel Liquéfié. Sous cette forme liquide, le gaz naturel offre, à volume égal avec le fioul domestique, un pouvoir calorifique qui correspond à plus de la moitié du pouvoir calorifique de celui-ci.

Mais cette solution qui permet de « condenser » l'énergie gazeuse sous un volume réduit exige des investissements très lourds, tant pour la liquéfaction que pour le transport. A titre indicatif, le coût d'une usine de liquéfaction, de taille minimale de l'ordre de 45 Gthermies/an (3,5 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié) est de l'ordre de 400 à 500 millions USD et si l'on veut doubler cette capacité, il faut ajouter 85 % de plus à ce coût.

Les navires de transport, qui ont des réserves cryogéniques, coûtent également très cher : en 2006, plus de 200 millions d'euros pour une capacité de 100.000 tonnes, soit le prix d'un pétrolier de quelque 300 000 tonnes.

Mais, vu l'augmentation constante des besoins en énergie de toutes sortes et la flambée du prix du pétrole depuis le début du XXI^e siècle, tous ces investissements sont amplement justifiés. La filière du gaz naturel liquéfié nécessite cependant une taille importante pour être économiquement viable, il faut donc une forte production à exporter pour justifier la construction d'une usine de liquéfaction et, inversement, d'importants besoins d'importation pour construire un terminal de réception. En 2006, il n'existe aucun projet en dessous de 2 ou 3 millions de tonnes par an pour l'exportation, 1 pour l'importation.

A l'arrivée aux lieux de consommation, le gaz naturel est fractionné, si nécessaire, pour le séparer de l'éthane, du propane et du butane, puis le regazéfier. Ici encore, il faut des investissements énormes pour la réception, le stockage et la regazéification.

Pour traitement, et si l'on veut séparer les GPL avant le transport, à partir des gisements des gaz et de condensats (si ceux-ci sont proches), on installe deux réseaux de collecte, un pour le gaz naturel et un autre pour les condensats. Le gaz et les condensats sont dirigés vers des installations de traitement et de désulfuration.

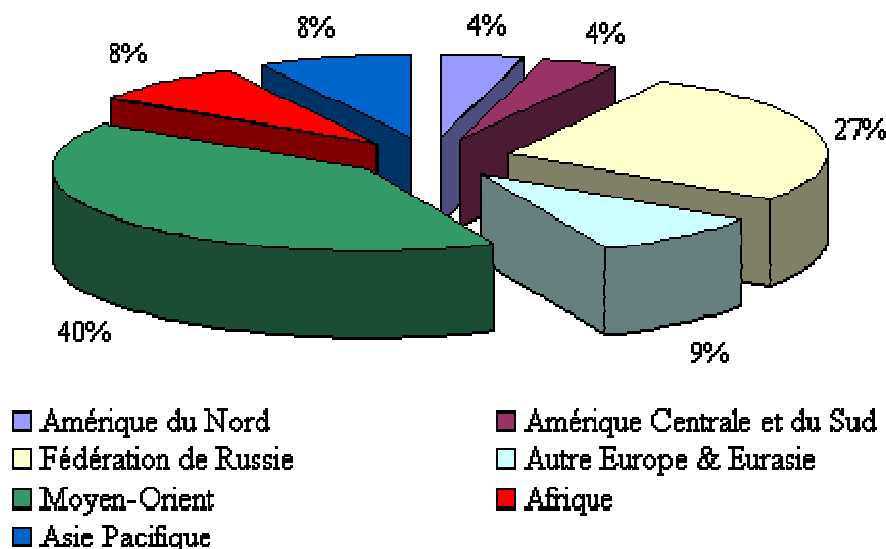
- A. Dans des conditions normales (0° et 760 mm de Hg), 1 m^3 de gaz naturel a un pouvoir calorifique supérieur (PCS) de 8 à 10 thermies suivant son origine (soit 33 à 42 MJ). Pour le gaz de Lacq, dont le gisement est maintenant épuisé, ce PCS était de 9,6 thermies (40 MJ)
- B. Le point critique du méthane est caractérisé par une pression de 45,96 bar et une température de $-82,7^{\circ}\text{C}$. Pour liquéfier le gaz naturel, dont le point critique est proche de celui du méthane, il faut fournir une température inférieure à cette température.

Section 3 : Le marché du gaz naturel

3.1. Les réserves de gaz naturel

Ces réserves, bien que limitées sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde. On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir.

Répartition des réserves de gaz naturel en 2006



Source : BP , Statistical Review of World Energy Juin 2006

Les réserves prouvées sont celles qui pourraient être produites avec la technologie actuelle.

L'ex Union soviétique et le Moyen-Orient se partagent à eux deux environ les trois quart des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 38% et 35% du total).

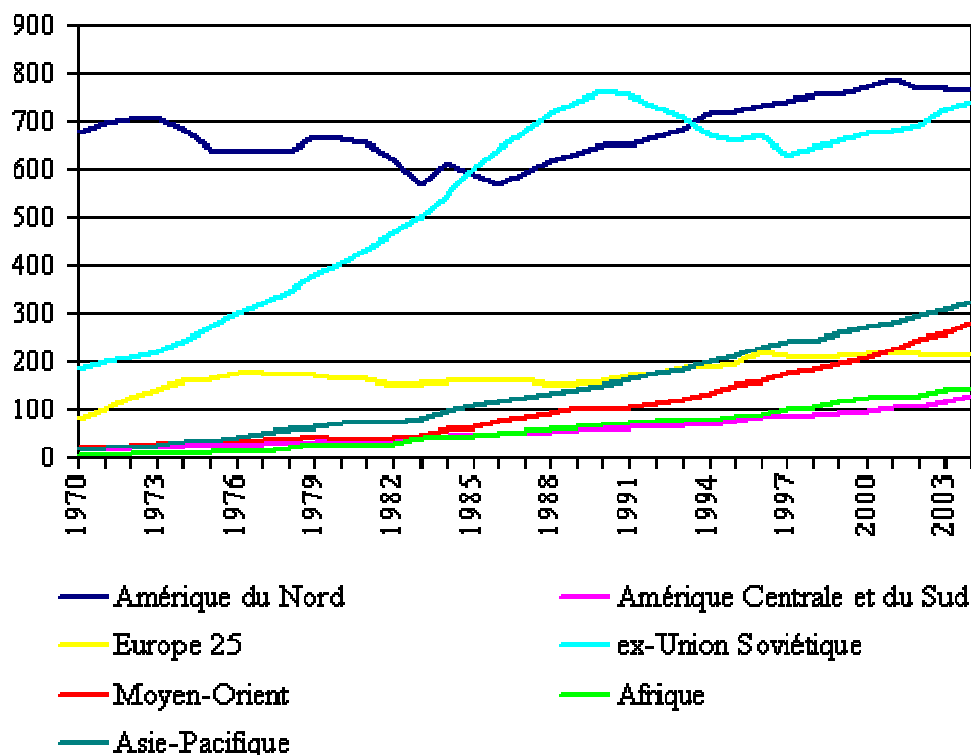
Les réserves mondiales de gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient en 2006, à près de 200 trillion de mètres cubes.

Les réserves algériennes de gaz sont estimées, quant à elles, à 4000 Milliard de M3. (Le classement mondial des réserves de gaz naturel prouvées par pays est en annexe 1).

Le ratio mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel est entre 60 et 70 ans. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus.

3.2. La production de Gaz naturel :

Production de gaz naturel en milliards de mètres cubes sur la période 1970-2005



Source : BP Amoco, Statistical Review of World Energy Juin 2006

Les principaux pays producteurs en 2006 étaient les Etats-Unis et la Fédération de Russie avec respectivement 22,9 % et 22,5 % de la production mondiale. D'autres Etats possèdent également une certaine importance tels que le Canada, le Royaume-Uni, l'Algérie, l'Indonésie, l'Iran, les Pays-Bas, la Norvège et l'Ouzbékistan. Ces dix pays ont représenté à eux seuls plus de 84% de la production totale de gaz naturel en 2006. A noter que l'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique produisent 59% de la production globale.

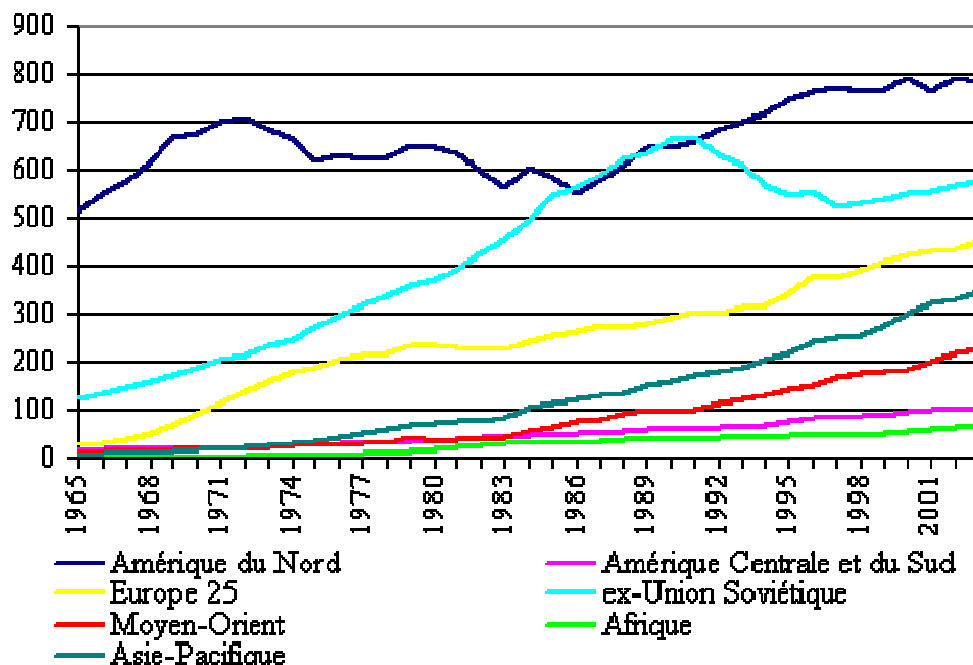
La production mondiale totale en 2006 était de 2674 milliards de mètres cubes en croissance de 4,3% par rapport à l'année précédente. Une croissance sensiblement plus élevée que la moyenne annuelle sur la période 1990-2000. Bien que la production ait augmenté dans toutes les régions, la croissance la plus rapide a été enregistrée au Moyen-Orient et en Afrique. Pendant la décennie 90, la production a progressé dans toutes les régions sauf en ex Union soviétique. (Le classement mondial des pays producteurs de gaz est en annexe 2).

Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est anticipée en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiés en prévision d'une demande future haussière.

3.3. La consommation de gaz naturel :

Le gaz naturel représente plus du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le graphique ci-après, cette consommation a considérablement augmenté au cours des 30 dernières années.

Consommation de gaz naturel de 1965 à 2005



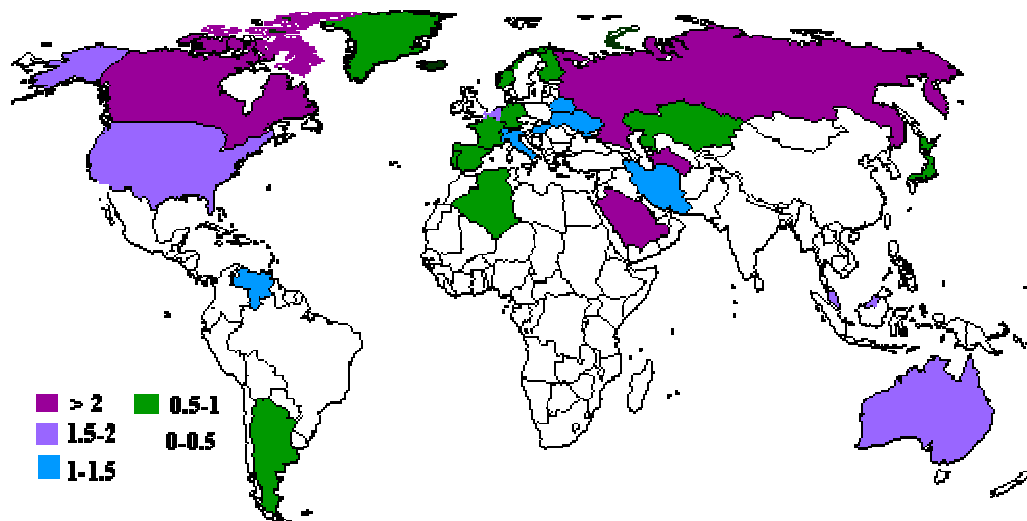
Source : Secrétariat de la CNUCED selon les données de BP Amoco, Statistical Review of World Energy juin 2006

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2006 étaient les Etats-Unis, avec 27,2% de la consommation totale et la Fédération de Russie, avec 15,7%. L'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique ont consommé ensemble environ 55% du gaz naturel produit. La part de l'Europe dans la consommation totale de gaz naturel était de 19,1%. Ces trois zones représentent à elles seules les trois quart de la consommation globale.

La croissance de la consommation était 4,8% en 2006, avec des taux plus élevés en Afrique (12,8%) et en Asie (7,8%). La consommation mondiale totale a représenté 2404,6 milliards de mètres cubes. (Les classements des pays importateurs de gaz naturel et des pays exportateurs de gaz naturel sont respectivement en annexe 3 & 4).

Les principales agences énergétiques mondiales prévoient une progression importante de la demande à travers le monde au cours des vingt prochaines années, croissance qui devrait principalement avoir lieu au sein des pays en développement car pays à forte croissance.

Consommation moyenne par personne de gaz naturel en équivalent tonne de pétrole



Source : Secrétariat de la CNUCED selon des données de BP Amoco, Statistical Review of World Energy juin 2005

Une demande domestique importante en Algérie :

Le gaz naturel joue un rôle principal dans la politique énergétique domestique de l'Algérie, qui implique de faire le gaz carburant prioritaire à l'utilisation primaire et à la consommation finale dans l'industriel résidentiel et secteurs de transport. Le gouvernement a fixé un objectif d'avoir 95% de l'électricité de l'Algérie produit par le gaz, et lui fournit l'appui substantiel aux efforts spearheaded par la filiale de Sonatrach descendant, Naftal, pour développer l'infrastructure de conversion et de distribution nécessaire pour le gaz de pétrole liquéfié (GPL) à employer comme carburant de véhicule sur une échelle répandue.

En tant qu'élément du three year courant du gouvernement projette de développer le gaz domestique système de distribution, couvrant la période 2002-2004, elle avait installé 8.000 kilomètres de gazoducs domestique pour relier 188 villes et les villages et fournissent 360.000 nouveau utilisateurs.

Consommation domestique du gaz naturel de l'Algérie en 2006 a été estimée par Cedigaz à 27.32 milliards de m³.

3.4. Les marchés régionaux :

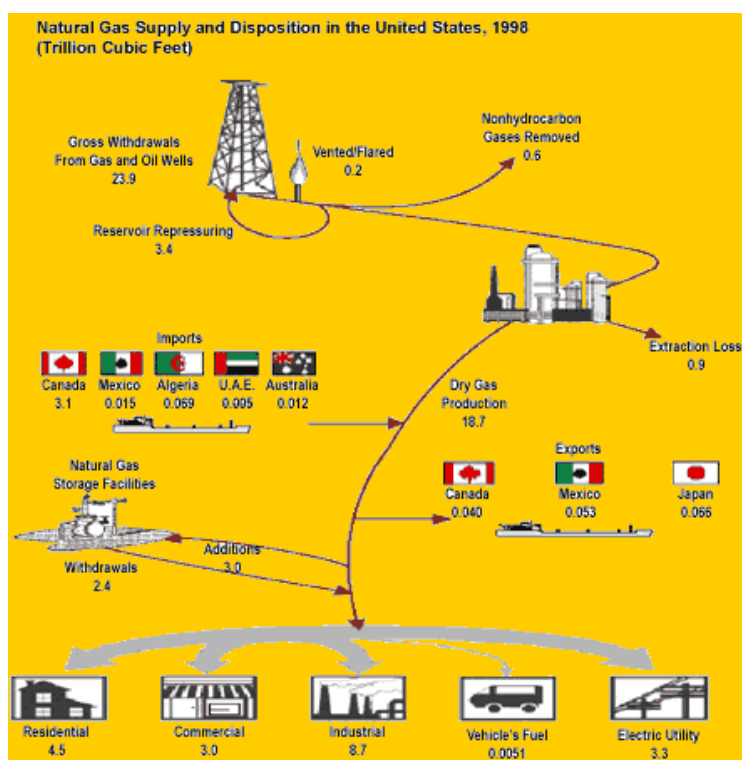
En raison de la faible proportion de gaz naturel échangée par rapport à la quantité produite, il n'existe pas véritablement de marché global, mais des marchés régionaux, qui possèdent des organisations, une maturité et des filières différentes. Les principaux débouchés sont l'Amérique du Nord, l'Europe de l'ouest et l'ex Union soviétique. D'autres marchés régionaux prennent de l'importance, tels que la région Asie-Pacifique et l'Amérique Latine. La demande en provenance d'Afrique, d'Asie du sud-est et de Chine est principalement satisfaite par des sources internes ou régionales. Le Moyen-Orient est essentiellement une région productrice.

Amerique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché très intégré et mature pour le gaz naturel. Il est presque autosuffisant. Le processus de libéralisation de ce marché a débuté dans les années 70, au Canada et aux Etats-Unis et ce sont ces pays qui ont été le plus loin dans l'ouverture de ce secteur à la concurrence.

Les Etats-Unis sont le premier producteur mondial et le premier consommateur de gaz naturel. Selon l'étude de l'USEA (United States Energy Association) "Vers une stratégie nationale de l'énergie", le nombre des consommateurs de gaz naturel aux Etats-Unis a augmenté depuis quelques années et représente environ 185 millions en 2005. Le gaz naturel produit à partir de 288 000 puits, est expédié par 125 compagnies d'exploitation de gazoducs, via un réseau souterrain de 1,3 million de miles, à plus de 1.200 compagnies de distribution de gaz qui fournissent le service à la clientèle dans chacun des 50 états. La quasi totalité du gaz consommé aux États-Unis est produit en Amérique du Nord. De grands dépôts existent dans environ la moitié des 50 états, mais cinq d'entre eux : le Texas, la Louisiane, l'Alaska, le Nouveau Mexique et l'Oklahoma détiennent plus de la moitié des réserves du pays.

Le graphique suivant schématise le fonctionnement du marché du gaz naturel aux Etats-Unis en



1998 :

Source : Energy Information Administration

Europe de l'Ouest

Les réserves de gaz naturel en Europe de l'ouest sont limitées. Elles comptent pour moins de 5% des ressources globales. Actuellement, le marché européen est marqué par des changements structurels

importants résultant du processus de libéralisation. Les pays producteurs principaux sont les Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni. L'industrie du gaz en Europe consiste principalement en des activités situées en aval de la production tels que le transport ou la distribution.

Plus de 30% de la consommation de gaz est satisfaite à travers des gazoducs, par des importations en provenance d'ex Union soviétique et d'Algérie à travers des gazoducs ainsi que par du GNL en provenance d'Afrique du Nord. On s'attend à une progression de la dépendance face aux importations dans le futur, bien que l'offre soit considérée comme étant à une distance géographique raisonnable.

La structure de l'offre de gaz naturel ainsi que le système de transport en Europe sont présentés dans le graphique ci-après :



Source : Eurogas

Ex Union Soviétique

L'ex Union soviétique possède les plus grandes réserves mondiales de gaz naturel prouvées. La Fédération de Russie est le deuxième pays producteur et le premier exportateur. Le gaz naturel est le combustible prédominant en Russie, où il représente près de la moitié de la consommation intérieure. La Fédération de Russie exporte entièrement le gaz qui n'est pas consommé domestiquement. Avant la dissolution de l'Union soviétique, la majeure partie de ce gaz était exportée vers l'Europe de l'Est. Depuis lors, la Russie a continué de fournir la CEI et l'Europe de l'Est tout en essayant de diversifier géographiquement ses exportations, avec plus de 62% du volume exporté en dehors des zones traditionnelles. Outre la Russie, le Turkménistan est le seul exportateur significatif. L'industrie russe de gaz naturel est un monopole dominé par la société Gazprom, qui contrôle plus de 95% de la production.

3.5. Evolution du prix du gaz naturel depuis 30 ans :

Le gaz naturel est souvent oublié des investisseurs au profit du pétrole, ceci est dû à son faible coût. Mais depuis le début de l'année 2000, le gaz naturel est sorti de son hibernation en même temps que d'autres sources d'énergie, elles aussi oubliées des investisseurs. Cet article est une simple analyse graphique du prix du gaz naturel au USA depuis 1976 avec quelque remarque sur le marché du gaz naturel.

Le graphique du prix du gaz naturel à long terme

a. 1979-2000

De janvier 1979 à janvier 2000, le prix du gaz naturel est resté entre 1 et 3 dollars. La moyenne du prix du gaz naturel pendant ces 20 ans est de 1.95 dollar par milliers de pieds cubes. Le prix moyen est donc en plein milieu du canal.

b. Sorti du canal en janvier 2000

Au début de l'année 2000, le prix du gaz naturel sort par le haut de canal, il casse alors la résistance des 3 dollars par mcf. Ensuite, le prix du gaz naturel a touché deux fois un maximum légèrement en dessous de 7 dollars par mcf.

c. Construction d'un triangle

Le triangle du prix du gaz naturel se structure à partir de janvier 2000. Le triangle se construit à partir de 2 dollars et se termine à 7 dollars par mcf. En cas de sortie par le haut, l'objectif est à 12 dollars ($7-5=2\$$, $5+7=12\$$). Même si ce triangle est invalide, et que le prix du gaz naturel sort par le bas du triangle, il y a un très gros support qui devrait l'empêcher de descendre de 3 dollars par mcf.

d. Perspective des cours du gaz naturel :

- Option pessimiste On a une sortie par le bas du triangle, il y a alors une évolution du cours entre 3 et 7 dollars par mcf, avec une moyenne de cours du gaz naturel au alentour de 5 dollars par mcf.

- Option optimiste : la sortie du triangle s'effectue par le haut et le cours du prix du gaz naturel évolue entre 7 et 12 dollars par mcf avec un cours moyen dans la zone des 9 à 10 dollars par mcf.

Mais, il semble totalement exclu que le prix du gaz naturel redescende durablement en dessous de 3 dollars par mcf.

Le sujet est l'évolution du prix du gaz naturel, mais c'est le prix de l'énergie dans son ensemble qui connaît une forte hausse. Il ne faut surtout pas tomber dans le piège des justifications conjoncturelles à court terme (météo, crise politique, etc.)

Les raisons de la hausse sont des modifications structurelles à long terme (hausse constante de la demande, baisse des découvertes, hausse des coûts des nouvelles découvertes, etc.).

Le gaz naturel pas cher, c'est terminé ! Comme c'est le cas pour le pétrole, le charbon ou l'uranium. L'évolution de toutes ces sources d'énergie en parallèles indique le début d'un mouvement haussier à très long terme. Le gaz naturel va voir son prix augmenter de façon importante à long terme. Le gaz naturel ne descendra plus jamais durablement en dessous de 3 dollars par mcf. Ces lignes sont très incomplètes.

Section 04 : Le commerce international du gaz naturel.

4.1. Le transport par canalisations (GAZODUC):

Du fait de la très faible densité énergétique du gaz et du coût élevé des opérations de concentration (compression, liquéfaction ou transformation en méthanol), le transport par conduite s'est très vite imposé à terre, faute d'une alternative valable. C'est ainsi que les seuls réseaux de transport de gaz représentent près de 60% de l'ensemble des conduites posées dans le monde. En raison de leur longue tradition gazière et de l'éloignement de leurs régions de productions et de consommation, les Etats-Unis et la Russie viennent largement en tête.

La caractéristique moyenne de ces conduites réside dans des diamètres bien supérieurs à ceux des lignes de brut, pour un débit énergétique identique.

Des considérations techniques permettent d'expliquer ce phénomène, en effet, une canalisation de diamètre donné permet en moyenne le passage d'une quantité de brut cinq fois supérieure à celle de gaz. En vertu des phénomènes physiques qui régissent l'écoulement des fluides dans une conduite, on est ainsi amené à considérer pour le gaz des canalisations d'un diamètre double de celles des lignes de brut.

L'emploi de lignes à fort diamètre implique des investissements très lourds. Ils sont constitués à près de 80 % par les éléments relatifs à la conduite et à sa pose, contre 20% pour les stations de compression, le matériel de télécommande et de comptage, les bâtiments, la protection...

A l'heure actuelle, l'activité de pose de Gazoducs dans le monde demeure soutenue avec près de 30.000 km de lignes construites par an après les liaisons (Ex URSS- Europe de l'ouest) de la décennie 80 (40 milliards de m³ annuels), les grands projets se sont situés en mer du nord (projet Zeepij pour le gaz de troll et Sleipner –off shore Néerlandais), aux états unis pour l'approvisionnement de la Californie, au Canada, et dans de nombreux pays en voie de développement pour la valorisation des ressources locales.

Cependant, lourdeur des investissements pour des distances importantes et les craintes de nature géopolitique constitueront toujours un frein puissant et nécessiteront le recours à une technologie différente, plus sophistiquée, mais offrant davantage de souplesse, le GNL.

4.1.1. Le transport de Gaz naturel par Gazoduc en Algérie

A) Capacités actuelles :

▪ Le Gazoduc Enrico Mattei vers l'Italie :

Ce Gazoduc a été construit pour transporter du gaz Algérien vers l'Italie et est appelé souvent TRANSMED, son appellation d'origine.

Cette ligne est constituée de plusieurs parties :

Section de 549 KM en Algérie

Section de 370 KM en Tunisie

Section de 155 KM en Méditerranée sous le détroit de Sicile.

Section de 1414 KM en Italie qui comprend 350 KM en Sicile et 1064 km sur la tène Italienne.

La section Algérienne va de Hassi R'mel jusqu'à Oued Saf Saf sur la frontière Tunisienne et appartient à SONATRACH.

La section Tunisienne va de Oued Saf Saf au Cap Bon sur la méditerranée, elle appartient à la société Tunisienne du gazoduc Transtunisien (SOTUGAT) une entreprise gérée par l'état.

La partie sous-marine va du CAP Bon à Mazzara Del Vallo, en Sicile .Elle appartient à la compagnie Transméditerranéenne (TMPC) ; c'est un joint venture/partenariat à 50:50% entre Sonatrach et Snam Spa, Italie, filiale de la compagnie nationale italienne ENI.

Le projet a été lancé en 1969. En 1977, un contrat a été signé entre SH et ENI pour la construction de la partie Algérienne du gazoduc, engageant SH à fournir ENI 300 milliards de mètres cube de gaz naturel sur une période de 25 ans.

Le Projet a été achevé en Aout 1981 mais ce n'est que 2 ans plus tard, en 1983 qu'il ya eu les premières livraisons de gaz naturel Algérien.

Le gazoduc a été exporté après la signature d'un contrat signé entre SH et SNAM en Décembre 1990.

Au mois de Mars 91, un consortium de compagnie italienne dirigé par Snam Progetti et SAIPEM s'est chargé de la construction d'un gazoduc sous-marin de 48 pouces, parallèle à la section existante de TRANMED à un cout de 800 millions de \$.

Puis, au mi 1992, Sonatrach a signé un contrat avec ABB SAE SADELMI, filiale de ABB ASEA Brown BOVERI, pour la rénovation des installations de gazoduc existantes en Algérie.

Le contrat courrait l'expansion du terminal de Hassi R'mel, la construction d'une station de compression à AIN Naga et la rénovation du terminal de Oued Saf Saf à la frontière tunisienne.

L'expansion fut achevée en 1998 et permis d'augmenter leur capacité du gazoduc à 24 milliards de mètres cube par an.

En Avril 2003, Sonatrach a attribué un contrat de 123 millions de \$ au groupement euro-algérien des tuberia (GREAT) pour augmenter la capacité du gazoduc, à 27 milliards de mètres cube par an.

GREAT est un consortium de compagnies européennes (Primary Industries (Royaume Uni) Limited et Bender Ferndorf d'Allemagne et deux compagnies Algériennes, ALFANS, partie de la compagnie contrôlée par l'Etat SIDER et PIPE GAZ, une unité de production de tuyaux d'acier (ANABIB).

Le contrat avec GREAT implique une fourniture de 300km de canalisation de 48 pouces de diamètres. De plus Enel/Snam et l'Italien electric utility Enel, tous deux importateurs de gaz algérien transporté par le biais du gazoduc Enrico Mattei y compris le gouvernement tunisien (qui est sensé prendre du gaz au lieu de l'argent en compensation des frais de transit à travers le pays) et Sodz Pétrole en Slovénie, qui a eu contrat pour l'achat de 1 milliards de m³/an de gaz algérien jusqu'en 2007.

▪ **Le gazoduc PEDRO DURAN FARELL vers L'Espagne.**

Ce gazoduc était à l'origine appelée le gazoduc Maghreb-Europe (MEG). Il est encore connu sous ce nom là.

D'une longueur de 1.385 km allant de l'Algérie vers l'Espagne Via le Maroc et le détroit de Gibraltar. Une autre canalisation pour le transport du gaz à l'Ouest du Portugal ramène la longueur totale du gazoduc à plus de 2000 km.

Le projet est né en 1973, mais les litiges continus entre le Maroc et l'Algérie l'ont retardé.

Après le rétablissement des accords diplomatiques entre les deux pays en 1988, l'obstacle a disparu et en Février 1989 un accord préliminaire a été signé pour la construction de la partie Algéro-marocaine de la pipe.

Une Joint Venture appelée OMEGAZ Etudes fut créée par SH, un groupe marocain et des compagnies de gaz européennes en Décembre 1990 pour entreprendre les études techniques et économiques de cette partie du gazoduc.

Un Accord définitif a été signé en Avril 1991 par les ministres de l'énergie Algérien, espagnol et marocain, pour la construction d'un gazoduc de 48 pouces de diamètre, et de 1.385 km de longueur allant de Hassi R'mel à Cordoue, Sud de l'Espagne.

Il devait avoir une capacité de 10 milliards de mètres cube par an.

En 1992, la compagnie espagnole Enagaz a signé un contrat avec SH pour l'achat de 6 milliards de m³/an de gaz Algérien qui serait transporté par ce pipe.

En 1994, la compagnie Portugaise TRANSGAZ a signé un accord similaire pour l'achat de 2,5 milliards de m³/an. Les deux accords vont jusqu'en 2020.

Un contrat d'approvisionnement et de design pour la partie du gazoduc allant du Maroc vers l'Espagne a été attribué début 1993 à J.P.KENNY et à Spanish consultants International de Ingeniería y Estudios Tecnicos SA. La construction de la section marocaine a commencé en Avril 1993, le contrôle ayant été attribué à METRAGAZ, une J.V dont le propriétaire à 70% est Europe Maghreb Pipeline Limited (EMPL) et à 30% par la société Nationale marocaine de produits pétroliers (SNPP).

EMPL fut créé par le gouvernement espagnol et Enagaz, mais Enagaz a racheté plutard la part de l'Etat.

En juillet 93, SH a signé un contrat de 305 millions de \$ avec la société américaine Bechtel pour la construction de la partie Algérienne du pipe, les travaux ont commencé en Octobre 1994.

La partie sous la mer fut achevée en Décembre 1994 et la section Algérienne en Mars 1996. Le MEG fut inauguré en Novembre 1996.

D'après la Banque européenne d'investissement (EIB) le gazoduc a coûté environ 345 milliards de \$, dont 1,26 milliards \$ fournis par la EIB.

La production a atteint presque 10 milliards de m³/an en 2000, avec les livraisons contractuelles à Enagaz (Espagne) et Transgaz (Portugal) allant jusqu'à 6 milliards de m³ et 2,5 milliards de m³; respectivement.

Durant cette même année, le MEG a été renommé Pedro Duran Farell, l'industriel espagnol qui a beaucoup soutenu la réalisation de ce projet.

En Février 2004, la capacité du gazoduc est passée à 12 milliards de m³/an avec l'inauguration de la station de compression de MECHERIA (SC 3) en Algérie.

Dans le futur, la capacité du gazoduc P. Duran Farell pourrait s'élever à 18-19 milliards de m³/an grâce à l'installation de stations de compressions supplémentaires.

Selon le V.P/TRC/SH, Mr A. Zerguine, la station de compression de Méchéria a permis à l'Algérie d'être plus flexible et d'honorer ses engagements pour la fourniture de gaz à ses clients.

Le gazoduc Pedro Duran Farell a fait améliorer la capacité de liquéfactions qui a été détruite/anéantie dans l'Accident de SKIKDA en Janvier 2004.

B) Capacités futures :

1) Projet MEDGAZ vers l'Espagne.

En septembre 2000, SH a signé un contrat avec CEPSA (compagnie pétrolière espagnol) pour la construction d'un gazoduc de 450 km.

Allant de BENISAF (Algérie) à ALMERIA (Espagne), et créa une J.V, MEDGAZ, pour l'étude et la promotion du projet.

En Décembre de cette même année, les deux partenaires ont sélectionné cinq(5) autres compagnies pour s'associer au partenariat (BP, Total, GDF, Eni/Italie et ENDESA).

SH et Cepsa 20% chacune et 12% pour chacune des 5 autres partenaires.

Le projet a commencé avec une capacité initiale de 8-10 milliards de m³/an qui augmentera à un seuil maximum de 16 milliards de m³/an.

Plusieurs lettres d'intention ont été signées en 2002 couvrant la vente des premiers 8 milliards de m³/an.

La décomposition est la suivante :

GDF	2bcm/an
Distrigaz	1bcm/an
Cepsa	1bcm/an
ENI	1bcm/an
Endesa	1bcm/an
Iberdrola	1bcm/an

Total 1bcm/an

ENI s'est retirée du consortium MEDGAZ en 2003 et a été remplacé par la compagnie espagnole IBERDROLA.

MEDGAZ compte à présent 3 compagnies espagnoles parmi les 7 actionnaires.

En Mai 2003 l'U.E, a cité l'utilité du projet Medgaz dans l'aide qu'il apporte à l'U.E pour diversifier ses sources d'approvisionnement en énergie et l'a inscrit dans la liste des projets qu'il est recommandé de soutenir officiellement du point de vue politique et financier et en priorité.

En Décembre 2003, le Ministre Algérien de l'énergie des mis s'est rendu en Espagne pour finaliser les détails du projet.

La construction du gazoduc devait commencer en juillet 2004 et il était prévu être opérationnel en 2007.

MEDGAZ doit coûter 1,4milliards de \$ avec des revenus annuels de 1 à 2 milliards de \$ pour l'Algérie après son opérabilité.

2) **Projet GALSI vers l'Italie :**

En Décembre 2001, SH, la compagnie italienne ENELPOWER et la compagnie Allemande WINTERSHALL, filiale du groupe BASF ont conclu un accord pour la création d'une JV pour étudier la faisabilité de construction d'un second gazoduc entre l'Algérie et l'Italie.

Deux autres firmes italiennes, Edison gas et Eos Energia, se sont associées à ce consortium en 2002.

En Janvier 2003, les cinq (5) compagnies ont créé officiellement la JV « GALSI Spa ».

Le gazoduc ira de Hassi R'mell (Algérie) vers El Kala sur la cote Algérienne, puis sous la méditerranée vers Cagliari, au sud de la Sardaigne puis vers OLBIA au nord de la Sicile.

Après une autre section sous la mer vers le sol italien le gazoduc s'arrêtera à Castiglione della Pescara, coût du gazoduc estimé à environ 2milliards de \$, et d'une capacité de 8 à 10 M3/an dès achèvement de la première phase de la construction, et une deuxième phase permettrait de la prolonger vers le Nord vers l'Allemagne.

En Mai 2003, l'UE a inscrit le projet gazoduc « GALSI » comme projet priorité avec support politique de la communauté et d'éventuelles aides financières par l'intermédiaire de programme à la carte, appropriés afin de satisfaire/d'atteindre les objectifs d'assurance de la sécurité de fourniture de gaz.

En Mars 2005, le projet GALSI a fait un pas de géant avec la signature de 12 lettres d'intention pour l'achat de gaz qu'il transporterait.

Les signataires étaient :

- La région italienne de Sardaigne.
- Les participants au projet GALSI : EDISON gas, Enel, Eos Energia et Hera.
- Les compagnies Blugas, EGL, Elettrogas, Erogasnet, Exergia, gaz de France et Worldenergy.

Ce projet sensé voir le jour en 2011.

4.2. Le transport par voie liquéfiée (GNL)

4.2.1. Définition du gaz naturel liquéfié (GNL) :

Le gaz naturel liquéfié (abrégié en GNL) consiste simplement en du gaz naturel (composé essentiellement de méthane) condensé à l'état liquide (réduction du volume original d'environ 1/600). En effet, lorsque ce gaz est refroidi à une température d'environ -161°C à la pression atmosphérique, il prend la forme d'un liquide clair, transparent, inodore, non corrosif et non toxique.

Le GNL est environ deux fois plus léger que l'eau. Le gaz naturel liquéfié est produit par cryogénie, et nécessite une température de -163° celcius. Le refroidissement est effectué par plusieurs pompes à chaleurs à changement d'état (deux ou trois) utilisant généralement des hydrocarbures ou de l'ammoniac. Le gaz naturel liquéfié est presque du méthane pur. Les autres composants du gaz naturel sont donc séparés lors de l'opération. Le dioxyde de carbone doit être extrait au préalable, il endommagerait les unités de liquéfaction en s'y solifiant. On le considère généralement comme un déchet. Les hydrocarbures plus lourds que le méthane sont récupérés, et vendus comme matière première pétrochimique ou comme carburant (gaz de pétrole liquéfié), la plupart des terminaux d'exportation de GNL produisent aussi du GPL. L'hélium est un coproduit dont la valeur commerciale peut être importante.

Le GNL jouera un rôle de plus en plus important dans l'industrie mondiale de l'énergie, car les réserves mondiales de gaz naturel sont abondantes et son état condensé rend possible son transport sur de longues distances par les voies maritimes, donnant naissance à de véritables chaînes d'approvisionnement incluant les puits producteurs, les usines de traitement, les réseaux de gazoducs, les usines de liquéfaction, les terminaux de chargement des méthaniers, les terminaux d'importation et de stockage, les usines de regazéification et de réinjection aux réseaux..

