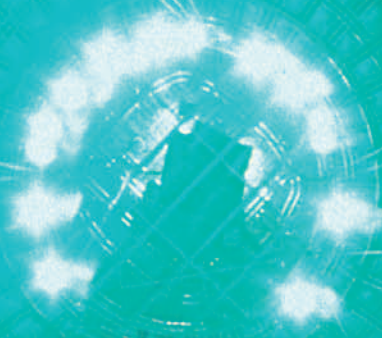




L'industrie du GNL

.....

The LNG industry



2006

L'industrie du GNL

SITUATION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE

The LNG industry

WORLD ENERGY SITUATION

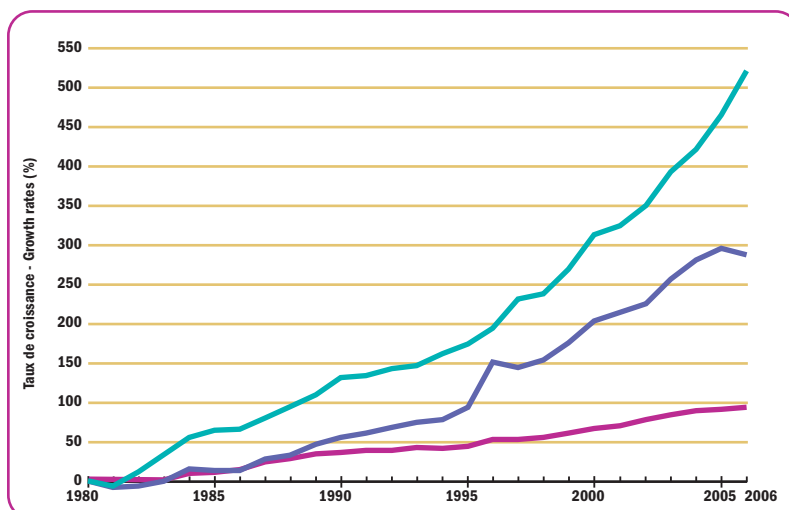
La croissance annuelle moyenne de la consommation mondiale d'énergie primaire a été de 2,1 % au cours des dix dernières années, avec une croissance particulièrement élevée au cours de deux des trois dernières années (supérieure à 3 % et 4 % en 2003 et 2004 respectivement). En 2005, la consommation mondiale d'énergie primaire a enregistré une hausse de 2,4 %, qui représente un ralentissement par rapport aux deux années précédentes, mais reste supérieure à la moyenne sur dix ans. Ce ralentissement de croissance est observé dans toutes les régions et pour toutes les énergies. Comme les années précédentes, la zone Asie Pacifique présente la croissance la plus forte en 2005, avec près des trois quarts de la croissance globale (la Chine représentant à elle seule plus de la moitié de cette croissance globale). Au cours des dix dernières années, la consommation mondiale d'énergie est passée de 8 844 10⁶ toe en 1996 à 10 537 10⁶ toe en 2005, soit une augmentation de 19,1 %. La répartition entre les différentes formes d'énergie en 2005 par rapport à 2004 était la suivante :

Year	2005	2004	variation
Oil	3 837	3 799	+ 1.0%
Coal	2 930	2 799	+ 4.7%
Natural gas	2 475	2 425	+ 2.1%
Nuclear energy	627	625	+ 0.3%
Hydroelectric	669	643	+ 4.0%

Pour la cinquième année consécutive, la part du charbon a progressé dans l'ensemble du marché énergétique, passant à 28 %. La croissance de la consommation de gaz naturel en 2005 (+ 2,1 %) a été plus faible qu'en 2004, avec une contraction de 1,8 % du marché du gaz américain (seule région à voir sa consommation diminuer). La part de marché du gaz naturel est restée stable en 2005 (23,5 %) relativement à 2004 (23,6 %)¹. Les estimations pour la production commercialisée de gaz en 2006² font apparaître une croissance de l'ordre de 3 % par rapport à 2005. La part du GNL dans le commerce international est de près de 23 %. Le graphique ci-dessous représente les taux d'accroissement respectifs depuis 1980 de la production de gaz commercialisée, du commerce international total de gaz et du commerce sous forme de GNL :

The average annual growth of the world primary energy consumption has been 2.1% over the last ten years, with noticeably higher growth rates for two of the last three years (more than 3% and 4% for 2003 and 2004 respectively). In 2005, world primary energy consumption registered a 2.4% increase, still exceeding the 10-year average but less than for the two previous years. This reduction in the growth rate occurred in all regions and for all fuels. As for the previous years, the Asia Pacific region shows the most important increase for 2005, accounting for nearly three-quarters of the global growth (China alone accounts for more than half of this global growth). Over the last ten years, the world energy consumption rose from 8 844 10⁶ toe in 1996 to 10 537 10⁶ toe in 2005, a 19.1% overall increase. The breakdown for the major types of energy in 2005, as compared to 2004, was as follows:

For the fifth year running, coal has increased its share of the overall energy market, up to 28%. The growth of natural gas consumption in 2005 (+ 2.1%) was lower than in 2004, with a 1.8% contraction in the US gas market (the only region to see a consumption decline). The market share for natural gas remained stable in 2005 (23.5%) compared to 2004 (23.6%)¹. Estimates for the marketed production of natural gas in 2006² show a rise of about 3% over 2005. The share of LNG in the gas trade accounts for almost 23% of the total. The graph hereunder gives the respective growth rates since 1980 for the marketed production, the total cross-border gas trade and the LNG trade:



¹ Source BP Statistical Review of World Energy (June 2006)

² Source Cedigaz (intra CIS trade included since 1996)



Contrats et trafic de GNL

96 contrats à long terme et à moyen terme étaient en vigueur en 2006, soit 12 de plus par rapport à 2005. Ils ont donné lieu à un commerce international portant sur $348,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ sous forme liquide¹ soit près de $159 \cdot 10^6 \text{ t}$. Ce commerce est en hausse de $38,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ soit 12,4 %, ce qui représente la croissance la plus forte enregistrée au cours de la dernière décennie.

Côté importations, le Japon demeure de loin le plus gros importateur mondial de GNL avec $136 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit 39 % des quantités importées, suivi de la Corée avec $55,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (15,9 %), et de l'Espagne avec $41,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (12 %) et des importations nettement plus élevées que celles des Etats-Unis qui se placent en quatrième position avec $26,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (7,5 %). Dix-sept pays sont impliqués dans les importations de GNL avec l'entrée de la Chine et du Mexique en 2006.

Depuis son récent retour dans le commerce des importations de GNL, le Royaume-Uni voit sa part de marché grimper rapidement, en se positionnant pour l'avenir comme l'un des principaux importateurs européens.

Le taux de croissance des importations européennes reste stable à 21 %, au-dessus du taux de croissance global de 12,4 %, conduisant à une part de marché pour l'Europe de 27,4 %, prouvant ainsi le dynamisme de cette région dans le commerce du GNL. Avec une part de marché de 12 % du commerce mondial, l'Espagne maintient sa position de marché de GNL le plus important en Europe avec la mise en service de son cinquième terminal de réception de GNL à Sagunto. Cependant, sa croissance de 11,4 % est inférieure à la moyenne européenne. La France conserve sa deuxième place avec une part de marché de 6,8 %.

Vient ensuite la Turquie qui passe à 10,7 % et commence à recevoir des cargaisons de GNL au nouveau terminal d'importation d'EGEGAZ à Aliaga près d'Izmir. Les pays restants – la Belgique, la Grèce, l'Italie, le Portugal et le Royaume-Uni – représentant une part du marché global de 6,3 %, ont un taux de croissance combiné supérieur à la moyenne européenne.

Après des augmentations substantielles au début de cette décennie, le marché américain a particulièrement souffert de la baisse de la production de GNL et les arbitrages de prix ont poussé les transporteurs à détourner des cargaisons spot du marché américain. Le volume des importations aux Etats-Unis baisse de 10,3 %. En dépit de la mise en service du premier terminal de réception de GNL mexicain à Altamira sur la côte du Golfe du Mexique en août 2006 et de la bonne performance de la République dominicaine, quoique sur de faibles quantités, les importations des Amériques dans leur ensemble chutent de 3,2 % et leur part du marché global tombe à 8,5 %.

Le marché asiatique continue à croître de façon régulière de 11,4 % avec des importations de la zone passant de $200,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ à $223,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit une hausse de $22,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, due en partie à la hausse continue des importations indiennes avec une part de marché de 3,9 %, et à l'émergence de la Chine sur la scène du GNL avec le démarrage du terminal de réception de GNL de Guangdong Dapeng en mai 2006. Les importations japonaises poursuivent leur progression, passant à $136 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. La Corée jouit également d'une confortable croissance de 13,5 % à $55,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ tandis que les importations de Taiwan grimpent de 8,5 % à $17 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.

En ce qui concerne la provenance des importations, l'Indonésie perd sa place de premier exportateur et le Qatar devient le plus gros producteur

¹ Tous les chiffres liés au commerce du GNL portent sur des quantités déchargées.



de GNL au monde avec 15,5 % du total. L'Indonésie passe au second rang avec 13,9 %, la Malaisie est proche avec 13,3 %. La part de l'Algérie tombe à 10,9 %.

Les exportations en provenance d'Afrique grimpent de $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit la plus forte croissance de toutes les régions de production (+ 25,8 %). L'Egypte continue sa montée en régime avec une part de marché de 7,1 % et ses exportations passent de $11,7$ à $24,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Le Nigeria enregistre également une croissance vigoureuse de 45 % passant à $29,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ avec la production commerciale de deux nouveaux trains. Les exportations de GNL algériennes conservent un niveau en diminution en 2006, en attendant la construction du nouveau train à Skikda pour remplacer les trois trains détruits lors de l'explosion qui a eu lieu en 2004. Ses exportations de GNL chutent de 6,2 % avec une diminution principalement imputable à l'achèvement du contrat à long terme avec Gas Natural en Espagne.

Les exportations du Moyen-Orient progressent de 18 % à $84,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, au-dessus du taux de croissance globale, tirées par les exportations du Qatar (19,7 %) et d'Oman (28 %), à la suite de la mise en service au second semestre de 2005 du Train 4 de l'usine de RasGas au Qatar et du troisième train à l'usine d'Oman LNG.

Les exportations des Amériques croissent de 18 % avec l'exploitation commerciale d'un nouveau train à Trinité & Tobago au début 2006.

La production de GNL de l'Australasie reste stable avec une part de marché de 40,4 % et une faible croissance de 1,6 %. Cependant, l'Australie grimpe de 23 % à $30 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, avec une part de marché de 8,6 %, du fait du démarrage d'un nouveau complexe de liquéfaction à Darwin dans le Territoire du Nord. Les exportations de l'Indonésie continuent de baisser (- 6,1 %)

à $48,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ et la Malaisie chute également de 2,5 % à $46,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, en raison de problèmes techniques dans les installations de GNL.

Les importations spot et à court terme (basées sur des contrats d'importation d'une durée inférieure ou égale à 4 ans) atteignent $56 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ sous forme liquide (438 cargaisons) contre $40 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (348 cargaisons) en 2005, ce qui représente 16 % du commerce international du GNL (voir tableau page 21).

Il convient de noter qu'une partie de ces importations est fournie par des reventes d'enlèvements aux termes de contrats à long terme. En 2006, la hausse des transactions spot et à court terme peut être en partie attribuée aux importateurs asiatiques qui ont augmenté leurs achats en provenance du Bassin atlantique afin de satisfaire leur demande croissante et à la baisse des disponibilités en provenance d'Indonésie. S'agissant de la source des transactions spot et à court terme, on remarquera que l'Egypte prend la tête avec 24 % des ventes.

Le commerce international a engendré 79 courants de trafic (i.e. courants de pays à pays) correspondant à 230 routes maritimes (routes de port à port). Par rapport à 2005, 76 routes étaient nouvelles et 25 non exploitées en 2006. 29 nouveaux courants sont apparus en 2006 : ALGERIE/Inde, Corée, Taiwan - EGYPT/Japon, Belgique, Mexique, Inde, Royaume-Uni, Italie, Grèce, Taiwan - NIGERIA/Mexique, Inde, Corée, Belgique - ABU DHABI/Inde - TRINITE & TOBAGO/Mexique, Inde, Japon, Corée, France, Taiwan - MALAISIE/Inde, Belgique - QATAR/Mexique, France, Italie, Taiwan - AUSTRALIE/Chine.

10 courants ont disparu : ALGERIE/Portugal - ABU DHABI/Espagne, Corée - MALAISIE/Espagne, Etats-Unis - QATAR/Etats-Unis - OMAN/Etats-Unis, France, Portugal - AUSTRALIE/Espagne.

LNG contracts and trade

96 long-term and medium-term contracts were in force in 2006, or 12 more than in 2005. The international trade in liquid form¹ accounted for 348.4 10⁶ m³ or almost 159 10⁶ t. It rose by 38.4 10⁶ m³, or 12.4%, the highest growth rate ever recorded over the last decade.

As to imports, Japan remained by far the world's largest LNG importer with 136 10⁶ m³, or 39 % of all imports, followed by Korea with 55.3 10⁶ m³ (15.9%) and Spain with 41.6 10⁶ m³ (12.0%), markedly higher than the U.S.A. ranking fourth with 26.1 10⁶ m³ (7.5%). Seventeen countries were involved in LNG imports with the addition of China and Mexico in 2006.

Since its recent return to the LNG importing business, the United Kingdom is rapidly gaining market share, positioning itself for the future as one of the major European LNG importers.

The growth rate of European imports remained stable at 21%, above the global growth rate of 12.4%, resulting in a market share for Europe of 27.4% and demonstrating the dynamism of this region in the LNG trade. With a 12% market share in worldwide trade, Spain maintained its position as Europe's largest LNG market with the commissioning of its fifth LNG receiving terminal at Sagunto. However, its 11.4% growth rate is below the European average. France remained in second position with a 6.8% market share. Next is Turkey which grew by 10.7% and started receiving cargoes at the new EGEGAZ LNG import terminal at Aliaga near Izmir. The remaining countries – Belgium, Greece, Italy, Portugal and the UK – representing a 6.3% global market share, had a combined growth rate above the European average.

After substantial increases during the early part of this decade, the US market suffered most from the shortage in LNG production and price arbitrage prompted some shippers to divert spot LNG away from the US market. The volume of LNG imports in the US fell by 10.3%. In spite of the start-up of Mexico's first LNG terminal at Altamira on the Gulf Coast in August 2006 and of the good performance of the Dominican Republic, although with small volumes, imports for the Americas as a whole still decreased by 3.2% and its global market share fell to 8.5%.

The Asian market kept on growing steadily by 11.4% with imports to the region rising from 200.6 10⁶ m³ to 223.4 10⁶ m³ or an increase of 22.8 10⁶ m³, mainly due to the continued rise of Indian imports with a 3.9% market share, and the emergence of China on the LNG scene with the start-up of the Guangdong Dapeng LNG terminal in May 2006. Japanese imports steadily rose to 136 10⁶ m³. Korea also enjoyed a significant growth by 13.5% to 55.3 10⁶ m³ while Taiwan's imports grew by 8.5% to 17 10⁶ m³.

As to the sources of imports, Indonesia lost its leading position and Qatar became the world's largest LNG producer with 15.5% of all exports. Indonesia ranked second with 13.9%, Malaysia was close with 13.3%. Algeria's share decreased to 10.9%.

Exports from Africa increased by 20 10⁶ m³, or the strongest growth of all producing regions (+ 25.8%). Egypt continued its build-up to a 7.1% market share and exports rising from 11.7 to 24.6 10⁶ m³. Nigeria also recorded a healthy growth of 45% to 29.3 10⁶ m³ with the start of commercial production of two new trains. Algeria's LNG exports remained at a reduced level through 2006, awaiting the construction of the new train at Skikda to replace the three trains destroyed in the blast which took place in 2004. Its LNG exports fell by 6.2% with the reduction mainly attributable to the termination of the long term contract with Gas Natural in Spain. Middle-East exports grew by 18% to 84.3 10⁶ m³, above the global growth rate, driven by Qatar (19.7%) and Oman (28%), as a result of the commissioning in the second half of 2005 of Train 4 at Qatar's RasGas plant and of the third train at the Oman LNG's plant.

Americas' exports grew by 18% with the commercial operation of a new train at Trinidad & Tobago in early 2006.

The Australasian LNG production remained steady with a 40.4% market share and a sluggish growth of 1.6%. However, Australia rose by 23% to 30 10⁶ m³, with a 8.6% market share, with the start-up of a new liquefaction plant at Darwin in the Northern Territory. Indonesia's exports continued to decrease (- 6.1%) to 48.3 10⁶ m³ and Malaysia also fell by 2.5% to 46.2 10⁶ m³, due to technical problems at the LNG facilities. The spot and short-term imports (based on importing contracts whose duration is equal to or less than 4 years) amounted to 56 10⁶ m³ in liquid form (438 cargoes) as against 40 10⁶ m³ (348 cargoes) in 2005, accounting for 16% of the world LNG trade (see table page 21). It should be pointed out that a part of these imports are supplied by re-sales of lifting under long-term contracts.

In 2006, the rise in spot and short-term transactions could mainly be attributed to Asian importers increasing their purchases from the Atlantic Basin to meet their higher demand and the shortfall in availability from Indonesia. As to the sourcing of spot and short-term transactions, it is noted that Egypt is having the lead with a 24% share.

The world trade involved 79 "flows" (i.e. country-to-country trades) over 230 sea transportation routes (port-to-port routes). Compared to 2005, 76 routes were new and 25 ceased in 2006. In 2006, there were 29 new country-to-country flows compared to 2005: ALGERIA/India, Korea, Taiwan - EGYPT/Japan, Belgium, Mexico, India, the U.K., Italy, Greece, Taiwan - NIGERIA/Mexico, India, Korea, Belgium - ABU DHABI/India - TRINIDAD & TOBAGO/Mexico, India, Japan, Korea, France, Taiwan - MALAYSIA/ India, Belgium - QATAR/Mexico, France, Italy, Taiwan - AUSTRALIA/China. 10 flows disappeared: ALGERIA/Portugal - ABU DHABI/Spain, Korea - MALAYSIA/ Spain, the U.S.A. - QATAR/the U.S.A. - OMAN/the U.S.A., France, Portugal - AUSTRALIA/ Spain.

¹ All figures related to LNG trade are based on unloaded volumes.