4.2.2. Historique :

La première installation industrielle de liquéfaction du gaz naturel en vue de son stockage fut réalisée à Cleveland en 1941, mais l'exploitation en fut brutalement interrompue en octobre 1944 par une catastrophe qui fit 128 morts et de nombreux blessés. Elle fut la conséquence d'un certain nombre d'erreurs ou au moins d'imprudences techniques. Cette catastrophe n'a pas condamné la liquéfaction et le stockage du méthane, les ingénieurs en ont tiré au contraire de nombreux enseignements et les ont appliqués dans les expériences entreprises ultérieurement pour permettre l'utilisation de cette technique pour le transport maritime du gaz naturel.

En 1947, les Américains avaient cédé à l'URSS, au titre de la loi Prêt-bail, le matériel nécessaire à la construction, à MOSCOU, d'une usine de liquéfaction du gaz naturel qui devait être analogue à celle de Cleveland. L'usine semble avoir surtout été utilisée dans un but expérimental. Les techniciens russes ont en particulier recherché particulièrement les possibilités offertes par le méthane liquide pour l'alimentation en gaz naturel, à l'aide de camions citernes, de petites agglomérations non desservies par les artères de transport. Ils ont cherché, d'autre part, à utiliser comme carburant de remplacement

pour les camions, le méthane liquide obtenu dans l'usine de MOSCOU. Si certaines études, et même quelques expériences à petites échelles, ont été faites dans différents pays, en particuliers, c'est seulement aux Etats-Unis et en Angleterre d'une part, que le problème du transport maritime du gaz naturel liquéfié a été étudié et expérimenté sous tous ses aspects. Les travaux des Américains et des Anglais, essentiellement conduit par la Conch et le gaz Council, ont comporté deux grandes étapes ; ce fut d'abord l'équipement en Louisiane de deux chalands qui reçurent, l'un, une usine de liquéfaction, l'autre des réservoirs cylindriques comportant une isolation en bois de balsa ; après de nombreuses expériences sur ce matériel, ce fut la réalisation du méthane Pioneer et des stations terminales de Lake Charles en Louisiane avec un réservoir de 5 000 m³, et de Canvey Island dans l'estuaire de la Tamise avec deux réservoirs de 2 000 m³ chacun. Le méthane Pioneer fit en 1959/1960, d'une manière très satisfaisante, une dizaine de voyages Lake Charles à Canvey Island avec un chargement de 2 000 tonnes de GNL réparti dans cinq réservoirs parallélépipédiques en aluminium comportant une isolation en balsa.

En France, c'est surtout Gaz de France, intéressé au premier chef par tous les problèmes relatifs au transport du gaz naturel, qui a conduit les études et les expériences les plus systématiques sur tous les aspects, tant sur le plan des études économiques que sur celui des essais de laboratoire ou de l'expérimentation à l'échelle semi industrielle et même industrielle. Les travaux poursuivis par Gaz de France, tant aux laboratoires du LANDY qu'à la station expérimentale de NANTES, avaient pour but de transposer des techniques connues et utilisées à petites échelles, et sans crainte excessive quant au prix de revient, de manière à les rendre techniquement possibles et économiquement viables à grande échelle.

En 1961, la société Méthane transport, groupant Gaz de France, les chantiers de l'Atlantique, les Ateliers et Chantier de DUNKERQUE et BORDEAUX, les forages et Chantiers de la Méditerranée et les Ateliers et Chantiers de la Seine Maritime, réalisaient le méthanier expérimental « BEAUVAIS » et procédait, au cours du printemps et de l'été 1962, à des essais en mer dont les résultats, ont été riches d'expérience.

4.2.3 Raisons du développement du transport du gaz sous forme liquide :

c'est la croissance des besoins globaux en énergie dans l'ensemble du monde et plus particulièrement dans les pays gros consommateurs que sont l'Amérique du Nord, l'Europe et le Japon qui a été à l'origine du transport intercontinental du gaz naturel et qui continue à provoquer le développement de cette technique. Ces pays fortement industrialisés ont un déficit grandissant en énergie et plus spécialement en combustibles « propres », tel que le gaz naturel, dont la demande augmente afin de lutter contre la pollution atmosphérique qui atteint un seuil critique dans les grands centres urbains.

Le gaz naturel assurait en 1972 un pourcentage important des besoins énergétiques des pays industriels. (30 à 35% aux U.S.A, 8 à 9% en France, 8% en R.F.A et 25% en U.R.S.S). Ces

pourcentages n'ont cessé d'augmenter et les quantités de gaz naturel ainsi consommées se sont considérablement accrues.

Les réserves actuellement recensées doivent suffire pour permettre le développement prévisible ; elles sont estimées à 450000 milliards de thermies contre 1 000 000 milliards de thermies pour hydrocarbures liquides, soit un rapport de 1 à 2. Cette proportion devrait évoluer dans un sens favorable au gaz au fur et à mesure que les recherches s'appliquent à des horizons de plus en plus profonds.

Un problème important est la répartition géographique des réserves naturelles, qui ne coïncident pas ou très peu avec celles des principaux centres de consommation. Il faut donc transporter le gaz naturel des champs de production aux lieux d'utilisation. Théoriquement ce transport peut être assuré soit par gazoduc, soit par bateau, le gaz étant alors liquéfié au préalable. Le choix entre ces deux solutions peut résulter d'études économiques. Toutefois dans certains cas, seul le transport de GNL est envisageable notamment lorsque des obstacles naturels importants, tels les océans, ou politiques comme la traversée de plusieurs frontières, sont à franchir.

L'intérêt du transport de gaz naturel à l'état liquide réside dans le rapport élevé existant entre les volumes à l'état gazeux et à l'état liquide du gaz naturel. En effet 1 m^3 , à l'état liquide à -160°C libère par vaporisation totale à peu près 600 m^3 de gaz ($591,5\text{ m}^3$ dans les conditions normales pour méthane pur).

Le transport du gaz naturel sous forme liquide peut s'effectuer sous pression à une température voisine de -100° (température critique du méthane -82°C) ou sous pression atmosphérique à environ -160°C . Le deuxième procédé permet de limiter la pression dans les réservoirs de stockage ou dans les cuves de transport. Bien que nécessitant une réfrigération plus poussée, ce procédé est actuellement préférable du point de technique et économique.

On sait liquéfier depuis longtemps du gaz à des températures bien inférieures à -160°C de même que l'on sait stocker et même transporter le liquide obtenu. Mais jusqu'à un passé récent ces opérations ne portaient que sur quelque mètres cubes de liquide alors qu'avec le gaz naturel liquéfié on doit traiter des dizaines de milliers de mètres cubes. Il y a donc à faire une extrapolation importante des techniques existantes et il est évident que lorsqu'il s'agit de différences d'échelles aussi importantes, il n'est pas possible de travailler en appliquant de simples analogies.

4.2.4. Les principaux avantages du GNL :

- Le traitement du GNL n'est pas polluant (mais consomme beaucoup d'énergie)
- Il n'est aucunement toxique
- Sa combustion est peu polluante (dans de bonnes conditions de combustion, le seul rejet est le gaz carbonique) et contribue relativement peu à l'effet de serre.
- Ce type d'énergie ne nécessite que de très peu d'entretien.

L'installation de terminaux de GNL provoque souvent des craintes des riverains, devant la peur d'explosions dues à des accidents ou à des attentats. Cependant, il faut noter qu'en plus de 40 ans de commerce international du GNL, aucun désastre du genre n'a eu lieu sur les sites de réception. En revanche, il y a eu plusieurs explosions sur des unités de production, dont la plus tragique eu lieu à SKIKDA en Algérie le 19 janvier 2004 et fit 27 morts.

4.2.5. Propriétés du GNL :

e. Données chimiques : Le GNL est la forme liquide d'un gaz couramment utilisé dans l'industrie et les immeubles résidentiels. On condense le gaz naturel en le refroidissant à une température d'environ -160°C et les pressions d'entreposage varient entre 1,7 et 17,2 bars. Le GNL est inodore, non toxique, non corrosif et sa densité est d'environ 450 kg/m^3

f. Questions de sécurité : Normalement, le GNL n'est pas explosif à l'état liquide et une fois chauffé sous forme gazeuse, il n'est pas explosif dès lors qu'il n'est pas confiné. Le gaz naturel n'est inflammable que lorsqu'il se trouve à une concentration de 5 à 15% dans l'air. Cette fourchette est bien plus étroite que celle de l'hydrogène qui s'étend de 4 à 96%, ou que celle de l'essence, qui se situe entre 1 et 99%. De plus, la température d'auto allumage, qui est de 53°C , est bien plus élevée que celle du gas-oil (248°C). La manipulation du GNL comporte des dangers potentiels au niveau des terminaux et des navires de transport. Les quatre types de risques sont : les dispersions de nuages de vapeur inflammable, les explosions de nuages de vapeurs, les incendies du liquides à proprement parler, ainsi que les phases de transition rapide. Ces risques les mesures appropriées sont visés par des normes.

g. 4.2.6. Aspects économiques :

Importance pour l'économie mondiale :

La liquéfaction permet de réduire le volume du gaz naturel par un facteur de 600, ce qui le rend apte au transport sur de longues distances. Le transport maritime international a débuté autour de 1960 et le GNL apporte désormais une contribution importante à la balance énergétique de certains pays. En 2002, le GNL représentait seulement 6% de la consommation mondiale de gaz naturel et environ 26% des échanges internationaux totaux de gaz naturel. La part du GNL dans l'approvisionnement en gaz de chaque pays importateur va de 2% environ aux Etats Unis à 100% au Japon.

Le GNL est une excellente ressource énergétique en raison de la disponibilité du gaz naturel, ainsi que des avantages qu'il apporte en termes de transport et d'entreposage. Néanmoins, la facilité du transport sur de longues distances permettra l'exploitation de nouvelles ressources, particulièrement sur la cote ouest de l'Amérique du Sud. Les échanges mondiaux de GNL sont en expansion, en partie à cause du déclin des ressources intérieures en gaz naturel dans les pays consommateurs de gaz, mais aussi grâce à la volonté de ces derniers de diversifier leurs source, et du fait que les pays producteurs souhaitent mieux commercialiser leurs ressources.

Le GNL est une source d'énergie concurrentielle de par son prix et il est susceptible d'aider à répondre aux besoins économiques à l'avenir. Une tonne équivalent pétrole représente 41,9Tj, alors qu'une tonne de GNL correspond à environ 55 Tj. Ceci signifie que, par unité de masse, le pouvoir calorifique est de 31% supérieur à celui du pétrole. En outre, le GNL peut facilement concurrencer le gaz transporté par gazoduc, puisque l'énergie nécessaire à la liquéfaction et au transport est comparable à celle nécessaire pour la pression et les recompression du gaz transporté par gazoduc. Bien que le prix du gaz naturel ait considérablement augmenté au cours des dernières années, il demeure toujours compétitif par rapport à celui du pétrole. En 2004, les prix du GNL été similaire à celui du gaz naturel : 4,32 USD par Gj de gaz naturel et 4,91 USD par Gj de GNL, mais on a noté une hausse des prix plus rapide à cause de la croissance de la demande fin 2005.

4.2.7. Traitement type du GNL :

Production et traitement : l'essentiel de la production de GNL provient de pays disposant de grandes réserves de gaz naturel. Le principal pays exportateur de GNL est l'Indonésie, suivi de la Malaisie, du Qatar et de l'Algérie, qui détiennent des réserves de gaz naturel représentant plus de 50 % du total mondial. L'Australie, Brunei, les Emirats Arabes Unis, les Etats-Unis, la Libye, Le Nigeria, Oman, et Trinidad et Tobago sont également des pays producteurs. Actuellement, en raison des lourds investissements nécessaires, les critères économiques conditionnent les projets de liquéfaction en vue du transport à l'existence de réserves suffisamment importantes pour produire de grandes quantités de gaz pendant au moins 20 ans. En 2005, il existait 28 terminaux d'exportation de GNL de par le monde.

Liquéfaction : Au niveau du site de production, on convertit le gaz en liquide grâce à un procédé de refroidissement nommé liquéfaction, nécessitant plusieurs cycles de refroidissements. Avant la

liquéfaction, le gaz est épuré afin d'extraire l'humidité, le dioxyde de carbone, les composés soufrés, les hydrocarbures lourds et d'autres impuretés. Le gaz naturel épuré est refroidi jusqu'à son point d'ébullition atmosphérique (aux environs de -160°C). L'ensemble des installations dans lesquelles on épure et liquéfie du gaz s'appelle un train. Le plus grand train de liquéfaction utilisé actuellement possède une capacité de production de 5 millions de tonnes par an et des trains conçus pour produire 7,8 millions de tonnes sont en cours de construction au Qatar. En 2005, il existait 75 trains, ce qui représente une capacité de liquéfaction mondiale de GNL d'environ 160 millions de tonnes. En se basant sur les installations en cours de construction, on prévoit que cette capacité de production s'accroîtra, atteignant 197 millions de tonnes en 2007. Il existe 3 procédés principaux de liquéfaction :

1. La cascade classique, dans laquelle le refroidissement et la liquéfaction du gaz sont accomplis par un système en cascade employant trois frigorigènes : le propane, l'éthylène et le méthane ;
2. Le procédé utilisant un mélange de frigorigènes dans un cycle unique, dans lequel le mélange de frigorigènes constitués d'azote, de méthane, d'éthane, de propane et d'isopentane, est comprimé et circule dans une seule ligne de compression ;
3. Le procédé, utilisant un mélange de frigorigènes pré refroidi au propane, dans lequel le pré refroidissement est réalisé par un cycle polyétagé fonctionnant au propane, alors que liquéfaction et sous refroidissement sont effectués par un cycle bi-étagé employant un mélange de frigorigènes. C'est le procédé le plus répandu actuellement, puisque 8 pays différents l'emploient depuis 1972.

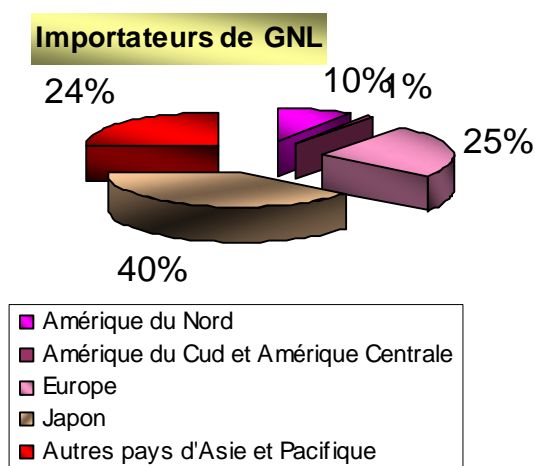
D'autres procédés ont été développés mais ne sont pas encore opérationnels :

- i. Le cycle en cascade employant plusieurs mélanges de frigorigènes, dans lequel trois cycles frigorifiques sont utilisés pour le pré refroidissement, la liquéfaction et le sous refroidissement ;
 - Le procédé à deux cycles utilisant un mélange de frigorigènes dans chacun des cycles, pour le pré refroidissement et pour la liquéfaction ;
- ii. Le procédé AP-X, basé sur le procédé utilisant un mélange de frigorigènes pré refroidi au propane, et un cycle indépendant, fonctionnant à l'azote, pour le sous refroidissement.

Transport : En raison de sa densité relativement élevée, il est possible de transporter le GNL depuis les zones de production jusqu'aux lieux de consommation plus facilement qu'en utilisant des gazoducs conventionnels. Dans le commerce international, le GNL est transporté dans des navires à double coque, spécialement conçus pour supporter la basse température du GNL, jusqu'à un terminal de réception où il est entreposé et regazéifié. Ces navires transporteurs sont soumis d'un système d'isolation, de façon à limiter la quantité de GNL susceptible de se vaporiser. Ce gaz vaporisé est parfois utilisé comme carburant supplémentaire pour les navires transporteurs, ou alors il est liquéfié de nouveau par un liquéfacteur installé à bord. Les navires transportant du GNL peuvent atteindre une longueur de 300 m et nécessitent une profondeur d'eau minimale de 12 mètres à charge. Au premier semestre 2007, 235 navires transporteurs étaient en exploitation, et environ 140 étaient en construction pour être livrés entre 2008 et 2010. Les coûts de construction sont tombés de 280 millions USD en

1995 (pour un navire d'une capacité de 138 000 m³) à entre 150 et 160 millions de dollars en 2006 (ce qui demeure plus du double du prix d'un pétrolier).

Entreposage : Dans les usines de production et les terminaux de réception, le GNL est entreposé dans les cuves à fond plates fonctionnant sous pression atmosphérique. Ces cuves peuvent être en surface ou enterrées. Elles conservent le liquide à très basse température de façon à minimiser l'évaporation. Les plus grandes cuves actuellement utilisées atteignent 160 000 m³ au sol et 200 000 m³ enterrées. Les cuves sont isolées grâce à une poudre d'isolation spéciale, située entre les coques internes et externes. De même que pour les navires, le gaz vaporisé peut être récupéré et utilisé comme source de combustible au sein même de l'installation qui l'arbitre. En 2005, sur l'ensemble de la planète, il existait 50 terminaux d'importation en Asie (Corée du Sud, Inde, Japon, Taiwan), en Europe (Belgique, Espagne, France, Grèce, Italie, Portugal, Royaume-Uni, Turquie), Amérique du Nord (Etat-Unis) et du Sud (Porto Rico, République Dominicaine). En 2005, les terminaux importateurs de GNL étaient l'Asie avec 64,8% (et plus particulièrement le Japon avec 40,4%), et l'Europe avec 25,2% des importations totales. Néanmoins, le marché du GNL est en expansion au niveau mondial.



Regazéification et distribution : Au terminal d'importation, le GNL est chauffé jusqu'au point où il retourne à l'état gazeux. Ceci est réalisé grâce à des échangeurs spéciaux alimentés par des pompes à haute pression de façon à obtenir la pression finale du gaz. Deux types d'échangeurs sont principalement utilisés : des vaporisateurs ouverts fonctionnant à l'eau de mer et des vaporisateurs à combustion immergés, constituant en des bains d'eau chauffés par la combustion du gaz. 2% du gaz importé est utilisé comme gaz combustible pour la vaporisation de GNL en dessous d'une pression de bars si bien que la quasi-totalité du gaz est distribuée aux utilisateurs finaux grâce à un réseau de gazoducs conventionnels, jalonnés d'installations de re-compression tous les 150 à 250 km. L'organisation directe du GNL depuis les terminaux d'importation jusqu'au consommateur final, par route ou par rail, constituera un défi pour les années à venir.

Liquéfaction locaux : le GNL peut aussi être produit en liquéfiant du gaz provenant d'un gazoduc ou d'un petit puit local. La capacité habituelle de telles installations est de 40 à 100 tonnes par jours. Certaines d'entre elles sont utilisées en tant que stations d'écrêtage, pour la liquéfaction du gaz pendant les périodes de faible demande, ainsi que pour la vaporisation de gaz, qui est ensuite réintroduit dans le gazoduc, lors des périodes de forte demande. Les autres installations sont utilisées pour la distribution de GNL vers des installations périphériques. Ces installations peuvent également être basées sur un cycle à mélange de frigorigènes, parallèlement à un centre de réduction de la pression, où le gaz est détendu dans un réseau de distribution local depuis le gazoduc d'acheminement, utilisant de cette façon l'énergie de pression disponible pour la liquéfaction.

Distribution à petite échelle : la distribution du GNL provenant des terminaux maritimes ou des liquéficateurs locaux peut être poursuivie pour l'un des usages suivants :

- Installation périphériques : le GNL peut être transporté en camions spéciaux vers de petites installations nommées installations périphériques, où il est entreposé et regazéifié dans un gazoduc local avant d'être employé pour le chauffage ou d'autres procédés. Ce système peut être particulièrement utile dans les pays dont les structures de gazoducs sont insuffisantes ou inexistantes. Il existe ainsi de nombreuses opportunités permettant à des pays en développement d'accélérer la croissance de leur industrie. Le GNL est également utilisé dans des pays industrialisés où on a souvent besoin d'acheminer le gaz vers des installations isolées ou des zones où l'environnement est protégé. Quelques installations périphériques peuvent remplir des fonctions d'écrêtage ou d'appoint, en complément du gaz déjà fourni par gazoduc ;
- Le GNL destiné à alimenter les véhicules : des camions citernes effectuent la distribution vers des stations services où les véhicules à gaz naturel comprimé (GNC) sont alimentés et dans lesquelles une cuve d'entreposage isolée sous vide, une pompe haute pression et un vaporisateur sont les composants caractéristiques. Sinon, il est possible d'alimenter directement en GNL des cuves isolées installées à bord, grâce à des vaporisateurs également installés à bord. En raison de sa grande densité et de sa faible pression, on utilise le GNL comme carburant pour le transport, ce qui permet de diminuer le poids mort du véhicule, tout en allongeant les trajets entre les pleins de carburant et de baisser les coûts du carburant, puisque le GNL est environ 30% moins cher que le gaz-oil et qu'il bénéficie de taxes moins lourds.

4.2.8. Perspectives de développement et défis :

- Réduction des coûts et amélioration de l'efficacité : La production et le transport du GNL exigent encore d'importants investissements et le processus de liquéfaction à grande échelle représente 50% du coût d'investissement de la totalité de la chaîne du GNL. Par exemple, le coût d'un train de liquéfaction avec une capacité de 4,7 millions de tonnes par an a été référencé à 1,5 milliards USD. Le

coût d'une installation de regazéification est de 300 millions USD, ou de 500 millions (pour 6 MTPA). Par conséquent, pour que le GNL coûtent chacun entre 2 et 5 milliards USD, et les coûts ont été réduits de façon significative depuis le milieu des années 90. Les coûts de liquéfaction, par exemple, étaient aux alentours de 560 USD/tonne en 1995 et ont été réduit à 222 USD/tonne en 2004. Parmi les améliorations de l'efficacité, on trouve l'usage de détendeurs, qui permettent une réduction de la consommation d'électricité consommée.

- **Changement en termes de construction et de capacité :** Il est vraisemblable qu'à l'avenir, les terminaux d'exportation seront plus importants et situés dans des lieux reculés, dépourvus d'infrastructure et sujets à des conditions météorologiques extrêmes. Par conséquent, les approches des constructeurs ne seront plus basées sur l'efficacité en termes de temps et de coût. Des solutions innovantes et efficaces sont en cours de développement. Par exemple, récemment, la majeure partie d'une installation de traitement du GNL a été élaborée dans une forme très compacte sur une barge construite à cet effet, et pouvant transportée après assemblage vers le site de production où elle servira de base permanente et de point de départ pour un nouveau centre de traitement de GNL. D'autres projets sont développés autour de la modularisation des installations. La capacité des installations atteint à présent 5 millions de tonnes de GNL par an et les projets visent la production de 7,8 millions de tonnes de GNL par an. Le volume des cuves d'entreposage augmente : actuellement, celui-ci tourne autour de 120 000 à 160 000 m³.
- **Tendances contractuelles :** A l'heure actuelle, le marché du GNL est dicté par des contrats à long terme, sur des périodes allant de 20 à 25 ans. Néanmoins, ces marchés sont devenus de plus en plus flexibles depuis quelques années. Certains contrats à long terme récents sont conçus de façon à offrir uniquement un approvisionnement en GNL de base, auquel peut s'ajouter un approvisionnement couvert par des contrats à court terme, pour les périodes de forte demande. Des contrats à moyen et à court terme (ou transaction au comptant) sont en train d'apparaître : leur part du marché des contrats à court terme nécessite des navires disponibles et une certaine souplesse contractuelle. Ces tendances devraient promouvoir le GNL comme combustible de prédilection, soit en tant que combustible principal, soit en tant que système d'appoint pour compenser les pénuries lors des périodes de pointes.
- **Optimisation de la sécurité :** une conception compatible avec le développement durable implique des procédés de GNL disposant des garanties maximales de sécurité, avec utilisation éventuellement de frigorigènes sans hydrocarbures dans le processus de liquéfaction du gaz.

4.3. Les capacités de production de GNL en Algérie

A) Capacités actuelles :

L'Algérie produit du gaz naturel liquéfié (GNL) dans deux centres industriels : ARZEW / BETHIOUA et SKIKDA, tous deux sur la cote Méditerranéenne.

Ainsi, trois usines sont implantées dans la zone industrielle d'Arzew à savoir : le GL4/Z (ex la Camel), le GL1/Z et le GL2/Z, alors qu'il existe une seule usine de liquéfaction dans la zone industrielle de Skikda, en l'occurrence le GL1/K.

Toutes ces usines ont fait l'objet de rénovation (Revamping) durant les années 90, et ont vu de leurs capacités de production augmentées.

Nous nous attacherons donc, à présenter les fiches techniques de ces complexes de liquéfaction :

I- Le complexe GL4Z :

FICHE TECHNIQUE :

Localisation : le complexe GL4Z est situé à ARZEW à environ 40 km à l'Est d'ORAN.

Superficie : le complexe GL4Z s'étend sur une superficie de 73 hectares dont 22 hectares pour les installations de stockage et de chargement.

Objet : Traitement de 1,7 Milliard de M3 de gaz naturel par an.

Produit : Gaz naturel liquéfié (GNL), Butane.

Procédé utilisé pour la liquéfaction : Cascade classique.

Nombre de trains : trois (03).

Constructeur : Consortium TECHNIP (France) et PRITCHRD International Corporation (USA).

Date de mise en production : Mise en production du premier train : Septembre 1964.

Capacité de production : GNL : 2 millions de M3 GNL/an / Butane : 18 150 Tonnes/an

Capacité totale de stockage :

- i. Trois (03) bacs de GNL de 11 000 M3 chacun
- ii. Trois (03) ballons de stockage de butane de 220 M3 chacun
- iii. Deux (02) sphères de stockage d'éthylène de 670 M3 et 1 100 M3

Quand l'Algérie faisait découvrir au monde le GNL

Ainsi, il y a 40 ans, jour pour jour, la première cargaison de gaz naturel liquéfié délivré par le complexe algérien de méthane liquide, un chargement de 27 000m3, quittait le port d'Arzew à destination du terminal de regazéification de Convey Island, en Grande-Bretagne, l'industrie internationale du GNL venait de naître.

L'Algérie, qui a connu par le passé des dates fondatrices de son histoire, et qui se préparait à en vivre d'autres, venait de forcer le destin ce 14 septembre 1962, quelques semaines à peine après l'indépendance, quand le président de la république, Ahmed Ben Bella, a posé la première pierre d'une usine à nulle autre pareille dans le monde fut posée.

Deux ans après, soit le 27 septembre 1964, la camel est inauguré. Un joyau qui préfigure la future zone morphologie de la zone industrielle d'Arzew.

Avec le recul, la Camel (Compagnie algérienne de méthane liquéfié) est un coup de génie des décideurs de l'époque. Liquéfier le gaz naturel pour le transporter et pénétrer des marchés lointains qui se préparaient à consommer des énergies propres, qui pouvait à ce moment-là prédire la croissance quasi phénoménale dans la consommation de gaz naturel ? Une nouvelle manière de traiter cette énergie, de nouvelles technologies, de nouveaux procédés.

L'Algérie était en septembre 1964 une pionnière dans le domaine ouvrant, grâce à ses premières applications inédites, de nouveaux fronts sur le marché mondial de l'énergie.

Le temps lui a donné raison. La preuve, la consommation de gaz naturel en Europe sera doublée à l'horizon 2025, passant de 425 milliards de mètres cubes en 2001 à 736 milliards de mètres cubes.

Durant cette période, la dépendance du marché européen vis-à-vis des importations atteindra 80%, a déclaré le ministre Algériens de l'énergie et des mines qui a, en outre, cité le cas des Etats-Unis où la demande en gaz naturel connaîtra une augmentation appréciable pour atteindre 766 milliards de mètres cubes en 2010, puis 910 milliards de mètres cubes en 2020.

N'est-ce pas là un coup de maître quand, en 1964, avant tout le monde (on parle des nations gazières, pétrolières aux technologies avancées) l'Algérie a construit le premier complexe de liquéfaction de gaz naturel dans le monde, implanté à Arzew ? En fait, la camel a une date officielle qui fonctionne comme un repère et un symbole, le 27 septembre 1964; d'autres faits saillants qui lui sont antérieurs méritent d'être signalés tant ils ont un lien direct avec la construction de cette usine pour la production de gaz liquéfié.

Remontons en novembre 1956, la SN Repal et Associés découvre l'un des plus grands gisements de gaz naturel dans le monde à Hassi R'mell. De facto, l'Algérie se classe à la seconde place mondiale par ses réserves récupérables.

Deux sociétés sont aussitôt créées pour exploiter à fond cette manne, la société commerciale du méthane saharien (Comes, 1959) et la Société d'exploitation des hydrocarbures Hassi R'mell (Sehr 1960). Au moment où l'Algérie construisait son premier gazoduc, un navire expérimental déchargeait en Grande-Bretagne un produit qui est à ses premiers « balbutiements », le méthane liquide en provenance des Etats-Unis. Le calcul économique s'alliait aux expériences de laboratoire en Angleterre pour trouver une formule avantageuse (plus de produit au moindre coût) d'importation de gaz naturel liquéfié. On est en 1960. Une année après, et suite à d'autres négociations et de nombreux tests et expériences, des sociétés se mettaient d'accord sur un procédé de liquéfaction, une usine et un lieu. La camel venait de voir le jour et de faire du GNL l'énergie du futur.

II- Le complexe GL1K :**FICHE TECHNIQUE :**

Localisation : le complexe GL1K est situé à 5Km de SKIKDA.

Superficie : le complexe GL1K s'étend sur une superficie de 92hectares.

Objet : Traitement de 5,7 Milliard de M3 de gaz naturel par an.

Produit : Gaz naturel liquéfié (GNL), Butane, Iso-Butane, Gazoline, Ethane, Propane.

Procédé utilisé pour la liquéfaction :

- Le procédé TEAL pour le train 10
- Le procédé PRICO pour les trains 5P et 6P.
- **Nombre de trains :**
 - Trois (03) trains de GNL
 - Une (01) unité de GPL
- **Constructeur :**
 - Train 10 : TECHNIP (France)
 - Trains 5P et 6P : PRITCHARD RHODES et PULLMAN KELLOG (Londres)
 - Unité de GPL : IHI (Japon)
- **Date de mise en production :**
 - Mise en production du train 10 : Novembre 1972
 - Mise en production du train 5P : Septembre 1980
 - Mise en production du train 6P : Juin 1981
 - Unité de GPL : Septembre 1973
- **Capacité Contractuelle Installée (CCI) de production :**
 - GNL : 6,942 Millions M3/An
 - Ethane : 170 000 Tonnes/An
 - Propane : 108 400 Tonnes/An
 - Butane : 92 600 Tonnes/An
 - Iso-Butane : 2 600 Tonnes/An
 - Bupro : 84 500 Tonnes/An
 - Gazoline : 60 250 Tonnes/An
- **Capacité totale de stockage :**
 - Cinq (05) bacs de stockage de GNL de 308 000 M3 (total)
 - Deux (02) bacs de propane de 25000 Tonnes
 - Un (01) bac de butane de 20 000 Tonnes
 - Deux (02) bacs de Gazoline de 2 200 Tonnes

III- Le complexe GL2Z :**FICHE TECHNIQUE :**

- **Localisation** : le complexe GL2Z est situé à BETHIOUA à 40 km à l'Est d'ORAN.
- **Superficie** : le complexe GL2Z s'étend sur une superficie de 72 hectares.
- **Objet** : Traitement de 10,5 Milliard de M3 de gaz naturel par an.
- **Produit** :
 - Gaz naturel liquéfié (GNL)
 - Butane
 - Gazoline
 - Gaz de charge pour la production d'hélium et d'azote liquide
 - Propane.
- **Procédé utilisé pour la liquéfaction** : Air Products & Chemicals Incorporation (APCI)
- **Nombre de trains** : Six (06) trains
- **Constructeur** : Pullman Kellog (USA)
- **Date de mise en production** : Mise en production du premier train : 29 Janvier 1981
- **Capacité Contractuelle Installée (CCI) de production** :
 - GNL : 17,820 Millions M3/An
 - Propane : 410 000 Tonnes/An
 - Butane : 327 000 Tonnes/An
 - Gazoline : 196 000 Tonnes/An
- **Capacité totale de stockage** :
 - Trois (03) bacs de GNL de 100 000 M3 chacun
 - Deux (02) bacs de Gazoline de 14 500 M3 chacun

IV- Le complexe GL1Z :**FICHE TECHNIQUE :**

- **Localisation** : le complexe GL1Z est situé à BETHIOUA à 40 km à l'Est d'ORAN.
- **Superficie** : le complexe GL1Z s'étend sur une superficie de 72 hectares.
- **Objet** : Traitement de 10,5 Milliard de NM3 de gaz naturel par an.
- **Produit** :
 - Gaz naturel liquéfié (GNL)
 - Gazoline
- **Procédé utilisé pour la liquéfaction** : Air Products & Chemicals Incorporation (APCI)
- **Nombre de trains** : Six (06) trains
- **Constructeur** : BECHTEL INC (USA)
- **Date de mise en production** : Mise en production du premier train : 28 Février 1978
- **Capacité Contractuelle Installée (CCI) de production** :

GNL : 17,56 Millions M3/An

Gazoline : 113 000 Tonnes/An

▣ **Capacité totale de stockage :**

Trois (03) bacs aériens de stockage de GNL de 100 000 M3 chacun.

Une (01) sphère de stockage de gazoline de 3280 M3

B) Capacités futures :

Le ministre de l'énergie et des mines a indiqué que l'Algérie s'est fixé comme objectif d'exporter 85 milliards de mètres cubes de gaz à l'horizon 2010 et envisage l'exportation de près de 100 milliards de m3 à l'horizon 2015 et 120 milliard de m3 en 2020, et ce, dans un souci de mieux répondre à l'évolution de la demande mondiale de gaz naturel.

Le ministre a, ainsi, précisé que le développement des champs du sud de l'Algérie devrait fournir les quantités de gaz additionnelles reprises pour ces objectifs stratégiques, et par la même indiqué que le gaz naturel liquéfié à lui seul représentera plus de 40% de ses exportations passant de près de 30 milliards de m3 en 2006 à près de 40 milliards de m3 en 2010.

Le nouveau train de liquéfaction d'Arzew (projet Gassi Touil) et le nouveau Méga train GNL de SKIKDA fourniront les infrastructures nécessaires à la production et à l'acheminement du gaz vers les marchés.

Le nouveau Méga train GNL du complexe GL1/K :

Ce projet à la disposition de Sonatrach un outil fiable pour assurer une meilleure valorisation de son gaz et de consolider le rang de l'entreprise sur le marché international.

Ce Méga train dont la réception est prévu pour 2010, est d'une capacité de production de :

4,5 millions de tonnes de GNL par an, il prévoit également la réalisation d'installations de Stockage intégrées à l'usine GL1/K existante d'une capacité de 150 000m3 de GNL.

Rappelons que le 19 janvier 2004, une terrible explosion s'est produite au complexe GL1/K engendrant 27 personnes tuées et plus de 70 blessées.

Alors que les unités 20, 30 et 40 ont été détruites réduisant ainsi de moitié la capacité de production de l'usine GL1/K. Ci après la fiche technique des Méga train GNL de SKIKDA.

Dénomination : Nouveau train GNL de SKIKDA « GL2K »

Capacité de production : 4,5 millions de tonnes métriques de GNL par an.

Charge d'alimentation : gaz naturel d'alimentation provenait de HASSI R'MELL via RTE.

Productions annuelles :

GNL : 4.500.000 TM

Butane : 180.243 TM

Propane : 249.543 TM

Gazoline : 150.860 TM

Ethane : 176.560 TM

Capacités de stockage :

GNL : 150.000 M3

Butane : 40.000 TM

Propane : 40.000 TM

Gazoline : 3000 TM

Le Projet GASSI TOUIL :

Le contrat du projet GASSI TOUIL-Rhourde en-nous, signé le 01 décembre 2004, prévoit un important programme relatif aux travaux d'appréciation et de délimitation de gisements existants, d'exploration et de développement avec le forage de puits, la construction d'installations de traitement, d'un gazoduc et d'une usine de liquéfaction de gaz naturel à ARZEW.

Le projet intégré qui implique toutes les activités. Jusqu'à la commercialisation du GNL, offre la possibilité à Sonatrach et à son partenaire Espagnol de mettre en commun leurs moyens et leurs compétences respectives à même de valoriser d'importants gisements gaziers dans l'intérêt de Sonatrach et du consortium espagnol Repsol YPF et Gas natural.

Ainsi, en vertu de ce contrat, le consortium apportera 80% des investissements (Repsol YPF 48 Gaz Natural 32%).

Il concerne le forage de 52 puits de développement, la reprise de 16 autres existants et la réalisation d'installations de surface pour le traitement (extraction de condensat et du GPL) de 22 millions de m3 par jour de gaz naturel.

Il prévoit également la construction de nouvelles capacités pour le transport de 6,5 milliards de m3/an de gaz et celle d'une nouvelle usine de liquéfaction de gaz (GNL), d'une capacité de 4 millions de tonnes/an.

Le coût global du Projet s'élève à 3 milliards de \$ US, dont 1 milliard consacré à la construction de l'usine.

Les délais de réalisation du projet Gassi Touil-Rhourde En-Nous sont estimés à 54 mois.

Le premier chargement de GNL à partir du port d'Arzew-Djedid est prévu pour la fin de l'année 2009.

Le contrat est d'une durée de 30 ans.

Le projet Gassi Touil devrait produire environ 4 millions de tonnes de GNL par an. Il s'inscrit dans le sillage de la stratégie de commercialisation de gaz définie par Sonatrach visant l'exportation de 85 milliards de m3 par an et davantage à l'horizon 2010.

Il devra répondre aux besoins de plus en plus croissants de ce produit énergétique exprimés de par le monde et, particulièrement en Asie, en raison de sa croissance économique soutenue.

L'ampleur des investissements et des travaux d'un tel projet va engendrer une dynamique économique et sociale non négligeable qui profitera par conséquent aux régions du sud du pays et aux autres localités que ses chantiers traverseront.

Il va générer des opportunités d'affaires pour les entreprises publiques et privées, notamment les PME, dans de nombreux secteurs d'activités économiques, industrielles, commerciales et de services.

Ces chantiers, au sud comme au nord, seront autant d'opportunités diversifiées de création d'emplois et de richesses.