Contrats conclus en 2006

Contracts concluded in 2006



	Export country	Purchaser	Import country	Amount (mtpa)	Duration (Years)	Start	Delivery Format
Long & medium term Sales & Purchase Agreements (> 4 yrs)	Australia - NWS	Toho Gas	Japan	0.76	10	2009	D.E.S.
	Malaysia	Shangai LNG Co. Ltd.	China	3.03	25	2009	
	Malaysia	Toho Gas	Japan	0.52	20	2007	D.E.S.
	Malaysia	Chubu Electric Power	Japan	0.54	20	2011	D.E.S.
	Oman - Qalhat	Tokyo Electric	Japan	0.80	15	2006	D.E.S.
	Oman - Qalhat	Mitsubishi Corporation	Japan	0.80	15	2006	D.E.S.
	Qatar	Total	UK, USA, France, Mexico	5.20	25	End 2008	
	Russia - Sakhalin 2	Tohoku Electric Power	Japan	0.42	20	2010	F.O.B.
	Russia - Sakhalin 2	Saibu Gas	Japan	0.0085	18	2010	F.O.B.
	Russia - Sakhalin 2	Hiroshima Gas	Japan	0.21	20	2008	F.O.B.
Short term contracts (< 4 yrs)							
Memorandum of understanding (M.O.U.)	Malaysia	Shikoku Electric Power Co.	Japan	0.42	15	2010	D.E.S.
	Nigeria	BG Gas Marketing	USA	2.00	20	2010	D.E.S.
	Nigeria	Suez LNG Trading Co.	USA	2.00	20	2010	
Heads of Agreement (H.O.A.)	Australia - NWS	Tokyo Gas	Japan	0.53	8	2009	D.E.S.
	Australia - NWS	Kansai Electric Power	Japan	0.4	8	2009	D.E.S.
	Australia - NWS	Chubu Electric	Japan	0.5	7	2009	D.E.S.
	Australia - NWS	Chugoku Electric	Japan	1.43	12	2009	D.E.S.
	Australia - NWS	Toho Gas	Japan	0.76	10	2010	D.E.S.
	Australia - NWS	Osaka Gas	Japan	0.5	6	2009	D.E.S.
	Australia - NWS	Tepco	Japan	0.3	8	2009	D.E.S.
	Australia - Pluto	Kansai Electric Power	Japan	1.75-2.00	15	2010	D.E.S.
	Malaysia	Shikoku Electric	Japan	0.42	15	2010	D.E.S.
	Malaysia	Osaka Gas	Japan	0.92	15	2009	D.E.S.
	Russia - Sakhalin 2	Chubu Electric	Japan	0.5	15	2011	D.E.S.

Guangdong Dapeng Terminal ▼



LNG IMPORTS

	10 ⁶ m ³ liq.	10 ⁶ t	10 ⁹ m ³ (n)	Market share %	Var. 2005-06 %
Belgium	6.824	3.107	3.934	2.0	57.1
France	23.558	10.691	13.534	6.8	10.9
Greece	0.994	0.453	0.574	0.3	36.9
Italy	4.930	2.258	2.845	1.4	25.6
Portugal	3.561	1.631	2.016	1.0	23.4
Spain	41.668	18.766	23.891	12.0	11.4
Turkey	8.208	3.767	4.717	2.4	10.7
U.K.	5.573	2.484	3.233	1.6	570.6
Europe	95.316	43.157	54.745	27.4	21.0
Dominican Rep	0.541	0.234	0.315	0.2	21.8
Mexico	1.846	0.831	1.056	0.5	N/A
Puerto Rico	1.158	0.500	0.675	0.3	6.5
USA	26.132	11.359	15.192	7.5	-10.3
Americas	29.677	12.924	17.238	8.5	-3.2
China	1.607	0.750	0.903	0.5	N/A
India	13.499	6.184	7.693	3.9	35.2
Japan	135.992	62.649	77.074	39.0	7.8
Korea	55.335	25.482	31.405	15.9	13.5
Taiwan	16.996	7.793	9.657	4.9	8.5
Asia	223.429	102.859	126.673	64.1	11.4
Total	348.422	158.939	198.716	100.0	12.4

SOURCES OF IMPORTS

	10 ⁶ m ³ liq.	10 ⁶ t	10 ⁹ m ³ (n)	Market share %	Var. 2005-06 %
Algeria	38.111	17.502	21.990	10.9	-6.2
Egypt	24.615	10.548	14.375	7.1	110.3
Libya	1.059	0.514	0.592	0.3	-28.3
Nigeria	29.275	13.408	16.570	8.4	45.0
Africa	93.060	41.972	53.527	26.7	25.8
Abu Dhabi	11.892	5.554	6.731	3.4	-0.2
Oman	18.490	8.690	10.410	5.3	28.0
Qatar	53.906	24.797	30.673	15.5	19.7
Middle East	84.288	39.041	47.813	24.2	18.0
Trinidad & Tobago	27.410	11.841	15.980	7.9	20.0
USA	2.774	1.173	1.634	0.8	-6.6
Americas	30.184	13.015	17.614	8.7	16.9
Australia	30.053	14.035	16.890	8.6	23.0
Brunei	16.052	7.400	9.053	4.6	6.6
Indonesia	48.304	22.051	27.461	13.9	-6.1
Malaysia	46.180	21.289	26.184	13.3	-2.5
Australasia	140.589	64.774	79.588	40.4	1.6
Other*	0.301	0.138	0.174	0.1	-33.6
Total	348.422	158.939	198.716	100.0	12.4

The conversion factors from liquid m³ are calculated from the table page 9. The figures are based on unloaded volumes.

* Inter-trades

QUANTITIES (10⁶ liquid m³) RECEIVED IN 2006 BY THE IMPORTING COUNTRIES FROM THE EXPORTING COUNTRIES

	Algeria	Egypt	Libya	Nigeria	Abu Dhabi	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	USA	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Others*	Total Import
Belgium	4.804	0.671		0.263			0.707	0.258					0.121		6.824
France	11.449	3.774		7.217			0.810	0.122						0.186	23.558
Greece	0.865	0.129													0.994
Italy	4.567	0.187					0.061							0.115	4.930
Portugal				3.561											3.561
Spain	4.601	7.783	1.059	12.308		0.984	9.062	5.871							41.668
Turkey	6.489			1.719											8.208
U.K.	3.048	1.997						0.528							5.573
Europe	35.823	14.541	1.059	25.068		0.984	10.64	6.779					0.121	0.301	95.316
Domin. Rep.								0.541							0.541
Mexico		0.266		0.885			0.398	0.297							1.846
Puerto Rico								1.158							1.158
U.S.A.	0.824	5.382		2.551				17.375							26.132
Americas	0.824	5.648		3.436			0.398	19.371							29.677
China										1.607					1.607
India	0.135	0.905		0.141	0.105	0.433	11.410	0.113		0.134			0.123		13.499
Japan	0.399	1.127		0.370	11.787	5.160	16.188	0.784	2.774	26.542	14.193	30.351	26.317		135.992
Korea	0.525	2.116		0.260		11.364	14.439	0.119		1.375	1.859	10.945	12.333		55.335
Taiwan	0.405	0.278				0.549	0.831	0.244		0.395		7.008	7.286		16.996
Asia	1.464	4.426		0.771	11.892	17.506	42.868	1.260	2.774	30.053	16.052	48.304	46.059		223.429
Total export	38.111	24.615	1.059	29.275	11.892	18.490	53.906	27.410	2.774	30.053	16.052	48.304	46.18	0.301	348.422

* Inter-trades



Les navires LNG tankers



La flotte des méthaniers comportait au total 218 navires à la fin de l'année 2006. Quatre d'entre eux, livrés en 2006, l'Excelerate, le Seri Angkasa, le Seri Anggun et le Gaz de France Energy, n'ont déchargé aucune cargaison au cours de l'année.

En outre, il convient de noter que le Cinderella n'a pas été exploité pour la seconde année consécutive et le Hanjin Ras Laffan et le Hoegh Galleon n'ont pas non plus été exploités en 2006.

La capacité totale des navires en exploitation était de $27,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ en 2006 ; la capacité moyenne était d'environ $130\,000 \text{ m}^3$.

A la fin décembre 2006, le nombre de méthaniers en construction ou faisant l'objet de commandes fermes était de 136 dont 18 utilisant la technique Moss et 118 la technique membrane GTT. 35 d'entre eux devraient être livrés en 2007 (4 Moss et 31 Membrane).

Le nombre de mille nautiques parcourus en 2006 a été de $19,32 \cdot 10^6$ contre $16,44 \cdot 10^6$ en 2005. En 2006, la flotte des méthaniers a engendré un trafic de $1\,164 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{mille nautiques}$ en 2005, soit une augmentation de 20 %. Ceci équivaut à $5,52 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{mille nautiques}$ par navire exploité ayant déchargé au moins une cargaison en 2006, contre $5,22 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{mille nautiques}$ en 2005.

Nombre de voyages accomplis par les méthaniers en 2006 *Number of voyages completed in 2006*

1 246	→	Japon/to Japan (1 177 en/in 2005)
238	→	Etats-Unis, Porto Rico et la Rép. dominicaine/ United States, Puerto Rico and Dominican Rep. (246 en/in 2005)
1 008	→	Europe/to Europe (891 en/in 2005)
427	→	Corée/to Korea (379 en/in 2005)
128	→	Taiwan/to Taiwan (119 en/in 2005)
100	→	Inde/to India (75 en/in 2005)
13	→	Chine/to China
Total	→	3 160 voyages (2 887 en/in 2005)

The world LNG tanker fleet consisted of 218 vessels at the end of 2006. Four of these delivered in 2006, the Excelerate, the Seri Angkasa, the Seri Anggun and the Gaz de France Energy, did not unload any cargo during the year.

Furthermore, it should be mentioned that the Cinderella was not operational for the second consecutive year and the Hanjin Ras Laffan and the Hoegh Galleon were not in service in 2006.

Total shipping capacity in operation was $27.4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ in 2006; the average capacity per carrier was approximately $130\,000 \text{ m}^3$.