Pour les partenaires espagnols, le projet représente une opportunité supplémentaire d'acquisition de ressources disponibles dans un environnement très favorable, dans un pays à forte tradition pétrolière et gazière et doté d'un potentiel de développement de l'industrie des hydrocarbures.

Un pays source, à proximité de marchés à forte demande et idéalement positionné sur les grandes routes gazières internationales et par rapport aux grands flux mondiaux du commerce du gaz.

Le projet intégré Gassi Touil s'inscrit dans le cadre d'un ambitieux programme visant l'entrée du secteur des hydrocarbures algérien dans une nouvelle phase de développement favorisée par la dynamique de modernisation qu'il connaît depuis quelques années, à la faveur des réformes engagées par les pouvoirs publics à tous les niveaux et de la nouvelle loi sur les hydrocarbures.

Ce programme se réalisera sur un précieux levier, le partenariat, dont « Gassi Touil » est justement une parfaite illustration.

Par ailleurs, des discussions étaient en cours pour, dans le cadre de ce même projet intégré, pour qu'un autre train de liquéfaction d'une même capacité en l'occurrence 4 millions de Tonnes/an soit construit en 2012. Ce qui viendrait augmenter sensiblement les capacités de production de l'Algérie et lui permettrait, ainsi, une meilleure flexibilité pour répondre mieux aux demandes énergétiques mondiales de plus en plus grandissantes.

D'autres sources parlent d'un projet similaire, en partenariat, d'une capacité de 4 à 5 millions de tonnes/an qui serait envisageable à l'horizon 2014/2015 du côté de la ville côtière de Beni Saff.

Section 01 : Environnement économique.**1.1. Demande mondiale de GNL et son transport en forte croissance :**

De plus en plus de pays soumettant des plans de construction de terminaux d'importation et intègrent donc le GNL dans leurs plans énergétiques pour les prochaines décennies. De ce fait, la taille et l'évolution du marché du transport maritime de GNL s'en trouvent logiquement affecté.

Ainsi, le marché mondial du transport maritime de GNL se quantifie par les ventes de ce service et se caractérise par une multiplication et une étendue des d'Affrètement. Il se mesure par les ventes exprimées en volumes transport. En 2006, 200 GM³ de GNL ont été transportées dans le monde, les analystes prévoient une croissance estimée de 7 à 8 % jusqu'en 2020. Cette croissance devrait être en partie soutenue par l'arrivée de nouveaux pays importateurs :

Pays importateurs de GNL			
Actuels	Terminaux d'importation en construction	Planifiés	Spéculatifs
<ul style="list-style-type: none"> – Etats-Unis – République Dominicaine – Puerto Rico – Belgique – France – Espagne – Portugal – Italie – Grèce – Turquie – Inde – Corée du Sud – Taiwan – Japon 	<ul style="list-style-type: none"> – Royaume Uni 	<ul style="list-style-type: none"> – Mexique – Bahamas – Honduras – Brésil – Chine – Allemagne – Pologne – Argentine – Uruguay 	<ul style="list-style-type: none"> – Canada – Ukraine

Les cas des Etats-Unis :

Au cours des 2 prochaines décennies, les importations de GNL vont augmenter de manière significative aux Etats-Unis pour les raisons suivantes :

- Demande croissante de gaz naturel ;
- Production domestique en baisse ;
- Augmentation du prix du pétrole à l'importation ;
- Volonté politique d'avoir recours à des énergies fossiles plus propres de manière plus importante ;
- Baisse des couts de l'infrastructure de la chaîne gazière (terminaux, centre de stockage, gazoducs) ;

- Fortes possibilités de construction de terminaux d'importation (onshore, offshore et flottants) sur les côtes est et ouest du pays.

Aujourd'hui, le GNL représente seulement 2% des approvisionnements en gaz naturel des Etats-Unis. Ces différents facteurs devraient porter ce taux à 25% d'ici 2020.

1.2. Volonté des pays producteurs d'exporter plus de GNL :

Les producteurs de GNL ont pour objectif majeur d'exporter des volumes de plus en plus croissants à travers le monde : ladite croissance se traduira à deux niveaux :

A. l'expansion des gazes de production déjà existantes : à titre d'exemple le Qatar qui a exporté environ 35 GM³ au cours de l'exercice 2005, est supposé d'accroître ses exportations à plus de 54 GM³ en 2010.

B. L'arrivée sur le marché de nouveaux pays exportateurs de GNL

Pays exportateurs de GNL			
Actuels	Terminaux d'exportation en construction	Planifiés	Spéculatifs
<ul style="list-style-type: none"> – Alaska (Etats-Unis) – Algérie – Australie – Brunei – Emirats Arabes Unis – Libye – Malaisie – Indonésie – Nigeria – Qatar – Oman – Trinidad et Tobago 	<ul style="list-style-type: none"> – Norvège – Russie – Egypte – 	<ul style="list-style-type: none"> – Pérou – Venezuela – Angola – Yémen 	<ul style="list-style-type: none"> – Iran – Chili

Pour faire face à une demande mondiale de GNL de plus en plus forte, la capacité mondiale de production de GNL devrait atteindre 250 MT/an en 2010 contre 140 MT/an en 2014.

1.3. Infrastructure de la chaîne GNL: La chaîne comprend trois (03) étapes :

A La liquéfaction :

Il y a une norme de liquéfaction de méthane à l'extrémité du gazoduc menant du gisement au port d'embarquement, le gaz est refroidi à -160° afin de réduire son volume de près de 600 fois. C'est ce gain de place qui rend son transport à bord du méthanier plus rentable. Une fois liquéfié, le gaz est stocké dans des réservoirs spéciaux (Back de stockage), puis chargé à bord d'un méthanier.

B Le transport :

Il s'effectue à une pression légèrement supérieure à la pression atmosphérique. A l'équilibre, le liquide mis sans cette pression se maintient à -160° . Tout un dispositif est mis en place lors du transport afin d'éviter toutes sur-pressions et fuites accidentelles.

Sachant qu'il y a toujours un taux minime d'évaporation de l'ordre de 0,2 % JAM, cette quantité de GNL est récupérée pour être utilisée comme pour la propulsion ce qui évite par ailleurs une montée en pression des cuves.

C La regazéification :

La cargaison est aspirée par les pompes pour être refoulée dans le collecteur liquide puis vers la terre. Un talon de GNL est gardé au fond des cuves afin de les maintenir en froid pendant le voyage en lège. Le méthanier est relié à quai par cinq (05) bras de chargement, quatre (04) pour la phase liquide et un (01) pour la phase gazeuse. Cette phase critique pendant laquelle le navire est soumis à des mouvements extérieurs (vent, houle...) est surveillée notamment par des microprocesseurs qui déclenchent, en cas de dépassement par le navire des limites admissibles, l'arrêt des pompes et la déconnexion de la liaison bord terre.

Enfin, les installations du terminal doivent après réception du méthanier, assurer le stockage, la regazéification, l'odorisation et l'émission sous pression vers la station d'interconnexion. Les progrès technologiques relatifs à la chaîne gazière ont fait baisser les coûts de production de GNL de plus de la moitié, passent, ainsi, de 500\$/T à 200\$/T aujourd'hui. Plus le coût de production baisse, plus l'intérêt économique du gaz naturel se renforce, et par voie de conséquence, ouvre des perspectives positives au marché du transport maritime de GNL.

1.4. Nouvelles données géographiques favorable:

L'évolution du marché ainsi que la nette diminution des coûts de production résultant des progrès technologiques qui ont ouvert de nouvelles portes aux pays exportateurs. Ainsi, le canal de Suez, par exemple, a été testé pour une nouvelle génération de navires (Suez max) méthanier d'une capacité de 200.000M³ et plus pour le développement des exportations de GNL par l'atlantique dans les prochaines années.

Aussi, le marché nord Américain est de plus en plus accessible aux producteurs du moyen orient tel que le Qatar. Jusqu'à une période récente, le marché mondial de GNL se caractérisait par deux classements régionaux moyens à savoir le marché Asiatique et le marché Atlantique. D'une manière générale, les grands pays importateurs d'Asie s'approvisionnant depuis les pays producteurs asiatiques et alors que les importateurs européens et américains depuis l'Afrique et l'Amérique du sud, on observe, aussi, un décloisonnement du marché.

1.5. Développement hétérogène des différents maillons de la chaîne GNL :

Le développement du marché du transport maritime de GNL demeure en grande partie dépendant de l'infrastructure globale de la chaîne GNL. Prenons comme exemple le cas des Etats-Unis afin d'illustrer ce problème. Bien que de nombreux acteurs influents soient intervenus en faveur d'un nombre de terminaux d'importation aux Etats-Unis, il existe toujours des interrogations sur ceux qui tiendront le feu vert pour le début des travaux. Ainsi, quarante deux (42) projets de construction de terminaux d'importation ont été proposés. Parmi eux trois (3) ont été autorisés et aujourd'hui un seul est concrètement en voie de construction certains spécialistes s'accordent à dire que 7 à 10 terminaux d'exportation seront construits d'ici 2025.

- 1.1. Volonté des pays producteurs d'exporter plus de GNL
- 1.2. Infrastructure de la chaîne GNL.
- 1.3. Nouvelle données géographiques.
- 1.4. Développement des différents maillons de la chaîne GNL.

Section 02 : Environnement politico Légal

2.1. Politique environnementale des pays importateurs favorables :

Une poussée écologique et une peur du nucléaire favorisent l'utilisation du gaz naturel. Il s'agit d'un excellent combustible contribuant moins à l'effet de serre que d'autres sources d'énergie primaire telles que le pétrole ou le charbon. Ainsi, les grands pays consommateurs ont comme objectif d'augmenter la part d'utilisateurs du gaz naturel dans leurs bilans énergétiques, en partie pour ces raisons écologiques. Ils ambitionnent par voie de conséquence des niveaux d'importation de GNL accrus.

2.2. Libération du secteur favorable au développement du marché GNL :

Cette affirmation se traduit notamment en Europe. La libération du marché gazier européen se développe progressivement. La conséquence majeure est la perte des différents monopoles d'importation dans chaque pays membre, ce qui donne la possibilité à des clients éligibles d'importer du GNL par l'accès aux terminaux d'importation et aux réseaux de gazoduc. Ces nouveaux acteurs sont des acheteurs potentiels de transport maritime, et ce, même dans le cas d'obtention de contrats FOB.

2.3. Niveau de sécurité :

L'industrie du transport maritime de GNL détient un excellent record au niveau de sécurité. Il y a effectivement eu des incidents incluant des causes d'excès de vitesse mais les mesures de sécurité mis en place lors des phases de conception ont très longuement permis d'empêcher ces incidents d'avoir des conséquences plus graves. Pour près de 40.000 voyages maritimes effectués depuis les premiers méthaniers au début des années soixante (60) à ce jour aucune perte de GNL en n'a été enregistrée. Cet excellent record n'est pas du au hasard mais résulte des différents facteurs dont :

- La conception sophistiquée des méthaniers.
- La familiarisation des équipages avec les spécificités des terminaux de chargement et de déchargement dans la mesure où jusqu'à aujourd'hui les lignes ont été assurées par les opérateurs sur une base fixe et régulière.
- Le niveau d'expérience élevé de l'ensemble des équipages de l'industrie.
- L'échange et le partage des informations techniques entre les acteurs moyens de l'industrie.
- Les normes conceptuelles qui sont communes au niveau mondiales.
- Le nombre limité mais fortement expérimenté des chantiers navals dans le monde pour la construction de méthaniers.

2.4. Aspects réglementaires très hétérogènes :

La réglementation du transport maritime de GNL est vaste et ne peut être appréhendée à un seul niveau. Le transport maritime d'une manière générale se situe dans le cadre juridique de la convention de Bruxelles (1924), des protocoles modificatifs à cette convention, de la convention d'Hambourg (1978), de la loi des pays concernés par les échanges de GNL et de la loi du pavillon du navire méthanier. Néanmoins, il reste assujéti à d'autres cadre légaux tel que :

L'organisation maritime internationale (OMI) ; le protocole ICL de 1988 (International convention a load lines) ; la SOLAS (International convention for the safety of life at sea) ; le international de sécurité portuaire et maritime (International skey and part security code) ; l'IGC (International code for the construction and equipement of shys liquified gases in bulk) ; les socités de classification (telles que DETNORSKE, VERITAS, ets....)

Aussi, et à la suite du 11 Septembre 2001, plusieurs aspects sécuritaires relatifs au transport et au stockage du GNL ont été avancés et ont résulté en l'adoption de nouveaux codes dans le cadre de l'organisation maritime internationale. De plus, il faut prendre en considération les spécifités des contrats d'affrètements pour le transport maritime de GNL.

Ainsi, l'affrètement maritime est un louage de tout ou une partie d'un navire en vue de son exploitation dans le milieu marin. Il fait intervenir un fréteur qui fournit le navire et un affréteur. Si celui qui fournit le navire est un affréteur, il s'agit alors d'un sous affrètement, l'affréteur est donc, celui qui utilise le navire.

Il existe 4 types d'affrètements majeurs :

L'affrètement au Voyage « le fréteur met un navire avec équipage à la disposition de l'affréteur pour un ou plusieurs voyages et reste maitre de la gestion nautique et commerciale ».

L'affrètement à temps « Le fréteur assure la gestion nautique alors que l'affréteur assure la gestion commerciale et a donc la possibilité, pendant une période déterminée de donner ordre au fréteur de desservir dans les ports de ses choix ».

L'affrètement en mode COA « Le fréteur met à la disposition de l'affréteur un navire avec équipage à des périodes régulières bien déterminées durant chaque mois, ce mode d'affrètement est considéré comme l'ébride entre l'affrètement à temps et au voyage puisqu'il consiste en la mise à disposition de navire (pas spécialement les mêmes) à l'affréteur pour effectuer plusieurs voyages pendant une période déterminée ».

L'affrètement coque-nue « l'affréteur s'engage à mettre à la disposition d'un affréteur un navire sans équipage, et ce, pour une durée fixe ».

Sans accord préalable de l'affréteur, le fréteur peut remplacer le navire mentionné sur la charte partie par un autre ayant sensiblement les mêmes caractéristiques, il s'agit alors d'un sister-ship.

Pour revenir au cadre juridique, il n'existe aucune convention internationale relative au contrat d'affrètement. Il est régi par la loi du pavillon du navire méthanier, et ce, sauf convention contraire des

parties contractantes. Aucune condition de forme n'est imposée. L'acte sous seing privé est même la pratique la plus courante. Cet écrit est la charte partie.

2.5. Hostilité vis-à-vis du développement de l'infrastructure GNL :

Nous assistons à une désinformation et une opinion erronée des risques inhérents au transport du GNL par voie maritime. La crainte d'attaques terroristes s'est largement répandue dans le monde, notamment en Europe et en Asie. L'opinion publique désigne parmi d'autres types de navires et infrastructures pétrolières, les méthanier comme des bombes flottantes, moyen privilégié pour mettre à exécution une attaque terroriste précédant une opération de déchargement. A notre époque, peur et crainte sont légitimes. Il n'en reste pas moins que l'idée reçue de l'opinion publique, en particulier sur les méthaniers transportant du GNL serait, selon de nombreux spécialistes, erronée. La question fondamentale est de savoir si une explosion serait provoquée dans le cas où une cuve de cargaison de GNL d'un méthanier venait à se rompre par une explosion. Les experts d'accordent à dire qu'il s'agit d'un scénario improbable, laissant plutôt couler l'idée d'une marée de feu résultant des sources d'inflammation issue de l'explosion. Heureusement, les quarante années d'échangées d'échanges internationaux de GNL n'ont jamais laissé place à un tel événement. Mais nous pourrions illustrer ces affirmations en prenant le cas d'un événement survenu lors de la guerre opposant l'Iran à l'Iraq. Le gaz Fountain, un navire Gplier d'une capacité de 40 000 M³ transportant du gaz de pétrole liquéfié (GPL butane/propane) fut la cible de trois missiles air-sol perforants alors qu'il traversait le Golf du Moyen-Orient. Un des trois missiles transperça la cuve de cargaison n°3 du navire provoquant un grand incendie qui engouffra également la superstructure. Les cargaisons de GPL sont par nature plus inflammables que le méthane. Cependant, il n'y eut aucune explosion. Après avoir fermé tous les systèmes, l'équipage quitta le navire. Une équipe de sauvetage intervint par la suite afin de maîtriser l'incendie et réactiver le système de refroidissement. Résultat : malgré un impressionnant incendie, l'équipage, le navire ainsi que 93 % de sa cargaison furent préservés.

Section 03 : Environnement technologique :

Depuis les premiers développements survenus à la fin des années 50, le transport GNL a toujours représenté un défi technologique étant donnée la complexité des opérations à mettre en œuvre, notamment en matière de navigation entre port de chargement (terminaux d'exportation / liquéfaction) et ports de déchargement (terminaux d'importation / regazéification) de GNL.

3.1. Grandes avancées techniques en matière de conception de méthaniers :

Perfectionnement de la conception des cuves de cargaison : Les caractéristiques d'un navire méthanier et tout particulièrement ses performances résultent en premier lieu de la conception de ses cargaisons. Durant 40 ans, 3 techniques ont prédominé dans le secteur. Les conceptions GAZ TRANSPORT et TECHNIGAZ présentant des cuves membrane intégrées à la coque, et la conception MOSS présentant des cuves sphériques autoporteuses. Ces différentes conceptions n'ont cessé d'améliorer leur technologie, génératrice aujourd'hui de gains de performances thermique et mécanique, de résistance en fatigue et de réduction des coûts de construction. GAZ TRANSPORT & TECHNIGAZ (société issue du rapprochement des 2 concepteurs français en 1994) propose le système dernier cri CSI (Combined System 1). Il allie les avantages d'une barrière primaire en Invar et les avantages de l'isolation et de la barrière secondaire de Mark 3.

La flotte des navires méthaniers Algériens (HYPROC SC) n'a pas connu les dernières innovations technologiques réalisées par le concepteur GAZ TRANSPORT (NO-88 et NO-96). Or, malgré les sécurités assurées dès les premiers systèmes que l'on retrouve dans les différents navires méthaniers de HYPROC SC concernés, ces deux dernières évolutions ont apportés d'importantes améliorations. De manière générale, ces améliorations ont concernés principalement la résistance, la performance d'étanchéité. Il est à noter qu'à défaut de prise en considération des deux nouveaux méthaniers exploités en partenariat (Berge Arzew et Lala Fatma N'Soumer), la moyenne d'âge des six méthaniers de l'armateur HYPROC SC se situe à 27 années. Entre autres, les deux dernières évolutions du concepteur GAZ TRANSPORT qui n'ont pas concernées les navires méthaniers de HYPROC SC ont représenté un saut technologique important, générateur de gains de performances thermique et mécanique, de résistance en fatigue et de réduction des coûts de construction. Après 40 ans d'expérience, le transport maritime du GNL est davantage confronté à la nécessité de disposer de navires conçus de telle manière à répondre aux exigences suivantes : la réduction du taux d'évaporation ; la réduction des coûts de construction pour les rendre compatibles avec les taux d'affrètement couramment pratiqué ; le maintien de l'utilisation d'une technique expérimentée. Or, l'évolution du marché mondial du transport maritime de GNL a montré que sur le plan technique, chaque méthanier présente un problème nouveau. Les services de recherche et de développement des différents concepteurs sont restés en action permanente. Le dépassement technologique d'une partie de la flotte de méthanier de l'armateur HYPROC SC serait susceptible à

moyen terme de ne plus être en adéquation avec les nouvelles données relatives au marché du transport maritime de GNL, notamment du point de vue des performances techniques et de sécurité assurant l'optimisation commerciale des unités de transport.

Augmentation de la capacité de transport : Des conceptions de méthaniers d'une capacité supérieure à 200 000 M³ sont approchées. Les capacités de transport de méthaniers existant actuellement sur le marché varient entre 30 000 et 145 000 M³, selon leur utilisation. L'utilisation de méthaniers à capacité toujours plus importante permet de :

- Réduire les coûts de transport par des économies d'échelle sur des distances commerciales de plus en plus longues ;
- Réduire la flexibilité commerciale (objectif implicite de certains opérateurs) en limitant les opportunités d'affaires à des tiers.

QATARGAZ a déjà mis au point une technologie qui lui permettra de construire des méthaniers d'une capacité de 250.000 M³. D'ailleurs, cette société opère actuellement le plus grand méthanier au monde d'une capacité de 145.000 M³. RASGAS, a placé en juillet 2004 une commande auprès de DAEWOO pour la construction de trois (03) méthaniers de 150.000 M³. Les perspectives de développement du marché du gaz naturel liquéfié conduisent à envisager l'utilisation de méthaniers de 200.000 M³. Différentes études menées par des spécialistes (GAZ TRANSPORT & TECHNIGAZ, BUREAU VERITAS, CHANTIERS DE L'ATLANTIQUE) indiquent que l'utilisation des techniques membrane ont pour résultat que la construction de méthaniers de 200.000 M³ ne présente pas plus de difficulté et leur utilisation pas plus de danger que celles de navires de 130.000 M³.

Innovation des systèmes de propulsion : Le système traditionnel est la turbine à vapeur. ALSTOM construit actuellement un méthanier à propulsion électrique. La propulsion à système diesel est proposée pour ses avantages économiques et environnementaux. GDF, à titre d'exemple, en a trois en commande.

Équipement à bord d'installations de reliquéfaction : L'objectif est de reliquéfier le gaz naturel qui serait évaporé au cours du transport maritime afin d'assurer au client une livraison optimale du volume chargé.

Équipement à bord d'installation de regazéification :

Il s'agit d'un concept révolutionnaire. Des méthaniers capables de regazéifier le GNL à un terminal d'importation offshore sans se rendre à quai. Il s'agit du système Shuttle and Regasification Vessel (SRV). En plus d'éliminer les problèmes de stockage et de regazéification relatifs aux terminaux onshore, ce système revêt également un avantage économique significatif. Le SRV qui est une version modifiée du méthanier vient se connecter à une balise flottante offshore éloignée du littoral et ancrée au fond de la mer. Le système d'amarrage flexible est adapté à toutes les profondeurs en mer en tous

milieux. Il est conçu pour être capable de connecter le méthanier à la balise flottante par de fortes vagues et des conditions météorologiques très difficiles, et d'opérer par de fortes tempêtes.

3.2. Nouvelles installations de la chaîne GNL propices au développement :

Les nouveaux terminaux d'exportation : A ce niveau, on notera le développement de trains de liquéfaction à plus grande capacité (jusqu'à 7 Mt / an) ainsi que l'apparition de nouveaux process de liquéfaction venant tenter de concurrencer le monopole bien établi de la société AIR PRODUCT. On notera aussi que sont également approches des conceptions de terminaux de production, de stockage et d'exportation offshore.

Pays	Volume (Mt/an) 2006	Terminaux d'importation actifs (fin 2006)
Japon	60	Environ 26
Corée du Sud	23,5	4
Etats-Unis	15,5	5 (tous sur la cote est)
Espagne	14	5
Taiwan	7	1 (Yunnanfu West)
France	6,5	2
Italie	4,3	1 (Laspezia)
Turquie	3,1	2 (Marmara / Aliaga)
Inde	3	3
Belgique	2,5	1
Portugal	1	1
Chine	1	1 (Guangdong)
Royaume-Uni	1	1
Autres	1	Chili, République Dominicaine

Les nouveaux terminaux d'importation offshore : La société de classification ABS a développé les premières normes de construction et de classification pour les terminaux d'importation offshore. L'opération consiste pour les méthaniers à décharger leur cargaison de GNL sans s'approcher des cotes des pays importateurs. Le premier terminal d'importation offshore a été nommé l'Energy Bridge. Il est opérationnel depuis l'année 2005. HOEGH LNG a énormément investi dans le développement de terminaux de regazéification flottants depuis 2001. En plus d'éliminer les problèmes de stockage et de regazéification relatifs aux terminaux onshore, ce système revêt également un avantage économique significatif.

L'innovation dans les équipements mobiles des terminaux : De nouveaux systèmes de tuyauteries de chargement et de déchargement sont développés et viennent concurrencer les systèmes classiques de tuyaux pivotants.

Le stockage dans les terminaux méthaniers : Des études ont été menées dans le but de procéder à l'extension des sites existant. Mais aujourd'hui, certains acteurs de l'industrie GNL développent des concepts performants de stockage du GNL en sous-sol.

3.3. Limites d'adaptation des nouveaux méthaniers aux terminaux existant : Cependant, la conception de méthaniers de 200.000 m³, voire 250.000 m³ bien que techniquement réalisable rencontre les contraintes suivantes :

- Des tirants d'eau insuffisants aux ports de chargement et de déchargement puisque actuellement, la capacité maximale existante disponible dans le monde s'élève à 160.000 m³ ;
- Des capacités de stockage insuffisantes aux terminaux d'exportation et d'importation ;
- La réticence des compagnies gazières à passer rapidement à l'utilisation de si gros méthaniers, au risque d'augmenter les dangers inhérents au maillon transport et donc d'affecter la bonne réputation de l'industrie en matière de sécurité.

Section 4 : Etat du marché du transport maritime de GNL

4.1. Le commerce international

Selon Cedigaz, seuls 26,3% de la production commercialisée a fait l'objet d'échanges internationaux. Le commerce par tankers de GNL (gaz naturel liquéfié) a représenté 25% du commerce international total.

La proportion relativement faible des échanges internationaux s'explique notamment par l'éloignement des sites de production par rapport aux lieux de consommation et aux coûts élevés du transport. C'est un secteur qui exige des investissements importants, la construction et l'exploitation de gazoducs et qui posent également de nombreux problèmes juridiques et logistiques.

Les principaux pays exportateurs qui utilisent les gazoducs comme mode de distribution en 2006 étaient la Fédération de Russie, le Canada, la Norvège, les Pays-Bas, l'Algérie et le Royaume-Uni. La première zone d'importation par gazoduc, indépendamment des Etats-Unis qui ont absorbées toutes les exportations canadiennes, et l'Europe.

La plus grande part du commerce international de GNL était représentée par les régions Asie-Pacifique, avec l'Indonésie, la Malaisie et l'Australie pour les pays exportateurs et le Japon comme principal pays importateur. L'Algérie et le Qatar sont également des exportateurs majeurs de GNL.

La filière mondiale du GNL selon le "World LNG Source Book 2006 (Gas Technology Institute)" est la suivante :

Douze pays possèdent des équipements de liquéfaction: Abou Dhabi, l'Algérie, l'Australie, Brunei, l'Indonésie, la Libye, la Malaisie, le Nigéria, Oman, le Qatar, Trinité et Tobago et les Etats-Unis.

Quarante et un terminaux receveurs fonctionnent dans dix pays dont 25 au Japon, 4 en Espagne, 3 aux Etats-Unis, 2 en Corée, 2 en France, et 1 en Belgique, en Grèce en Italie, dans la province chinoise de Taïwan, en Chine et en Turquie.

Ci-après le classement des pays exportateurs de GNL en 2006 (millions de Tonnes) :

LNG EXPORTERS	
Libya	0.6
US	1.2
Abu Dhabi	5.8
Oman	6.7
Brunei	7.0
Australia	8.9
Nigeria	9.3
Trinidad	10.3
Qatar	17.8
Algeria	18.7
Malaysia	20.3
Indonesia	24.9

4.2. LNG Un marché en ébullition à 160° C :

Environ 178 millions de tonnes de GNL ont été transportées par voie maritime en 2006. La flotte était alors composée d'un peu plus de 212 méthaniers, d'une capacité moyenne d'environ 125 000 M3.

Fin 2006, la capacité de liquéfaction installée au niveau mondial représentait un peu plus de 170 millions de tonnes par an, soit une augmentation de l'ordre de 20%. Un certain nombre de trains de liquéfaction sont entrés en production dès le début de 2006 (Trinidad Train 4, Darwin LNG), ou ont atteint leur pleine capacité en 2006 (Idku Train 2), ou encore ont été annoncés comme devant être opérationnels en fin d'année (Rasgas II Train 5). Dans le même temps, la flotte de méthaniers disponible a atteint 220 navires, ce qui représente une augmentation de capacité de 3.7 millions de m3 par rapport à la fin 2005, soit une progression de la capacité de transport de l'ordre de 15%, en ligne avec la mise en production des nouveaux trains.

On pourrait alors penser que la capacité de transport de GNL n'évolue qu'avec un léger retard par rapport aux quantités de GNL à transporter. Mais, ce rapide constat mérite une analyse plus précise, car l'entrée en production d capacités supplémentaires de GNL doit être mise en regard de la capacité de transport de GNL disponible, des navires en attente de livraison et de l'évolution du carnet de commandes.

4.3. Etat de la flotte :

Fin 2006, 135 navires étaient en commande, essentiellement dans les chantiers coréens, pour un volume global légèrement inférieur à 23 millions de m3. A titre de comparaison, les 241 méthaniers sur l'eau mi 2007 représentaient une capacité de transport de près de 30 millions de m3. Vingt-six méthaniers ont été livrés en 2006, à comparer à la quinzaine livrée en 2005. Les premières livraisons des navires commandés en 2004 ont eu lieu en 2006, qui reste une année record en termes de prise de commande avec 66 nouveaux contrats. On a assisté en 2006 à un rétrécissement de l'écart entre le nombre de navires commandés (32) et le nombre de navires livrés (26). Dès lors, l'année 2007, avec les 40 livraisons attendues, pourrait connaître une inversion de la tendance avec un nombre de prises de commandes inférieur au nombre de navires livrés. Ce phénomène devrait s'accroître en 2008 avec l'entrée en service d'environ 50 méthaniers, ce qui représentera un pic de livraison. Il est intéressant de constater dès aujourd'hui la diminution de 50% des prises de commande entre 2004 et 2006, tendance qui aura une incidence plus générale sur l'organisation du marché de la construction navale.

Cet état de fait devra être pris en considération par les chantiers, qui ont organisé leur outil de production afin de construire en série des méthaniers relativement standardisés, et qui ont également augmenté leurs capacités de production pour répondre à la demande. A ce jour, la capacité de construction de méthaniers au niveau mondial est l'ordre de 50 à 55 navires par an avec une montée en puissance de nouveaux pays qui, comme la Chine, souhaitent développer leurs propres outils de production. Certains chantiers navals devront probablement procéder à des ajustements ou des réorientations stratégiques au cours des années à venir.

A l'horizon 2010, sans tenir compte de nouvelles prises de commandes qui pourraient intervenir en 2007 et 2008, il y aura 332 navires de moins de 35 ans en service. En imaginant la mise en place de mesures plus restrictives de la part des Majors dans leurs politiques de «vetting», en ligne avec celles appliquées pour les pétroliers, ceci ramènerait la capacité à environ 290 méthaniers en service âgés de moins de 25 ans en 2000.

En termes de capacité, 2006 a vu s'installer quelques tendances lourdes telles que la commande en pleine propriété par la compagnie Nakilat du Qatar de 9 navires de 260 000m³ (Q-max) et la perspective de commandes additionnelles dès 2007 allant jusqu'à 8 Q-max supplémentaires pour les besoins de Qatargas IV et Rasgas III (Train 7). Ces super-méthaniers seront essentiellement dédiés à des lignes Golfe Arabique/ Etats-Unis, mais représentent un précédent notable dans la mesure où ils renvoient les traditionnels 130 000 / 145 000m³ à une catégorie « Midsized ». Cet accroissement de taille est également conforté par la mise en service des navires de 210 000m³ (Q-flex) qui sont actuellement en commande pour le compte du Qatar. Sur les 39 méthaniers actuellement en commande pour le Qatar, 36 sont des unités de 210 000m³ et 260 000m³.

Ils représenteront donc entre 10% et 15% de la flotte en 2010.

L'accroissement de la taille des navires commandés aura pour effet d'augmenter à terme la capacité moyenne de transport des navires en service, qui passera à 144 000m³ en 2010, pour les navires de moins de 35 ans, soit une augmentation l'ordre de 18% par navire, par rapport à celle de 2006 qui était de 126 000m³. (La liste complète des navires méthaniers en exploitation ainsi que celle des navires méthaniers en commande sont formalisées en annexes 5&6).

4.4. Etat du marché :

Courant 2006 on a pu observer l'émergence d'un phénomène qui pourrait avoir tendance à se développer dans les années à venir : le schéma classique de la chaîne GNL, intégrant la construction des méthaniers dès la conception des projets, est bousculé par le retard pris par certains trains de liquéfaction. Par exemple Snohvit en Norvège, pour lequel les quatre navires commandés ont été livrés et se retrouveront disponibles à l'affrètement sur le marché, ou également le projet Sakhalin qui est repoussé en 2008 alors que les cinq navires commandés sont arrivés sur le marché en 2007. Il y a là un double effet combinant des quantités de GNL « manquantes » à une mise à disposition de capacités de transport excédentaires. Certains armateurs, notamment TMT (Taiwan) voient dans cette situation une opportunité et s'engouffrent dans un nouveau genre de « tramping » avec des méthaniers affrétés à temps pour soulager des « Majors » encombrées avec ces navires sans emploi. Cette « niche » peut présenter un intérêt pour des périodes intérimaires et, aussi correspondre à une flexibilité grandissante du marché.

L'autre phénomène marquant de l'année 2006 est l'utilisation de méthaniers en stockage flottant dans une logique spéculative. Initiée par Excelerate Energy avec la souplesse que donne la régazéification à bord, quelques armateurs ont eu recours à cette méthode, en particulier Shell qui a utilisé 2 navires

chargés de GNL en stockage flottant à l'automne. En 2006, onze navires ont été utilisés de cette manière pour des périodes allant jusqu'à quatre mois. Cette option ouvre des possibilités d'arbitrage en jouant sur les différents prix du marché, principalement entre l'Europe et les Etats-Unis, et permet d'attendre des conditions économiques plus favorables. En ce qui concerne les taux d'affrètement, l'année 2006 a connu des variations allant du simple au double, entre 40 000 et 90 000\$/jour, ce qui témoigne de la nervosité et de l'inélasticité d'un marché en pleine mutation. La tendance enregistrée à la fin 2006 est plutôt baissière, avec l'arrivée de nouvelles capacités de transport dès le premier trimestre 2007.

La multiplicité de projets associant de nouvelles technologies et de nouveaux modes opératoires aussi marqué l'année 2006. On peut mentionner à ce titre des stockages flottant de GNL, des bouées de déchargement offshore ou des transferts « ship to ship », qui sont autant d'éléments à prendre en compte dans l'évolution du marché pour les années à venir. Par exemple, la possibilité de décharger à quai et sous forme gazeuse directement dans le réseau devient possible, la première opération de ce genre est programmée en 2007 à Teeside. Ce nouveau mode opératoire préfigure une plus grande souplesse d'utilisation du GNL correspondant aux attentes du marché. Avec ce type de déchargement en phase gazeuse, le gaz devient ainsi une des rares « commodités » à être mise directement à la disposition des consommateurs dans un réseau de distribution, sans stockage intermédiaire ni transformation.

Il est également intéressant de noter que les premières livraisons de GNL vers la Chine à partir de l'Australie ont eu au mois de mai. On a vu également en 2006 les premières importations de GNL Nigérien par Iberdola pour un peu plus de 30% de ses besoins.

Du côté des chantiers, nous venons de traverser une période remarquable en termes d'innovation technologique et d'architecture des navires :

Saut de taille à 260 000m³, propulsion à deux hélices pour les grandes tailles, possibilité de liquéfaction et de regazéification à bord, nouveau type de membrane CS1, propulsion diesel dual gaz-fioul-électrique. Ces progrès rapides sont à opposer à l'image de conservatisme traditionnellement associé au monde du GNL.

On a pu observer, surtout de la part des trois plus gros chantiers coréens, un arbitrage entre la construction de méthaniers et de navires conventionnels. Certains ont donné la préférence aux navires conventionnels parce que celui des méthaniers le prix de marché de ces navires a augmenté plus vite que celui des méthaniers, alors qu'en termes de main d'œuvre un méthanier représente 2.5 VLCC. D'autres ont fait un choix basé sur le critère de l'espace occupé dans les docks, sachant qu'un méthanier conventionnel de 160 000m³ occupe deux fois moins d'espace qu'un VLCC et de surcroît, grâce à la membrane, peut être mis à flotter bien avant un navire conventionnel, permettant ainsi de construire plus de navires dans la même cale.

Du côté des armateurs, le rachat par Golar de 20% de GNL Limited en Australie, mais également la création d'une joint-venture entre Exmar et Sadra en Iran, montrent la nécessité de créer des schémas

innovants intégrant de nouveaux partenariats, afin de profiter d'avantages concurrentiels dans le cadre de nouveaux projets.

Du côté des terminaux de regazéification, le nombre de projets en cours en Europe a considérablement augmenté. En France en particulier, l'annonce faite par 4Gas de construire un terminal au Verdon d'une capacité de 6 milliards de m³/an a été suivie en novembre par le projet de Poweo d'un terminal de regazéification à Antifer d'une capacité de 8 milliards de m³/an. Avec le projet en cours à Fos-Cavaou associant Total et Gaz de France pour 8 milliards de m³/an, la capacité totale de regazéification en France devrait doubler pour atteindre 40 milliards de m³/an à l'horizon 2012.

En ce qui concerne les nouveaux projets GNL, il faut prendre en compte le retard pris par un certain nombre d'entre eux, par exemple le projet « Gorgon » en Australie initialement prévu pour 2008, repoussé au delà de 2010, mais aussi des projets, en particulier en Afrique de l'Ouest, qui s'étaleront dans le temps vu l'importance des investissements. Les incertitudes pesant sur des projets majeurs comme celui de Shtokman en Russie, sont également parmi les événements significatifs de l'année 2006. Le champ gazier de Shtokman, initialement prévu pour être exploité sous forme de GNL à destination des Etats-Unis, serait maintenant destiné à alimenter l'Europe par gazoduc et développer par Gazprom seul, sans le concours des compagnies internationales. Mais il semblerait que la situation puisse connaître d'autres revirements en 2007. Ces éléments vont avoir une incidence sur l'équation mondiale des besoins en GNL.

Il est ainsi intéressant de constater que de nombreux projets annoncés ne seront pas au rendez-vous et que les retards pris vont avoir un impact considérable sur le transport du GNL et parmi lesquels le projet Gassi Touil, destiné au marché nord Américain, initialement prévu d'entrer en exploitation en 2009, ne sera en exploitation qu'en 2011 au plus tôt.