At the end of December 2006, the number of LNG carriers under construction or on firm order was 136, of which 18 using the Moss technique and 118 the membrane technique. 35 should be delivered in 2007 (4 Moss and 31 membrane).

The number of nautical miles sailed in 2006 was $19.32 \cdot 10^6$, up from $16.44 \cdot 10^6$ in 2005. In 2006, the activity in the LNG tanker fleet was about $1\,164 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$, as opposed to $970 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ in 2005, or a 20% rise. This equates to $5.52 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ per operational ship having delivered at least one cargo in 2006, as against $5.22 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ in 2005.

27 navires livrés en 2006

27 ships delivered in 2006

TECHNIQUE MEMBRANE/MEMBRANE TECHNIQUE

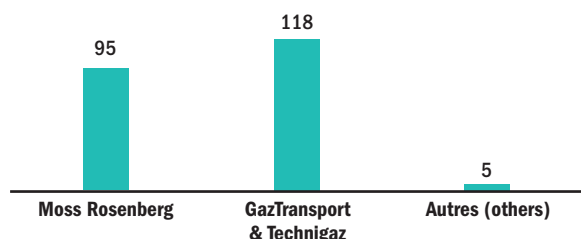
Ship Name	Capacity (m³)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull #
Seri Angkasa	145 000	MISC	Samsung H.I.	Mark III	1590
Provalys	154 000	Gaz de France	C. Atlantique	CS1	N32
Seri Anggun	145 000	MISC	Samsung H.I.	Mark III	1589
Gaz de France Energy	74 000	Gaz de France	C. Atlantique	CS1	M32
Al Marrouna	151 700	Teekay	Daewoo S.M.E.	NO 96	2238
Excelerate	138 000	Exmar	Daewoo S.M.E.	NO 96	2237
Methane Lydon Volney	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1555
Bluesky	145 700	TMT	Daewoo S.M.E.	NO 96	2233
Iberica Knutsen	138 000	Knutsen OAS Shipping	Daewoo S.M.E.	NO 96	2236
Ibra	147 000	Oman	Samsung H.I.	Mark III	1573
Methane Jane Elisabeth	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1554
Simaisima	145 700	Kristen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2235
Granosa	145 700	Golar LNG	Daewoo S.M.E.	NO 96	2234
Methane Rita Andrea	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1553
Maersk Qatar	145 000	AP-Moller	Samsung H.I.	Mark III	1562
LNG Berge Benue	145 000	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2224
Seri Amanah	145 000	MISC	Samsung H.I.	Mark III	1503
LNG Berge Oyo	145 000	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2223

TECHNIQUE MOSS/MOSS TECHNIQUE

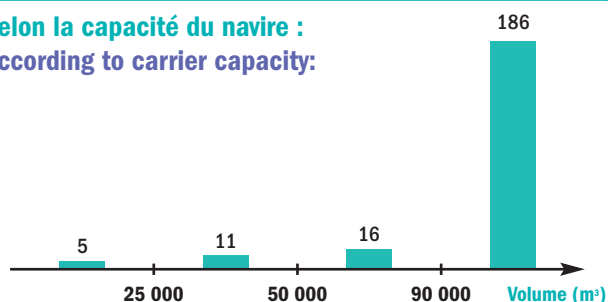
Ship Name	Capacity (m³)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull #
Energy Progress	147 000	Mitsui OSK Line	Kawasaki H.I.	Moss	1540
Ibri LNG	147 200	Oman Gas/MOL	Mitsubishi H.I.	Moss	2215
Arctic Voyager	142 000	K-Line/Statoil/Mitsui & Co/Iino	Kawasaki H.I.	Moss	1532
LNG River Niger	141 500	Nigeria LNG Ltd.	Hyundai H.I.	Moss	1472
LNG Dream	147 000	Osaka Gas/NYK International Transport/NYK	Kawasaki H.I.	Moss	1545
Arctic Lady	147 200	MOL/Leif Hoegh	Mitsubishi H.I.	Moss	2185
Arctic Discoverer	142 000	K-Line-Statoil, Lino and Mitsui & Co.	Mitsui E&S	Moss	1564
Arctic Princess	147 200	MOL/Leif Hoegh	Mitsubishi H.I.	Moss	2184
Pacific Eurus	137 000	Tokyo Electric (TEPCO)	Mitsubishi H.I.	Moss	2187

Répartition des navires (fin 2006) Tanker distribution (at the end of 2006)

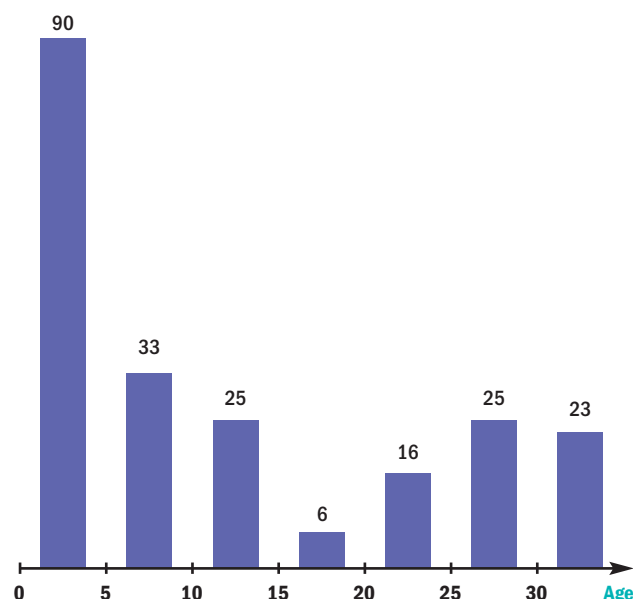
Selon la technique de construction des cuves :
According to containment system:



Selon la capacité du navire :
According to carrier capacity:



Selon l'âge des navires :
According to the age of the ships:



CARACTÉRISTIQUES DES GNL/LNG CHARACTERISTICS

Le tableau ci-dessous donne les caractéristiques moyennes des GNL au port de chargement (valeurs typiques, non contractuelles - données 2003)
This table gives the average characteristics of LNG at loading plants (typical, non-contractual values - 2003 figures)

Origine/Origin	Azote Nitrogen N2 %	Methane C1 %	Ethane C2 %	Propane C3 %	C4+ %	Masse volumique GNL LNG density kg/m³	Masse volumique gaz Gas density kg/m³(n)	Coeff. expansion Expansion ratio m³(n)/m³ liq	PCS Gaz Gas GCV MJ/m³(n)
Algeria-Arzew	0.6	88.0	9.0	2.0	0.5	464	0.813	570	44.1
Algeria-Bethioua 1	1.2	87.6	8.4	2.1	0.7	469	0.818	574	44.0
Algeria-Bethioua 2	0.9	91.4	7.2	0.5	0.0	451	0.775	582	42.1
Algeria-Skikda	1.0	91.2	7.0	0.7	0.1	453	0.778	582	42.2
Egypt-Damietta	0.08	97.7	1.8	0.22	0.2	427	0.730	585	40.8
Egypt-Idku	0.0	97.2	2.3	0.3	0.2	430	0.738	583	41.0
Libya	0.7	81.6	13.4	3.7	0.7	485	0.867	559	46.6
Nigeria	0.1	91.3	4.6	2.6	1.4	458	0.809	566	44.2
Abu Dhabi	0.3	84.8	13.2	1.6	0.1	467	0.826	566	44.9
Oman	0.4	87.9	7.3	2.9	1.6	470	0.834	563	45.3
Qatar	0.4	90.1	6.2	2.3	1.0	460	0.808	569	44.0
Trinidad	0.0	96.8	2.7	0.3	0.1	432	0.741	583	41.0
USA-Alaska	0.2	99.7	0.1	0.0	0.0	423	0.719	589	39.9
Australia	0.1	87.4	8.3	3.4	0.8	467	0.831	562	45.3
Brunei	0.1	90.6	5.0	2.9	1.5	461	0.816	564	44.6
Indonesia-Arun	0.2	90.7	6.2	2.0	1.0	457	0.803	569	43.9
Indonesia-Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801	568	43.9
Malaysia	0.3	90.3	5.3	3.1	1.1	461	0.813	567	44.3

Usines de liquéfaction

Liquefaction plants

Il existe 18 sites d'usines de liquéfaction en exploitation à la fin 2006.

Deux nouveaux trains ont été mis en service en 2006 : un à Bonny Island au Nigeria et un à Darwin en Australie.

La capacité totale de ces usines s'élève à environ $409 \cdot 10^6$ m³ de GNL par an, soit $186 \cdot 10^6$ t, pour 77 trains de liquéfaction. Si l'on considère une production totale de $348,4 \cdot 10^6$ m³ de GNL, le taux d'utilisation moyen atteint 85 %.

La capacité totale de stockage s'élève à $5,8 \cdot 10^6$ m³ de GNL pour 65 réservoirs de stockage, ce qui correspond à six jours de production.

NOUVEAUX PROJETS/EXTENSIONS D'INSTALLATIONS EXISTANTES :

Algérie :

Construction d'un nouveau train de 4,5 Mt/an à Skikda pour remplacer trois autres unités complètement détruites par l'explosion de janvier 2004.

Angola :

Le projet Angola LNG (Sonangol 22,8 % ; Chevron 36,4 % ; BP, ExxonMobil et Total 13,6 % chacun) a confirmé la signature d'un contrat pour la préparation du site de l'usine à Soyo avec la Joint Venture Boskalis International BV/Jan de Nul Dredging ainsi que d'un contrat d'ingénierie et de fourniture à Bechtel.

Australie :

- Le train (5^e) de 4,4 Mt/an du **projet NWS** est en cours de construction. Démarrage prévu fin 2008.
- Chevron doit mettre au point les conditions environnementales du projet **Greater Gorgon** et obtenir une approbation environnementale de la part du ministre fédéral. Début de production prévu après 2010.
- La décision finale d'investissement pour la construction d'une usine de 5 à 7 Mt/an pour le projet **Pluto** doit avoir lieu à la mi-2007 avec les premières cargaisons attendues à la fin 2010.

Brunei :

Important programme de travaux de rénovation et de dégoulottage en cours de réalisation.

Mise en service d'un nouveau train de 4 Mt/an (6^e) prévue pour 2008.



There were 18 sites of liquefaction plants in operation at the end of 2006.

Two new trains were commissioned in 2006: one at Bonny Island in Nigeria and one at Darwin in Australia.

The total capacity of all liquefaction plants amounts to about $409 \cdot 10^6$ m³ of LNG per year, or $186 \cdot 10^6$ t, for 77 liquefaction trains. Considering a total production of $348.4 \cdot 10^6$ m³ of LNG, the average utilization reached 85%.

The total storage capacity amounts to approximately $5.8 \cdot 10^6$ m³ of LNG for 65 storage tanks, representing six days of production.

NEW PROJECTS/EXTENSIONS OF EXISTING PLANTS:

Algeria:

Construction of a new 4.5 mtpa LNG train at Skikda to replace three units destroyed in the explosion of January 2004.

Angola:

The Angola LNG project (Sonangol 22.8% ; Chevron 36.4% ; BP, ExxonMobil and Total 13.6% each) confirmed the signing of a contract for preparation of the plant site in Soyo to the Joint Venture of Boskalis International BV/Jan de Nul Dredging and a contract for advance engineering and procurement to Bechtel.

Australia:

- The **North West Shelf** 4.4 mtpa train (5th) is under construction. Start-up is scheduled in the latter part of 2008.
- Chevron is to finalize the environmental conditions for the **Greater Gorgon** project and obtain environmental approval from the federal minister. First production planned after 2010.
- The Final Investment Decision for the construction of a 5 to 7 mtpa LNG plant for the **Pluto** project is due by mid-2007 with 1st shipments expected at the end of 2010.

Brunei:

Extensive renovation and debottlenecking programme underway. Addition of a new 4 mtpa train (6th) to be commissioned by 2008.

Egypt:

- BP, EGAS, SEGAS and ENI signed a framework agreement marking a major step forward in the development of the second LNG train at the **Damietta** site.
- BG Group took 50% of early cargoes of Train 2 at the **Idku** plant near Alexandria until the second quarter of 2006 when the company lifted the entire output under its LNG purchase agreement. Plans for a third train.

Equatorial Guinea:

In July 2004, Marathon and its partners began construction of an LNG plant located on the northwest side of **Bioko Island**, near the capital city of Malabo. The LNG Train 1 facility was over 90% complete as of December 2006. The facility is scheduled to begin delivering LNG cargoes in mid-2007. Marathon holds a 60% interest in the LNG project, with the Equatorial Guinea government-owned entity holding 25%; Mitsui & Co., Ltd. 8.5% and a subsidiary of Marubeni Corporation the remaining 6.5%. Under a 17-year purchase and sale agreement, 3.4 mtpa of LNG will be sold to BG Gas Marketing Ltd.



Egypte :

- BP, EGAS, SEGAS et ENI ont signé un contrat cadre marquant un pas important vers la réalisation du second train de GNL du site de **Damiette**.
- BG Group a pris 50 % des premières cargaisons du Train 2 de l'usine d'**Idku** près d'Alexandrie jusqu'au second trimestre de 2006, date à laquelle la société a pris l'ensemble de la production aux termes de son contrat d'achats de GNL. Projet d'un troisième train.

Guinée Equatoriale :

En juillet 2004, Marathon et ses partenaires ont commencé la construction d'une usine de GNL située au Nord Ouest de **Bioko Island**, près de la capitale de Malabo. La construction du Train 1 était réalisée à 90 % en décembre 2006. L'installation devrait commencer à livrer des cargaisons de GNL à la mi-2007. Marathon détient une participation de 60 % dans le projet de GNL, l'entité gouvernementale de Guinée Equatoriale détenant 25 % ; Mitsui & Co. Ltd., 8,5 % et une filiale de Marubeni Corporation les 6,5 % restants. Aux termes d'un contrat d'achat et de vente de 17 ans, 3,4 Mt/an de GNL seront vendus à BG Gas Marketing.

Indonésie :

- Badak NGL a mis un terme aux négociations de commercialisation d'un éventuel 9^e train à **Bontang**, en raison des difficultés rencontrées pour exploiter les installations existantes à leur capacité maximum du fait des problèmes actuels de fourniture de gaz.
- La construction de l'usine de 7,5 Mt/an du projet **Tangguh** LNG de BP est en cours et la production devrait commencer en 2008. La capacité initiale de ses deux trains est réservée à Fujian en Chine, Posco et K-Power en Corée, et au nouveau projet Costa Azul de Semptra sur la Côte ouest de Baja California, au Mexique.

Libye :

Conformément à l'Accord de Développement signé par Shell et le gouvernement libyen, le plan de rénovation de l'usine de liquéfaction de **Marsa El-Brega** est en cours de réalisation. L'intention est d'accroître la capacité de l'usine de 0,7 Mt/an actuellement à 3 Mt/an.

Malaisie :

Projet de dégoulottage de l'usine de Malaysia **LNG Dua** de 7,8 Mt/an et d'extension de la capacité de 1,3 Mt/an pour 2007/8. En attendant, Petronas prépare la construction d'un autre train au complexe de deux trains de 6,8 Mt/an de **MLNG Tiga** mais attend le moment opportun pour démarrer ce projet.

Indonesia:

- Badak NGL has shelved the marketing talks about a possible 9th train in the **Bontang** facilities, because of the current difficulties to run the existing facilities at full capacity, due to the upstream gas supply deficiencies.
- Construction of the 7.5 mtpa BP-led **Tangguh** LNG plant is ongoing and production is scheduled to commence in 2008. The initial capacity of its two trains is contracted to Fujian in China, Posco and K-Power in Korea, and Semptra's new Costa Azul project on the West coast of Baja California, Mexico.

Libya:

In accordance with the LNG Development Agreement signed by Shell and the Libyan government, the renovation plan for the **Marsa El-Brega** LNG project is being developed. The intention is to increase the capacity of the plant from the current 0.7 mtpa to as much as 3 mtpa.

Malaysia:

Plan to debottleneck the 7.8 mtpa Malaysia **LNG Dua** plant and expand capacity by 1.3 mtpa by 2007/8. Meanwhile, Petronas already prepares the construction of another train at its two-train 6.8 mtpa **MLNG Tiga** plant but is waiting for the right market opportunity to proceed with the plan.

Nigeria:

- With **NLNG** train 4 and 5 fully operational, Nigeria LNG overall plant capacity is now over 17 mtpa of LNG and 3.5 mtpa of gas liquids. A sixth train is under construction and is scheduled to be commissioned by the end of 2007. It will lift the capacity of the Bonny complex to 21.9 mtpa. Plans for NLNG Train 7+ are being developed focusing on a 1 x 8.5 mtpa extension, using (Shell) PMR technology, but the initial design may be progressed on the basis of 2 x 8.5 mtpa trains to maximise synergies.
- Shell, Chevron and BG signed a Project Development Agreement with the Nigerian National Petroleum Corporation, to develop the **Olokola LNG** project. The PDA provides for a two-train project with the option to expand to four trains. Each train will have a 5.5 mtpa capacity. Start-up scheduled for 2009-2011.
- Project sanction for the first two trains of **Brass LNG** is expected in 2007, with production scheduled to start up in 2011. Initially two trains will be built, with a capacity of 5 mtpa each, with most of the LNG intended for export to Europe and the United States.

Nigeria :

- Avec les trains 4 et 5 de **NLNG** complètement opérationnels, la capacité totale de l'usine de Nigeria LNG dépasse maintenant 17 Mt/an de GNL et 3,5 Mt/an de gaz liquides. Un sixième train est en cours de construction et doit être mis en service à la fin de 2007. Il portera la capacité du complexe de Bonny à 21,9 Mt/an. Un projet de septième train est à l'étude, misant sur une extension de 8,5 Mt/an, utilisant la technologie PMR de Shell, mais le projet initial pourrait se faire sur la base de 2 trains de 8,5 Mt/an pour maximiser les synergies.
- Shell, Chevron et BG ont signé un Project Development Agreement avec la Nigerian National Petroleum Corporation pour développer le projet de **Olokola LNG**. Le PDA prévoit un projet de deux trains avec une option d'extension à quatre trains. Chaque train aura une capacité de 5,5 Mt/an. Démarrage prévu à l'horizon 2009-2011.
- L'approbation pour les deux premiers trains de **Brass LNG** est attendue en 2007, avec un démarrage de la production prévu en 2011. Au départ, deux trains seront construits, avec une capacité de 5 Mt/an chacun, et la plus grande partie du GNL serait exportée vers l'Europe et les Etats-Unis.

Norvège :

Projet de **Snohvit** : premier train de l'usine de liquéfaction de Melkoya près d'Hammerfest en cours de construction. Capacité prévue de 4,2 Mt/an avec deux réservoirs de stockage de 125 000 m³. Mise en service prévue en 2007. Statoil s'est engagée à livrer 2,4 milliards de m³ de GNL au terminal de réception de Cove Point aux Etats-Unis et environ 1,2 milliard de m³ à Iberdrola à Bilbao sur la côte nord de l'Espagne.