Ainsi, certaines des quantités de GNL attendues dans les années à venir ne seront disponibles qu'au-delà de 2011/2012.

Tous ces facteurs sont assurément une source de réflexion pour les armateurs qui ont commandé des méthaniers classiques (taille 150 000m³, propulsion vapeur) en spéculation, et également pour les chantiers qui devraient connaître un creux de commandes dans les deux ans à venir. On assiste, en effet à une évolution notable de la conception des navires, à la fois en termes de capacité, mais également en termes de flexibilité d'emploi, avec un marché GNL en pleine évolution sur lequel il est maintenant nécessaire d'apporter quelques éléments d'analyse.

« Take a break in the rush »

Le GNL représente une alternative à la raréfaction annoncée de la ressource pétrolière, il est considéré comme une énergie « propre » de plus, ses exportations à partir des pays producteurs membres de l'OPEP ne sont pas soumises aux quotas. Il y a donc une forte demande de GNL et de nombreux projets sont à l'étude ou font l'objet de spéculations dans toutes les zones géographiques riches en gaz. Entre l'annonce de la faisabilité d'un projet GNL et sa réalisation, il peut s'écouler de nombreuses années, tant les investissements en jeu et les considérations géopolitiques peuvent être importants. A

titre d'indication, si l'on prend uniquement en compte les projets pour lesquels les décisions finales d'investissement ont été prises, on peut d'ici 2010 ; l'accroissement de capacité de liquéfaction installée s'accroîtra d'environ 85 millions de tonnes, en tenant compte du délai de conception, de construction et de mise en service des trains de liquéfaction.

Sur ces 85 millions de tonnes de capacité de liquéfaction supplémentaires, environ 40 entrent dans le cadre des projets qataris, pour lesquels un complément d'une douzaine de Q-max et de Q-flex devrait être commandée en 2007 pour le Train III, et ultérieurement pour Qatargas II dont l'entrée en service est prévue pour 2011.

En tenant compte des projets identifiés et du carnet de commandes des chantiers, il y aura une flotte disponible d'un peu plus de 330 méthaniers de moins de 35 ans pour assurer le transport de 270 millions de tonnes/an, et ce sans nouvelle prise de commande pour livraison avant 2010. Ce carnet de commandes représente un accroissement déjà confirmé de plus de 110 méthaniers pour assurer le transport des capacités additionnelles. Si l'on tient compte des quantités produites au Qatar auxquelles 39 navires en commande sont d'ores et déjà affectés, il reste environ 70 méthaniers à livrer pour quelques 45 millions de tonnes complémentaires.

L'accroissement des tonnes-milles lié aux nouvelles routes, en particulier à destination des Etats-Unis, ne sera sûrement pas suffisant pour absorber l'excédent de capacité à venir (accru par l'augmentation de taille unitaire des navires en commande). De plus, les commandes qui interviendront dans le courant de l'année 2007, pour des projets intégrant le segment « shipping », vont également augmenter le nombre de navires livrables avant 2010. La surcapacité attendue est également due à la combinaison de l'arrivée sur le marché des navires commandés en spéculation et des navires livrés en attente de démarrage des projets pour lesquels ils ont été commandés.

Ainsi, le marché devrait se retrouver dans une situation inédite en 2007 et 2008, où l'évolution du carnet de commandes sera un bon baromètre pour juger de la surcapacité attendue à horizon 2010. L'équilibre reste à trouver entre des prises de commandes, dont le nombre devrait s'inscrire dans une baisse déjà amorcée depuis trois ans, et l'identification de nouvelles niches de marché, en particulier liées à l'émergence d'une activité spot, mais aussi à une plus grande demande en termes de flexibilité d'emploi des navires.

Il s'agit peut-être d'un effet d'accordéon inhérent à tout marché en pleine croissance, car les besoins en GNL sont définitivement exprimés dans de nombreux pays. La Chine négocie des protocoles d'accord pour accéder aux quantités nécessaires au développement de son économie, en particulier avec l'Iran, et ses besoins pourraient atteindre 20 millions de tonnes/an d'ici 2015. Les Etats-Unis demandeurs de GNL pourraient diversifier leurs sources d'approvisionnement à partir du bassin Atlantique, si le projet Shtokman est définitivement abandonné. Des projets gigantesques à la fois en Australie, au Nigeria (Brass et OK LNG) et en Iran (NIOC LNG, Persian LNG et le projet SKS avec la Malaisie), sont actuellement à l'étude et représentent en quantités cumulées plus de 50 millions de tonnes/an. Si quelques uns de ces projets démarraient à brève échéance, la correspondance entre les

capacités de production et les capacités de transport s'en trouverait largement modifiée. Le besoin de nouveaux navires représenterait alors des niveaux de commandes analogues à ceux du Qatar au cours des trois dernières années. La photographie du marché du GNL fin 2006 met donc en évidence à la fois les promesses de ce marché en plein boom et la prudence à observer tant les incertitudes peuvent être grandes.

4.5. Éléments substitués non négligeables :

L'attractivité du marché du transport maritime de GNL dépend aussi de la présence de prestations de substitution qui répondent au même besoin avec une technologie différente

- **Maintien d'échanges internationaux importants par Gazoducs :**

A une large échelle, nous relèverons le transport de du gaz naturel à l'état gazeux par voie de gazoducs, ne nécessitant pas de liquéfaction. La plus grande partie des échanges internationaux de gaz naturel dans le monde se fait par le moyen de gazoducs mais nous assistons à un marché devenant davantage liquide. En effet, la part des échanges sous forme liquéfiée ne cesse d'augmenter en volume et en pourcentage du total des échanges.

- **Le transport maritime du gaz naturel sous forme compressée :**

Au niveau du transport maritime, il existe un autre moyen de transporter le gaz naturel qui consiste à le compresser et non à le liquéfier. L'American Bureau of Shipping (ABS) est une société de classification qui a développé des normes pour la construction de méthaniers pour le transport de gaz naturel compressé. Certains opérateurs tels que l'opérateur Belge EXMAR ambitionnent cette utilisation.

4.6. Analyse de la Demande

Multiplication des clients possibles :

L'importance croissante dans la production électrique et la libération progressive du secteur par le démantèlement de nombreux monopoles dans le monde donne la possibilité à des utilisateurs finaux de gaz naturel d'être éligibles à l'importation. Par conséquent, ils constituent pour le futur autant de clients possibles pour les opérateurs du transport maritime de GNL. Ce phénomène devrait fortement s'accélérer durant les prochaines années.

Développement significatif du marché du « Spot » :

Traditionnellement, les méthaniers opèrent plus ou moins comme un bus entre les terminaux d'exportation/liquéfaction et d'importation/regazéification. Mais le commerce international de GNL met de plus en plus en évidence le fait que de telles structures commerciales ne sont plus adaptées à la globalisation du secteur. Les surproductions temporaires des trains de liquéfaction, les pics d'utilisation de gaz naturel des pays importateurs (notamment en hiver) amènent les acteurs à s'intéresser à l'optimisation des échanges et aux opportunités de cette approche. Les limites de

capacité de transport de GNL ont été une contrainte pour les échanges spot. Cependant, une grande partie des contrats d'affrètement de long terme arrivent à expiration. Non seulement la capacité de transport de GNL augmente, mais en plus, de nombreux méthaniers se rendent libres de leurs contrats d'affrètement de 20 à 25 ans. Il leur reste encore au moins 10 années de durée de vie alors que leurs dettes se sont annulées sur une longue période d'affrètement, les rendant disponibles pour des échanges spot. A titre d'exemple, BP SHIPPING a pris le contrôle ces 2 dernières années de 3 nouveaux méthaniers, simplement pour bénéficier des nouvelles opportunités d'affaires dans les échanges spot. L'opérateur canadien TEEKY SHIPPING affirme que les méthaniers qu'il a commandé sont prévus à la fois pour des lignes fixes d'affrètements à long terme et pour des échanges spot de GNL. HYPROC devrait être amené à répondre pour le transport de cargaisons spot de GNL contractées entre le gazier SONATRACH et des importateurs, un peu comme le fait l'opérateur BP SHIPPING pour BP avec trois méthaniers consacrés au spot (British Trader, British Merchant et British Innovator).

Risques d'inexpérience

L'évolution du marché du transport maritime de GNL conduit et conduira les opérateurs à charger et décharger des cargaisons de GNL dans des terminaux qu'ils ne connaissaient pas. Il est connu que l'expérience des équipages est largement établie sur la connaissance des spécificités des terminaux qu'ils ont manœuvrés par le passé. Les lignes assurées par les opérateurs étaient d'une manière générale fixe et régulière. Par conséquent, on mesure l'augmentation risque par l'utilisation de nouveaux terminaux, ce qui pose des problèmes de sécurité.

4.7. Les Contrats d'exportation du Gaz Algérien (GNL &GN)

A. BOTAS (TURQUIE)

La Compagnie d'énergie Turque Botas a conclu un contrat avec Sonatrach en avril 1988 pour l'achat de 40 milliards de M3 de GNL sur 20 ans. Les livraisons étaient programmées au début en 1993, mais n'ont commencé en fait qu'en juillet 1994. Le GNL est réceptionné dans le terminal de regazéification dans de Marmara Ereğlisi, qui a été inauguré en mars 1994 et d'où le gaz est distribué à travers la région d'Istanbul.

Un nouvel accord de vente de GNL a été signé entre les deux parties en Octobre 1995, qui était essentiellement un amendement au contrat original prévoyant d'ajouter un milliard de M3 de GNL algérien avec une date d'entrée en vigueur en 1998, ce qui a augmenté le total des achats contractuels à 3 milliards de M3/an , avec une option pour 1 milliard de M3 supplémentaire. Ce contrat court jusqu'en 2014.

B. DEPA (GRECE)

Après un accord de principe conclu en octobre 1987, un contrat a été signé entre La Grèce et l'Algérie au mois de février 1988 prévoyant 12 milliards de M3 de GNL à fournir à la Compagnie d'Etat grecque Dimossia Epichirissi Aeriou (DEPA) à compter de 1994 et pour une durée de 21ans.

En fait, les livraisons de GNL n'ont pas démarré jusqu'en novembre 1999 en raison d'énormes retards dans la construction d'une borne de réception et de regazéification de GNL à Revithousa, près d'Athènes.

C. DISTRIGAS/DISTRIGAZ (Belgique)

La compagnie Belge Distrigas, a signé un contrat avec Sonatrach en aout 1975 pour l'achat de 100 milliards de M3 de GNL sur 20 ans.

Les livraisons étaient programmées pour démarrer dès Septembre/Octobre 1982 à un premier niveau de 2,5 milliards de M3/an.

Cependant, les évaluations initiales ont été mises à jour par un deuxième accord signé en avril 1981.

Distrigaz a cherché, plus tard, une autre modification des limites contractuelles pour réduire le coût. En janvier 1983, l'Algérie a convenu que les enlèvements soient réduits à 1.5 milliards de M3/an plutôt qu'accepter toute autre modification des arrangements d'évaluation.

En janvier 1986 Distrigaz a signé un accord avec Sonatrach qui a modifié l'évaluation des arrangements initiaux dans son contrat de fourniture de gaz pour la période concernée. Aux termes de cet accord, le volume d'achat de Distrigaz a été réduit à 3 milliards de M3 avec entrée en vigueur en mai 1986.

Un accord définitif fixant les relations contractuelles entre Sonatrach et Distrigaz a été signé à Alger en juin 1989.

Il a modifié le programme de livraison de sorte que la compagnie belge bénéficie de livraisons annuelles augmentant progressivement de 3,5 milliards de M3 en 1988-89 à 4,5 milliards de M3 en 1992-93.

Il a également prévu que Distrigaz paye une compensation financière (environ \$390 millions) à Sonatrach avant fin juin 1989.

La première expédition du GNL algérien à Distrigaz est arrivée sur la borne de GNL à Zeebrugge en juillet 1987.

En 2002 le gaz algérien a représenté 19% de tout le gaz importé par la Belgique.

Les exportations Algériennes vers la Belgique sont venues à échéance en mai 2007 et la Belgique n'importe plus de GNL Algérien.

D. Distrigaz (USA)

Sonatrach et Distrigaz (Etat Unis) ont signé un accord de 15 ans en février 1988 par lequel la Compagnie Américaine devait recevoir au moins neuf cargaisons de GNL tous les ans (représentant un volume total de 795 millions de M3), avec un maximum de 17 cargaisons annuelles (totalisation 1.3milliards de M 3).

Les premières cargaisons aux termes de cet accord ont été livrées à Everett (Massachusetts).

Aux termes d'un deuxième accord signé avec Sonatrach en mars 1989, prévoyant un minimum de 8 et un maximum de 17 cargaisons à livrer annuellement, Distrigas devant recevoir un total de 48 expéditions de 125.000 M3 de GNL.

E. EDISON De E. (Italie)

Sonatrach et Edison ont signé un contrat d'achat de gaz naturel en juin 2003 prévoyant la livraison à la Compagnie Italienne d'un volume de 4 milliards de M3/an de gaz naturel sur une période 15 ans. Le gaz serait livré par le gazoduc transcontinental Enrico Mattei.

F. ENAGAS (Espagne)

Enagas a signé son premier contrat d'achat de GNL avec Sonatrach en 1975, pour une période de 20 ans et pour un volume de 4.5 milliards de M3/an.

L'Espagne n'a pas bénéficié du volume contractuel, important cependant un total de 7.3 milliards de M3 entre 1979 et 1984 au lieu des 18.5 milliards de M3 stipulés dans le contrat.

Ce contrat s'est vu prolongé de six années supplémentaires à compter de 2004. L'Espagne a enlevé un total de 60 milliards de M3 de GNL entre 1985 et 2004.

L'Accord a également prévu l'augmentation du volume des achats d'Enagas à 3 milliards de M3 en 1990, 3.5 milliards de M3 en 2002-03 et 3.8 milliards de M3 à compter de 2004.

En octobre 1988 Enagas a démarré une nouvelle borne de GNL à Huelva, sur la cote ouest.

Jusqu'à toutes les importations de l'Espagne de GNL algérien avaient été fournies à Barcelone. La nouvelle borne a une capacité de regazéification de 3 millions de M3/an et des équipement de stockage de 60.000m3 de GNL.

Une troisième borne de GNL à Carthagène a démarré au début de l'exercice 1989 d'une capacité de 900.000 de M3/an de GNL. Une quatrième borne de réception de GNL vient de voir le jour en mai 2007 à El Ferrol (terminal de Réganosa), dans le nord-ouest, province de la Galice, par un consortium dans lequel Sonatrach a une participation au capital de 15%. Il aura une capacité de 2.5 milliards de M3/an.

La première livraison a été réalisée en mai 2007 par un méthanier Algérien (Mourad Didouche).

L'Espagne reçoit également le gaz naturel algérien par le gazoduc Pedro Duran Farell, accord signé entre Sonatrach et Enagas en juin 1992. Il prévoit l'approvisionnement de 6 milliards de M3/an de gaz naturel sur une période de 25 ans, prenant effet en novembre 1996

G. ENEL (Italie)

L'Entreprise d'Etat d'électricité d'Italie, Enel, a signé un contrat avec Sonatrach en octobre 1992 pour l'achat de 4 milliards de M3/an de gaz naturel algérien sur une période 20 ans. Le gaz était livré par le gazoduc Transmed et les livraisons devaient débiter au dernier trimestre 1994, bien qu'elles n'aient pas commencé réellement qu'à la fin 1996.

A la fin 2001 Enel a signé un autre accord pour l'importation du gaz algérien prévoyant un volume de 2 milliards de M3/an sur une période 20 ans. Le gaz provient de la région de In Salah et est livré par gazoduc.

H. ETAP (TUNISIE)

Sonatrach et la compagnie pétrolière Tunisienne ETAP ont signé un accord en mars 1997 prévoyant la fourniture à la Tunisie de 400 millions de M3/an de gaz naturel par le gazoduc Transmed sur une période 23 ans. La Tunisie reçoit environ 300 millions de M3/an de gaz naturel de redevance pour le passage du gaz algérien par la Tunisie vers l'Italie.

1. GAZ DE France (France)

La Compagnie française de gaz a signé trois contrats successifs de GNL avec Sonatrach : en 1964 (pour 500 millions de M3/an), en 1971 (pour 3.5 milliards de M3/an) et en 1976 (pour 5.15 milliards de M3/an).

Sonatrach et Gaz De France ont signé une autre série d'accords en décembre 1991 prolongeant les trois contrats existants de 10 à 15 ans et conclu un nouveau contrat de dix ans pour 1 milliard de M3/an. Cela a augmenté le volume contractuel maximum des livraisons à 10.15 milliards de M3/an.

A fin février 1998 Sonatrach et Gaz De France ont signé un accord de services et deux amendements aux ventes de GNL et contrats d'achat en vigueur entre elles. L'accord prévoyait que GDF envoie 1.5 milliard de M3/an du gaz qu'elle recevait de Sonatrach à la Compagnie italienne Enel. Le GNL destiné à Enel est livré au terminal de GDF à Montoir-De Bretagne).

Le gaz naturel liquéfié algérien importé par la France est également livré au terminal de Fos-sur-Mer dans le sud-est du pays.

L'Algérie est le troisième fournisseur étranger de la France de gaz naturel, à hauteur de 22.8% d'importations de gaz, après la Norvège (32.8%) et la Russie (24.4%).

J. IBERDOLA (Espagne)

En mars 2002 la compagnie d'électricité espagnole Iberdola a signé un contrat pour l'achat de 1 milliard de M3/an de GNL algérien sur une période 15 ans. Les livraisons ont commencé au cours du troisième trimestre 2002. En outre, Iberdola a signé une lettre d'intention avec Sonatrach pour l'achat de 1 milliard de M3/an de gaz naturel prévu pour être livré via le gazoduc Medgaz.

K. MOGEST (Italie)

En juin 2003 Sonatrach a signé un contrat avec un particulier débutant dans le marché domestique du gaz naturel italien, Mogest. Ce contrat prévoit la vente de 500 millions de M3/an de gaz naturel jusqu'en 2019. Les livraisons devant commencer au plus tard durant le deuxième trimestre de 2007.

L. POIGNEE DE POILE (Etats-Unis)

La Poignée de Poile ,Compagnie des Etats-Unis a signé un contrat avec Sonatrach en avril 1987 qui prévoyait la vente de 80 milliards de M3 de GNL sur une période de 20 ans à un taux annuel maximum de 4.5 milliards de M3/an

Les livraisons ont commencé le dernier trimestre de 1989 à un premier taux de 1.5 milliard de M3/an.

Le GNL algérien est livré au terminal de Charles de Lac en Louisiane, qui a une capacité de regazéification de 19 millions de M3/jour et des équipements de stockage pour 262.000m3 de gaz ainsi qu'au terminal de Cove Point (Maryland).

M. SNAM (Italie)

Le premier contrat de vente de gaz de Sonatrach avec la compagnie italienne Snam a été signé en octobre 1977 et prévoyait l'approvisionnement de 300 milliards de M3 de gaz sur 25 ans par gazoduc. Bien que le gazoduc de Transmed ait été réalisé en 1981, les livraisons n'ont réellement commencé qu'en 1983.

Snam et Sonatrach ont signé un nouveau contrat de livraison de gaz en décembre 1990, prévoyant la livraison de 530 milliards de M3 de gaz naturel sur une période de 25 années commençant en 1994-95, avec des livraisons annuelles d'un minimum d'expéditions de 19 milliards de M3 /an. Ceci était le plus grand contrat du gaz du monde jusqu'ici.

En juin 1994 d'ailleurs, Sonatrach et Snam ont signé un autre accord prévoyant la fourniture de 2 milliards de M3/an de GNL à l'Italie à compter de 1996. C'était la première fois que Snam signait un contrat à long terme avec l'Algérie pour l'achat de gaz sous forme de GNL. Ce nouveau contrat a augmenté les importations totales de Snam de Gaz algérien à 21.5 milliards de M3/an.

N. SODZ PETROL (SLOVENIE)

L'Algérie a signé un accord avec la Yougoslavie en juillet 1985 pour la fourniture de 20 milliards de M3 de gaz naturel sur une période de 20 ans démarrant en 1988. Les livraisons ont commencé à un rythme de 600 millions M3/an, et ont atteint le taux contractuel de 1 milliards de M3/an en 1992. Le gaz est fourni à Essence de Sozd, basée à Ljubljana, (devenue maintenant la Slovénie) par l'intermédiaire du Gazoduc Transmed via l'Italie

O. STATOIL (NORVEGE)

La compagnie Norvégienne Statoil et Sonatrach ont signé le 25 novembre 2003 un accord prévoyant la fourniture à la Compagnie Norvégienne de 3 milliards de M3 de gaz naturel sur une période de trois ans. Les livraisons devant s'effectuer à la borne de regazéification dans le Maryland (Cove Point), aux Etats-Unis.

Pour Statoil, l'Algérie est parmi les sources de gaz avec lesquelles Statoil distribue aux Etats-Unis, et ce, en attendant de fournir du GNL au marché américain à partir du champ de Snohvit, qui est sensé voir le jour en Octobre 2007. Environ 2.4 milliards de M3/an de GNL de Snohvit est destiné au marché US.

P. TRANSGAS (Portugal)

En juillet 1993 le gouvernement portugais a signé un accord avec Sonatrach pour l'achat de gaz algérien fourni par le Gazoduc Maghreb-Europe (maintenant appelé Pedro Duran Farell) L'accord de 24 années a pris effet en février 1997 pour un volume maximum de 2.5 milliards de M3/an.

Plusieurs autres pays et clients envisagent de s'approvisionner avec du GNL Algérien à l'horizon 2010 / 2015 tels que : l'Allemagne, l'Ukraine, la Pologne et les Pays Bas pour l'Europe et le Brésil pour

l'Amérique du Sud avec lequel un mémorandum d'entente a été d'ores et déjà signé entre l'Algérie et le Brésil pour l'approvisionnement de ce pays par du GNL Algérien. Ainsi, aux termes de cet accord, Petrobas (Compagnie Brésilienne d'Hydrocarbures) importera du GNL Algérien à compter de 2008 à travers deux projets de terminaux de regazéification flottants implantés à Rio de Janeiro et à Ceara.

Un tel accord permettra à l'Algérie de diversifier ses ventes de GNL et de tirer profit de toutes les opportunités de marché, notamment sur le bassin Atlantique d'une part, et de permettre à l'Algérie d'étendre son expérience vers la technologie offshore.

Le marché Asiatique pour sa part, étant le marché jouissant du plus grand taux de croissance, verra la part du GNL Algérien augmenter sensiblement surtout au Japon, en Chine, en Inde, à Taiwan et en Corée du Sud.

Volume de gaz naturel algérien exporté en 2006 : 61 GM3 (58% par gazoduc et 42% sous forme de GNL).

Réceptionnaire	Part
Asie	0.4%
Tunisie	0.9%
Turquie	6.4%
Grèce	0.9%
Slovénie	0.6%
Italie	44.1%
Belgique	5.1%
France	13.6%
Royaume Uni	2.8%
Espagne	20.9%
Portugal	3.7%
USA	0.7%

Section 01 : Présentation de la compagnie HYPROC Shipping Company :

1.1. Historique :

HYPROC Shipping Company, anciennement entreprise publique économique « Société National de Transport Maritime de Hydrocarbures et des Produits Chimiques » (SNTM-HYPROC) est née en 1982, à la suite du décret N° 82-282 du 14 aout 1982.

HYPROC S.C a été constituée depuis Décembre 1995 en société par actions au capital de 12.000.000.000 DA détenues entièrement par la société de valorisation des hydrocarbures/SVH agissent pour le compte du groupe Sonatrach.

- Elle tient son expérience et ses traditions maritimes de a compagnie Algérienne de navigation (CNAN), dont elle est issue.
- Elle possède une expérience dans le domaine du transport maritime des hydrocarbures et des produits chimiques de plus d'un quart de siècle.
- Elle dispose et exploite en toute propriété une flotte composée de méthaniers, bitumiers, transport de produits raffinés.
- En décembre 1995, l'entreprise acquiert son autonomie et subit une transformation sur le plan juridique qui lui confère le statut de société par action (SPA).
- En octobre 1997. HYPROC SC passe sous le contrôle du groupe SONATRACH à travers le holding dénommé société d'investissement de participation (SIP), dont le capital a été détenu entièrement par le groupe SONATRACH.
- En décembre 2001, l'entreprise passe sous la tutelle de la branche (SVH) société de valorisation des hydrocarbures/ SONATRACH.
- C'est en 2003, qu'elle a pris la dénomination HYPROC SHIPPING COMPANY.
- Le 08 mars 2005 HYPROC SC quitte Arzew pour Oran.

1.2. Présentation de l'entreprise :

HYPROC SHIPPING COMPANY, est spécialisée dans le transport maritime des hydrocarbures et produits chimiques, pionnière dans le transport du GNL, cumule une expérience de plus d'un quart de siècle dans son domaine avec à son passif près de 3500 voyages maritimes internationaux à travers le monde et plus de 300 millions de mètres cubes de GNL et près de 5 millions de miles parcourus dans les mers et océans.

HYPROC S.C, est partie intégrante du groupe pétrolier SONATRACH qui occupe actuellement à l'échelle mondiale la range de 5^{ième} producteur et 4^{ième} exportateur de GNL et 2^{ième} producteur de GPL. Elle active pleinement dans la commercialisation de la production du groupe Sonatrach, aussi bien qu'à travers les échanges nationaux.

1.3. Les agences de l'entreprise :

L'entreprise dispose de cinq (5) agences de consignations implantées chacune d'elles dans les ports pétroliers d'Arzew, de Béthioua, de Skikda, d'Alger et de Bejaia.

Près de 1900 escales ont été traitées par les agences de consignation durant l'exercice 2006, ces opérateurs ont générées un chiffre d'affaire de près de 260 millions de dinars soit un taux de réalisation de 1,64% par rapport aux chiffres d'affaires globale de l'entreprise.

1.4. Filiales de l'entreprise :

En vue d'occuper une plus grande place dans le marché maritime nationale et internationale ainsi que dans un cadre de restructuration et de diversification des activités de l'entreprise, HYPROC S.C a constituée deux (2) filiales : MEDIFRET spa, NAJDA MAGHREB spa d'une part, elle participe d'autre part dans le capital social de la société AVICAT spa.

Medifret spa :

Société de courtage et de transport maritime de marchandise hors hydrocarbures au capital social de 10.000.000 DA avec un effectif de six (6) agents. La société de transport maritime des marchandises générales et diverses, par abréviation MEDIFRET a été créée le 12 juillet 1995 et a pour objet :

- Le transport maritime de marchandises.
- L'affrètement de tous navires et/ou l'acquisition de tous moyens nécessaires à la réalisation de son activité principale.

Najda Magreb spa :

Spécialisée dans l'entretien et la certification des équipements de sauvetage maritime et des équipements de la lutte contre les incendies, elle jouit d'un capital social de 2.388.000 DA.

Elle est homologuée par la Marine Marchande et agréée par : Viking Station n°643-DSB Station 517 - Plstimo Station n°ALG-1

En plus de son activité première, Najda Magreb a vu son domaine d'activités s'étendre pour assurer les fonctions d'avitaillement, de maintenance et celle de réparation navale. Elle assure également la fourniture de matériels collectifs et individuels de lutte contre incendie et sauvetage maritime.

1.5. Les Activités :

Le transport du GNL représente la majeure partie de son activité (80%) tant en volume transporté qu'en chiffre d'affaires. HYPROC S.C intervient dans ce marché très spécifique qui est régi par des contrats à long terme (20 à 25 ans) justifiés par l'ampleur de l'investissement navire à mettre en œuvre. La contrepartie de cette activité fortement capitalistique est la garantie pour HYPROC S.C de son chiffre d'affaires.

Le segment GNL constitue un maillon essentiel dans la chaîne gaz et contribue à la valorisation du gaz naturel à exporter.

En 2006, la compagnie a transporté plus de 33% de la quantité globale des exportations de GNL par voie maritime. La capacité actuelle de la flotte d'HYPROC SC est de 818 000M3, ce qui représente 63% du tonnage de la flotte marchande algérienne.

La compagnie assure également le cabotage national de GPL et contribue également à son exportation, pour se faire, elle utilise quatre Gpliers (Barouda, Berkine, Brides et Rhourde El Adra dernièrement acquis).

HYPROC SC assure également le transport des bitumes, des produits raffinés et des produits chimiques et effectue des affrètements de navires transporteurs de produits pétroliers et produits chimiques pour le compte de ses clients.

La vocation principale de l'entreprise est le transport du GNL. Ce segment constitue un maillon de l'exportation du gaz naturel Algérien en Europe, Asie et USA.

Hyproc S.C effectue aussi des affrètements de navires pour le transport des produits pétroliers et chimiques pour le compte de ses clients. Elle participe également, par ce même biais, aux exportations de Brut, créneau qu'elle envisage de développer.

A long terme, la pérennité de l'activité dépend des engagements entre Sonatrach et ses clients de GNL. HYPROC S.C n'est pas maître de son développement qui dépend de la pérennité de la filière gaz naturel liquéfié.

1.6. Les ressources

Ressources humaines

La plus grande ressource d'HYPROC S.C se situe au niveau de ces femmes et hommes. Ainsi, la compagnie dispose d'un capital humain d'environ 1700 personnes répartis en effectif naviguant et sédentaire.

Ressources matérielles

HYPROC S.C dispose d'importantes ressources matérielles en toute propriété, à savoir une flotte de 14 navires dont :

- 08 navires méthaniers pour le transport du GNL à charger à partir des ports d'Arzew, de Béthioua et Skikda et destiné aux clients de Sonatrach en Europe, Asie, Amérique.
- 04 Gpliers pour le transport de GPL aussi bien à travers les ports algériens que vers les ports étrangers.
- 02 navires bitumiers pour le transport de bitume tout en cabotage qu'en trafic international.
- Dans le cadre du partenariat, Hyproc S.C et Sonatrach détiennent chacune 25% de participations dans les sociétés ANGTC (société propriétaire du L.F.N'Soumer), MLTC (société propriétaire du Cheikh El Mokrani), SLTC (société propriétaire du Cheikh Bouamama qui sera réceptionné en 2008) créées avec les partenaires japonais Itochu et Mol qui partagent les 50% restant.

- Hyproc S.C active aussi en tant que manager dans l'exploitation du LNG/C Berge Arzew (138.000 M3) acquis par le groupe Sonatrach et l'armateur Norvégien Bergesen en 2004.

HYPROC S.C procède à des affrètements d'appoint à la demande du marché national. Ainsi, outre ses propres navires, elle intervient aussi par des navires affrétés pour satisfaire la demande de ses partenaires commerciaux.

Ci-après, la flotte HYPROC S.C avec les caractéristiques techniques des navires :

Flotte GNL

Navire	Année de construction	Pays de construction	Capacité (M3)	Nombre d'équipage
Ramdane Abane	1980	France	126.132	36
Mourad Didouche	1979	France	126.132	36
Larbi Ben M'hidi	1975	France	129.700	36
Bachir Chihani	1977	France	129.700	36
Mostefa Ben Boulaid	1975	France	125.260	36
Hassi R'mel	1970	France	40.850	36
Lalla Fatma N'soumer	2004	Japon	145.445	31

Flotte GPL

Navire	Année de construction	Pays de construction	Capacité (M3)	Nombre d'équipage
Barouda	1983	Norvège	6.252	22
Berkine	1982	Norvège	4.493	22
Brides	1986	France	7.110	27
Rhourd El Adra	2007	Japon	22.500	30

Flotte Bitumiers

Navire	Année de construction	Pays de construction	Capacité (M3)	Nombre d'équipage
Oued Gueterini	1980		3.007	18
Oued Noumer	1981		2.865	17

1.7. La stratégie de la compagnie :

La stratégie de l'entreprise est orientée qualitativement et quantitativement. Ces orientations reposent sur l'expression de la stratégie :

- Assurer à long terme « au moins jusqu'en 2015 » la continuité d'une activité fortement rémunératrice liée au transport international de produits gaziers et raffinés à forte valeur ajoutée sur les métiers d'armement, de gestion et d'exploitation de navire et de consignation spécialisée
- En maintenant et développant les capacités opérationnelles et le savoir faire.
- En établissant des partenariats techniques et financiers équilibrés avec des intervenants nationaux et internationaux opérant sur toute la filière du transport maritime de gaz et des produits raffinés.

1.8. Les atouts d'HYPROC S.C :

- Une flotte en bon état général bien qu'à rénover
- Un savoir faire très spécialisé reconnu mondialement
- Un capital de marin spécialisés, la ou il y a pénurie de bons marins dans le monde dans cette activité nécessitant de fortes compétences et un niveau d'exigence irréprochable en matière de conduite et de sécurité.

1.9. Qualité :

Le system de management de la qualité QMS adopté par la compagnie est conforme à la norme ISO 9001 version 2000. Ce system est en développement continuellement pour l'intégration de toute nouvelle exigence telle que : l'ISPS code de la norme ISO 14000 qui est tracée comme objectif. En effet, e Septembre 2003, la compagnie a passé avec succès un examen externe effectué par le bureau VERITAS dans le cadre de l'audit annuel de confirmation.

Le processus de mise en œuvre de code ISPS au sein de la compagnie à débuté en Juin 2003, l'évaluation de la compagnie été de ses unités, la formation d'instructeurs, d'auditeurs, de CSO (Company Security Officer) et SSO (Ship Security Officer) ont été réalisées conformément au planning établi avec le RSO (Recognised Security Organisation) qui n'est autre que le NMI (the security division of North East Maritime Institute USA).

1.10. Chiffres clé :

En millions de Dinars	Année 2003	Année 2004	Année 2005	Année 2006
Chiffre d'affaires	10 089,6	10 000,9	14 416	15 848
Transport Maritime	9 707,7	9 622,4	13 846,21	15 337,5
Hydrocarbures	9 693	9 612,5	13 846	15 337,5
Hors hydrocarbures	14,7	9,9	0,21	/
Activités annexes	382	378,5	569	510,9
Résultats d'exploitation	1 563,9	177,8	-876,5	750,6

Section 2 : Etude de cas

Pour les besoins de notre étude, et afin d'avoir une image réelle de la place du maillon transport maritime de GNL en Algérie dans la chaîne gaz, nous nous sommes attachés à procéder de la manière suivante :

D'abord entamer des recherches sur tous les opérateurs exploitant des méthaniers, les identifier, identifier le nombre de navires exploités, leur marché et enfin identifier leurs acquisitions futures. La présentation de l'opérateur HYPROC S.C viendra après.

Nous enchaînerons par une prospection approfondie sur les escales des méthaniers étrangers des terminaux Algériens et les comparant aux escales des méthaniers Algériens.

2.1. Analyse de l'offre :

L'analyse de l'offre a été la plus intense dans le sens où elle a nécessité une recherche importante d'informations sur une durée significative. Progressivement, tous les offreurs, c'est-à-dire les sociétés opérant des méthaniers (en propriété ou pas) ont été identifiés.

Précisément, 39 opérateurs de transport maritime de GNL évoluent actuellement sur le marché (début 2008), soit 40 avec HYPROC SC. Néanmoins, il s'est avéré indispensable d'établir une classification car il existe différents types d'opérateurs. Cette classification est un préalable et la partie suivante qui permettra de présenter de manière précise chaque opérateur. Seul l'opérateur HYPROC SC ne figure pas dans la présentation de la structure concurrentielle, car cette analyse a été effectuée à son bénéfice :

Opérateurs indépendants	Opérateurs gaziers
AESM BERGESEN CERES CST COSCO (nouvel entrant 2007) DYNACOM (nouvel entrant 2007) ELCANO EXMAR GOLAR LNG HANJIN LINE HMM HOMOLCO K LINE KNUTSEN OAS KOREA LINE LEIF HOEGH MAERSK TANKERS MGM (nouvel entrant 2005) MARPETRO MOL NYK LINE SHINWA TANKER SK SHIPPING TEEKAY SHIPPING TEN (nouvel entrant 2007)	ALSOC BP SHIPPING (détaché) BRITISG GAS CGM (détaché) CHEVRON TEXACO EGS (détaché) (nouvel entrant 2006) GAZOCEAN (détaché) GREAT ELEPHANT (détaché) LDA MISC (détaché) POLAR TANKERS (détaché) PSMST (détaché) SNAM STASCO (détaché) Les opérateurs gaziers détachés sont des sociétés exploitant des méthaniers en leur nom propre mais pour le compte d'une compagnie gazière qui constitue dans la majorité des cas leur groupe de rattachement.

Les opérateurs présents sur le marché :

Le marché du transport maritime de GNL, de par sa complexité et ses caractéristiques particulièrement évolutives, ne pouvait être abordé partiellement si l'objectif majeur établi est de disposer d'un panorama pertinent de son environnement. Il n'en reste pas moins que la partie qui suit constitue le noyau de la vielle. L'évolution du secteur du GNL a inéluctablement bouleversé la façon d'appréhender et d'analyser la concurrence et l'entreprise HYPROC SC doit s'en soucier. Comme avancé précédemment, l'attention particulière qui a été portée à l'environnement concurrentiel de l'entreprise HYPROC SC a permis d'identifier de manière complète l'ensemble des opérateurs du

transport maritime de GNL. Pour chacun d'eux, ont été relevés la nationalité, le nombre et le nom des méthaniers opérés (précisant le propriétaire pour ceux exploités en non propriété), la capacité globale de transport et la moyenne d'âge de la flotte. Ont été également mentionnés, s'il y a lieu, les actions entreprises par chaque opérateur en 2006 et/ou celles projetées dans le futur. En outre, l'analyse des informations recueillies a permis d'identifier le comportement des concurrents.

Rappelons que toutes les sociétés présentes dans cette étude sont reprises par ordre alphabétique en annexe sur laquelle sont précisés leurs domaines d'intervention par rapport à notre analyse, ainsi que leur nationalité.

1. AUSTRALIAN LNG SHIP OPERATING COMPANY (ALSOC)

ALSOC est un **opérateur australien**. Actuellement, il exploite **4 méthaniers** qui appartiennent à NWS LNG SHIPPING (les Northwest Sanderling, Northwest Snipe, Northwest Sandpiper, et Northwest Stormpetrel). L'ensemble de ces navires représente une **capacité globale de transport de 508 000m³** avec une **moyenne d'âge de la flotte de 13 années**.

L'opérateur est seulement présent sur la zone Pacifique. Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci.