Pérou :

Des travaux préliminaires ont déjà commencé à la première usine de liquéfaction d'Amérique du sud à **Pampa Melchorita** à 169 km au sud de Lima. L'installation devrait être mise en service en 2010.

Qatar :

- Total a annoncé la signature d'un accord final formalisant son acquisition d'une participation de 16,7 % dans le second train de **Qatargas 2**. L'installation de deux trains est conçue pour traiter 15,6 Mt/an de GNL et devrait être mise en service avec un premier train au début 2008. L'ensemble de la production sera exportée vers le Royaume-Uni. Les autres partenaires sont QP (67,5 %) et ExxonMobil (24,15 %).
- **Qatargas 3** et **Qatargas 4**, chacun composé d'un train de liquéfaction de 7,8 Mt/an, sont maintenant en cours de construction. Les premières cargaisons de Qatargas 3 sont attendues en 2009. Celles de Qatargas 4 devraient être livrées vers la fin de la décennie. Qatargas 3 est un projet intégré, détenu conjointement par Qatar Petroleum (68,5 %), ConocoPhillips (30 %) et Mitsui (1,5 %). Qatargas 4 sera mis en œuvre par une joint-venture entre QP (70 %) et Shell (30 %). L'accès au marché en expansion du gaz naturel américain est l'élément clé des deux projets. En même temps que la décision finale d'investissement sur Qatargas 4, Shell a également réservé des droits de capacité supplémentaire au terminal d'Elba Island en Georgie, Etats-Unis, où une partie de la production de Qatargas 4 doit être livrée.
- Extension de **RasGas II** : le train 5 (4,7 Mt/an) devrait être inauguré en mars 2007. Pour les trains 6 et 7 (7,8 Mt/an chacun), les premières livraisons de GNL sont prévues en 2009 et 2010 respectivement.

Sakhalin II :

Une grande partie de la capacité de production des deux premiers trains est couverte par les ventes au Japon et à la Corée. La production de GNL de l'installation de 9,6 Mt/an à Prigorosnoye doit commencer à la fin 2008.

Trinité & Tobago :

Montée en régime de la production du train 4 d'ALNG (5,2 Mt/an) à **Point Fortin**. Les premières livraisons ont commencé en janvier 2006.

Yémen :

Construction en cours d'une usine de liquéfaction de 6,9 Mt/an à **Balhaf**. Le train 1 doit être mis en service pour la fin 2008 et le train 2, cinq mois après.

Norway:

Snohvit project: first train of the liquefaction plant at Melkoya near Hammerfest under construction. 4.2 mtpa planned capacity with two 125,000 m³ storage tanks. Start up scheduled in 2007. Statoil is committed to delivering some 2.4 bcm of LNG to the Cove Point regasification plant in the US and around 1.2 bcm to Iberdrola at Bilbao on the north coast of Spain.

Peru:

Preliminary work has already started at South America's first liquefaction plant at **Pampa Melchorita**, located 169 km south of Lima. The plant is due to be operational by 2010.

Qatar:

- Total announced the signature of the final agreement formalizing its acquisition of a 16.7% equity participating interest in the second train of **Qatargas 2**. The two train facility is designed to process 15.6 mtpa of LNG and is expected to begin operation with a first train in early 2008. All the output will be exported to the UK. Other partners are QP (67.5%) and ExxonMobil (24.15%).
- **Qatargas 3** and **Qatargas 4**, each consisting of a 7.8 mtpa LNG train, are now under construction. The first LNG cargoes from Qatargas 3 are expected to be delivered in 2009. The first LNG cargoes from Qatargas 4 are scheduled for around the end of the decade. Qatargas 3 is an integrated project, jointly owned by Qatar Petroleum (68.5%), ConocoPhillips (30%) and Mitsui (1.5%). Qatargas 4 will be implemented through a joint venture between QP (70%) and Shell (30%). Access to the growing U.S. natural gas market is a key element for both projects. Shell secured rights to additional capacity at the Elba Island terminal in the state of Georgia, USA, where a portion of the output of Qatargas 4 will be delivered.
- **RasGas II** expansion project: Train 5 (4.7 mtpa) should be inaugurated in March 2007. For trains 6 and 7 (7.8 mtpa each) first delivery is planned for 2009 and 2010 respectively.

Sakhalin II:

Most of the production capacity of the first two trains is covered with the sales to Japan and Korea. LNG production from the 9.6 mtpa LNG plant at Prigorosnoye is scheduled to commence in late 2008.

Trinidad & Tobago:

Ramp up of production from Atlantic LNG Train 4 (5.2 mtpa) at **Point Fortin**. First deliveries started at the beginning of January 2006.

Yemen:

Ongoing construction of a 6.9 mtpa liquefaction plant in **Balhaf**. Train 1 is expected to start operation by year-end 2008 and Train 2, five months later.

Usines de regazéification

Regasification plants



Il existe 57 usines de regazéification dans le monde. Six terminaux de réception de GNL ont été mis en service en 2006. Il s'agit du terminal de Sagunto en Espagne, d'Aliaga en Turquie (achevé en 2002), d'Altamira au Mexique, de Guangdong Dapeng en Chine et de Mizushima et Sakai au Japon. La capacité totale d'émission des installations en exploitation s'élève à 516 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an et leur capacité de stockage à 25,8 10⁶ m³ de GNL avec 283 réservoirs de stockage.

📍 Amérique du Nord : Mexique

- Construction en cours d'**Energía Costa Azul** (Semptra). Premier terminal de réception sur la côte ouest.
 - Situé entre Rosarito et Ensenada au Nord-Ouest du Mexique
 - A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 7 Mt/an avec possibilité d'extension
 - Deux réservoirs de stockage (2 x 160 000 m³), 1 poste d'amarrage
 - Tous les permis sont obtenus ; capacité entièrement réservée
 - Exploitation commerciale prévue au début 2008.

📍 Amérique du Nord : Etats-Unis

- L'extension du terminal de **Cove Point** qui doit entrer en service en 2008 ferait passer la capacité d'émission à 1,8 bcf/d (environ 12,9 Mt) et la capacité de stockage à 14,6 bcf. Les installations comprendraient deux nouveaux réservoirs de stockage, des équipements électriques et de regazéification supplémentaires ainsi que de nouvelles canalisations.
- Southern LNG Inc. a réalisé la construction de la phase 2 d'extension du terminal d'**Elba Island** en février 2006. SLNG fournit maintenant des services aux termes de deux contrats de transport fermes : l'un avec BG LNG Services LLC (BGLS) à hauteur de 446 millions de pieds cubes par jour (MMcfd), et l'autre avec Shell NA LNG LLC (SNALNG) pour 360 MMcfd. Egalement en février 2006, SLNG a commencé une étude environnementale visant une troisième phase d'extension afin de desservir de nouveaux contrats avec BGLS et SNALNG. Après avoir rempli les procédures initiales en septembre 2006, SLNG a fait une demande d'autorisation auprès de la FERC et d'autres agences pour des installations de déchargement, stockage et émission supplémentaires. L'extension entrerait en service en deux phases, la première commençant dès 2010, avec 405 millions de pieds cubes par jour supplémentaires, suivie de la seconde phase au plus tard en 2012 avec 495 millions de pieds cubes par jour.
- Trunkline LNG a terminé ses travaux d'extension de stockage et de regazéification à **Lake Charles**. Les principaux travaux comprennent :
 - la construction d'un réservoir de stockage de 140 000 m³ qui a été mis en service en 2006,
 - la mise en place de regazéificateurs et de pompes pour accroître la capacité d'émission à 18,6 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an, mis en service le 1^{er} juillet 2006
 - la construction d'un second quai de déchargement mis en service en juillet 2006.
- La construction du terminal de 2,6 milliards de pieds cubes par jour (environ 19,5 Mt) à **Sabine Pass**, Cameron Parish, a atteint 68 % en décembre 2006. L'installation, composée de trois réservoirs de stockage de 160 000 m³ et de deux quais de déchargement sera en service au second trimestre de 2008. En juin 2006, la FERC a approuvé une nouvelle extension de la capacité d'émission et de stockage actuellement en cours de construction à Sabine Pass. Elle permettra d'avoir en plus 1,4 milliard de pieds cubes par jour (environ 10 Mt) de capacité d'émission et trois autres réservoirs de stockage de 160 000 m³. La réalisation des travaux est prévue pour le second trimestre de 2009.

There were 57 regasification plants in the world. Six terminals went on stream in 2006: Sagunto in Spain, Aliaga in Turkey (completed in 2002), Altamira in Mexico, Guangdong Dapeng in China and Mizushima and Sakai in Japan. The total send-out capacity of the facilities in operation amounts to 516 billion Nm³ NG/year and their storage capacity to 25.8 10⁶ m³ of LNG with 283 storage tanks.

📍 Belgium:

Fluxys LNG is currently expanding its **Zeebrugge** LNG terminal to increase the maximum throughput to 9 billion Nm³ NG/year. The send-out capacity will be increased up to 1.7 million m³(n)/h and a fourth storage tank of 140.000 m³ LNG storage capacity is being constructed. The expansion works are on schedule and should be completed towards the end of 2007.

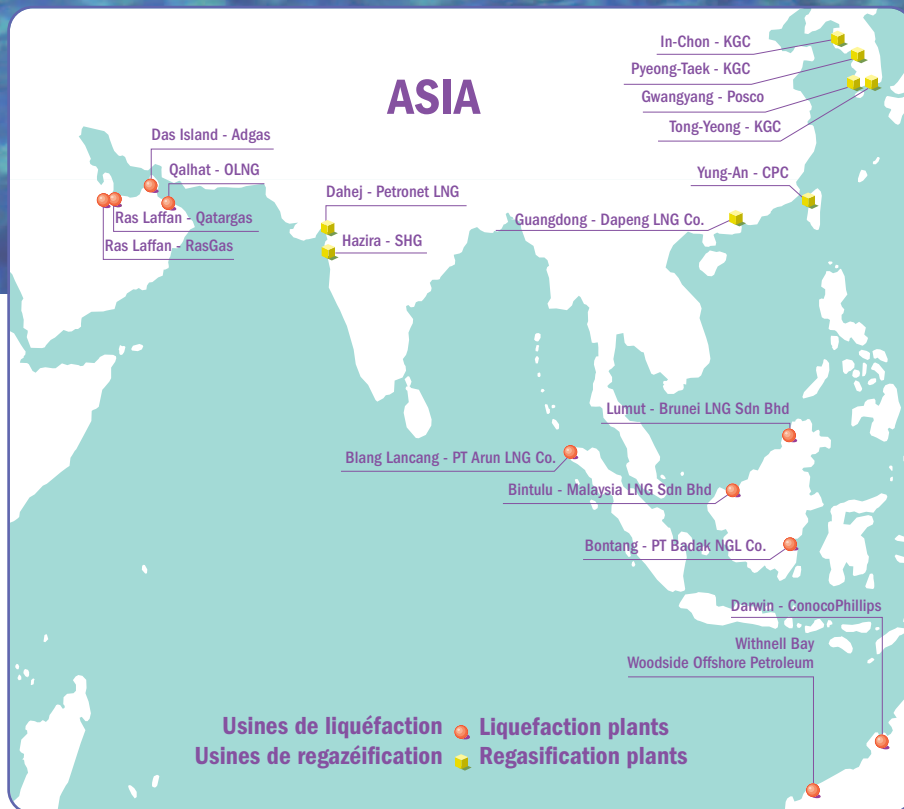
📍 Canada:

- Ongoing construction for the **Canaport LNG** project (Irving Oil/Repsol), Canada's first LNG receiving terminal. Initial send-out capacity of 1 Bcf/d (approximately 7 mt equivalent). Initial storage capacity of approximately 10 Bcf. Scheduled to be in service in late 2008.
- Gaz Métro, Enbridge and Gaz de France are promoting an LNG terminal on Saint Laurens river near Quebec City. The Basic Engineering is now completed. The permitting process is underway and Federal and Provincial authorisations are scheduled to be obtained in 2007.

📍 China:

- Commissioning of the **Guangdong Dapeng** LNG import terminal at Shenzhen in May 2006. Construction of a 3rd storage tank started at the end of 2005. Planned completion in Q4 2007. Initial capacity of 3.3 mtpa will be increased by at least a further 2.5 mtpa in 2008.
- The commercial operation of the **Fujian** LNG terminal could start in early 2008. The initial capacity of the terminal of 2.6 mtpa should be increased to 5 mtpa by 2012.





■ Construction en cours de la première phase du terminal de **Freeport LNG** sur Quintana Island (Texas). Lors de sa réalisation au début 2008, il disposera d'un quai de déchargement, de deux réservoirs de stockage de 160 000 m³ et d'une capacité d'émission atteignant jusqu'à 1,75 Bcf/jour (environ 12,5 Mt). La capacité de la Phase 1 est complètement réservée aux termes de deux accords d'utilisation à long terme séparés avec ConocoPhillips (1 milliard de pieds cubes par jour - 7 Mt) et Dow Chemical (0,5 milliard de pieds cubes par jour - 3,5 Mt). Cependant, il a été convenu avec ConocoPhillips, que Freeport garderait 0,5 milliard de pieds cubes par jour (3,5 Mt) du démarrage commercial jusqu'au 30 septembre 2009. En septembre 2006, la FERC a approuvé une extension du terminal qui permettrait d'accroître la capacité d'émission du terminal à 4 milliards de pieds cubes par jour (28,6 Mt), donnant à Freeport la possibilité de satisfaire la demande supplémentaire du marché texan. Une partie de la capacité supplémentaire est déjà vendue à ConocoPhillips et à une filiale de Mitsubishi Corporation. La commercialisation du reste de la capacité proposée est en cours.

■ Construction en cours du terminal de **Cameron LNG** (Semptra)

- Situé sur le Calcasieu Channel, à 18 miles du Golfe du Mexique à Hackberry, Louisiane
- A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 1,5 Bcf/jour (10,7 Mt), avec possibilité d'extension
- Trois réservoirs de stockage (3 x 160 000 m³), 2 postes d'amarrage
- Tous les permis sont obtenus ; 40 % de la capacité réservée par ENI
- Début de l'exploitation commerciale prévue à la fin 2008.

■ **Port Arthur LNG** (Semptra)

- Situé à 85 miles à l'Est de Houston, Texas
- A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 1,5 à 3 milliards de pieds cubes par jour (environ 10,7 à 21,4 Mt),
- Trois à six réservoirs de stockage (3-6 x 160 000 m³), 2 postes d'amarrage
- Décision de la FERC reçue au second trimestre 2006
- La construction doit commencer lorsque les négociations commerciales seront terminées.

■ **Corpus Christi** (Cheniere)

Cheniere a commencé les travaux de préparation du site en juin 2006. L'autorisation définitive de construire le terminal de 2,6 milliards de pieds cubes par jour (environ 19,5 Mt), avec trois réservoirs de 160 000 m³ et deux postes d'amarrage a été donnée par la FERC en décembre 2005.

France:

- The **Fos Cavaou** LNG receiving terminal near Marseilles is under construction and scheduled for start-up in Q4 2007. It will have an initial capacity of 8.25 billion m³ NG/year.
- Gaz de France is launching an invitation to subscribe for the expansion of the capacity of the **Montoir de Bretagne** LNG terminal from 10 to 12.5 or 16.5 billion m³ NG/year.

Greece:

An EPC contract for the extension-upgrading of the **Revithoussa** terminal is in progress. With the completion of this project at the end of May 2007, the sustained send-out capacity of the terminal will be increased from 1.3 to 5.2 billion Nm³ NG/year, the peak send-out capacity will be increased from 5 to 17 million Nm³/day and the ship unloading rate of LNG to the terminal will be increased from 3500 to 7250 m³/hour.

India:

- Petronet LNG initiated the expansion of the **Dahej** LNG terminal to increase its capacity from 5 mtpa to 12.5 mtpa in January 2006. Ongoing construction of two additional 160 000 m³ LNG storage tanks, pumps, and vaporizers, send out, metering systems etc., for which Petronet LNG selected and executed the EPC contract with a consortium led by Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co. Ltd (IHI) of Japan. The entire expansion is likely to be completed by Q3 2008.
- The **Hazira** LNG regasification terminal on India's north western coast, with two 160 000 m³ storage tanks, has been designed to handle 5 mtpa of LNG, but initial LNG throughput capacity is 2.5 mtpa.
- Petronet LNG has planned to set up a 5 mtpa capacity LNG receiving and re-gasification terminal at Kochi. The terminal would consist of two 155 000 m³ net capacity storage tanks, a vaporization system, utilities and marine facilities. The LNG port facilities include the construction of a jetty, etc. Cochin Port Trust (CPT) has allocated land at Puthuvypean Island, outer Cochin Harbour, for the LNG terminal. The project is expected to be completed by the end of 2009.

■ Creole Trail (Cheniere)

La FERC a approuvé la construction du terminal de 3,3 milliards de pieds cubes par jour (environ 24,7 Mt) avec quatre réservoirs de 160 000 m³ et deux postes d'amarrage en juin 2006.

De toutes les propositions de terminaux offshore, trois projets sont en passe d'être mis en service pour la fin 2009 :

■ Gulf Landing (Shell) - au large de la Louisiane

Shell étudie toujours des aspects techniques. Capacité initiale d'émission d'1 milliard de pieds cubes par jour (7Mt).

Approuvé par l'Administration Maritime américaine, il serait mis en service en 2008-2009.

■ Neptune LNG (Suez) - au large du Massachusetts

Capacité initiale d'émission de 400-750 millions de pieds cubes par jour. Approuvé par l'Administration Maritime américaine, il serait mis en service en 2009.

■ Northeast Gateway (Excelerate Energy) - au large du Massachusetts

Capacité initiale d'émission de 400 millions de pieds cubes par jour. Approuvé par l'Administration Maritime américaine, il serait mis en service en 2008.

■ Belgique :

Fluxys LNG est en train d'étendre son terminal méthanière de Zeebrugge pour augmenter le débit maximum à 9 milliards de m³ de gaz naturel par an. La capacité d'émission va passer à 1,7 million de m³ normaux/h et un quatrième réservoir de stockage d'une capacité de 140 000 m³ de GNL est en cours de construction. Les travaux de construction se poursuivent selon le calendrier établi et devraient être terminés vers la fin 2007.

■ Canada :

Construction du terminal de **Canaport LNG** (Irving Oil/Repsol), le premier terminal de réception de GNL au Canada. Capacité initiale d'émission d'1 milliard de pieds cubes par jour (environ 7 Mt). Capacité initiale de stockage d'environ 10 milliards de pieds cubes. Mise en service prévue à la fin 2008.

Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France sont en train de promouvoir un terminal de réception de GNL sur le Saint Laurent, près de la ville de Québec. L'ingénierie de base est maintenant terminée. Les procédures d'approbation sont actuellement en cours et les autorisations fédérales et provinciales devraient être obtenues en 2007.