2. ANGLO EASTERN SHIP MANAGEMENT (AESM)

AESM est un **opérateur britannique**. Actuellement, il exploite **3 méthaniers** (les Laiteta, LNG Edo, et LNG Abuja) dont un appartient à AUXILIAR MARITIMA et 2 à NIGERIA LNG. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 292 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 27 années. D'ici la fin 2007, il devrait commencer à exploiter 2 nouveaux méthaniers (les LNG Cross River et LNG River Niger) appartenant à NIGERIA LNG. Ces derniers porteront à 5 le nombre de navires opérés avec une capacité globale de transport de 574 000m³. Ils permettront une réduction de la moyenne d'âge de la flotte à 18 années.

L'opérateur devrait développer des lignes spot pour des exportations du Nigeria dès 2007 par le moyen des 2 méthaniers en commande de NIGERIA LNG. Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

3. BERGESEN

BERGESEN est un opérateur norvégien. Actuellement, il exploite en toute propriété quatre méthaniers (les Havfru, Century, Berge-Everett, Berge Boston). L'ensemble de ces méthaniers représente une capacité globale de transport de 334 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 15 années.

En 2004, l'opérateur a acheté en copropriété avec SONATRACH un nouveau méthanier (le Berge-Arzew) d'une capacité de 138 000m³ devant être opéré conjointement avec HYPROC SC. Celui-ci porte le nombre de navires opérés à 9 avec une capacité globale de transport d'environ 1200000m³ et réduit la moyenne d'âge de la flotte à 8 années. Il sera exploité en partenariat avec HYPROC SC.

D'ici 2008, il devrait acquérir 3 nouveaux méthaniers pour les exploiter en toute propriété (2 en 2007 et un en 2008) qui porteront le nombre de navires opérés à 12 avec une capacité globale de transport de 1 479 000m³. Ils permettront une réduction de la moyenne d'âge de la flotte à 8 années.

C'est depuis 2002 que l'opérateur assure la ligne GNL (Nigeria---Etats-Unis). L'opérateur renforce donc en propriété ses positions sur les 3 zones d'activité majeures, la Méditerranée, l'Atlantique et le Pacifique. Malgré les récents partenariats établis avec HYPROC SC, il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

4. BP SHIPPING

BP SHIPPING est un opérateur britannique. Actuellement, il exploite 8 méthaniers (les Northwest Sharewater, Al Khaznah, Shahamah, Ghasha, Ish, British Trader, British Merchant, British Innovator) dont trois en toute propriété. Un appartient à NWS LNG SHIPPING et quatre autres à NATIONAL GAS SHIPPING. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 1 087 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 7 années.

D'ici 2008, il devrait acquérir 4 méthaniers (3 en 2007 et un en 2008) pour les exploiter en toute propriété. Ces acquisitions portent le nombre de navires opérés à 12 et la capacité de transport à 1 707 000m³, réduisant la moyenne d'âge de la flotte à 7 années.

C'est depuis 2003 que l'opérateur assure les lignes GNL (Qatar---Espagne), (Emirats Arabes Unis---Taiwan). Dès 2007, il devrait assurer par ses prochaines acquisitions les lignes (Indonésie---Chine) et (Indonésie---Corée du Sud). L'opérateur renforce donc en propriété ses positions sur les zones Méditerranée et Pacifique. Il reste cependant absent sur la zone Atlantique mais devrait être amené à y accrocher du spot.

5. BRITISH GAS

BRITISH GAS est un opérateur britannique récemment entrée sur le marché (en 2004) pour exploiter en toute propriété un méthanier neuf (le Méthane Kari Elin) de 138 000m³.

D'ici 2008, il devrait acquérir 4 nouveaux méthaniers (3 en 2007 et un en 2008) pour les exploiter en toute propriété. Ces derniers porteront le nombre de navires opérés à 5 avec une capacité globale de transport de 718 000m³. Ils permettront une moyenne d'âge de la flotte d'une année.

C'est depuis 2004 que l'opérateur assure la ligne GNL (Trinidad---Etats-Unis).

L'opérateur s'est donc lancé en propriété sur la zone Atlantique. Il reste cependant absent sur les zones Méditerranée et Pacifique mais ses prochaines acquisitions en 2007 devraient lui permettre de pratiquer des échanges spot sur tous les marchés.

6. CERES

CERES est un opérateur grec. Actuellement, il exploite en non propriété 2 méthaniers qui appartiennent à BRITISH GAS (les Methane Polar, Methane Actic). Ces deux navires représentent une capacité totale de transport de 142 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 35 années.

L'opérateur est présent sur les zones Méditerranée et Atlantique. Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci. Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

7. CGM

CGM est un opérateur français. Actuellement, il exploite en non propriété un méthancier (le Tellier) de 40 000m³ qui appartient à MESSIGAZ. Il compte 30 années de service.

L'opérateur est seulement présent sur la zone Méditerranée. Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci. Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

8. CHEMIKALIEN SEE TRANSPORT (CST)

CST est un opérateur allemand. Actuellement, il exploite en toute propriété 2 méthaniers (les Annabella et Isabella). L'ensemble de ces navires représente une capacité totale de transport de 70 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 29 années.

L'opérateur assure depuis peu la ligne GNL (Trinidad---Etats-Unis). Il est présent sur la zone Méditerranée et s'est lancé en propriété sur la zone Atlantique.

Mais il reste absent sur la zone Pacifique. Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

9. CHEVRON TEXACO

CHEVRON TEXACO est un opérateur américain récemment entré sur le marché (en 2004) pour exploiter en non propriété un méthancier neuf (le Northwest Swan) de 138 000m³. Ce navire appartient à WOODSIDE.

L'opérateur est seulement présent sur la zone Pacifique. Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci.

10. COSCO

COSCO est un opérateur chinois. Il entrera sur le marché en 2007 pour exploiter en toute propriété un méthancier de 147 000m³.

En 2008, il devrait commencer à exploiter en toute propriété un nouveau méthancier de 147 000m³. Cette deuxième acquisition portera la capacité globale de transport à 294 000m³ avec un état général neuf de la flotte.

Les prochaines et premières livraisons de méthaniers en 2007 et 2008 permettront à l'opérateur de se lancer sur la zone Pacifique en participant à l'approvisionnement d'un nouveau pays venu dans les échanges internationaux de GNL qu'est la Chine.

11. DYNACOM

DYNACOM est un opérateur grec. Il entrera sur le marché en 2007 pour exploiter en toute propriété 2 méthaniers neufs pour une capacité globale de transport de 300 000m³.

En 2008, il devrait commencer à exploiter en toute propriété un nouveau méthanier de 147 000m³. Cette troisième acquisition portera le nombre de navires opérés à 3 avec une capacité globale de transport à 450 000m³ et un état général neuf de la flotte.

Notre analyse n'a pas détecté de manière précise l'utilisation de ces différents méthaniers mais ils devraient à priori contribuer à l'approvisionnement de la Grèce en GNL d'une part, participer à l'approvisionnement d'autres pays européens et développer des lignes spot sur la zone Méditerranée d'autre part. Il devrait constituer probablement un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation de GNL produit en Algérie.

12. EAGLE GAS SHIPPING

EGS est un opérateur britannique. Il est entré sur le marché en 2006 pour exploiter en non propriété 3 méthaniers neufs pour une capacité globale de transport de 435 000m³. Ces 3 navires ont pour propriétaire BRITISH GAS.

Ces 3 méthaniers permettent à l'opérateur de se lancer sur les lignes (Egypte---Etats-Unis) et (Guinée Equatoriale---Etats-Unis) depuis 2006. Il développe sa présence sur la zone Atlantique et probablement sur la zone Méditerranée. Il ne devrait pas évoluer sur la zone Pacifique, à moins qu'il ne soit amené à exploiter d'autres méthaniers et qu'il ne soit sollicité pour le spot.

13. ELCANO

ELCANO est un opérateur espagnol récemment entré sur le marché (en 2003).

Actuellement, il exploite en toute propriété un méthanier (le Castillo de Villalba) de 138 000m³. Ce navire à tout juste une année d'existence.

L'opérateur est seulement présent sur la zone Atlantique. Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci.

14. EXMAR

EXMAR est un opérateur belge. Actuellement, il exploite 5 méthaniers (les Methania, Excalibur, Excel). En 2004, l'opérateur s'est doté en toute propriété d'un méthanier (l'Excelsior) d'une capacité de 138 000m³.

Un autre méthanier est exploité par cet armateur et dont le propriétaire est GKEF et un autre en copropriétaire avec EXCELERATE ENERGY.

D'ici 2008, il devrait commencer à exploiter 2 nouveaux méthaniers de 138 000m³ qui porteront le nombre de navires opérés à 8 avec une capacité globale de transport de 1100 000m³ et une moyenne d'âge de la flotte réduite à 4 années.

C'est depuis 2003 que l'opérateur assure la ligne GNL (Oman---Espagne). Dès 2005, ces prochaines acquisitions lui permettront de participer à l'approvisionnement des Etats-Unis.

L'opérateur renforce donc en propriété ses positions sur les zones Méditerranée et Atlantique, mais reste absent sur la zone Pacifique. Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évaluation du GNL produit en Algérie.

15. GAZOCEAN

GAZOCEAN est un opérateur français. Actuellement, il exploite en non propriété un méthanier (le Descartes) d'une capacité de 50 000m³. Ce navire compte 33 ans de service et appartient à MESSIGAZ.

En 2004, l'opérateur a commencé à exploiter un nouveau méthanier (le Gaz de France Energy), propriété de GDF, qui porte la capacité globale de transport à 125 000m³ et réduit la moyenne d'âge de la flotte à 17 années.

Deux nouveaux méthaniers sont venus s'ajouter ensuite (le Provalys de GDF en 2005 et le second en 2006 qui appartient communément à GDF et à NYK LINE) portant, ainsi, le nombre de navires opérés à 4 avec une capacité globale de transport de 431 000m³ et réduisant la moyenne d'âge de la flotte à 9 années.

L'opérateur a développé dès 2005 la ligne GNL (Egypte---France). Il renforce sa position sur la zone Méditerranée mais reste absent sur les zones Atlantique et Pacifique (malgré le fait qu'il pourrait être amené prochainement à y pratiquer des lignes spot). Il reste cependant un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

16. GOLAR LNG

GOLAR LNG est un opérateur britannique. Actuellement, il exploite 11 méthaniers (les Hilli, Gimi, Khannur, Golar Freeze, Golar Spirit, Mubaraz, Marweh, El Hamra, Umm El Ashtan, Golar Mazo, Methane Princess). Parmi eux, sept sont opérés en toute propriété et quatre appartient à NATIONAL GAS SHIPPING. L'ensemble de ces méthaniers représente une capacité globale de transport de 1 450 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 15 années.

En 2004, l'opérateur s'est doté en toute propriété de 3 nouveaux méthaniers (les Golar Frost, Golar Winter, Golar Viking). Ces nouvelles acquisitions portent le nombre de navires opérés à 14 avec une capacité totale de transport de 1 724 000m³ et réduisant la moyenne d'âge de la flotte à 12 années.

3 nouveaux méthaniers sont venus s'ajouter en 2006 pour les exploiter en toute propriété qui ont porté le nombre de navires opérés à 14 avec une capacité globale de transport de 2 285 000m³ et une moyenne d'âge de la flotte à 12 années.

L'opérateur a récemment développé en propriété les lignes (Indonésie---Taiwan), (Malaisie---Etats-Unis) et (Trinidad---Espagne). Il est donc présent sur les zones Méditerranée, Atlantique et Pacifique). Etant donné l'augmentation de sa capacité globale de transport, il devrait être apte à répondre à des sollicitations spot. Il reste cependant un concurrent direct et sérieux pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

17. GREAT ELEPHANT

GREAT ELEPHANT est un opérateur taiwanais. Actuellement, il exploite en non propriété un méthanier (le Cinderella) de 25 000m³ coptant 39 années de service. Celui-ci appartient à TAIWAN MARINE.

En 2007, l'opérateur devrait commencer à exploiter en non propriété un nouveau méthanier, dont le propriétaire sera également TAIWAN MARINE. Ce deuxième navire portera le nombre de navires opérés à 2 avec une capacité globale de transport de 165 000m³ et permettra une moyenne d'âge de la flotte de 21 années.

L'objectif majeur de l'opérateur est de renforcer en non propriété à partir de 2007 l'approvisionnement taiwanais en GNL. L'opérateur reste donc seulement présent sur la zone Pacifique.

18. HANJIN LINE

HANJIN LINE est un opérateur sud-coréen. Actuellement, il exploite en non propriété 4 méthaniers (les Hanjin Pyeong Taek, Hanjin Muscat, Hanjin Sur, Hanjin Ras Laffan) qui appartiennent à HANJIN SHIPPING. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 544 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 5 années.

C'est depuis 2000 que l'opérateur a développé en non propriété la ligne GNL (Qatar---Corée du Sud). Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci. Il reste donc présent seulement sur la zone Pacifique.

19. HOMOLCO

HOMOLCO est un opérateur indonésien. Actuellement, il exploite en non propriété 3 méthaniers (les Ekaputra, Dwiputra et Surya Aki) qui appartiennent à HUMPUSS.

L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 283 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 11 années.

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci. Il reste donc seulement présent sur la zone Pacifique.

20. HYUNDAI MERCHANT MARINE (HMM)

HMM est un opérateur sud-coréen. Actuellement, il exploite en toute propriété 6 méthaniers (la série Hyundai avec les Utopia, Greenpia, Technopia, Cosmopia, Aquapia, Oceanpia). L'ensemble de ces

navires représente une capacité globale de transport de 798 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 6 années.

C'est depuis 2000 que l'opérateur a développé la ligne GNL (Oman---Corée du Sud).

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour celui-ci. Il reste donc seulement présent sur la zone Pacifique.

21. K LINE

K LINE est un opérateur japonais. Actuellement, il exploite 9 méthaniers parmi lesquels : les Dewa Maru, Wakaba Maru, Al Rayyan, Zekreet, Arctic Voyager.

Parmi eux, un lui appartient totalement, un autre appartient à MOL et les deux autres à QATARGAS. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 1244 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 6 années et une moyenne d'âge de la flotte réduite à 8 années. 3 autres méthaniers seront acquis en toute propriété en 2009, un appartiendra à PENINSULAR LNG et un dernier à SHOEI KISEN.

Les premiers méthaniers livrés permettront dès 2007 à l'opérateur de participer à l'approvisionnement des Etats-Unis à partir de la Norvège (projet Snohvit) et d'assurer la ligne (Qatar---Corée du Sud). L'opérateur renforce donc sa position sur la zone Pacifique et se lance sur la zone Atlantique. Il reste cependant un concurrent direct et sérieux pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

22. KNUTSEN OAS

KNUTSEN OAS est un opérateur norvégien récemment entré sur le marché (en 2003). Actuellement, il exploite en toute propriété 1 méthanier (le Pionner Knutsen) et 2 en copropriété avec MARPETROL (les Bilbao Knutsen, Cadiz Knutsen) pour des capacités respectives de 138 000m³. Ces derniers portent le nombre de navires opérés à 3 avec une capacité globale de transport de l'opérateur de 277 000m³ et maintiennent une moyenne d'âge de la flotte à une année. Ils seront exploités en partenariat avec MARPETROL.

D'ici 2007, il devrait acquérir en toute propriété un nouveau méthanier de 148 000m³ qui portera le nombre de navires opérés à 4 avec une capacité globale de transport de 425 000m³. Il permettra le maintien d'une moyenne d'âge de la flotte à une année.

Les méthaniers récemment livrés ont permis à l'opérateur d'assurer les lignes GNL (Egypte---Espagne) et (Trinidad---Espagne). Il est donc présent sur les zones Méditerranée et Atlantique mais reste absent de la zone Pacifique.

23. KOREA LINE

KOREA LINE est un opérateur sud-coréen récemment entré sur le marché (en 2000) pour exploiter en toute propriété 2 méthaniers (les K Acacia, K Freesia). L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de

276 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 4 années.

Les méthaniers récemment livrés en 2000 ont permis à l'opérateur d'assurer les lignes GNL (Qatar---Corée du Sud) et (Oman---Corée du Sud). Il est donc seulement présent sur la zone Pacifique et reste absent des zones Méditerranée et Atlantique.

24. LEIF HOEGH

LEIF HOEGH est un opérateur norvégien. Actuellement, il exploite 4 méthaniers (les Norman Lady, Hoegh Galleon, Hoegh Gandria, Matthew). Un en toute propriété, deux en copropriété avec MOL, et un quatrième en non propriété appartient à TRACTEBEL LNG. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 425 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 28 années.

Deux autres méthaniers de 147 000m³ sont venus s'ajouter (le Arctic Princess en 2005 et le Arctic Lady en 2006). Le premier acquis en copropriété triple avec MOL et STATOIL, et le deuxième en copropriété avec MOL. Ces nouveaux contrats portent le nombre de navires opérés à 6 avec une capacité globale de transport de 719 000m³, et réduisant la moyenne d'âge d la flotte à 20 années.

Avec ces dernières acquisitions, cet opérateur assure la ligne (Norvège---Etats-Unis). Il renforce donc ses positions sur les zones Pacifique et Atlantique mais reste absent de la zone Méditerranée.

25. LOUIS DREYFUS ARMATEURS (LDA)

LDA est un opérateur français. Actuellement, il exploite en copropriété avec GDF un méthanier (le Edouard LD) de 129 000m³ comptant 27 années de service.

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour cet opérateur. Il reste donc présent sur les zones Méditerranée et Atlantique. Cependant, il constitue un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

26. MAERSK TANKERS

Filiale du groupe danois AP MOLLER-MAERSK, MAERSK TANKERS est un opérateur danois récemment entré sur le marché du transport de GNL(en 2004) pour exploiter en non propriété 2 méthaniers (le Maersk Ras Laffan). Ces navires appartiennent à AP MOLLER-MAERSK avec une capacité globale de transport de 283 000m³ et une moyenne d'âge de la lotte d'une année.

La livraison récente en non propriété du premier méthanier a permis à l'opérateur de se lancer sur la ligne (Qatar---Corée du Sud). Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement. Il reste donc seulement présent sur la zone Pacifique.

27. MALAYSIA INTERNATIONAL SHIPPING COPRORATION (MISC)

MISC est un opérateur malaisien. Actuellement, il exploite en toute propriété 18 méthaniers (la série Tenaga avec les Dua, Empat, Lima, Tiga, Satu, la série Aman avec les Bintulu, Sendai, Hakata, et la série Puteri avec les Intan, Delima, Nilam, Zamrud, Firuz, Intan Satu, Delima Satu, Nilam Satu, les Puteri Zamrud Satu, et Puteri Firuz Satu). L'ensemble de ces navires représentent une capacité globale de transport de 2 009 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 10 années.

D'ici 2008, il devrait acquérir 11 nouveaux méthaniers pour les exploiter en toute propriété qui porteront le nombre de navires opérés à 29 avec une capacité globale de transport de 3 783 000m³. Ils permettront le maintien de la moyenne d'âge de la flotte à 9 années.

L'opérateur ne prévoit pas de lignes supplémentaires mais devrait largement avoir la capacité de répondre aux prochaines sollicitations spot, notamment dans le cadre de l'évacuation du GNL produit en Malaisie. Cet opérateur est un possible concurrent direct et sérieux pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

28. MARAN GAS MARITIME (MGM)

MGM est un opérateur grec. Il exploite en non propriété 2 méthaniers neufs pour une capacité globale de transport de 290 000m³. Ces deux navires ont pour propriétaire KRISTEN NAVIGATION.

D'ici 2007, il devrait commencer à exploiter en non propriété 2 nouveaux méthaniers de 145 000m³ appartenant toujours à KRISTEN NAVIGATION. Ils portent le nombre de navires opérés à 4 avec une capacité globale de transport de 580 000m³. En outre, ils permettront une moyenne d'âge de la flotte d'une année.

Par nature, l'opérateur sera inéluctablement appelé à intervenir sur des lignes reliant des pays exportateurs de GNL à la Grèce. Néanmoins, la vocation première est depuis 2005, l'évacuation de GNL produit au Qatar, et ce également pour des échanges spot et de court terme. Par voie de conséquence, l'opérateur sera amené à évoluer sur les zones Méditerranée, Atlantique et Pacifique.

29. MARPETROL

MARPETROL est un opérateur espagnol récemment entré sur le marché (en 2004). Il vient d'acquérir en copropriété avec KNUITSEN OAS 2 méthaniers neufs (les Bilbao Knutsen, Cadiz Knutsen) pour des capacités respectives de

138 000m³.

Les récentes acquisitions en copropriété en 2004 ont permis à l'opérateur de se lancer dans les lignes (Egypte---Espagne) et (Trinidad---Espagne). Notre analyse n'a pas détecté d'autres projets de développement. L'opérateur reste donc présent sur les zones Méditerranée et Atlantique et absent de la zone Pacifique.

30. MITSUI OSK LINES (MOL)

MOL est un opérateur japonais. Actuellement, il exploite 23 méthaniers dont Northwest Swallow, LNG Vesta, Al Zhubarah, Al Wajbah, Al Wakrah, Al Biddah, Surya Satsuma, Sohar LNG, Energy Frontier, Muscat LNG, Dukhan, Fuwairit, Disha, Indhan et Lala Fatma N'Soumer... plusieurs de ces navires lui appartiennent, certains en copropriété avec OMAN GAS et PENUNSLAR LNG, 3 appartiennent à QATARGAS, et un dernier à TOKYO LNG.

Il est à noter qu'un méthanier est exploité en copropriété par le biais d'une joint-venture avec SONATRACH, HYPROC SC et ITOSHU en l'occurrence le Lalla Fatma N'Soumer.

Ces nouvelles acquisitions portent la capacité globale de transport de

2 945 000m³. Ils permettront le maintien de la moyenne d'âge de la flotte à 4 années.

C'est depuis 2001 que l'opérateur s'est lancé sur la ligne (Oman---Japon), depuis 2003 pour la ligne (Oman---Espagne) et 2004 pour la ligne (Qatar---Italie). Il devrait se lancer sur la ligne (Qatar---Corée du Sud) et (Qatar---Inde) dès 2007. Il s'est donc largement développer sur les zones Méditerranée et Pacifique. La forte augmentation de sa capacité globale de transport l'amènera certainement à réaliser des lignes spot sur ces 2 zones mais également sur l'Atlantique. En dépit de sa politique de partenariat avec certains opérateurs, notamment avec HYPROC SC, il reste un concurrent pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

31. NYK LINE

NYK LINE est un opérateur japonais. Actuellement, il exploite 13 méthaniers (la série Maru avec les Bishu, Echigo, Banshu, Kotawa, Senshu, ainsi que les Northwest Swift, LNG Flora, Al Khor, Broog, Doha, Al Jasra, LNG Jamal, Pacifique Notus).⁵ sont opérés en toute propriété, 4 appartient à QATARGAS et 4 autres ont respectivement pour propriétaire K LINE, MOL, OSAKA GAS et TOKYO ELECTRIC. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 1 697 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 12 années.

D'ici 2008, il devrait commencer à exploiter 8 nouveaux méthaniers dont 5 en toute propriété, un appartenant à PENINSULAR LNG, et 2 autres qui auront respectivement pour propriétaires TOKYO ELECTRIC et OSAKA GAS. Ces projets d'acquisitions porteront le nombre de navires opérés à 21 avec une capacité globale de transport de 2 863 000m³. Ils permettront une réduction de la moyenne d'âge de la flotte à 10 années.

C'est depuis 2000 que l'opérateur s'est lancé sur la ligne GNL (Oman---Japon), depuis 2003 pour la ligne (Malaisie---Japon). Il s'est lancé dès 2005 sur la ligne (Qatar---Corée du Sud), dès 2007 pour l'évacuation de GNL produit au Nigeria et dès 2009 pour la ligne (Russie-Japon). L'opérateur développe et renforce fortement sa position sur la zone Pacifique et envisage de s'établir significativement sur les zones Atlantique et Méditerranée en participant prochainement aux exports de GNL du Nigeria. Les investissements et partenariats énoncés plus hauts permettront sans aucun doute à l'opérateur de répondre positivement à des sollicitations spot sur ces 3 zones.

32. POLAR TANKERS

POLAR TANKERS est un opérateur américain. Actuellement, il exploite en non propriété 2 méthaniers (les Polar Eagle, Arctic Sun) qui appartiennent à CONOCOPHILLIPS. L'ensemble de ces méthaniers représente une capacité globale de transport de 178 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 11 années.

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour cet opérateur. Il reste donc uniquement présent sur la zone Pacifique et n'intervient pas sur les zones Atlantique et Méditerranée.

33. PRONAV SHIP MANAGEMENT SHINWA TANKER (PSMST)

PSMST est un opérateur japonais. Actuellement, il exploite en non propriété 8 méthaniers (la série LNG avec les Aquarius, Aries, Capricorn, Gemini, Leo, Libra, Taurus, Virgo). Ils ont tous été acquis en copropriété par MOL et LNG JAPAN.

L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 1 008 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 26 années.

D'ici 2008, il devrait acquérir 4 nouveaux méthaniers pour les exploiter en toute propriété (un en 2007 et 3 en 2008). Ces prochaines acquisitions porteront le nombre de navires opérés à 12 avec une capacité globale de transport de

1 848 000m³. Elles réduiront la moyenne d'âge de la flotte à 20 années.

Les prochaines acquisitions en propriété de l'opérateur lui permettront dès 2007 de se lancer sur la ligne (Qatar--Espagne). Déjà présent sur la zone Pacifique, l'opérateur renforce sa position sur la zone Méditerranée et devrait être prochainement dans une position favorable à répondre d'échanges par des lignes GNL spot.

34. SHINWA TANKER

SHINWA TANKER est un opérateur japonais récemment entré sur le marché (en 2003). Actuellement, il exploite en toute propriété un méthanier (le Shinju Maru) de 2500m³ qui compte tout juste une année de service.

L'opérateur intervient dans le cabotage de GNL au Japon et notre analyse n'a détecté aucun projet de développement international pour celui-ci.

35. SK SHIPPING

SK SHIPPING est un opérateur sud-coréen. Actuellement, il exploite 6 méthaniers (la série SK avec les Summit, Supreme, Splendor, Stellar, Sunrise ainsi que le YK Sovereign).

5 sont opérés en toute propriété et un sixième appartient à IS CARRIERS. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de

803 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 5 années.

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour cet opérateur. Il reste donc uniquement présent sur la zone Pacifique mais solidement positionné.

36. SNAM

SNAM est un opérateur italien. Actuellement, il exploite en non propriété 4 méthaniers (la série LNG avec les Palmaria, Elba, Portovenere, Lerci) qui appartiennent tous à AGIP. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 212 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 21 années.

Notre analyse n'a pas détecté de projets de développement pour cet opérateur. Il reste donc uniquement présent sur la zone Méditerranée. Cependant, il constitue un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation du GNL produit en Algérie.

37. STASCO

STASCO est un opérateur britannique. Actuellement, il exploite 24 méthaniers (la série B avec les Bebatik, Bekalang, Belais, Bilis, Bubuk, la série LNG avec les Port Harcourt, Lagos, Delta, Finima, Bonny, Rivers, Sokoto, Bayelsa, ainsi que les Galeomma, Northwst Seaeagle, Abadi, Galea, Granatina, Gallina). 13 appartiennent à SHELL, 9 à NIGERIA LNG, et un dernier à NWS LNG SHIPPING. L'ensemble de ces navires représente une capacité globale de transport de 2 664 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 16 années.

2 664 000m³.

C'est depuis 2002 que l'opérateur assure les lignes (Australia---Corée du Sud) et (Nigeria---Etats-Unis). Il se lance donc sur la zone Atlantique et renforce fortement sa position sur les zones Méditerranée et Pacifique. Sa capacité globale de transport étant croissante, il est aujourd'hui opérationnel pour répondre à des sollicitations spot, notamment vers l'Europe.

38. TEEKAY SHIPPING

TEEKAY SHIPPING est un opérateur canadien récemment entré sur le marché (en 2002). Actuellement, il exploite en toute propriété 4 méthaniers dont le Hispania Spirit et le Catalunya Spirit. Ces navires représentent une capacité globale de transport de 544 000m³ avec une moyenne d'âge de la flotte de 2 années.

D'ici 2007, il devrait acquérir 3 nouveaux méthaniers pour les exploiter en toute propriété qui porteront le nombre de navires opérés à 7 avec une capacité globale de transport de 1 007 000m³. Ils maintiendront la moyenne d'âge de la flotte à 2 années.

Les récentes et premières livraisons en propriété de l'opérateur, en 2002 et 2004, lui ont permis de se lancer sur les lignes (Egypte---Espagne), (Trinidad---Espagne) et (Trinidad---Etats-Unis). Le renforcement de la flotte se traduit par des opportunités de lignes depuis le Qatar et devant s'intensifier à partir de 2007. L'opérateur se retrouve présent sur les zones Méditerranée, Atlantique et Pacifique.

39. TSAKOS ENERGY NAVIGATION (TEN)

TEN et un opérateur grec. Il entrera sur le marché en 2007 pour exploiter en toute propriété un méthanier neuf de 150 000m³.

Notre analyse n'a pas détecté de manière précise l'utilisation de ce méthanier mais il devrait à priori contribuer à l'approvisionnement de la Grèce en GNL d'une part et participer à l'approvisionnement d'autres pays européens sur la zone Méditerranée d'autre part. Il devrait constituer probablement un concurrent direct pour HYPROC SC dans l'évacuation de GNL produit en Algérie.

HYPROC S.C

Après avoir augmenté sa capacité de transport en 2004 avec l'acquisition du Lalla Fatma N'Soumer, méthanier de 147000M³, le seul opérateur algérien sur le marché, vient d'acquérir en 2007 en partenariat avec Sonatrach, Mol et Itochu un nouveau méthanier (MedMax) de 75000M³ portant sa capacité de transport à 850000M³ et une moyenne d'âge à 21 ans.

D'ici 2011, HYPROC S.C prévoit l'acquisition, en partenariat, d'un nouveau Med Max de 75000M³ (2008) et de deux Atlantic max de 165000M³ augmentant, ainsi, sa capacité de transport à 1 300 000M³ soit une augmentation de sa capacité de transport de 45% et une moyenne d'âge à 16 ans.

HYPROC S.C est l'opérateur majeur et principal de Sonatrach dans l'évacuation du GNL algériens vers la zone méditerranée et la zone atlantique (Etats-Unis).

2/ Analyse des enlèvements à partir des terminaux de chargement algériens :

Cette étape primordiale au parachèvement de notre étude, a nécessité une recherche approfondie sur les enlèvements effectués à partir des terminaux de liquéfaction algériens. Nous avons jugé utile de recenser toutes les escales effectuées durant les exercices 2006 et 2007 puis de comparer les enlèvements effectués par les navires algériens et ceux effectués par les navires des armateurs étrangers et en tirer les conclusions qui s'imposent (voir annexe N 07):

Conclusion :

« Une concurrence directe bien établie »

Hyproc SC assure par ses moyens propres le transport d'environ 35% du GNL Algérien. Nous noterons que HYPROC SC n'est pas le seul opérateur intervenant dans le transport maritime de GNL. En effet, nous retrouvons actuellement 12 autres opérateurs étrangers se présentant donc comme des concurrents directs. Il s'agit précisément des sociétés suivantes : les Français GAZOCEAN, CGM et LDA avec les méthanières Descartes, Tellier, Edouard LD, Provalyse et Gaz de France Energy, les Anglais AESM GOLAR LNG et BRITISH GAS avec les Golar Winter, Golar Frost, Methane Arctic et Methane Polar, l'Italien SNAM avec les Palmaria, Elba, Portovenere et Lerici, l'Allemand CST avec l'Annabella et l'Isabella, le Norvégien BERGESEN avec les Century et Havfru (dans un passé récent), le Belge EXMAR avec le Methania, MISC avec les Tenaga Empat et Tenaga Satu, Tenaga Tiga, les Japonais K.Lines avec le Arctic Voyager et NYKL avec le Grace Acacia.

L'identification des concurrents directs de HYPROC SC, c'est-à-dire ceux intervenant dans le cadre des exportations algériennes de GNL nous amène à relever une menace relative à l'intensité de la concurrence. En effet, nous avons relevé 12 opérateurs étrangers chargeant du GNL algérien aux 2 terminaux de liquéfaction que compte le pays (Arzew et Skikda). Il s'agit d'un nombre élevé. Prenons pour exemple le cas de la Malaisie, ce qui paraît approprié puisque à l'instar de l'Algérie, ce pays asiatique est un grand exportateur de GNL et compte lui aussi un opérateur national (MISC) en charge du transport maritime de GNL. MISC est concurrencé par seulement 5 opérateurs que sont l'Anglais GOLAR LNG, les Japonais MOL et NYK LINE, les Sud-Coréens HMM et SK SHIPPING. En réalité, MISC intervient largement dans le cadre des exportations Malaisienne de GNL. Nous noterons que cet opérateur arrive même à charger du GNL algérien pour le livrer aux Etats-Unis, en Méditerranée et en Asie.

Tout cela nous amène à dire que l'Algérie, par le biais, de HYPROC S.C, dans un marché concurrentiel très rude, devrait d'une part rénover sa flotte d'une part et investir beaucoup plus dans le marché du transport maritime de GNL en procédant à un plan d'acquisition de méthanières à la hauteur de ses exportations de GNL d'autre part. La maîtrise de la chaîne GNL passe par cet impératif, dans un marché où les importateurs de GNL sont de plus en plus intéressés par des contrats d'approvisionnement FOB.

Nous noterons aussi que le marché du Spot (hors lignes fixes d'affrètement) prend une ampleur de plus en plus considérable, et HYPROC S.C devrait être amenée à répondre au transport des cargaisons Spot de GNL contractées entre Sonatrach et des importateurs et se doit donc d'inclure cette nouvelle donnée dans le planning de ses acquisitions futures à l'instar de l'opérateur BP avec 3 méthanières dédiés au marché au Spot (British Trader, British Merchant et British Innovator).

J'espère que cette modeste recherche constituera une contribution, et un complément d'étude afin de contribuer avec les études ultérieures à orienter les prochaines planifications stratégiques de l'entreprise.

Conclusion

Pour beaucoup, le gaz naturel est aujourd'hui la passerelle qui nous relie à un futur énergétique « décarboné », peut être même vers une économie de l'hydrogène et s'inscrit dans le concept de sécurité énergétique qui recouvre à la fois les notions de diversification des sources d'énergie et des lieux et moyens physiques d'approvisionnement.

Le gaz naturel devrait devenir l'une des sources principales d'énergie primaire du 21^{ème} siècle comparé à d'autres combustibles fossiles, le gaz naturel est assez peu polluant pour l'atmosphère, il contribue relativement peu à l'effet de serre, il est abondant, disponible et il existe d'importantes réserves prouvées.

Le gaz naturel n'est plus, donc, un sous produit du pétrole, mais une énergie à part entière qui s'impose dans les bilans mondiaux, à titre d'exemple, l'on estime que d'ici 2020, il sera utilisé pour environ 30% de la production mondiale d'électricité.

L'autre face du gaz naturel, c'est que certains pays qui disposent des ressources les plus importantes, (comme la Russie) l'utilisent à des fins politiques et diplomatiques. Le gaz est, ainsi devenu, un enjeu majeur et la pérennité des approvisionnements est une préoccupation de beaucoup de pays qui, dans un contexte marqué par une insécurité des approvisionnements, cherchent à sortir de la sphère d'influence et de dépendance de ceux qui détiennent le monopole des approvisionnements et, donc, de sécuriser et diversifier leur sources d'approvisionnement.

L'approvisionnement du gaz sous forme liquéfiée est devenu une alternative attrayante, la forte croissance de la consommation d'énergie dans le monde, les prix élevés du pétrole, les contraintes environnementales et géopolitiques contribuent au développement des échanges de gaz naturel liquéfié.

Le GNL et son transport se sont développés de façon significative, aujourd'hui le GNL contribue fortement à la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux.

Alors que 5 milliards de m³ étaient commercialisées par voie maritime au début des années 70, plus de 180 Milliards de M³ ont été exportés en 2006 et plus de 300 le seront à l'horizon 2010-2012, et l'on prévoit près de 600 milliards de m³ d'ici 2030.

La valorisation du gaz naturel a pris un essor supplémentaire avec le GNL et de nombreux projets de liquéfaction, accompagnés par une offre croissante de méthaniers voient le jour, tirés notamment par les marchés nord Américains, Asiatiques et Européens.

Le transport maritime de GNL représente, désormais, plus du quart des exportations mondiales de gaz, et devrait représenter le tiers des exportations mondiales de gaz en 2020.

L'Algérie, en tant qu'un des leaders des exportateurs de GNL mondiaux, a une position exceptionnelle sur le plan géopolitique et en terme de marge de manœuvre grâce à sa double dotation en infrastructures (Gazoducs & Terminaux GNL d'exportation).

Si pour les Gazoducs les moyens ont été mis pour l'expansion des exportations de gaz avec les projets Galsi et Medgaz, et pour les projets d'expansion des exportations de gaz par voie liquéfiée avec les projets Gassi Touil et le Méga train de Skikda dans un premier temps, et les projets de Beni Saf et le 2^{ème} Méga train de Gassi Touil, il n'en demeure pas moins que

pour le transport du GNL l'Algérie devra impérativement se mettre au diapason en entreprenant des démarches pour la rénovation de sa flotte actuelle relativement vétuste et l'acquisition de nouveaux méthaniers, augmentant, ainsi, sa capacité de transport et se donnant les moyens de ses aspirations lui permettant, ainsi, de maintenir sa position comme l'un des leader mondiaux des exportateurs de GNL.

BIBLIOGRAPHIE

AFG, Gaz d'Aujourd'hui, l'ouverture des marchés (N°6)

BAUQUIS Pierre-René, Pétrole et Gaz Naturel, comprendre l'avenir, Hirlé, 2003

BOULOUCHER Véronique et FLAMBARD Sabine, L'analyse d'un marché, Vuibert, 2004.

FFOOKS Roger, Natural Gas by sea, Whiterby & Co. Ltd, 1993.

Jean Pierre et PETIT Henri, Quand le Méthane prends la mer, Tacussel, 1998.

MACAVOY Paul, The Natural Gas Market, Yale University Press, 2001.

Petroleum Economist, Fundamentals of Gas Shipping, Sigitto, 2004.

Petroleum Economist, World Energy Atlas, Schlumberger, 2004.

STURM Fletcher, Trading Natural Gas, Penn Well Publishing, 1997.

TERZIAN Pierre, Le Gaz Naturel, Economica, 1998.

The Future of Natural Gas in the world Energy Market, I.B. Tauris & Co. Ltd, 2001.

The Global Liquefied Natural Gas Market : Status & Outlook, U.S. Department of Energy, DC 20585, "Editions 2003, 2004, 2005"

Articles, journaux, revues spécialisées.

Internet.

Annexe 1 :

Classement des réserves de Gaz naturel prouvées par pays (M3)

- 2006 -

1	World	174,600,000,000,000
2	Russia	47,570,000,000,000
3	Iran	26,620,000,000,000
4	Qatar	25,770,000,000,000
5	Saudi Arabia	6,544,000,000,000
6	United Arab Emirates	6,006,000,000,000
7	United States	5,353,000,000,000
8	Algeria	4,531,000,000,000
9	Nigeria	4,502,000,000,000
10	Venezuela	4,191,000,000,000
11	European Union	3,256,000,000,000
12	Iraq	3,115,000,000,000
13	Kazakhstan	3,000,000,000,000
14	Indonesia	2,557,000,000,000
15	Australia	2,549,000,000,000
16	China	2,530,000,000,000
17	Malaysia	2,124,000,000,000
18	Norway	2,118,000,000,000
19	Turkmenistan	2,010,000,000,000
20	Egypt	1,900,000,000,000
21	Uzbekistan	1,875,000,000,000
22	Netherlands	1,756,000,000,000
23	Canada	1,673,000,000,000
24	Kuwait	1,572,000,000,000
25	Libya	1,321,000,000,000

26	Ukraine	1,121,000,000,000
27	India	853,500,000,000
28	Azerbaijan	849,500,000,000
29	Oman	829,100,000,000
30	Pakistan	759,700,000,000
31	Trinidad and Tobago	733,000,000,000
32	Bolivia	679,600,000,000
33	Argentina	663,500,000,000
34	United Kingdom	628,600,000,000
35	Yemen	478,600,000,000
36	Mexico	424,300,000,000
37	Brunei	390,800,000,000
38	Thailand	377,700,000,000
39	Papua New Guinea	345,500,000,000
40	Germany	305,800,000,000
41	Bangladesh	300,200,000,000
42	Burma	283,200,000,000
43	Peru	247,100,000,000
44	Syria	240,700,000,000
45	Brazil	240,000,000,000
46	Italy	226,500,000,000
47	Vietnam	192,600,000,000
48	Poland	154,400,000,000
49	Colombia	127,600,000,000
50	Mozambique	127,400,000,000
51	Cameroon	110,400,000,000
52	Philippines	106,800,000,000
53	Romania	100,700,000,000
54	Afghanistan	99,960,000,000

55	Chile	97,980,000,000
56	Bahrain	92,030,000,000
57	Congo, Republic of the	90,610,000,000
58	Sudan	84,950,000,000
59	Tunisia	77,870,000,000
60	Taiwan	76,460,000,000
61	Denmark	73,510,000,000
62	Cuba	70,790,000,000
63	Namibia	62,300,000,000
64	Rwanda	56,630,000,000
65	Serbia and Montenegro	48,140,000,000
66	Angola	45,870,000,000
67	Japan	39,640,000,000
68	Israel	38,940,000,000
69	New Zealand	37,380,000,000
70	Equatorial Guinea	36,810,000,000
71	Hungary	34,260,000,000
72	Gabon	33,980,000,000
73	Cote d'Ivoire	29,730,000,000
74	Ethiopia	24,920,000,000
75	Croatia	24,720,000,000
76	Ghana	23,790,000,000
77	Austria	23,200,000,000
78	Tanzania	22,650,000,000
79	Ireland	19,820,000,000
80	Slovakia	15,010,000,000
81	France	14,330,000,000
82	Ecuador	9,769,000,000
83	Turkey	8,495,000,000

84	Jordan	6,230,000,000
85	Bulgaria	5,947,000,000
86	Somalia	5,663,000,000
87	Czech Republic	3,964,000,000
88	Guatemala	3,087,000,000
89	Albania	2,832,000,000
90	Spain	2,662,000,000
91	Morocco	1,218,000,000
91	Benin	1,218,000,000
92	Greece	991,100,000
92	Congo, Democratic Republic of the	991,100,000
93	Barbados	141,600,000
94	South Africa	28,320,000

Annexe 2:

Classement production par pays (M3)

- 2006 -

1	World	2,674,000,000,000
2	Russia	587,000,000,000
3	United States	539,000,000,000
4	European Union	239,200,000,000
5	Canada	165,800,000,000
6	United Kingdom	102,800,000,000
7	Indonesia	83,400,000,000
8	Algeria	82,400,000,000
9	Iran	79,000,000,000
10	Norway	73,400,000,000
11	Netherlands	73,130,000,000
12	Saudi Arabia	60,060,000,000
13	Uzbekistan	55,800,000,000
14	Turkmenistan	54,600,000,000
15	Malaysia	53,500,000,000
16	Mexico	47,300,000,000
17	United Arab Emirates	44,790,000,000
18	Argentina	41,040,000,000
19	Australia	35,600,000,000
20	China	35,020,000,000
21	Qatar	30,800,000,000
22	Venezuela	29,700,000,000
23	India	27,100,000,000
24	Egypt	27,000,000,000
25	Trinidad and Tobago	24,700,000,000
26	Pakistan	23,800,000,000

27	Thailand	22,280,000,000
28	Germany	22,220,000,000
29	Ukraine	20,300,000,000
30	Nigeria	19,200,000,000
31	Kazakhstan	18,500,000,000
32	Oman	16,500,000,000
33	Brazil	15,790,000,000
34	Italy	13,550,000,000
35	Romania	12,300,000,000
36	Bangladesh	11,900,000,000
37	Brunei	11,400,000,000
38	Burma	9,980,000,000
39	Bahrain	9,650,000,000
40	Kuwait	8,300,000,000
41	Denmark	7,965,000,000
42	Libya	7,000,000,000
43	Syria	6,950,000,000
44	Bolivia	6,720,000,000
45	Vietnam	6,342,000,000
46	Colombia	6,080,000,000
47	Azerbaijan	5,130,000,000
48	New Zealand	4,773,000,000
49	Poland	4,330,000,000
50	Hungary	2,940,000,000
51	Japan	2,814,000,000
52	South Africa	2,350,000,000
53	Philippines	2,300,000,000
54	Tunisia	2,150,000,000
55	Austria	1,960,000,000

56	Croatia	1,850,000,000
57	France	1,566,000,000
58	Iraq	1,500,000,000
59	Cote d'Ivoire	1,300,000,000
60	Equatorial Guinea	1,270,000,000
61	Chile	1,000,000,000
62	Taiwan	970,000,000
63	Angola	720,000,000
64	Cuba	704,000,000
65	Ireland	673,000,000
66	Serbia and Montenegro	650,000,000
67	Turkey	560,000,000
67	Peru	560,000,000
68	Jordan	390,000,000
69	Belarus	250,000,000
70	Spain	216,000,000
71	Israel	200,000,000
72	Slovakia	165,000,000
73	Papua New Guinea	140,000,000
74	Czech Republic	133,000,000
75	Gabon	90,000,000
76	Mozambique	60,000,000
77	Ecuador	50,000,000
77	Afghanistan	50,000,000
77	Senegal	50,000,000
78	Tajikistan	30,000,000
78	Albania	30,000,000
79	Barbados	29,170,000
80	Greece	27,000,000

81	Georgia	20,000,000
82	Kyrgyzstan	6,000,000
83	Morocco	5,000,000
84	Bulgaria	1,000,000

Annexe 3 :

Classement des Importateurs de gaz naturel par pays (M3)

- 2006 -

1	World	696,000,000,000
2	European Union	297,800,000,000
3	United States	114,100,000,000
4	Germany	85,020,000,000
5	Japan	77,730,000,000
6	Ukraine	59,800,000,000
7	Italy	54,780,000,000
8	France	40,260,000,000
9	Korea, South	21,110,000,000
10	Netherlands	20,780,000,000
11	Belarus	20,500,000,000
12	Spain	17,260,000,000
13	Turkey	15,750,000,000
14	Belgium	15,400,000,000
15	Russia	12,000,000,000
16	Hungary	9,587,000,000
17	Czech Republic	9,521,000,000
18	Poland	9,450,000,000
19	Canada	8,730,000,000
20	Mexico	7,850,000,000
21	Taiwan	7,480,000,000
22	Austria	7,050,000,000
23	Slovakia	6,949,000,000
24	Brazil	5,947,000,000
25	Bulgaria	5,800,000,000

26	Romania	5,400,000,000
27	Chile	5,337,000,000
28	Thailand	5,200,000,000
29	Iran	4,920,000,000
30	Finland	4,567,000,000
31	Ireland	3,384,000,000
32	Switzerland	3,093,000,000
33	Lithuania	2,760,000,000
34	United Kingdom	2,700,000,000
35	Portugal	2,553,000,000
36	Singapore	2,500,000,000
37	Moldova	2,050,000,000
38	Greece	2,018,000,000
39	Latvia	1,700,000,000
40	Armenia	1,685,000,000
41	Tunisia	1,580,000,000
42	Kyrgyzstan	1,500,000,000
42	Georgia	1,500,000,000
43	Tajikistan	1,400,000,000
44	Estonia	1,270,000,000
45	Croatia	1,080,000,000
46	Slovenia	1,040,000,000
47	Azerbaijan	1,000,000,000
48	Sweden	968,000,000
49	Luxembourg	867,000,000
50	Puerto Rico	630,000,000
51	Bosnia and Herzegovina	300,000,000
52	Hong Kong	71,150,000
53	Uruguay	65,000,000

Annexe 4 :

Classement des exportateurs de gaz naturel (M3)

- 2006-:

1	World	667,600,000,000
2	Russia	157,200,000,000
3	Canada	91,520,000,000
4	European Union	78,100,000,000
5	Algeria	57,980,000,000
6	Norway	50,500,000,000
7	Netherlands	49,280,000,000
8	Turkmenistan	38,600,000,000
9	Indonesia	37,500,000,000
10	United States	24,190,000,000
11	Malaysia	22,410,000,000
12	Qatar	18,200,000,000
13	United Kingdom	15,750,000,000
14	Trinidad and Tobago	11,790,000,000
15	Australia	9,744,000,000
16	Brunei	9,000,000,000
17	Burma	8,424,000,000
18	Nigeria	7,830,000,000
19	Germany	7,731,000,000
20	Oman	7,430,000,000
21	United Arab Emirates	7,190,000,000
22	Uzbekistan	6,500,000,000
23	Argentina	6,050,000,000
24	Kazakhstan	4,100,000,000
25	Ukraine	3,900,000,000

26	Iran	3,400,000,000
27	Denmark	3,100,000,000
28	Bolivia	2,900,000,000
29	China	2,790,000,000
30	France	1,725,000,000
31	Libya	770,000,000
32	Italy	61,000,000
33	Poland	44,000,000
34	Hungary	4,000,000
35	Czech Republic	1,000,000
35	Slovakia	1,000,000

The World Fleet of LNG Carriers (as of January, 2008)

Ship Name	Shipowner	Operator	Shipbuilder	Country of Build	Hull #	Contract	Delivery	Flag	Class	Power Plant	HP	Speed (knots)	Cargo System	# of Tanks	Capacity (cu.m.)	Price (\$mm)
Methania	Distigas	Exmar	Boehwert	Belgium	1467		oct-78	Belgium	LR	S	45	19.00	GT N.O 85	5	131,235	
Mubarak	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Kvaerner-Masa	Finland	1330	1993	janv-96	Liberia	LR	S	40,25	19.50	M-css	4	137	250
Mraweh	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Kvaerner-Masa	Finland	1331	1993	juin-96	Liberia	LR	S	40,25	19.50	M-css	4	137	250
Al Hamra	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Kvaerner-Masa	Finland	1332	1993	janv-97	Liberia	LR	S	40,25	19.50	M-css	4	137	250
Umm Al Ashtan	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Kvaerner-Masa	Finland	1333	1993	May-97	Liberia	LR	S	40,25	19.50	M-css	4	137	250
Descartes	Messigaz	Gazococean		France	240		1971	France	BV	S	17,7	17.00	TZ Mk. I	6	50	
Bebatic	Brunei Shell Tankers	STASCO	Atlantique	France	25G		oct-72	Brunei	LR	S	20,8	18.25	TZ Mk. I	6	75,06	
Bekalang	Brunei Shell Tankers	STASCO	Atlantique	France	25H		juin-73	Brunei	LR	S	20,8	18.25	TZ Mk. I	6	75,08	
Bekulan	Brunei Shell Tankers	STASCO	Atlantique	France	25I		Dec-73	Brunei	LR	S	20,8	18.25	TZ Mk. I	6	75,07	
Belais	Brunei Shell Tankers	STASCO	Atlantique	France	25J		Dec-76	Brunei	LR	S	20,8	18.25	TZ Mk. I	6	75,04	
LNG Lagos	Bonny Gas Transport	STASCO	Atlantique	France	26A		Dec-76	Bermuda	BV	S	32	19.50	GT N.O 85	6	122	52
LNG Port Hercourt	Bonny Gas Transport	STASCO	Atlantique	France	26B		sept-77	Bermuda	BV	S	34	20.00	GT N.O 85	6	122	52
Mourad Didouche	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	Atlantique	France	26G		juil-81	Algeria	BV	S	34	20.00	GT N.O 85	5	126,13	112
Ramdane Abane	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	Atlantique	France	26L		Aug-84	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Puteri Intan	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Atlantique	France	30E	1991	Aug-91	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Puteri Delima	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Atlantique	France	30F	1991	janv-95	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Puteri Niam	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Atlantique	France	30G	1991	juin-95	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Puteri Zamrud	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Atlantique	France	30H	1991	May-96	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Puteri Firuz	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Atlantique	France	30I	1991	May-97	Malaysia	LR	S	36,3	21.00	GT N.O 96	4	130,405	260
Gaz de France Energy	Gaz de France	Gazococean	Atlantique	France	M32	Feb-02	Dec-06	France	BV	DFDE	31	16.00	CS1	4	74,1	
Provallys	Gaz de France	Gazococean	Atlantique	France	N32	oct-03	nov-06	France	BV	DFDE	46		CS1	4	153,5	227
Gaselys	Gaz de France/NYK	NYK Line	Atlantique	France	P32	May-04	mars-07	France	BV	DFDE	46		CS1	4	153,5	227
Edouard L.D.	Dreyfus/Gaz de France	Louis Dreyfus	Dunkerque	France	290	1974	Dec-77	France	BV	S	45	19.00	GT N.O 85	5	126,299	50
Tenaga Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Dunkerque	France	301		sept-82	Malaysia	AB	S	45	20.00	GT N.O 88	5	130	120
Tenaga Dua	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Dunkerque	France	302		Aug-81	Malaysia	AB	S	45	20.00	GT N.O 88	5	130	120
Tenaga Tiga	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Dunkerque	France	303		Dec-81	Malaysia	AB	S	45	20.00	GT N.O 88	5	130	120
Tellier	Messigaz	Gazococean	La Ciotat	France	258		janv-74	F. A. T.	BV	S	17	17.00	TZ Mk. I	5	40,081	
Belanak	Brunei Shell Tankers	STASCO	La Ciotat	France	290		juil-75	Brunei	LR	S	20,8	18.25	TZ Mk. I	6	125,26	
Mostefa Ben Boulaid	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	La Ciotat	France	302		Aug-76	Algeria	BV	S	32,4	18.50	GT N.O 82	6	40,85	
Hassi R'Mel	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	La Seyne	France	1388		1971	Algeria	BV	S	16,25	16.00	GT N.O 82	6	77,731	
Bilis	Brunei Shell Tankers	STASCO	La Seyne	France	1399		mars-75	Brunei	LR	S	20,8	18.25	GT N.O 82	5	77,731	
Bubuk	Brunei Shell Tankers	STASCO	La Seyne	France	1400		oct-75	Brunei	LR	S	20,8	18.25	GT N.O 82	5	77,731	
Isabella	Chemikalien Seetransp	Chemikalien Seetransp	La Seyne	France	1401		Apr-75	Liberia	LR	S	23	18.00	GT N.O 82	5	35,5	
Annabella	Chemikalien Seetransp	Chemikalien Seetransp	La Seyne	France	1402		May-75	Liberia	LR	S	23	18.00	GT N.O 82	5	35,5	
Larbi Ben M'Hidi	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	La Seyne	France	1414		juin-77	Algeria	BV	S	36	19.50	GT N.O 85	5	129,767	112
Bachir Chihani	SNTM-Hyproc	SNTM-Hyproc	La Seyne	France	1415		Feb-79	Algeria	BV	S	36	19.50	GT N.O 85	5	129,767	112
Tenaga Empat	M.I.S.C.	M.I.S.C.	La Seyne	France	1428		mars-81	Malaysia	AB	S	45	20.00	GT N.O 88	5	130	120
Tenaga Lima	M.I.S.C.	M.I.S.C.	La Seyne	France	1429		sept-81	Malaysia	AB	S	45	20.00	GT N.O 88	5	130	120
Cinderella	Taiwan Marine	Bluesky LNG	Le Trait	France	171		1965	St. Vincent	BV	S	12	17.10	Worms	7	25,5	
Golar Freeze	Golar LNG	Golar LNG	HDW	Germany	83		Feb-77	U.K.	NV	S	40	20.00	M-css	5	125,858	55
Hoegh Gandria	Hoegh LNG	Hoegh LNG	HDW	Germany	84		oct-77	N.I.S.	NV	S	40	20.00	M-css	5	125,82	55
LNG Palmara	ENI	ENI	Cisnoe	Italy	1645		1969	Italy	RI	S	15	18.00	Esso	4	41	38
LNG Etba	ENI	ENI	Genoa	Italy	1647		1970	Italy	RI	S	15	18.00	Esso	4	41	38
LNG Portovenere	ENI	ENI	Sestr	Italy	5910		juin-96	Italy	RI	S	12,5	16.50	GT N.O 96	4	65	200
LNG Lerici	ENI	ENI	Sestr	Italy	5911		mars-98	Italy	AB	S	12,5	16.50	GT N.O 96	4	65	200
Polar Eagle	Polar LNG Shipping	Marathon	IHI Chita	Japan	3015		juin-93	Liberia	AB	S	21	18.50	IHI SPB	4	89,86	184
Arctic Sun	Arctic LNG Shipping	Marathon	IHI Chita	Japan	3016		Dec-93	Liberia	AB	S	21	18.50	IHI SPB	4	89,86	184
Shinju Maru No. 1	Shinwa Chemical Co.	Shinwa Marine	Imabari Higaki	Japan	1529	nov-01	Aug-03	Japan	NK	D	2,6	12.70	Cylinders	2	2,538	
Kayoh Maru	Daiichi Tankers	Daiichi Tankers	Imamura	Japan			1988	Japan	NK				Cylinders	2	1,517	
North Pioneer	Japan Liquid Gas	Japan Liquid Gas	Kawasaki Kobe	Japan	1571	Feb-04	Dec-05	Japan	NK	D	2,55		Cylinders	2	2,5	
Golar Spirit	Golar LNG	Golar LNG	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1220		sept-81	U.K.	NV	S	45	19.50	M-css	5	129	134
Kishu Maru	J3 Consortium	K Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1334		Aug-83	Japan	NK	S	40	19.30	M-css	5	125	125
Kotawaka Maru	J3 Consortium	NYK Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1340		janv-84	Japan	NK	S	40	19.30	M-css	5	125,199	120
Northwest Shearwater	Australia LNG	BP Shipping	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1410		sept-91	Bermuda	LR	S	23,3	18.50	M-css	4	127,5	180
LNG Flora	J3 Consortium	NYK Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1427		mars-93	Japan	NK	S	32	19.30	M-css	4	127,705	
Shahamah	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1438		oct-94	Liberia	NV	S	39	19.50	M-css	5	135,496	271
Surya Aki	MCGG International	Homolco	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1440		Feb-96	Bahamas	NK	S	12	18.50	M-css	3	19,474	101
Al Rayyan	J4 Consortium	K Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1445	nov-93	mars-97	Japan	NK	S	32,8	19.50	M-css	5	135,358	250
Al Wakrah	J4 Consortium	Mitsui OSK Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1446	nov-93	Dec-98	Japan	NK	S	32,8	19.50	M-css	5	135,358	250
Al Biddah	J4 Consortium	Mitsui OSK Line	Kawasaki Sakai-ze	Japan	1470	nov-93	nov-99	Japan	NK	S	32,8	19.50	M-css	5	135,279	250

Energy Frontier	Tokyo LNG Tankers	Mitsui OSK Line	Kawasaki Sakaide	Japan	1524	Dec-00	sept-03	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	4	147,599	
Energy Advance	Tokyo LNG Tankers	Mitsui OSK Line	Kawasaki Sakaide	Japan	1527	Jan-02	marc-05	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	4	145	
Muscat LNG	Oman Gas/MOL	Mitsui OSK Line	Kawasaki Sakaide	Japan	1527	Apr-02	marc-04	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	4	149,172	150
Arctic Voyager	K Line	K Line	Kawasari Sakaide	Japan	1532	Jun-02	Apr-06	N.I.S.	NK	S	36.6	18.50	Moss	4	140	165
Lala Fatma N'Soumer	Algeria Nippon Gas	Hyproc/MOL	Kawasari Sakaide	Japan	1534	Jul-02	Dec-04	Japan	BV	S	32.8	18.50	Moss	4	145	
Energy Progress	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK Line	Kawasari Sakaide	Japan	1549	Jul-03	Nov-06	Japan	NK	S	36.6	18.50	Moss	4	145	150
LNG Dream	Oeaka Gas	NYK Line	Kawasari Sakaide	Japan	1645	Jul-02	Sept-06	Japan	NK	S	36.6	18.50	Moss	4	145	
Nizwah LNG	Oryx LNG Carriers	Mitsui OSK Line	Kawasari Sakaide	Japan	1652	Aug-03	Dec-05	Japan	NK	S	36.6	18.50	Moss	4	145	
Banshu Maru	J3 Consortium	K Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	1670		Oct-83	Japan	NK	S	40	19.25	Moss	4	145	150
Echigo Maru	J3 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	1639			Japan	NK	S	40	19.25	Moss	5	125,542	132
Dewa Maru	J3 Consortium	K Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	1690		Aug-83	Japan	NK	S	40	19.25	Moss	5	125,568	125
Northwest Sanderling	Australia LNG	ALSOC	Mitsubishi Nagasaki	Japan	1690		Jul-84	Japan	NK	S	40	19.25	Moss	5	125	120
Northwest Swft	J3 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	1696		Jun-89	Australia	LR	S	23.3	18.50	Moss	4	127,525	180
Ekaputra	Humpuss Consortium	Humolco	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2000		Sept-89	Japan	NK	S	23.3	18.50	Moss	4	127,59	180
Northwest Seaeagle	Australia LNG	STASCO	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2011		Janv-90	Liberia	LR	S	26.7	17.50	Moss	5	136,4	178
LNG Vesta	Tokyo Gas Consortium	Mitsui OSK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2041		Nov-92	Bermuda	LR	S	23.3	18.50	Moss	4	127,452	216
Dwiputra	Humpuss Consortium	Humolco	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2062		Jun-94	Japan	NK	S	32	19.25	Moss	4	127,547	
Ish	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2067		Marc-94	Bahamas	NK	S	32	19.30	Moss	4	127,366	
Northwest Stormpetrel	Australia LNG	ALSOC	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2074		Nov-95	Liberia	NV	S	35.1	19.50	Moss	5	137,54	271
Al Khor	J4 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2074		Dec-94	Australia	LR	S	23.3	18.50	Moss	4	127,606	240
Al Wajbah	J4 Consortium	Mitsui OSK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2085	Nov-93	Dec-96	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,354	250
Doha	J4 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2096	Nov-93	Jun-97	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,354	250
Al Jasra	J4 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2091	Nov-93	Jun-99	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,354	250
Golar Maza	Golar/Chinese Pet	Golar LNG	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2117		Jul-00	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,354	250
LNG Jamal	Osaka Gas/J3 Cons.	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2146		Janv-00	Liberia	LR	S	29	19.80	Moss	5	135,225	245
Sehgo LNG	Oman Gas/MOL	Mitsui OSK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2157		Oct-00	Japan	NK	S	36.4	19.50	Moss	5	135,333	200
Abadi	Brunei Gas Carriers	STASCO	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2152	Apr-99	Oct-01	Malta	NK	S	36.4	19.50	Moss	5	137,248	200
Puteri Intan Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2163	Apr-99	Jun-02	Brunei	LR	S	29	19.00	Moss	5	135	180
Puteri Niam Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2159	May-00	Dec-01	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Galea	Shell Shipping	STASCO	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2172	Aug-00	Sept-03	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Gallina	Shell Shipping	STASCO	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2173	Aug-00	Oct-02	Singapore	LR	S	29	19.85	Moss	5	134,425	165
Pacific Notus	Pacific LNG Shipping	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2176	Feb-01	Sept-03	Singapore	LR	S	29	19.85	Moss	5	134,425	165
Puteri Firuz Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2177	Marc-01	Sept-04	Bahamas	NK	S	29	19.00	Moss	5	137,006	180
Gemmata	Shell Shipping	STASCO	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2177	Marc-01	Sept-04	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Arctic Princess	MOL/Hoegh LNG	Hoegh LNG	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2153	Jul-01	Marc-04	Singapore	LR	S	29	19.85	Moss	5	138,104	165
Pacific Eurus	LNG Marine Transport	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2154	Jun-02	Janv-06	N.I.S.	NV	S	29	19.00	Moss	4	147,2	165
Arctic Lady	MOL/Hoegh LNG	Hoegh LNG	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2187	May-02	Marc-06	Bahamas	NK	S	29	19.00	Moss	4	137	180
Ibri LNG	Oman Gas/MOL	Mitsui OSK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2185	Aug-02	May-06	N.I.S.	NV	S	29	19.00	Moss	4	147,2	165
Seri Bakti	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2215	Janv-04	Jul-06	Japan	NK	S	29	19.00	Moss	4	147,2	165
Senshu Maru	J3 Consortium	NYK Line	Mitsubishi Nagasaki	Japan	2220	Sept-04	Feb-07	Malaysia	LR	S	30	19.50	GT NO 96	4	152,3	180
Wakaba Maru	J3 Consortium	K Line	Mitsui Chiba	Japan	1230		Apr-84	Japan	NK	S	40	19.30	Moss	5	125	125
Northwest Swallow	J3 Consortium	Mitsui OSK Line	Mitsui Chiba	Japan	1250		Apr-85	Japan	NK	S	40	19.30	Moss	5	125	125
Northwest Snipe	Australia LNG	ALSOC	Mitsui Chiba	Japan	1321		Nov-89	Japan	NK	S	40	19.30	Moss	5	125	120
Northwest Sandpaper	Australia LNG	ALSOC	Mitsui Chiba	Japan	1370		Sept-90	Australia	LR	S	23.3	18.50	Moss	4	127,708	180
Al Khaznah	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Mitsui Chiba	Japan	1370		Feb-93	Australia	LR	S	23.3	18.50	Moss	4	127,747	216
Ghasha	National Gas Shipping	National Gas Shipping	Mitsui Chiba	Japan	1380		Jun-94	Liberia	NV	S	35.1	19.50	Moss	5	135,496	271
Al Zubarah	J4 Consortium	Mitsui OSK Line	Mitsui Chiba	Japan	1387		Jun-95	Liberia	NV	S	35.1	19.50	Moss	5	137,514	271
Broog	J4 Consortium	NYK Line	Mitsui Chiba	Japan	1411		Dec-96	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,573	250
Zekreet	J4 Consortium	K Line	Mitsui Chiba	Japan	1412		May-98	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	137,573	250
Puteri Delima Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsui Chiba	Japan	1432		Dec-98	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	5	135,42	
Puteri Zamrud Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsui Chiba	Japan	1506	May-00	Apr-02	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	180
Dukhan	J4 Consortium	Mitsui OSK Line	Mitsui Chiba	Japan	1507	May-00	Janv-04	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Puteri Mufiera Satu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsui Chiba	Japan	1551	Apr-01	Oct-04	Japan	NK	S	32.8	19.50	Moss	4	135	170
Arctic Discoverer	K Line	K Line	Mitsui Chiba	Japan	1552	Aug-01	Apr-05	Malaysia	LR	S	36.4	19.50	GT NO 96	4	137,1	179
Aman Bintulu	Perbadanan/NYK Line	Perbadanan NSL	NKK Tsu	Japan	1554	Jun-02	Janv-06	Bahamas	NK	S	29	19.00	Moss	4	140	165
Aman Sendai	Perbadanan/NYK Line	Perbadanan NSL	NKK Tsu	Japan	136		Oct-93	Malaysia	NK	S	7.5	15.00	TZ Mk. III	3	18,928	80
Aman Hakata	Perbadanan/NYK Line	Perbadanan NSL	NKK Tsu	Japan	150		May-97	Malaysia	NK	S	7.5	15.00	TZ Mk. III	3	18,928	
Surya Satsuma	MCCG International	Humolco	NKK Tsu	Japan	153		Nov-98	Malaysia	NK	S	7.5	15.00	TZ Mk. III	3	18,8	
Cheikh El Mokrani	Med. LNG Tpt. Corp.	Hyproc/MOL	Universal	Japan	192		Oct-00	Japan	NK	S	10.6	16.50	TZ Mk. III	3	23,096	
SK Summit	SK Shipping	SK Shipping	Daewoo	Korea	55	Jun-04	Jun-07	Liberia	BV	S			TZ Mk. III	4	75.5	160
K Acacia	Korea Line	Korea Line	Daewoo	Korea	2202	Dec-96	Aug-99	Panama	NV	S	40	20.50	GT NO 96	4	138	219
K Freesia	Korea Line	Korea Line	Daewoo	Korea	2203	Dec-96	Janv-00	Panama	BV	S	40	20.50	GT NO 96	4	138,017	219
Hispania Spirit	Teekay LNG Partners	Teekay LNG Partners	Daewoo	Korea	2204	Oct-97	Jun-00	Panama	BV	S	40	20.50	GT NO 96	4	135,256	219
Excalbur	Exmar/Excelerate	Exmar	Daewoo	Korea	2206	Marc-00	Sept-02	Spain	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	140,5	150
Berge Boston	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2206	Marc-00	Oct-02	Luxembourg	BV	S	36	19.00	GT NO 96	4	138,2	145
Excelsior	Exmar	Exmar	Daewoo	Korea	2207	Apr-00	Janv-03	N.I.S.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138,059	150
Galcia Spirit	Teekay LNG Partners	Teekay LNG Partners	Daewoo	Korea	2206	Sept-00	Janv-05	Luxembourg	BV	S	36	19.00	GT NO 96	4	138	210
Disha	Petronet LNG Ltd.	Mitsui OSK Line	Daewoo	Korea	2209	Oct-00	Jul-04	Liberia	LR	S	32.4	19.50	GT NO 96	4	140,624	152
					2210	Marc-01	Janv-04	Malta	BV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	136,026	158

Rashi	Petronet LNG Ltd.	Mitsui OSK Line	Daewoo	Korea	2211	Apr-01	Dec-04	Malta	BV	S	36	19.50	GT NO 96	4	136,026	155
Berge Everett	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2212	Dec-00	Jun-03	N.I.S.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138,028	155
Excel	Exmar/MOL	Exmar	Daewoo	Korea	2213	Feb-01	Sept-03	Belgium	BV	S	36	19.00	GT NO 96	4	138,106	145
Northwest Swan	Austraka LNG	Chevron Transport	Daewoo	Korea	2214	Apr-01	Mars-04	Australia	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138	165
Methane Princess	Golar LNG	Golar LNG	Daewoo	Korea	2215	Apr-01	Aug-03	U.K.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138	165
Granatina	Shell Shipping	STASCO	Daewoo	Korea	2216	Jun-01	Dec-03	Singapore	LR	S	32.4	19.50	GT NO 96	4	140,648	160
Berge Azew	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2217	Apr-01	Jul-04	N.I.S.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138,088	160
Excellence	GKFF Ltd.	Exmar	Daewoo	Korea	2218	Apr-01	May-05	Luxembourg	BV	S	36	19.00	GT NO 96	4	138	210
LNG Pioneer	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK Line	Daewoo	Korea	2219	Jul-01	Jul-05	Luxembourg	BV	S	36	19.50	GT NO 96	4	138	165
Golar Winter	Golar LNG	Golar LNG	Daewoo	Korea	2220	Jul-01	Apr-04	N.I.S.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138,25	210
LNG River Orashi	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2221	Mars-02	Nov-04	Bermuda	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	145,914	160
LNG Enuga	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2222	Mars-02	Oct-05	Myanmar	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	145	160
LNG Oyo	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2223	Mars-02	Dec-05	Bermuda	LR	S	33.7	19.50	GT NO 96	4	140.5	160
LNG Benue	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2224	Mars-02	Mars-06	Bermuda	LR	S	33.7	19.50	GT NO 96	4	145.7	160
Grandis	Golar LNG	Golar LNG	Daewoo	Korea	2226	Sept-03	Janv-06	U.K.	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	145	151
Maran Gas Asclepius	Kristen Navigation	Maran Gas Maritime	Daewoo	Korea	2227	Jul-03	Jul-05	Bermuda	NV	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	145	151
Umm Bab	Kristen Navigation	Maran Gas Maritime	Daewoo	Korea	2228	Nov-03	Nov-05	Bermuda	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	145	151
LNG Lokoja	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2229	Jun-04	Dec-06	Bermuda	NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	148.3	151
LNG Kano	BW Gas	BW Gas	Daewoo	Korea	2230	Jun-04	Dec-06	Bermuda	NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	148.3	151
Bluesky	Taiwan Marine	Bluesky LNG	Daewoo	Korea	2233	Janv-04	Janv-07	Bermuda	NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	145.7	157
Granos	Golar LNG	Golar LNG	Daewoo	Korea	2234	Feb-04	Jun-06	U.K.	NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	145.7	151
Simaisma	Maran Gas Maritime	Maran Gas Maritime	Daewoo	Korea	2235	Mars-04	Jul-06	Greece	AB	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	145.7	151
Iberica Knutsen	Knutsen OAS	Knutsen OAS	Daewoo	Korea	2236	May-04	Oct-06	N.I.S.	NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	138	200
Excelerate	Exmar/Excelerate	Exmar	Daewoo	Korea	2237	Apr-04	Oct-06	Belgium	BV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	151.7	
Al Marnouna	Teekay LNG	Teekay LNG	Daewoo	Korea	2238	Jun-04	Nov-06	Bahamas	LR/NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	151.7	
Al Areesh	Teekay LNG	Teekay LNG	Daewoo	Korea	2239	Jun-04	Janv-07	Qatar	LR/NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	151.7	
Al Daayen	Teekay LNG	Teekay LNG	Daewoo	Korea	2240	Jun-04	Apr-07	Bahamas	LR/NV	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	151.7	
Maran Gas Coronis	Maran Gas Maritime	Maran Gas Maritime	Daewoo	Korea	2243	May-04	Sept-07	Greece	AB	S	36.8	19.50	GT NO 96	4	145.7	
Hanjin Pyeong Taek	Hanjin Shipping	Hanjin Line	Hanjin	Korea	16		Sept-95	Panama	BV	S	28	19.00	GT NO 96	4	130.6	235
Hanjin Muscat	Hanjin Shipping	Hanjin Line	Hanjin	Korea	54		Jul-99	Panama	BV	S	38.9	20.30	GT NO 96	4	138.2	219
Hanjin Sur	Hanjin Shipping	Hanjin Line	Hanjin	Korea	61		Janv-00	Panama	BV	S	38.9	20.30	GT NO 96	4	138,333	219
Hanjin Ras Laffan	Hanjin Shipping	Hanjin Line	Hanjin	Korea	62		Jul-00	Panama	LR	S	38.9	20.30	GT NO 96	4	138,214	219
Hyundai Utopia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	760		Jun-94	Panama	LR	S	26.7	18.50	Mess	4	125,182	250
YK Sovereign	SK Shipping	SK Shipping	Hyundai	Korea	761		Dec-94	Panama	NV	S	26.7	18.50	Mess	4	127,125	290
Hyundai Greopia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	853	Apr-94	Nov-96	Panama	LR	S	39	20.30	Mess	4	125	290
Hyundai Technopia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	1073		Jul-99	Panama	LR	S	39	20.30	Mess	4	135	219
Hyundai Cosmopia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	1074		Janv-00	Panama	NV	S	39	20.30	Mess	4	135	219
Hyundai Aquapia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	1156		Mars-00	Panama	LR	S	39	20.30	Mess	4	135	219
Hyundai Oceanpia	Hyundai MM	Hyundai MM	Hyundai	Korea	1157	Dec-97	Jul-00	Panama	NV	S	39	20.30	Mess	4	135	219

LNG Rivers	Bonny Gas Transport	STASCO	Hyundai	Korea	1296		jun-02	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	137,231	160
LNG Sokoto	Bonny Gas Transport	STASCO	Hyundai	Korea	1296		Aug-02	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	137,231	160
LNG Bayelsa	Bonny Gas Transport	STASCO	Hyundai	Korea	1429		Feb-03	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	137.5	160
Golar Frost	Golar LNG	Golar LNG	Hyundai	Korea	1444	jun-01	Feb-04	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	138.83	160
Gracilis	Golar LNG	Golar LNG	Hyundai	Korea	1460	Jul-01	Janv-05	Bermuda	NV	S	31.5	19.75	TZ Mk. III	4	138.83	162
LNG Akwa Ibom	Bonny Gas Transport	STASCO	Hyundai	Korea	1469	mars-02	nov-04	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	141	170
LNG Adamawa	Bonny Gas Transport	Angle-Eastern Mgmt.	Hyundai	Korea	1470	mars-02	jun-05	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	141	170
LNG Cross River	Bonny Gas Transport	Angle-Eastern Mgmt.	Hyundai	Korea	1471	mars-02	sept-05	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	141	170
LNG River Niger	Bonny Gas Transport	Angle-Eastern Mgmt.	Hyundai	Korea	1472	mars-02	May-06	Bermuda	LR	S	31.5	19.75	Moss	4	141	170
Graze Acacia	Algeat Shipping	NYK Line	Hyundai	Korea	1726	Feb-04	Janv-07	Japan	NK	S	40	19.75	TZ Mk. III	4	150	170
Nec Energy	Tsakos Navigation	Tsakos Navigation	Hyundai	Korea	1754	jun-04	Feb-07	Liberia	LR	S	40	19.75	TZ Mk. III	4	150	170
British Emerald	BP Shipping	BP Shipping	Hyundai	Korea	1777	sept-04	jun-07	U.K.	DFDE	S	54.25	15.50	TZ Mk. III	4	155	185
SK Supreme	SK Shipping	SK Shipping	Samsung	Korea	1207		janv-00	Panama	AB/KR	S	39.5	20.30	TZ Mk. III	4	138.2	219
SK Splendor	SK Shipping	SK Shipping	Samsung	Korea	1258		mars-00	Panama	AB/KR	S	39.5	20.30	TZ Mk. III	4	138.375	219
SK Stellar	SK Shipping	SK Shipping	Samsung	Korea	1259		Dec-00	Panama	AB/KR	S	39.5	20.30	TZ Mk. III	4	138.375	219
British Trader	BP Shipping	BP Shipping	Samsung	Korea	1380	mars-01	Dec-02	Isle of Man	LR	S	39.5	20.10	TZ Mk. III	4	138	160
British Merchant	BP Shipping	BP Shipping	Samsung	Korea	1381	mars-01	Apr-03	Isle of Man	LR	S	39.5	20.10	TZ Mk. III	4	138	160
SK Sunrise	I.S. Zamiers	SK Shipping	Samsung	Korea	1405	Feb-01	sept-03	Panama	AB	S	39.5	20.30	TZ Mk. III	4	138,306	160
Fuwairit	Peninsular LNG	Mitsui OSK Line	Samsung	Korea	1406	Feb-01	Janv-04	Luxembourg	AB/KR	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	138	163
British Innovator	BP Shipping	BP Shipping	Samsung	Korea	1416		Jul-03	Isle of Man	LR	S	39.5	20.10	TZ Mk. III	4	138.2	164
Maersk Ras Laffan	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	Korea	1425	jun-01	mars-04	D.I.S.	LR	S	39.5	20.60	TZ Mk. III	4	138.27	165
Methane Kati Elm	EG International	BG International	Samsung	Korea	1428	Jul-01	jun-04	Bermuda	LR	S	39.5	20.10	TZ Mk. III	4	138.2	164
Lusil	Peninsular LNG	K. Lire	Samsung	Korea	1440	Janv-03	May-05	Luxembourg	AB	S	39.5	20.10	TZ Mk. III	4	138	160
A. Thakira	Peninsular LNG	K. Lire	Samsung	Korea	1441	oct-03	sept-05	Luxembourg	AB	S	39.5	20.60	TZ Mk. III	4	145	160
A. Daebeil	Peninsular LNG	Mitsui OSK Line	Samsung	Korea	1442	oct-03	Dec-05	Bahamas	AB	S	39.5	20.60	TZ Mk. III	4	145	160
Seri Alam	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	Korea	1502	Apr-03	oct-05	Malaysia	BV	S	39.5	19.00	TZ Mk. III	4	138	160
Seri Amanah	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	Korea	1503	Apr-03	mars-06	Malaysia	BV	S	33.8	19.00	TZ Mk. III	4	145	160
Salalah LNG	Orman Gas/MOL	Mitsui OSK Line	Samsung	Korea	1536	Aug-03	Dec-05	Japan	AB	S	21.35	19.50	TZ Mk. III	4	147	150
Methane Rita Andrea	Erinis Gas	Eagle Gas Shipping	Samsung	Korea	1553	oct-03	mars-06	Bermuda	AB	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Methane Jane Ekz.	British Gas	Eagle Gas Shipping	Samsung	Korea	1554	oct-03	jun-06	Bermuda	AB	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Methane Lydon Volney	British Gas	Eagle Gas Shipping	Samsung	Korea	1555	oct-03	sept-06	Bermuda	AB	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	145	160
Maes-ck Qatar	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	Korea	1562	oct-03	Apr-06	D.I.S.	LR	S	21.35	20.60	TZ Mk. III	4	145	165
Ibra _NG	Orman Gas/MOL	Mitsui OSK Line	Samsung	Korea	1573	Janv-04	Jul-06	Japan	AB	S	39.5	19.50	TZ Mk. III	4	147	155
Methane Shirley Elkz.	British Gas	Eagle Gas Shipping	Samsung	Korea	1585	Apr-04	Apr-07	Bermuda	AB	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Methane Heather Sally	British Gas	British Gas	Samsung	Korea	1586	Apr-04	Jul-07	Bermuda	AB	S	39.5	20.20	TZ Mk. III	4	145	155
Seri Anggun	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	Korea	1589	mars-04	nov-06	Malaysia	BV	S	33.8	19.00	TZ Mk. III	4	145	155
Seri Angkasa	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	Korea	1590	mars-04	Feb-07	Malaysia	BV	S	33.8	19.00	TZ Mk. III	4	145	155
Ejina	J4 Consortium	NYK Line	Samsung	Korea	1594	Jul-04	Feb-07	Japan	AB	S	39.5	20.00	TZ Mk. III	4	145	153
Pionier Knutsen	Knutsen OAS	Knutsen OAS	Bijsma	Netherlands	705	May-02	Dec-03	N.I.S.	NV	D			Cyanders	2	1.1	11
Century	BW Gas	Moss Moss	Norway	177			Dec-74	N.I.S.	NV	D	14.2	17.00	Moss	4	29,588	
Norman Lady	Hoegh LNG	Hoegh LNG	Moss Stavanger	Norway	196		1973	N.I.S.	NV	S	30	18.00	Moss	5	87.6	30
Hoegh Galeon	Hoegh LNG	Hoegh LNG	Moss Stavanger	Norway	197		nov-74	N.I.S.	NV	S	30.4	19.50	Moss	5	87.6	30
Hilli	Golar LNG	Golar LNG	Moss Stavanger	Norway	198		Dec-75	U.K.	NV	S	40	19.50	Moss	6	126,227	
Gimi	Golar LNG	Golar LNG	Moss Stavanger	Norway	199		Dec-76	U.K.	NV	S	40	19.50	Moss	6	126,277	
Kharnur	Golar LNG	Golar LNG	Moss Stavanger	Norway	200		Jul-77	U.K.	NV	S	40	19.50	Moss	6	126,36	
Laleta	Axiliar Mañana	Angle-Eastern Mgmt.	Astano	Spain	211		May-70	Panama	LR	S	15	17.50	Esso	4	40	
Castillo de Villalba	Ecaro	Ecaro	IZAR Puerto Real	Spain	87	Aug-00	nov-03	Spain	LR	S	36.1	19.50	GT NO 96	4	138	223
Cadiz Knutsen	Knutsen/Marpetrol	Knutsen/Marpetrol	IZAR Puerto Real	Spain	103	Janv-01	Jun-04	Spain	LR	S	36.1	19.50	GT NO 96	4	138,826	171
Madrid Spirit	Teekay LNG Partners	Teekay LNG Partners	IZAR Puerto Real	Spain	105	sept-01	Janv-05	Spain	LR	S	36.1	19.50	GT NO 96	4	138	223
Catalunya Spirit	Teekay LNG Partners	Teekay LNG Partners	IZAR Sestao	Spain	319	Aug-00	mars-03	Liberia	LR	S	38.1	19.50	GT NO 96	4	138	223
Bilbao Knutsen	Knutsen/Marpetrol	Knutsen/Marpetrol	IZAR Sestao	Spain	321	Aug-00	Janv-04	Spain	LR	S	36.1	19.50	GT NO 96	4	138	209
SCF Polar	Sovcomflot	Sovcomflot	Kockums	Sweden	516		1969	Singapore	AB	S	20	18.25	GT NO 82	5	71.5	21
SCF Arctic	Sovcomflot	Sovcomflot	Kockums	Sweden	517		1969	Singapore	AB	S	20	16.50	GT NO 82	5	71.5	21
LNG Bonny	Bonny Gas Transport	STASCO	Kockums	Sweden	559		Dec-81	Bermuda	LR	S	40,765	20.00	GT NO 88	5	133	118
LNG Finima	Bonny Gas Transport	STASCO	Kockums	Sweden	564		Janv-84	Bermuda	LR	S	40,765	20.00	GT NO 88	5	133	118
LNG Aquarius	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	41		Jun-77	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.3	82
LNG Aries	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	42		Dec-77	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.3	109
LNG Gemini	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	44		sept-78	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.3	109
LNG Capricorn	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	46		Jun-78	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.3	107
LNG Leo	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	47		Dec-78	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.4	111
LNG Taurus	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	48		Aug-79	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.4	108
LNG Veigo	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	49		Dec-79	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.4	108
LNG Libra	MOL _NG Japan	ProNav Ship Mgmt.	GD Quincy	U.S.	50		Apr-79	Marshall I.	AB	S	43	20.40	Moss	5	126.53	133
LNG Edo	Bonny Gas Transport	Angle-Eastern Mgmt.	GD Quincy	U.S.	53		May-80	Bahamas	BV	S	43	20.40	Moss	5	126.54	99
LNG Abuja	Bonny Gas Transport	Angle-Eastern Mgmt.	GD Quincy	U.S.	54		sept-80	Bahamas	BV	S	43	20.40	Moss	5	126.54	89
LNG Delta	Bonny Gas Transport	STASCO	Newport News	U.S.	608		May-78	Isle of Man	BV	S	36	18.50	TZ Mk. I	6	126.54	88
Galeomma	Shell Shipping	STASCO	Newport News	U.S.	609		Dec-78	Singapore	LR	S	36	18.50	TZ Mk. I	6	126.54	88
Mattew	Suez _NG Shipping	Hoegh LNG	Newport News	U.S.	610		Jun-79	Bahamas	LR	S	36	18.50	TZ Mk. I	6	126.54	88

ANNEXE 6 :

LNG CARRIER WORLD ORDER

Ship Name	Shipowner	Operator	Shipbuilder	Hull #	Delivery	Flag	Class	Cargo System	Capacity (cu.m.)	Exporter	Importer	Contract Expires	Primary Trade Route
DSME 2244	Golar LNG	Golar LNG	Daewoo	2244	30-juin-06	U.K.	NV	GT NO 96	145 700	Available			
Ejnam	J4 Consortium	NYK Line	Samsung	1594	28-janv-07	Japan	AB	TZ Mk. III	145 000	Qatar	RasGas II		Qatar-U.S.
Al Areesh	Teekay LNG	Teekay LNG	Daewoo	2239	31-janv-07	Qatar	LR/NV	GT NO 96	151 700	Qatar	Ras Gas II	2032	Qatar-Europe
Seri Angkasa	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	1590	31-janv-07	Malaysia	BV	TZ Mk. III	145 000				
Seri Bakti	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi	2220	28-fevr-07	Malaysia	LR	GT NO 96	152 300	ALTCO			Exports from Malaysia
Neo Energy	Tsakos Navigation	Tsakos Navigati	Hyundai	1754	28-fevr-07	Greece		Moss	150 000	Available			
LNG Kano	BW Gas	BW Gas	Daewoo	2230	15-mars-07	Bermuda	NV	GT NO 96	148 300	Nigeria LN	Various	2027	Exports from Nigeria
Clean Energy	Dyna Gas	Dyna Gas	Hyundai	1719	31-mars-07	Greece		Moss	149 700	Available			
Gaselys	GdF/NYK Line	NYK Line	Atlantique	P32	31-mars-07	France	BV	CS1	153 500	Engas	Gaz de Fran	2027	Egypt-France
Al Daayen	Teekay LNG	Teekay LNG	Daewoo	2240	30-avr-07	Qatar	LR/NV	GT NO 96	151 700	Qatar	Ras Gas II	2032	Qatar-Europe
HHI 1728	Algaet Shipping	NYK Line	Hyundai	1728	31-mai-07	Japan	NK	TZ Mk. III	150 000	Available			
Methane Lake	British Gas	British Gas	Samsung	1585	31-mai-07	Bermuda	AB	TZ Mk. III	145 000	Marathon	British Gas	2027	Eq. Guinea-J.S.
DSME 2243	Maran Gas Maritime	Maran Gas	Daewoo	2243	31-mai-07	Greece	AB	GT NO 96	145 700	Qatar	Ras Gas II	2030	Qatar-Europe
SHI 1563	NYK Line	NYK Line	Samsung	1563	30-juin-07	Japan	LR	TZ Mk. III	149 600	Nigeria LN	Various	2027	Exports from Nigeria
Cheikh El Mokrani	Med. LNG Tpt. Corp.	Hypro/MOL	Universal	55	30-juin-07	Liberia	BV	TZ Mk. III	75 500	Sonatrach		2032	Intra-Mediterranean
British Emerald	BP Shipping	BP Shipping	Hyundai	1777	30-juin-07	U.K.		TZ Mk. III	155 000	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan
Clean Power	Dyna Gas	Dyna Gas	Hyundai	1734	31-juil-07	Greece		Moss	149 700	Available			
Methane Savannah	British Gas	British Gas	Samsung	1586	31-juil-07	Bermuda	AB	TZ Mk. III	145 000	Marathon	British Gas	2027	Eq. Guinea-U.S.
MHI 2221	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi	2221	31-août-07	Malaysia	LR	GT NO 96	152 300	ALTCO			Exports from Malaysia
SHI 1564	NYK Line	NYK Line	Samsung	1564	31-août-07	Japan	LR	TZ Mk. III	149 600	Nigeria LN	Various	2028	Exports from Nigeria
Tenbek	Overseas Shipholding	Overseas	Samsung	1605	31-août-07	Marshall I.	NV	TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Methane Point Fortin	British Gas	British Gas	Samsung	1587	30-sept-07	Bermuda	AB	TZ Mk. III	145 000	Marathon	British Gas	2027	Eq. Guinea-U.S.
KHI 1593	Maple LNG Transport	Mitsui OSK	Kawasaki	1593	30-sept-07	Japan	NK	Moss	19 100	Hiroshima G		2017	Japanese Coastal
HHI 1729	Swallowtail Shipping	NYK Line	Hyundai	1729	31-oct-07	Japan	NK	TZ Mk. III	150 000	Available			
Lerwais	ProNav Ship Mgmt.	ProNav Ship	Daewoo	2245	31-oct-07	Germany	LR	GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Al Saffiya	ProNav Ship Mgmt.	ProNav Ship	Daewoo	2246	31-oct-07	Germany	LR	GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Al Mafyar	Overseas Shipholding	Overseas	Hyundai	1791	31-oct-07	Marshall I.		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Dapeng Sun	China LNG Ship Mgmt.		Hudong	1308A	31-oct-07	China	AB	GT NO 96	147 000	Woodside	Guangdong	2033	Australia-China
KHI 1587	K Line	K Line	Kawasaki	1587	30-nov-07	Japan	NK	Moss	145 000	Various	Cheniere En	2017	Imports to the U.S.
Koyo 2258	K Line	K Line	Koyo Dock	2258	30-nov-07	Japan	LR	GT NO 96	154 200	Various	Cheniere En	2017	Imports to the U.S.
MHI 2229	Sovcomflot/NYK Line	NYK Line	Mitsubishi	2229	31-déc-07	Japan	NK	Moss	147 200	Sakhalin-II		2029	Russia-Japan
MHI 2230	Sovcomflot/NYK Line	NYK Line	Mitsubishi	2230	31-déc-07	Japan	NK	Moss	147 200	Sakhalin-II		2029	Russia-Japan
Seri Ayu	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Samsung	1591	31-déc-07	Malaysia	BV	TZ Mk. III	145 000				
Duhail	ProNav Ship Mgmt.	ProNav Ship	Daewoo	2247	31-janv-08	Germany	LR	GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas II	2033	Qatar-U.K.
Al Gharifa	ProNav Ship Mgmt.	ProNav Ship	Daewoo	2248	31-janv-08	Germany	LR	GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas II	2033	Qatar-U.K.
Al Gharrafa	Overseas Shipholding	Overseas	Hyundai	1792	31-janv-08	Marshall I.		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Al Hamla	Overseas Shipholding	Overseas	Samsung	1606	31-janv-08	Marshall I.	NV	TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas II	2032	Qatar-U.K.
Dapeng Moon	China LNG Ship Mgmt.		Hudong	1309A	31-janv-08	China	AB	GT NO 96	147 000	Woodside	Guangdong	2033	Australia-China
MHI 2222	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi	2222	28-fevr-08	Malaysia	AB	GT NO 96	152 300	ALTCO			Exports from Malaysia
Methane Nile Eagle	British Gas	British Gas	Samsung	1588	28-fevr-08	Bermuda	AB	TZ Mk. III	145 000	Marathon	British Gas	2027	Eq. Guinea-U.S.
SHI 1607	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1607	28-fevr-08	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	153 000	Yemen LN	Total	2028	Yemen-U.S.
DSME 2231	BW Gas	BW Gas	Daewoo	2231	15-mars-08	Bermuda	NV	GT NO 96	148 300	Nigeria LN	Various	2027	Exports from Nigeria

Clean Force	Dyna Gas	Dyna Gas	Hyundai	1748	31-mars-08	Greece		Moss	149 700	Available				
DSME 2249	J5 Consortium	K Line/NYK	Daewoo	2249	31-mars-08	Marshall I.	AB	GT NO 96	145 700	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
DSME 2260	Korea Line	Korea Line	Daewoo	2260	31-mars-08			GT NO 96	150 900	Sakhalin II	Korea Gas	2028	Russia-Korea	
Explorer	Exmar/Excelerate	Exmar	Daewoo	2254	31-mars-08	Belgium	BV	GT NO 96	147 200	Various	Excelerate	2025	Imports to the U.S.	
MHI 2219	LNG Marine Transport	NYK Line	Mitsubishi	2219	31-mars-08	Bahamas	NK	Moss	210 100	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
DSME 2250	J5 Consortium	K Line/NYK	Daewoo	2250	30-avr-08	Marshall I.	AB	GT NO 96	216 200	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
HHI 1862	J5 Consortium	Mitsui OSK	Hyundai	1862	30-avr-08	Japan		TZ Mk. III	217 000	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
SHI 1643	Teekay LNG	Teekay LNG	Samsung	1643	30-avr-08	Qatar	NV	TZ Mk. III	217 000	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
SHI 1644	Teekay LNG	Teekay LNG	Samsung	1644	30-avr-08	Qatar	NV	TZ Mk. III	217 000	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
MES 1681	Primorsk/MOL/K Line	Mitsui OSK	Mitsui	1681	30-avr-08	Japan	NK	Moss	147 200	Sakhalin-II		2029	Russia-Japan	
SHI 1608	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1608	30-avr-08	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	153 000	Yemen LN	Total	2028	Yemen-U.S.	
HHI 1730	Alghant Shipping	NYK Line	Hyundai	1730	31-mai-08	Japan	NK	TZ Mk. III	150 000	Available				
DSME 2251	J5 Consortium	K Line/NYK	Daewoo	2251	31-mai-08	Marshall I.	AB	GT NO 96	210 100	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
SHI 1645	Teekay LNG	Teekay LNG	Samsung	1645	31-mai-08	Qatar	NV	TZ Mk. III	217 000	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
KHI 1588	Pioneer Navigation	Iino Line	Kawasaki	1588	31-mai-08	Japan	NK	Moss	145 000	Various	Cheniere En	2017	Imports to the U.S.	
DSME 2232	BW Gas	BW Gas	Daewoo	2232	15-juin-08	Bermuda	NV	GT NO 96	148 300	Nigeria LN	Various	2028	Exports from Nigeria	
DSME 2252	J5 Consortium	K Line/NYK	Daewoo	2252	30-juin-08	Marshall I.	AB	GT NO 96	210 100	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
HHI 1863	J5 Consortium	Mitsui OSK	Hyundai	1863	30-juin-08	Japan		TZ Mk. III	216 200	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
SHI 1646	Teekay LNG	Teekay LNG	Samsung	1646	30-juin-08	Qatar	NV	TZ Mk. III	217 000	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
IZAR 331	Knutsen OAS	Knutsen OAS	Sestao	331	30-juin-08	N.I.S.	LR	GT NO 96	138 000	Repsol			Algeria-Spain	
British Diamond	BP Shipping	BP Shipping	Hyundai	1778	30-juin-08	U.K.		TZ Mk. III	155 000	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
SHI 1620	K Line	K Line	Samsung	1620	31-juil-08	Japan	AB	TZ Mk. III	155 000	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
British Sapphire	BP Shipping	BP Shipping	Hyundai	1779	31-août-08	U.K.		TZ Mk. III	155 000	Available				
DSME 2253	J5 Consortium	K Line/NYK	Daewoo	2253	31-août-08	Marshall I.	AB	GT NO 96	210 100	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
Seri Balhaf	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi	2223	31-août-08	Malaysia	BV	GT NO 96	152 300	Yemen LNG			Exports from Malaysia	
DSME 2255	QGTC	STASCO	Daewoo	2255	30-sept-08	Qatar		GT NO 96	263 000	Qatar	Qatargas II	2033	Qatar-U.S.	
HHI 1875	J5 Consortium	Mitsui OSK	Hyundai	1875	30-sept-08	Japan		TZ Mk. III	216 200	Qatar	RasGas 6	2033	Qatar-U.S.	
SHI 1626	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1626	30-sept-08	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	155 000	Available				
HHI S297	BP Shipping	BP Shipping	Samho	S297	01-oct-08	U.K.		TZ Mk. III	155 000	Available				
DSME 2241	Sovcomflot/NYK Line	NYK Line	Daewoo	2241	15-oct-08	Cyprus	NV	GT NO 96	145 700	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
DSME 2256	QGTC	STASCO	Daewoo	2256	31-oct-08	Qatar		GT NO 96	263 000	Qatar	Qatargas II	2033	Qatar-U.S.	
Hudong 1320	China LNG Ship Mgmt.		Hudong	1320A	31-oct-08	China	AB	GT NO 96	147 000	Woodside	Guangdong	2033	Australia-China	
HHI 1780	Teekay LNG	Teekay LNG	Hyundai	1780	30-nov-08	Panama		TZ Mk. III	145 000	Yemen LN	Korea Gas	2028	Yemen-Korea	
SHI 1619	K Line	K Line	Samsung	1619	30-nov-08	Japan	AB	TZ Mk. III	155 000	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
DSME 2261	Korea Line	Korea Line	Daewoo	2261	30-nov-08			GT NO 96	151 800	Yemen LN	Korea Gas	2028	Yemen-Korea	
DSME 2242	Sovcomflot/NYK Line	NYK Line	Daewoo	2242	15-déc-08	Cyprus	NV	GT NO 96	145 700	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
Koyo 2260	K Line	K Line	Koyo Dock	2260	31-déc-08	Japan	LR	GT NO 96	154 200	Available				
KHI 1591	Osaka Gas	NYK Line	Kawasaki	1591	31-déc-08	Japan	NK	Moss	153 000	Oman Gas	Osaka Gas		Oman-Japan	
DSME 2257	QGTC	STASCO	Daewoo	2257	31-déc-08	Qatar		GT NO 96	263 000	Qatar	Qatargas I	2033	Qatar-U.S.	
MHI 2236	LNG Marine Transport	NYK Line	Mitsubishi	2236	31-déc-08	Bahamas	NK	Moss	147 200	Sakhalin-II	Tokyo Electr	2029	Russia-Japan	
Hudong 1378	China LNG Ship Mgmt.		Hudong	1378A	31-déc-08	China	AB	GT NO 96	147 000	Tangguh	Fujian LNG	2033	Indonesia-China	
Seri Balquis	M.I.S.C.	M.I.S.C.	Mitsubishi	2224	31-déc-08	Malaysia	BV	GT NO 96	152 300	Yemen LNG			Exports from Malaysia	
HHI S298	Teekay LNG	Teekay LNG	Samho	S298	12-févr-09	U.K.		TZ Mk. III	155 000					
HHI 1876	Cleopatra Shipping	Mitsui OSK	Hyundai	1876	28-févr-09	Japan	NK	TZ Mk. III	177 300	Available				
SHI 1634	K Line	K Line	Samsung	1634	31-mars-09	Japan	AB	TZ Mk. III	155 000	Tangguh	Petronas	2033	Indonesia-Japan	
Express	Exmar/Excelerate	Exmar	Daewoo	2263	30-avr-09	Belgium	BV	GT NO 96	150 900	Available	Excelerate	2025	Imports to the U.S.	

SHI 1625	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1625	30-avr-09	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	155 000				
Pacific Hope	Cygnus LNG Shipping		Mitsubishi	2235	30-avr-09	Bahamas	NK	Moss	147 200				
DSME 2258	BW Gas	BW Gas	Daewoo	2258	01-mai-09	Norway	NV	GT NO 96	156 100	Yemen LN	Suez LNG	2029	Yemen-U.S.
DSME 2259	BW Gas	BW Gas	Daewoo	2259	15-mai-09	Norway	NV	GT NO 96	156 100	Yemen LN	Suez LNG	2029	Yemen-U.S.
Hudong 1379	China LNG Ship Mgmt.		Hudong	1379A	31-mai-09	China	AB	GT NO 96	147 000	Tanggul	Fujian LNG	2033	Indonesia-China
SHI 1641	Chevron Shipping	Chevron	Samsung	1641	30-juin-09		AB	TZ Mk. III	155 000	Available			
Universal 88	Med. LNG Tpt. Corp.	Hyproc/MOL	Universal	88	30-juin-09	Liberia	BV	TZ Mk. III	75 500	Sonatrach		2033	Intra-Mediterranean
Koyo 2263	Trinity LNG	Mitsui OSK	Koyo Dock	2263	30-juin-09	Japan		GT NO 96	154 200	Yemen LN	Suez LNG	2029	Yemen-U.S.
SHI 1642	Chevron Shipping	Chevron	Samsung	1642	31-juil-09		AB	TZ Mk. III	155 000	Available			
KHI 1592	Osaka Gas	NYK Line	Kawasaki	1592	31-juil-09	Japan	NK	Moss	153 000	Oman Gas	Osaka Gas		Oman-Japan
HHI S324	Neferiti Shipping	Mitsui OSK	Samho	S324	11-sept-09	Marshall I.	NK	TZ Mk. III	177 300	Available			
DSME 2270	Exmar	Exmar	Daewoo	2270	30-sept-09	Belgium	BV	GT NO 96	150 900	Available	Excelsior	2025	Imports to the U.S.
SHI 1686	K Line	K Line	Samsung	1686	30-sept-09	Panama		TZ Mk. III	155 000	Ras Gas II	Petronet LN	2033	Qatar-India
SHI 1632	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1632	31-oct-09	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	155 000	Available			
DSME 2271	Exmar	Exmar	Daewoo	2271	30-nov-09	Belgium	BV	GT NO 96	150 900	Available	Excelsior	2025	Imports to the U.S.
	STX Panocean	STX Panocean	Hanjin		déc-09	Panama		TZ Mk. III	153 000	Available			
SHI 1633	A. P. Moller	Maersk Gas	Samsung	1633	31-déc-09	D.I.S.	BV	TZ Mk. III	155 000	Available			
SHI 1688	Hoegh LNG/MOL	Hoegh	Samsung	1688	31-déc-09	N.I.S.	NV	TZ Mk. III	145 000	Various	Hoegh/Suez		Imports to the U.S.
DSME 2268	Taiwan Marine	Bluesky LNG	Daewoo	2268	31-janv-10	Taiwan	NV	GT NO 96	166 600	Available			
	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK	Hyundai		31-mars-10	Japan	NK	TZ Mk. III	177 300	Available			
	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK	Hyundai		31-mars-10	Japan	NK	TZ Mk. III	177 300	Available			
SHI 1689	Hoegh LNG/MOL	Hoegh	Samsung	1689	31-mars-10	N.I.S.	NV	TZ Mk. III	145 000	Various	Hoegh/Suez		Imports to the U.S.
	Knutsen OAS		Daewoo		août-10	N.I.S.		GT NO 96	165 000	Available			
	Knutsen OAS		Daewoo		août-10	N.I.S.		GT NO 96	165 000	Available			
	Taiwan Marine	Bluesky LNG	Daewoo		août-10	Taiwan	NV	GT NO 96	160 000	Available			
	Hyundai M.M.	Hyundai M.M.	Hyundai		2008	Korea		TZ Mk. III	145 000	Yemen LN	Korea Gas	2028	Yemen-Korea
KHI 1600	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK Line	Kawasaki	1600	2009	Japan	NK	Moss	153 000	Available			
	QGTC	STASCO	Daewoo		2009	Qatar		GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	QGTC	STASCO	Daewoo		2009	Qatar		GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	QGTC	STASCO	Daewoo		2009	Qatar		GT NO 96	210 100	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	QGTC	STASCO	Hyundai		2009	Qatar		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	QGTC	STASCO	Hyundai		2009	Qatar		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	QGTC	STASCO	Hyundai		2009	Qatar		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
SHI 1675	QGTC	STASCO	Samsung	1675	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas II	2034	Catar-U.S.
SHI 1676	QGTC	STASCO	Samsung	1676	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas II	2034	Catar-U.S.
SHI 1677	QGTC	STASCO	Samsung	1677	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas II	2034	Catar-U.S.
SHI 1694	QGTC	STASCO	Samsung	1694	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
SHI 1695	QGTC	STASCO	Samsung	1695	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
SHI 1696	QGTC	STASCO	Samsung	1696	2009	Qatar		TZ Mk. III	270 000	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
SHI 1697	QGTC	STASCO	Samsung	1697	2009	Qatar		TZ Mk. III	216 200	Qatar	Qatargas 3	2034	Catar-U.S.
	British Gas	British Gas	Samsung		2010	Bahamas	AB	TZ Mk. III	155 000	Available			
	British Gas	British Gas	Samsung		2010	Bahamas	AB	TZ Mk. III	155 000	Available			
KHI 1601	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK Line	Kawasaki	1601	2010	Japan	NK	Moss	153 000	Available			
Koyo 2265	Mitsui OSK Line	Mitsui OSK Line	Koyo Dock	2265	2010	Japan		GT NO 96	154 200	Available			

Annexe 7

Exercice 2006 :

Navire	Armateur / Manager	Arrivée	Départ	Produit	Réceptionnaire
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	02/01/2006	03/01/2006	GNL	IBERDROLA
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	02/01/2006	03/01/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	02/01/2006	04/01/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	04/01/2006	05/01/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	04/01/2006	05/01/2006	GNL	GDF
DESCARTES	MESSIGAZ	06/01/2006	07/01/2006	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	06/01/2006	07/01/2006	GNL	ENI spa
MARAN GAS ASCLEPIUS	SEA SATIN CORPORATION	07/01/2006	08/01/2006	GNL	GDF
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	07/01/2006	08/01/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	08/01/2006	09/01/2006	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	08/01/2006	09/01/2006	GNL	LNG GRAIN
LERICI	LNG SHPG spa	10/01/2006	10/01/2006	GNL	GDF
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	11/01/2006	12/01/2006	GNL	IBERDROLA
METHANIA	DISTRIGAZ	12/01/2006	13/01/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	14/01/2006	19/01/2006	GNL	BOTAS
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	14/01/2006	15/01/2006	GNL	DISTRIGAZ
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	14/01/2006	16/01/2006	GNL	CEPSA
LERICI	LNG SHPG spa	15/01/2006	16/01/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	16/01/2006	17/01/2006	GNL	BOTAS
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	17/01/2006	18/01/2006	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	18/01/2006	20/01/2006	GNL	IBERDROLA
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	19/01/2006	20/01/2006	GNL	CARBOEX / CEPSA
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	22/01/2006	23/01/2006	GNL	BOTAS
MARAN GAS ASCLEPIUS	SEA SATIN CORPORATION	22/01/2006	23/01/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	23/01/2006	24/01/2006	GNL	GDF
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	23/01/2006	24/01/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	24/01/2006	25/01/2006	GNL	LNG GRAIN
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	26/01/2006	26/01/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	26/01/2006	27/01/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	27/01/2006	29/01/2006	GNL	BOTAS
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	28/01/2006	29/01/2006	GNL	STATOIL
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	30/01/2006	01/02/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	01/02/2006	02/02/2006	GNL	BOTAS
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	02/02/2006	02/02/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	03/02/2006	05/02/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	03/02/2006	04/02/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	04/02/2006	05/02/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	06/02/2006	07/02/2006	GNL	LNG GRAIN
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	06/02/2006	07/02/2006	GNL	CARBOEX

METHANIA	DISTRIGAZ	07/02/2006	08/02/2006	GNL	DISTRIGAZ
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	07/02/2006	08/02/2006	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	08/02/2006	09/02/2006	GNL	ENI spa
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	09/02/2006	10/02/2006	GNL	BOTAS
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	09/02/2006	10/02/2006	GNL	GDF
DESCARTES	MESSIGAZ	10/02/2006	11/02/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	10/02/2006	10/02/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	11/02/2006	12/02/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	12/02/2006	13/02/2006	GNL	GNT
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	14/02/2006	15/02/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	15/02/2006	16/02/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	15/02/2006	16/02/2006	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	22/02/2006	23/02/2006	GNL	LNG GRAIN
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	22/02/2006	23/02/2006	GNL	IBERDROLA
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	23/02/2006	24/02/2006	GNL	CEPSA
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	24/02/2006	25/02/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	24/02/2006	26/02/2006	GNL	DISTRIGAZ
LERICI	LNG SHPG spa	27/02/2006	28/02/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	28/02/2006	01/03/2006	GNL	BOTAS
PALMARIA	LNG SHPG spa	28/02/2006	01/03/2006	GNL	ENI spa
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	01/03/2006	02/03/2006	GNL	LNG GRAIN
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	02/03/2006	03/03/2006	GNL	ENI
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	03/03/2006	06/03/2006	GNL	BOTAS
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	04/03/2006	06/03/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	07/03/2006	08/03/2006	GNL	CEPSA
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	08/03/2006	09/03/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	08/03/2006	09/03/2006	GNL	DISTRIGAZ
LERICI	LNG SHPG spa	09/03/2006	10/03/2006	GNL	GDF
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	10/03/2006	11/03/2006	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	12/03/2006	13/03/2006	GNL	STATOIL
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	12/03/2006	13/03/2006	GNL	LNG GRAIN
PALMARIA	LNG SHPG spa	12/03/2006	13/03/2006	GNL	ENI spa
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	14/03/2006	15/03/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	15/03/2006	16/03/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	15/03/2006	17/03/2006	GNL	BOTAS
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	16/03/2006	17/03/2006	GNL	LNG GRAIN
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	17/03/2006	18/03/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	17/03/2006	18/03/2006	GNL	DISTRIGAZ
PALMARIA	LNG SHPG spa	19/03/2006	20/03/2006	GNL	ENI spa
METHANIA	DISTRIGAZ	19/03/2006	20/03/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	20/03/2006	21/03/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	21/03/2006	22/03/2006	GNL	GDF

METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	23/03/2006	24/03/2006	GNL	GDF
DESCARTES	MESSIGAZ	24/03/2006	25/03/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	25/03/2006	26/03/2006	GNL	IBERDROLA GAS
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	26/03/2006	26/03/2006	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	26/03/2006	27/03/2006	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	27/03/2006	08/03/2006	GNL	ENI spa
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	28/03/2006	29/03/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	28/03/2006	30/03/2006	GNL	BOTAS
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	29/03/2006	30/03/2006	GNL	DISTRIGAZ
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	30/03/2006	31/03/2006	GNL	LNG GRAIN
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	31/03/2006	03/04/2006	GNL	STATOIL
METHANIA	DISTRIGAZ	01/04/2006	02/04/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	04/04/2006	05/04/2006	GNL	BOTAS
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	06/04/2006	07/04/2006	GNL	
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	07/04/2006	08/04/2006	GNL	IBERDROLA
LERICI	LNG SHPG spa	08/04/2006	09/04/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	09/04/2006	10/04/2006	GNL	DISTRIGAZ
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	09/04/2006	10/04/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	10/04/2006	11/04/2006	GNL	BOTAS
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	12/04/2006	13/04/2006	GNL	BOTAS
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	12/04/2006	13/04/2006	GNL	LNG GRAIN
METHANE POLAR	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	12/04/2006	13/04/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	13/04/2006	14/04/2006	GNL	DISTRIGAZ
LERICI	LNG SHPG spa	15/04/2006	16/04/2006	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	16/04/2006	17/04/2006	GNL	ENI spa
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	18/04/2006	19/04/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	19/04/2006	20/04/2006	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	19/04/2006	20/04/2006	GNL	ENI spa
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	20/04/2006	21/04/2006	GNL	DISTRIGAZ
DESCARTES	MESSIGAZ	20/04/2006	21/04/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	21/04/2006	22/04/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	22/04/2006	23/04/2006	GNL	IBERDROLA GAS
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	23/04/2006	25/04/2006	GNL	BOTAS
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	27/04/2006	28/04/2006	GNL	LNG GRAIN
METHANIA	DISTRIGAZ	27/04/2006	28/04/2006	GNL	DISTRIGAZ
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	28/04/2006	29/04/2006	GNL	ENI spa
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	28/04/2006	29/04/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	28/04/2006	01/05/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	29/04/2006	30/04/2006	GNL	GDF
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	30/04/2006	04/05/2006	GNL	CARBOEX
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	30/04/2006	01/05/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	01/05/2006	02/05/2006	GNL	DISTRIGAZ

LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	06/05/2006	07/05/2006	GNL	BOTAS
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	06/05/2006	07/05/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	06/05/2006	07/05/2006	GNL	GDF
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	07/05/2006	09/05/2006	GNL	LNG GRAIN
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	08/05/2006	09/05/2006	GNL	BOTAS
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	08/05/2006	09/05/2006	GNL	INCOGAS
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	09/05/2006	10/05/2006	GNL	ENI spa
METHANIA	DISTRIGAZ	09/05/2006	10/05/2006	GNL	DISTRIGAZ
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	10/05/2006	11/05/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	12/05/2006	13/05/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	12/05/2006	13/05/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	12/05/2006	14/05/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	13/05/2006	14/05/2006	GNL	GDF
HASSI R'MEL	HYPROC S.C	16/05/2006	20/05/2006	GNL	
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	17/05/2006	18/05/2006	GNL	GDF
LNG PORTOVENERE	LNG SHPG spa	18/05/2006	19/05/2006	GNL	ENI spa
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	18/05/2006	20/05/2006	GNL	IBERDROLA GAS
METHANIA	DISTRIGAZ	19/05/2006	21/05/2006	GNL	DISTRIGAZ
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	20/05/2006	21/05/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	20/05/2006	21/05/2006	GNL	BOTAS
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	21/05/2006	23/05/2006	GNL	LNG GRAIN
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	26/05/2006	27/05/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	26/05/2006	27/05/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	27/05/2006	29/05/2006	GNL	CARBOEX
LNG PORTOVENERE	LNG SHPG spa	29/05/2006	30/05/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	30/05/2006	31/05/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	31/05/2006	01/06/2006	GNL	GDF
GOLAR WINTER	THOME Ship Mngmnt Pte Ltd	02/06/2006	03/06/2006	GNL	LNG GRAIN
LERICI	LNG SHPG spa	13/05/2006	14/05/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	03/06/2006	05/06/2006	GNL	STATOIL
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	03/06/2006	04/06/2006	GNL	CARBOEX
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	05/06/2006	05/06/2006	GNL	ENI spa
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	05/06/2006	06/06/2006	GNL	LNG GRAIN/SONATRACH SPA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	05/06/2006	06/06/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	06/06/2006	07/06/2006	GNL	DISTRIGAZ
PALMARIA	LNG SHPG spa	07/06/2006	08/06/2006	GNL	ENI spa
LARBI BEN M'HIDI	LNG SHPG spa	09/06/2006	09/06/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	09/06/2006	09/06/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	10/06/2006	11/06/2006	GNL	GDF
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	11/06/2006	12/06/2006	GNL	CARBOEX
METHANIA	DISTRIGAZ	12/06/2006	13/06/2006	GNL	DISTRIGAZ

METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	13/06/2006	14/06/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	13/06/2006	14/06/2006	GNL	IBERDROLA
LERICI	LNG SHPG spa	15/06/2006	16/06/2006	GNL	GDF
DESCARTES	MESSIGAZ	15/06/2006	16/06/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	17/06/2006	18/06/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	17/06/2006	19/06/2006	GNL	LNG GRAIN/SONATRA CH SPA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	18/06/2006	19/06/2006	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	19/06/2006	20/06/2006	GNL	ENI spa
DESCARTES	MESSIGAZ	21/06/2006	21/06/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	22/06/2006	23/06/2006	GNL	GDF
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	22/06/2006	25/06/2006	GNL	SH/GNL
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	24/06/2006	25/06/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	25/06/2006	26/06/2006	GNL	BOTAS
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	26/06/2006	27/06/2006	GNL	CARBOEX
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	28/06/2006	30/06/2006	GNL	SONATRACH/SPA
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	30/06/2006	01/07/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	01/07/2006	02/07/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	02/07/2006	03/07/2006	GNL	DISTRIGAZ
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	05/07/2006	07/07/2006	GNL	STATOIL
LNG PORTOVENERE	LNG SHPG spa	07/07/2006	08/07/2006	GNL	ENI spa
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	08/07/2006	13/07/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	09/07/2006	10/07/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	LNG SHPG spa	09/07/2006	14/07/2006	GNL	
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	10/07/2006	10/07/2006	GNL	IBERDROLA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	13/07/2006	14/07/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	14/07/2006	15/07/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	15/07/2006	16/07/2007	GNL	BOTAS
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	15/07/2006	16/07/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	18/07/2006	19/07/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	19/07/2006	20/07/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	20/07/2006	21/07/2006	GNL	GDF
DESCARTES	MESSIGAZ	21/07/2006	22/07/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	21/07/2006	23/07/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	22/07/2006	24/07/2006	GNL	SONATRACH/SPA
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	24/07/2006	25/07/2006	GNL	ENI spa
HASSI R'MEL	HYPROC S.C	24/07/2006	tjr à quai	GNL	
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	26/07/2006	28/07/2006	GNL	IBERDROLA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	30/07/2006	31/07/2006	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	02/08/2006	03/08/2006	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	05/08/2006	06/08/2006	GNL	ENI spa
LERICI	LNG SHPG spa	06/08/2006	07/08/2006	GNL	GDF

MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	06/08/2006	16/08/2006	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	09/08/2006	10/08/2006	GNL	SONATRACH/SPA
METHANIA	DISTRIGAZ	11/08/2006	12/08/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	17/08/2006	18/08/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	19/08/2006	20/08/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	19/08/2006	26/08/2006	GNL	BOTAS
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	22/08/2006	23/08/2006	GNL	CEPSA
LERICI	LNG SHPG spa	23/08/2006	24/08/2006	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	27/08/2006	28/08/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	29/08/2006	02/09/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	29/08/2006	30/08/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	04/09/2006	05/09/2006	GNL	IBERDROLA
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	05/09/2006	06/09/2006	GNL	SONATRACH/SPA
HASSI R'MEL	HYPROC S.C	05/09/2006	06/09/2006	GNL	NEANT
LERICI	LNG SHPG spa	06/09/2006	06/09/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	07/09/2006	09/09/2006	GNL	BOTAS
ELBA	LNG SHPG spa	09/09/2006	10/09/2006	GNL	ENI SPA
METHANIA	DISTRIGAZ	10/09/2006	12/09/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	12/09/2006	13/09/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	12/09/2006	13/09/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	14/09/2006	16/09/2006	GNL	DISTRIGAZ
MARAN GAS ASCLEPIUS	SEA SATIN CORPORATION	16/09/2006	17/09/2006	GNL	GDF
ELBA	LNG SHPG spa	16/09/2006	17/09/2006	GNL	ENI SPA
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	17/09/2006	20/09/2006	GNL	BOTAS
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	19/09/2006	20/09/2006	GNL	GDF
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	19/09/2006	22/09/2006	GNL	CEPSA
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	20/09/2006	21/09/2006	GNL	ENI spa
METHANIA	DISTRIGAZ	22/09/2006	24/09/2006	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	22/09/2006	29/09/2006	GNL	BOTAS
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	24/09/2006	25/09/2006	GNL	IBERDROLA
DESCARTES	MESSIGAZ	26/09/2006	27/09/2006	GNL	GDF
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	26/09/2006	28/09/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	26/09/2006	27/09/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	28/09/2006	tjr à quai	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	29/09/2006	30/09/2006	GNL	ENI spa
HASSI R'MEL	HYPROC S.C	01/10/2006	tjr à quai	GNL	NEANT
LERICI	LNG SHPG spa	02/10/2006	03/10/2006	GNL	GDF
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	02/10/2006	03/10/2006	GNL	LNG GRAIN/SONATRA CH SPA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	03/10/2006	05/10/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	05/10/2006	06/10/2006	GNL	DISTRIGAZ
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	05/10/2006	06/10/2006	GNL	IBERDROLA

DESCARTES	MESSIGAZ	06/10/2006	07/10/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	08/10/2006	09/10/2006	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	08/10/2006	09/10/2006	GNL	ENI spa
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	09/10/2006	11/10/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	09/10/2006	10/10/2006	GNL	GDF
ELBA	LNG SHPG spa	10/10/2006	11/10/2006	GNL	ENI SPA
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	11/10/2006	12/10/2006	GNL	BOTAS
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	14/10/2006	15/10/2006	GNL	LNG GRAIN/SONATRA CH SPA
DESCARTES	MESSIGAZ	14/10/2006	15/10/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	15/10/2006	16/10/2006	GNL	DISTRIGAZ
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	15/10/2006	16/10/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	16/10/2006	17/10/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	17/10/2006	20/10/2006	GNL	CEPSA
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	18/10/2006	19/10/2006	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	19/10/2006	20/10/2006	GNL	ENI spa
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	21/10/2006	22/10/2006	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	22/10/2006	23/10/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	22/10/2006	23/10/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	23/10/2006	25/10/2006	GNL	SONATRACH/SPA
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	24/10/2006	25/10/2006	GNL	BOTAS
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	26/10/2006	27/10/2006	GNL	MITSU
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	26/10/2006	27/10/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	27/10/2006	28/10/2006	GNL	DISTRIGAZ
LERICI	LNG SHPG spa	28/10/2006	29/10/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	28/10/2006	29/10/2006	GNL	BOTAS
DESCARTES	MESSIGAZ	29/10/2006	30/10/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	30/10/2006	31/10/2006	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	31/10/2006	02/11/2006	GNL	IBERDROLA
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	01/11/2006	02/11/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	02/11/2006	03/11/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	06/11/2006	07/11/2006	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	07/11/2006	08/11/2006	GNL	SONATRACH SPA/ GRAIN
METHANIA	DISTRIGAZ	07/11/2006	08/11/2006	GNL	DISTRIGAZ
LARBI BEN M'HIDI	LNG SHPG spa	07/11/2006	11/11/2006	GNL	BOTAS
METHANE ARCTIC	British Gas Asia Pacific Pte Ltd	08/11/2006	09/11/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	09/11/2006	10/11/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	10/11/2006	11/11/2006	GNL	IBERDROLA
DESCARTES	MESSIGAZ	11/11/2006	12/11/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	12/11/2006	13/11/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	14/11/2006	15/11/2006	GNL	GDF
SFC ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	15/11/2006	16/11/2006	GNL	GDF

PORTOVENERE	LNG SHPG spa	16/11/2006	17/11/2006	GNL	ENI spa
DESCARTES	MESSIGAZ	17/11/2006	17/11/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	17/11/2006	18/11/2006	GNL	BOTAS
METHANIA	DISTRIGAZ	18/11/2006	19/11/2006	GNL	DISTRIGAZ
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	18/11/2006	19/11/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	19/11/2006	20/11/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	20/11/2006	21/11/2006	GNL	SONATRACH SPA/ GRAIN
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	23/11/2006	24/11/2006	GNL	CEPSA
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	24/11/2006	25/11/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	24/11/2006	25/11/2006	GNL	GDF
PROVALYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	25/11/2006	29/11/2006	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	LNG SHPG spa	25/11/2006	26/11/2006	GNL	BOTAS
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	28/11/2006	29/11/2006	GNL	IBERDROLA
METHANIA	DISTRIGAZ	28/11/2006	30/11/2006	GNL	DISTRIGAZ
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	29/11/2006	30/11/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	01/12/2006	02/12/2006	GNL	BOTAS
TENAGA SATU	M.I.S.C	01/12/2006	03/01/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	05/12/2006	05/12/2006	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	05/12/2006	06/12/2006	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	05/12/2006	06/12/2006	GNL	SONATRACH SPA/ GRAIN
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	09/12/2006	10/12/2006	GNL	ENI spa
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	10/12/2006	11/12/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	10/12/2006	11/12/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	10/12/2006	11/12/2006	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	12/12/2006	13/12/2006	GNL	IBERDROLA
QUEEN ZENOBIA	GAS CHEMS SERVICES	12/12/2006	13/12/2006	GNL	ENI SPA
DESCARTES	MESSIGAZ	13/12/2006	14/12/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	14/12/2006	15/12/2006	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	14/12/2006	15/12/2006	GNL	ENI spa
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	15/12/2006	16/12/2006	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	16/12/2006	16/12/2006	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	16/12/2006	17/12/2006	GNL	IBERDROLA
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	17/12/2006	18/12/2006	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	18/12/2006	19/12/2006	GNL	SONATRACH SPA/ GRAIN
DESCARTES	MESSIGAZ	19/12/2006	20/12/2006	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	22/12/2006	23/12/2006	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	23/12/2006	25/12/2006	GNL	BOTAS
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	23/12/2006	24/12/2006	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	25/12/2006	26/12/2006	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	26/12/2006	27/12/2006	GNL	DISTRIGAZ
DESCARTES	MESSIGAZ	26/12/2006	27/12/2006	GNL	GDF

QUEEN ZENOBIA	GAS CHEMS SERVICES	26/12/2006	28/12/2006	GNL	ENI SPA
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	27/12/2006	29/12/2006	GNL	IBERDROLA
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	27/12/2006	28/12/2006	GNL	BOTAS
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	28/12/2006	30/12/2006	GNL	KOGAS
LERICI	LNG SHPG spa	28/12/2006	29/12/2006	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	29/12/2006	31/12/2006	GNL	BOTAS
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	29/12/2006	30/12/2006	GNL	GDF
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	30/12/2006	31/12/2006	GNL	GDF

Exercice 2007 :

Navire	Armateur / Manager / Affréteur	Arrivée	Départ	Produit	Réceptionnaire
LARBI BEN M'HIDI	LNG SHPG spa	01/01/2007	03/01/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	03/01/2007	04/01/2007	GNL	SONATRACH GRAIN
LERICI	LNG SHPG spa	04/01/2007	04/01/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	04/01/2007	05/01/2007	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	05/01/2007	06/01/2007	GNL	GDF
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	07/01/2007	08/01/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	07/01/2007	09/01/2007	GNL	BOTAS
METHANIA	DISTRIGAZ	08/01/2007	09/01/2007	GNL	DISTRIGAZ
LERICI	LNG SHPG spa	09/01/2007	10/01/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	09/01/2007	11/01/2007	GNL	STATOIL SN
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	13/01/2007	14/01/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	13/01/2007	14/01/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	14/01/2007	15/01/2007	GNL	SONATRACH GRAIN
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	15/01/2007	16/01/2007	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	16/01/2007	17/01/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	17/01/2007	18/01/2007	GNL	ENI spa
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	18/01/2007	19/01/2007	GNL	BOTAS
METHANIA	DISTRIGAZ	18/01/2007	19/01/2007	GNL	DISTRIGAZ
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	19/01/2007	20/01/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	20/01/2007	21/01/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	20/01/2007	22/01/2007	GNL	CEPSA
LERICI	LNG SHPG spa	21/01/2007	22/01/2007	GNL	GDF
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	24/01/2007	26/01/2007	GNL	PETRONET
TENAGA SATU	M.I.S.C	24/01/2007	26/01/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	26/01/2007	27/01/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	26/01/2007	27/01/2007	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	29/01/2007	29/01/2007	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	29/01/2007	30/01/2007	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	30/01/2007	31/01/2007	GNL	SONATRACH GRAIN
METHANIA	DISTRIGAZ	30/01/2007	31/01/2007	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	31/01/2007	01/02/2007	GNL	BOTAS
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	01/02/2007	02/02/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	02/02/2007	03/01/2007	GNL	ENI spa
LERICI	LNG SHPG spa	03/02/2007	04/02/2007	GNL	GDF
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	04/02/2007	05/02/2007	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	05/02/2007	06/02/2007	GNL	BOTAS
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	07/02/2007	08/02/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	08/02/2007	11/02/2007	GNL	IBERDROLA

METHANIA	DISTRIGAZ	11/02/2007	12/02/2007	GNL	DISTRIGAZ
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	13/02/2007	14/02/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	13/02/2007	14/02/2007	GNL	SONATRACH GRAIN
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	14/02/2007	15/02/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	14/02/2007	16/02/2007	GNL	BOTAS
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	15/02/2007	17/02/2007	GNL	STATOIL SN
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	17/02/2007	18/02/2007	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	18/02/2007	19/02/2007	GNL	GDF
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	19/02/2007	20/02/2007	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	21/02/2007	22/02/2007	GNL	GDF
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	21/02/2007	22/02/2007	GNL	PETRONET I LIMITED
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	26/02/2007	27/02/2007	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	26/02/2007	27/02/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	27/02/2007	01/03/2007	GNL	BOTAS
METHANIA	DISTRIGAZ	27/02/2007	28/02/2007	GNL	DISTRIGAZ
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	28/02/2007	02/03/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	28/02/2007	03/03/2007	GNL	STATOIL SN
GAZ DE France ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	02/03/2007	03/03/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	03/03/2007	05/03/2007	GNL	BOTAS
GALEOMMA	SHELL TANKERS	04/03/2007	05/03/2007	GNL	GDF
PROVALYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	05/03/2007	09/03/2007	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	09/03/2007	10/03/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	10/03/2007	11/03/2007	GNL	BOTAS
GDF ENERGY	GDF	10/03/2007	11/03/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	11/03/2007	12/03/2007	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	11/03/2007	12/03/2007	GNL	DISTRIGAZ
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	12/03/2007	13/03/2007	GNL	BOTAS
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	13/03/2007	14/03/2007	GNL	BOTAS
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	14/03/2007	16/03/2007	GNL	BRITISH GA
GDF ENERGY	GDF	15/03/2007	16/03/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	16/03/2007	17/03/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	17/03/2007	18/03/2007	GNL	BOTAS
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	18/03/2007	19/03/2007	GNL	IBERDROLA
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	22/03/2007	24/03/2007	GNL	SHELL
METHANIA	DISTRIGAZ	23/03/2007	24/03/2007	GNL	DISTRIGAZ
GASELYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	23/03/2007	27/03/2007	GNL	GDF
GAZ DE France ENERGY	GDF	24/03/2007	25/03/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	24/03/2007	25/03/2007	GNL	GDF
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	25/03/2007	26/03/2007	GNL	STATOIL SN
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	27/03/2007	28/03/2007	GNL	BOTAS
GRACE ACACIA	ALGAWIN SHIPPING INC	29/03/2007	01/04/2007	GNL	BRITISH GA

LNG LERICI	LNG SHPG spa	29/03/2007	30/03/2007	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	30/03/2007	31/03/2007	GNL	GDF
SCF ARCTIC	Violet Tankers, SA Monrovia	31/03/2007	01/04/2007	GNL	GDF
GDF ENERGY	GDF	01/04/2007	05/04/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	03/04/2007	04/04/2007	GNL	GDF
GASELYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	06/04/2007	07/04/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	06/04/2007	08/04/2007	GNL	BOTAS
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	07/04/2007	09/04/2007	GNL	CEPSA
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	07/04/2007	09/04/2007	GNL	BOTAS
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	09/04/2007	10/04/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	10/04/2007	11/04/2007	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	12/04/2007	13/04/2007	GNL	GDF
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	13/04/2007	14/04/2007	GNL	BRITISH GA
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	15/04/2007	17/04/2007	GNL	STATOIL SN
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	16/04/2007	17/04/2007	GNL	BRITISH GA
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	19/04/2007	20/04/2007	GNL	BOTAS
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	19/04/2007	20/04/2007	GNL	GDF
GASELYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	22/04/2007	23/04/2007	GNL	GDF
PROVALYS	SNC GDF INVESTISSEMENT	22/04/2007	24/04/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	23/04/2007	25/04/2007	GNL	BOTAS
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	23/04/2007	25/04/2007	GNL	BOTAS
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	25/04/2007	26/04/2007	GNL	GDF
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	26/04/2007	28/04/2007	GNL	STATOIL SN
LNG LERICI	LNG SHPG spa	27/04/2007	27/04/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	29/04/2007	30/04/2007	GNL	BOTAS
GRACE ACACIA	ALGAWIN SHIPPING INC	30/04/2007	01/05/2007	GNL	BRITISH GA
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	02/05/2007	05/05/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	02/05/2007	04/05/2007	GNL	BOTAS
LNG LERICI	LNG SHPG spa	03/05/2007	04/05/2007	GNL	GDF
METHANIA	DISTRIGAZ	05/05/2007	07/05/2007	GNL	DISTRIGAZ
GOLAR FROST	GOLAR LNG 1444 CORPORATION	06/05/2007	07/05/2007	GNL	SH/GNL
GALEOMA	SHELL TANKERS	07/05/2007	09/05/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	09/05/2007	10/05/2007	GNL	GDF
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	10/05/2007	11/05/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	11/05/2007	12/05/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	Bergesen / Sonatrach	12/05/2007	13/05/2007	GNL	BRITISH GA
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	15/05/2007	16/05/2007	GNL	GDF
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	15/05/2007	17/05/2007	GNL	BRITISH GA
LNG LERICI	LNG SHPG spa	16/05/2007	17/05/2007	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	HYPROC S.C	18/05/2007	20/05/2007	GNL	BRITISH GA
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	18/05/2007	19/05/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	22/05/2007	24/05/2007	GNL	CARBOEX

MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	25/05/2007	26/05/2007	GNL	BOTAS
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	26/05/2007	27/05/2007	GNL	BOTAS
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	26/05/2007	28/05/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	29/05/2007	30/05/2007	GNL	GDF
GRACE ACACIA	ALGAWIN SHIPPING INC	29/05/2007	30/05/2007	GNL	
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	30/05/2007	31/05/2007	GNL	
GDF ENERGY	GAZ DE France ARMATEUR	30/05/2007	31/05/2007	GNL	GDF
GOLAR FROST	GOLAR LNG 1444 CORPORATION	02/06/2007	03/06/2007	GNL	SHELL
LERICI	LNG SHPG spa	02/06/2007	03/06/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	04/06/2007	05/06/2007	GNL	IBERDROLA
GDF ENERGY	GDF	05/06/2007	06/06/2007	GNL	GDF
TENAGA TIGA	MISC BERHAD	07/06/2007	09/06/2007	GNL	MITSUI&CO
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	07/06/2007	08/06/2007	GNL	BOTAS
LNG LERICI	LNG SHPG spa	08/06/2007	09/06/2007	GNL	GDF
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	09/06/2007	10/06/2007	GNL	CARBOEX
GDF ENERGY	GDF	10/06/2007	10/06/2007	GNL	GDF
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	12/06/2007	13/06/2007	GNL	BG LNG TRA
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	13/06/2007	14/06/2007	GNL	IBERDROLA
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	14/06/2007	16/07/2007	GNL	PETRONET I LIMITED
LNG LERICI	LNG SHPG spa	15/06/2007	16/06/2007	GNL	GDF
GDF ENERGY	GDF	16/06/2007	17/06/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	17/06/2007	19/06/2007	GNL	CEPSA
TENAGA SATU	MISC BHD	17/06/2007	18/06/2007	GNL	GDF
PALMARIA	LNG SHPG spa	18/06/2007	19/06/2007	GNL	ENI SPA DIV POWER
GDF ENERGY	GDF	20/06/2007	21/06/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	21/06/2007	22/06/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	21/06/2006	23/06/2006	GNL	ENI spa
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	22/06/2007	23/06/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	23/06/2007	24/06/2007	GNL	BOTAS
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	24/06/2007	25/06/2007	GNL	BOTAS
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	25/06/2007	25/06/2007	GNL	GDF
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	25/06/2007	26/06/2007	GNL	CEPSA
LERICI	LNG SHPG spa	26/06/2007	27/06/2007	GNL	GDF
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	27/06/2007	29/06/2007	GNL	GDF
GRACE ACACIA	ALGAWIN SHIPPING INC	27/06/2007	29/06/2007	GNL	SH/GNL
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	29/06/2007	30/06/2007	GNL	ENI
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	30/06/2007	01/07/2007	GNL	GDF
LALLA FATMA N'SOUMER	algerien nippon gas transport corp,	02/07/2007	04/07/2007	GNL	BOTAS
LERICI	LNG SHPG spa	02/07/2007	03/07/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	03/07/2007	05/07/2007	GNL	IBERDROLA
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	04/07/2007	05/07/2007	GNL	GDF
GALEOMMA	SHELL TANKERS	07/07/2007	08/07/2007	GNL	GDF

GOLAR FROST	GOLAR LNG 1444 CORPORATION	07/07/2007	09/07/2007	GNL	PETRONET
LERICI	LNG SHPG spa	09/07/2007	10/07/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	09/07/2007	10/07/2007	GNL	BOTAS
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	11/07/2007	13/07/2007	GNL	BG LNG TRA
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	11/07/2007	12/07/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	12/07/2007	13/07/2007	GNL	
PALMARIA	LNG SHPG spa	13/07/2007	14/07/2007	GNL	ENI SPA DIV POWER
LALLA FATMA N'SOUMER	algerien nippon gas transport corp,	14/07/2007	17/07/2007	GNL	MITSUI&CO
LERICI	LNG SHPG spa	15/07/2007	16/07/2007	GNL	GDF
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	16/07/2007	17/07/2007	GNL	BOTAS
RHOUD ENOUSS	SH GAS TRANSPORT	17/07/2007	18/07/2007	GNL	DOW EURO
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	17/07/2007	17/07/2007	GNL	
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	17/07/2007	18/07/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	18/07/2007	19/07/2007	GNL	ENI
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	19/07/2007	20/07/2007	GNL	GDF
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	20/07/2007	21/07/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	21/07/2007	22/07/2007	GNL	GDF
ARCTIC VOYAGER	K LINE LNG SHIPPING	21/07/2007	24/07/2007	GNL	MITSUI&CO
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	24/07/2007	25/07/2007	GNL	GDF
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	25/07/2007	26/07/2007	GNL	CARBOEX
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	26/07/2007	27/07/2007	GNL	GDF
MARAN GAS ASCLEPIUS		26/07/2007	27/07/2007	GNL	GDF
LNG LERICI	LNG SHPG spa	27/07/2007	28/07/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	28/07/2007	29/07/2007	GNL	ENI
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	28/07/2007	31/07/2007	GNL	CEPSA
CHEIKH MOKRANI	MEDITERANEAN GAS TRANSPORT CO	31/07/2007	01/08/2007	GNL	IBERDROLA
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	01/08/2007	02/08/2007	GNL	STATOIL SN
LNG LERICI	LNG SHPG spa	02/08/2007	03/08/2007	GNL	GDF
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	03/08/2007	04/08/2007	GNL	GDF
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	03/08/2007	05/08/2007	GNL	BOTAS
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	04/08/2007	05/08/2007	GNL	GDF
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	05/08/2007	06/08/2007	GNL	ENI
CHEIKH MOKRANI	MEDITERANEAN GAS TRANSPORT CO	07/08/2007	08/08/2007	GNL	IBERDROLA
TENAGA SATU	MISC	07/08/2007	08/08/2007	GNL	GDF
LERICI	LNG SHPG spa	08/08/2007	09/08/2007	GNL	GDF
TENAGA TIGA	MISC	09/08/2007	11/08/2007	GNL	BOTAS
SCF POLAR	Violet Tankers, SA Monrovia	10/08/2007	11/08/2007	GNL	GDF
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	12/08/2007	13/08/2007	GNL	GDF
GOLAR FROST	GOLAR FROST LNG 1444 CORP,	13/08/2007	15/08/2007	GNL	MITSUI&CO
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	14/08/2007	15/08/2007	GNL	ENI
LNG LERICI	LNG SHPG spa	16/08/2007	17/08/2007	GNL	GDF
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	18/08/2007	20/08/2007	GNL	BOTAS

GRACE ACACIA	ALGAWIN SHIPPING INC	18/08/2007	21/08/2007	GNL	MITSUI& CO PLC
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	20/08/2007	21/08/2007	GNL	CEPSA
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	25/08/2007	26/08/2007	GNL	
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	26/08/2007	27/08/2007	GNL	61 044
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	26/08/2007	27/08/2007	GNL	33037
LERICI	LNG SHPG spa	27/08/2007	28/08/2007	GNL	28388
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	27/08/2007	29/08/2007	GNL	57161
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	28/08/2007	31/08/2007	GNL	57260
ISABELLA	New Isabella Shipping Inco	28/08/2007	29/08/2007	GNL	13797
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	30/08/2007	31/08/2007	GNL	57185
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	31/08/2007	01/09/2007	GNL	
LALLA FATMA N'SOUMER	algerien nippon gas transport corp,	01/09/2007	03/09/2007	GNL	67 744
LERICI	LNG SHPG spa	04/09/2007	05/09/2007	GNL	28950
TENAGA TIGA	MISC	07/09/2007	09/09/2007	GNL	59 684
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	07/09/2007	08/09/2007	GNL	32 840
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	08/09/2007	13/09/2007	GNL	56 712
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	08/09/2007	09/09/2007	GNL	31 002
MARAN GAS ASCLEPIUS		09/09/2007	10/09/2007	GNL	66 577
GALEA	STASCO	13/09/2007	15/09/2007	GNL	62 958
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	15/09/2007	16/09/2007	GNL	30 710
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	15/09/2007	17/09/2007	GNL	59 274
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	16/09/2007	17/09/2007	GNL	32 952
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	17/09/2007	18/09/2007	GNL	33 221
LNG LERICI	LNG SHPG spa	18/09/2007	19/09/2007	GNL	28 340
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	19/09/2007	21/09/2007	GNL	57 196
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	21/09/2007	22/09/2007	GNL	30 703
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	22/09/2007	23/09/2007	GNL	32 886
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	23/09/2007	24/09/2007	GNL	33 335
LNG LERICI	LNG SHPG spa	24/09/2007	25/09/2007	GNL	28 380
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	25/09/2007	27/09/2007	GNL	63 464
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	26/09/2007	27/09/2007	GNL	30 560
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	27/09/2007	28/09/2007	GNL	54977
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	29/09/2007	01/10/2007	GNL	55251
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	29/09/2007	30/09/2007	GNL	33 488
MARAN GAS CORONIS	MARAN GAS MARITIME	01/10/2007	02/10/2007	GNL	66 122
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	04/10/2007	05/10/2007	GNL	31 732
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	04/10/2007	05/10/2007	GNL	57 255
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	05/10/2007	06/10/2007	GNL	28 329
PALMARIA	LNG SHPG spa	06/10/2007	07/10/2007	GNL	17 233
LNG LERICI	LNG SHPG spa	07/10/2007	08/10/2007	GNL	29 372
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	08/10/2007	09/10/2007	GNL	54594
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	10/10/2007	11/10/2007	GNL	57 070

SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	11/10/2007	12/10/2007	GNL	31 154
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	11/10/2007	12/10/2007	GNL	29 282
LNG LERICI	LNG SHPG spa	14/10/2007	15/10/2007	GNL	28 358
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	15/10/2007	16/10/2007	GNL	34 177
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	16/10/2007	17/10/2007	GNL	57 094
PALMARIA	LNG SHPG spa	17/10/2007	17/10/2007	GNL	17 916
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	17/10/2007	18/10/2007	GNL	31 690
GOLAR FROST	GOLAR FROST LNG 1444 CORP,	17/10/2007	20/10/2007	GNL	60 314
EDOUARD LD	METHANE TRASPORT	20/10/2007	21/10/2007	GNL	56 596
ABANE RAMDANE	HYPROC S.C	20/10/2007	21/10/2007	GNL	56 793
TENAGA TIGA	MISC	21/10/2007	24/10/2007	GNL	59 800
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	22/10/2007	23/10/2007	GNL	28 170
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	23/10/2007	24/10/2007	GNL	30 363
GAZ DE France ENERGY	GDF ARMATEUR	24/10/2007	25/10/2007	GNL	33 641
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	25/10/2007	26/10/2007	GNL	32 836
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	26/10/2007	27/10/2007	GNL	55 113
GALEA	STASCO	28/10/2007	29/10/2007	GNL	62 890
CHEIKH MOKRANI	M,L,T,C	30/10/2007	31/10/2007	GNL	32 937
GAZ DE France ENERGY	GDF ARMATEUR	31/10/2007	01/11/2007	GNL	32 554
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	31/10/2007	01/11/2007	GNL	31 028
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	01/11/2007	02/11/2007	GNL	57 123
GOLAR FROST	GOLAR FROST LNG 1444 CORP,	03/11/2007	04/11/2007	GNL	60 677
GALEA	STASCO	03/11/2007	04/11/2007	GNL	62 880
LERICI	LNG SHPG spa	04/11/2007	05/11/2007	GNL	29 222
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	05/11/2007	06/11/2007	GNL	55 125
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	06/11/2007	07/11/2007	GNL	30 786
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	07/11/2007	08/11/2007	GNL	57 185
GASELYS	GDF ARMATEUR	08/11/2007	09/11/2007	GNL	67 080
LALLA FATMA N'SOUMER	algerien nippon gas transport corp,	11/11/2007	14/11/2007	GNL	67804
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	12/11/2007	13/11/2007	GNL	31 214
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	12/11/2007	13/11/2007	GNL	32 947
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	14/11/2007	15/11/2007	GNL	29 272
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	14/11/2007	15/11/2007	GNL	54 778
GOLAR FROST	GOLAR FROST LNG 1444 CORP,	16/11/2007	17/11/2007	GNL	62 822
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	16/11/2007	18/11/2007	GNL	57 070
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	17/11/2007	18/11/2007	GNL	32 954
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	17/11/2007	18/11/2007	GNL	63 498
GASELYS	GDF ARMATEUR	18/11/2007	19/11/2007	GNL	31 524
MOSTEFA BEN BOULAI	HYPROC S.C	20/11/2007	21/11/2007	GNL	57 314
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	21/11/2007	22/11/2007	GNL	31 105
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	21/11/2007	22/11/2007	GNL	32 983
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	24/11/2007	25/11/2007	GNL	29 282

LERICI	LNG SHPG spa	24/11/2007	25/11/2007	GNL	28 361
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	26/11/2007	27/11/2007	GNL	32 608
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	27/11/2007	28/11/2007	GNL	34 014
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	27/11/2007	28/11/2007	GNL	31 192
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	28/11/2007	tjr à quai	GNL	
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	29/11/2007	30/11/2007	GNL	57 293
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	30/11/2007	01/12/2007	GNL	59 074
LERICI	LNG SHPG spa	30/11/2007	01/12/2007	GNL	28 959
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	01/12/2007	03/12/2007	GNL	33 086
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	02/12/2007	03/12/2007	GNL	31 105
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	03/12/2007	05/12/2007	GNL	55 423
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	03/12/2007	05/12/2007	GNL	57 143
PORTOVENERE	LNG SHPG spa	05/12/2007	06/12/2007	GNL	29 374
LERICI	LNG SHPG spa	06/12/2007	07/12/2007	GNL	28 349
MARAN GAS ASCLEPIUS	SEA SATIH CORP	07/12/2007	08/12/2007	GNL	63 860
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	08/12/2007	09/12/2007	GNL	34 200
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	08/12/2007	09/12/2007	GNL	31 035
RAMDANE ABANE	HYPROC S.C	09/12/2007	10/12/2007	GNL	5 618
LARBI BEN M'HIDI	HYPROC S.C	11/12/2007	12/12/2007	GNL	59 411
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	12/12/2007	13/12/2007	GNL	32 425
TENAGA TIGA	MISC	13/01/2007	15/12/2007	GNL	59 859
LERICI	LNG SHPG spa	13/12/2007	14/12/2007	GNL	28 282
MOURAD DIDOUCHE	HYPROC S.C	14/12/2007	15/12/2007	GNL	55 455
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	15/12/2007	16/12/2007	GNL	31 043
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	16/12/2007	17/12/2007	GNL	57 135
PALMARIA	LNG SHPG spa	17/12/2007	17/12/2007	GNL	17 258
BERGE ARZEW	BERGESEN / SONATRACH	17/12/2007	18/12/2007	GNL	63 354
CHEIKH EL MOKRANI	M,L,T,C	18/12/2007	19/12/2007	GNL	32 977
BACHIR CHIHANI	HYPROC S.C	19/12/2007	21/12/2007	GNL	59 393
DIDOUCHE MOURAD	HYPROC S.C	21/12/2007	22/12/2007	GNL	55490
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	21/12/2007	23/12/2007	GNL	31160
METHANIA	DISTRIGAZ	23/12/2007	25/12/2007	GNL	57851
GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	23/12/2007	24/12/2007	GNL	33399
ELBA	LNG SHPG spa	24/12/2007	25/12/2007	GNL	17778
LERICI	LNG SHPG spa	25/12/2007	26/12/2007	GNL	29288
CHEICKH EL MOKRANI	M,L,T,C	26/12/2007	27/12/2007	GNL	33316
MARAN GAS ASCLEPIUS	SEA SATIH CORP	26/12/2007	27/12/2007	GNL	66638
MOSTEFA BEN BOULAID	HYPROC S.C	28/12/2007	29/12/2007	GNL	55 240
PALMARIA	LNG SHPG spa	28/12/2007	30/12/2007	GNL	17 356
GALEA	STASCO	29/12/2007	30/12/2007	GNL	62 967
SCF POLAR	RUDON SHIPPING CO	29/12/2007	30/12/2007	GNL	31 169
LERICI	LNG SHPG spa	31/12/2007	01/01/2008	GNL	28 288

GDF ENERGY	GDF ARMATEUR	31/12/2007	01/01/2008	GNL	33 735
------------	--------------	------------	------------	-----	--------

Résumé :

Le Transport Maritime du GNL ne permet non seulement l'exportation de milliers de tonnes de Gaz mais élimine la barrière des distances lointaines dans un marché politiquement hostile. Les tensions montantes autour du gaz naturel dans le monde indiquent bien aujourd'hui que le transport du gaz par voie maritime est devenu le premier atout des pays producteurs et pays consommateurs.

Le Transport Maritime du GNL qui ne dépassait pas les 5 Milliards de M3 par an en 1960 devrait atteindre les 350 Milliard de M3 en 2012 et sa part ne cesse d'augmenter chaque année.

La présente étude montre très clairement le rôle que joue l'Algérie dans la seine internationale de la commercialisation du Gaz par voie liquéfié.

Ceci étant, les résultats de cette étude mènent vers un constat qui devrait enrichir les tableaux de bord de nos décideurs ; car en effet, si pour les moyens d'expansion des exportations du Gaz par voie liquéfié existent, il n'en demeure pas moins que pour le transport de ce GNL, l'Algérie devra impérativement se mettre au diapason en entreprenant des démarches rapides pour le renouvellement de sa flotte actuelle, relativement vétuste, et l'acquisition de nouveaux méthaniers pour le transport des capacités futurs.

L'Algérie se donnera, ainsi, les moyens de maintenir sa position comme l'un des leaders mondiaux des exportateurs de GNL.

Mots Clés :

Energie ; Gaz naturel ; Gaz naturel liquéfié ; Transport Maritime ; Demande croissante du GNL Algérien ; Méthaniers ; concurrence.

Résumé :

La présente étude qui met en exergue la place stratégique qu'occupe l'Algérie dans le domaine de la commercialisation du Gaz par voie liquifiée.

En effet, l'option stratégique « grand large » ne permet pas seulement l'exportation de milliers de tonnes de Gaz mais élimine la barrière des distances lointaines dans un marché politiquement hostile.

Les exportations de GNL qui ne représentaient qu'à peine 5 Milliards de M3 en 1960, devraient atteindre les 350 Milliards de M3 en 2012.

Si pour les Gasoducs et les complexes de liquéfaction de Gaz, les moyens existent pour l'expansion des exportations de gaz, cette étude montre bien que qu'il devient impératif de que l'Algérie adapte sa flotte actuelle par l'acquisition de nouveaux méthaniers afin de continuer de jouer un rôle d'acteur majeur dans le marché du GNL.

Mots clés :

- Commerce Extérieur ; Gaz naturel Liquifié ; Transport Maritime ; demande croissante du GNL Algériens ; Economie de l'énergie ; Méthaniers.