■ Chine :

Mise en service du terminal de réception de GNL de Guangdong Dapeng à Shenzhen en mai 2006. La construction d'un troisième réservoir de stockage a commencé à la fin 2005. Réalisation prévue au quatrième trimestre 2007. La capacité initiale de 3,3 Mt/an sera augmentée d'au moins 2,5 Mt/an en 2008.

L'exploitation commerciale du terminal de Fujian pourrait commencer début 2008. La capacité initiale du terminal de 2,6 Mt/an pourrait passer à 5 Mt/an en 2012.

■ Corée :

Afin de faire face à la demande croissante en Corée et de gérer au mieux les fluctuations saisonnières de la demande, Kogas continue d'accroître sa capacité de stockage, visant la construction de 24 réservoirs à Pyeong-Taek, 20 à Incheon, 15 à Tongyeong, et 5 au 4^e terminal de réception proposé.

Extension du terminal de 1,7 Mt/an à **Gwangyang** (Posco) avec un réservoir de 165 000 m³ pour le premier semestre 2010 pour accroître la capacité d'exploitation.

■ Espagne :

■ Barcelone :

En cours de construction

- 2 nouvelles unités de regazéification de 150 000 m³(n)/h en service en 2008.
- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m³(n)/h en service en 2009.

■ Italy:

■ GNL Italia S.p.A. (a wholly owned subsidiary of Snam Rete Gas S.p.A.) is evaluating the opportunity of expanding the capacity of **Panigaglia** terminal from 3.5 to 8.0 billion Nm³ NG/year. The authorization process will be launched in 2007.

■ LNG terminal located at **Brindisi**. Start-up is planned after 2009.

■ Ongoing construction of the **Isola di Porto Levante** terminal (Edison) located offshore the coast of Italy in the North Adriatic Sea. It will have a total storage capacity of 250 000 m³ and a re-gasification capacity of 8 billion m³ NG/year. Start up is scheduled for early 2008.

■ **Porto Empedocle** (AG) LNG terminal: Enel is developing a new LNG terminal located in Sicily (Southern Italy) jointly with an industrial partner. This project consists of a 8 Bcm/year regasification plant and is in an advanced permission stage. Enel is supposed to receive all the necessary authorizations soon in order to launch the EPC tender and start the construction in the 2nd half of 2007. The regasification terminal is expected to be in operation in the 1st half of 2011.

■ Japan:

Construction of the **Sakaide** terminal (Shikoku Electric, Cosmo Oil and Shikoku Gas) scheduled for completion in 2010 inside Cosmo Oil's refinery. Heads of Agreement signed in 2006 to buy a maximum of 0.42 mtpa of LNG from projects in Malaysia from 2010 onwards.

■ Korea:

■ In order to meet the growing demand in Korea and to handle seasonal demand fluctuations, KOGAS continues to expand its LNG storage capacity, aiming at 24 tanks in Pyeong-Taek, 20 tanks in Incheon, 15 tanks in Tongyeong, and 5 tanks in the proposed 4th receiving terminal.

■ Expansion of the 1.7 mtpa LNG receiving terminal in **Gwangyang** (Posco), adding one 165,000 m³ storage tank by first half of 2010 to increase operational flexibility.

■ North America: Mexico

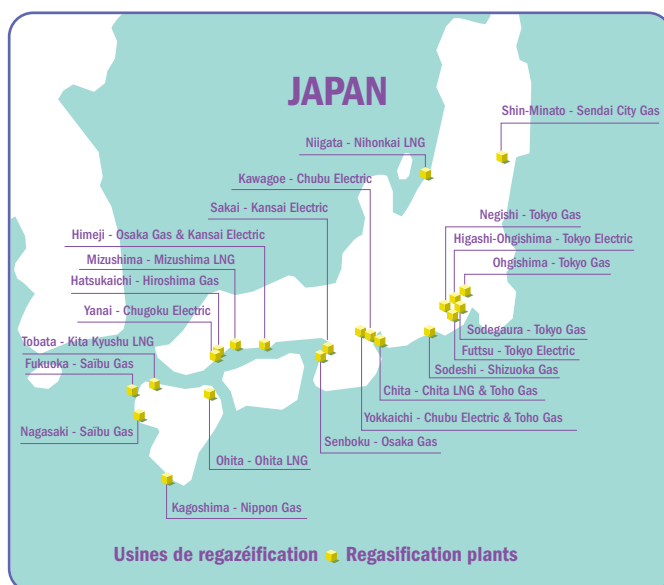
■ Ongoing construction of the **Energía Costa Azul** (Semptra)

■ First West Coast LNG reception facility

- Located between Rosarito and Ensenada in northwestern Mexico
- Upon project completion, 7 mtpa receiving capacity, with room for expansion
- Two full-containment storage tanks (2 x 160 000 m³); 1 ship berth
- Fully permitted; Capacity fully contracted
- Commercial operations will begin in early 2008.

■ North America: USA

■ The **Cove Point** terminal expansion, scheduled to be in service in 2008, would increase output capacity to 1.8 bcf/d (approximately 12.9 mt equivalent) and storage capacity to 14.6 bcf. Facilities would include two



Extensions nécessaires programmées

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2009.
- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2010.

■ Huelva :

En cours de construction

- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m³(n)/h en service en 2007.

Extensions nécessaires programmées

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2009.
- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m³(n)/h en service en 2007.

■ Cartagène :

En cours de construction

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2008.

Extensions nécessaires programmées

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2008.
- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³ en service en 2010.
- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m³(n)/h en service en 2008.

- Poursuite des travaux de construction du terminal de 2,6 Mt/an de **Mugardos** (Reganosa) dans le port de Ferrol avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m³. Mise en service prévue en 2007.

➡ France :

- Le terminal de réception de GNL de **Fos Cavaou** près de Marseille est en cours de construction et devrait être mis en service au quatrième trimestre 2007. Sa capacité initiale sera de 8,25 milliards de m³ de gaz naturel par an.
- Gaz de France lance un appel à souscription pour développer la capacité du terminal de **Montoir de Bretagne** de 10 à 12,5 ou 16,5 milliards de m³ de gaz naturel par an.

➡ Grèce :

Contrat EPC pour les travaux d'extension du terminal de **Revithoussa** en cours. A la réalisation de ce projet à la fin mai 2007, la capacité d'émission passera de 1,3 à 5,2 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an, la capacité d'émission de pointe passera de 5 à 17 millions de m³ normaux de gaz naturel par jour et le taux de déchargement d'un méthanier passera de 3 500 à 7 250 m³/heure.

➡ Inde :

- Petronet LNG a procédé à l'extension du terminal de **Dahej** LNG en vue de développer la capacité de 5 à 12,5 Mt/an en janvier 2006. Poursuite de la construction de deux réservoirs de stockage supplémentaires de 160 000 m³, pompes, regazéificateurs, équipement d'émission et de comptage, etc., pour laquelle Petronet LNG a fait sa sélection et signé un EPC avec un consortium mené par Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co. Ltd (IHI) du Japon. Tous les travaux d'extension devraient être terminés au troisième trimestre 2008.

additional storage tanks, additional vaporization and electrical equipment, and pipelines.

- Southern LNG Inc. completed construction of its second expansion at **Elba Island** in February 2006. SLNG now provides firm service under two firm transportation agreements: one with BG LNG Services LLC (BGLS) for up to 446 million cubic feet per day (MMcfd) of throughput, and one with Shell NA LNG LLC (SNALNG) for up to 360 MMcfd. Also in February 2006, SLNG initiated environmental review of a proposed third expansion to serve additional contracts with both BGLS and SNALNG. After completing the pre-filing process in September 2006, SLNG filed an application with the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) and other agencies for additional unloading, storage and send-out facilities. The expansion would commence service in two phases starting with the first phase as early as 2010, with an additional 405 MMcfd of throughput, and followed by the second phase no later than 2012, with another 495 MMcfd of throughput.
- Trunkline LNG completed the construction of its storage and vaporization expansion projects at the **Lake Charles** terminal. Major work included:
 - the addition of a 140 000 cubic meter storage tank, in-service on April 5, 2006
 - the addition of vaporizers and pumps in order to increase sustained send-out to 18.6 billion Nm³ NG/year, in-service July 1, 2006
 - the addition of a second unloading dock, in-service on July 2006.
- Construction completion of the base 2.6 Bcf/d (approximately 19.5 mt equivalent) **Sabine Pass** capacity regas terminal in Cameron Parish, Louisiana reached 68% in December 2006. The facility, with three 160 000 m³ tanks and two docks, will be in service in Q2 2008. In June 2006, the U.S. FERC approved an incremental expansion of the send-out and storage capacity currently under construction at Sabine Pass. The expansion, which will add 1.4 Bcf/d (10 mt equivalent) of send-out capacity and three 160 000 m³ tanks, is scheduled for completion in Q2 2009.
- Ongoing construction activities of the first phase of the **Freeport** LNG terminal on Quintana Island (Texas). When completed in early 2008, it will have a single-berth unloading dock, two 160 000 m³ storage tanks and a send-out capacity of up to 1.75 Bcf/d (approximately 12.5 mt equivalent). Phase 1 capacity is fully contracted under two separate long-term terminal use agreements (TUAs) with ConocoPhillips Company (1 Bcf per day - 7 mt) and Dow Chemical Company (0.5 Bcf per day - 3.5 mt). However, as part of its arrangements with ConocoPhillips, Freeport has retained 0.5 Bcf/d (3.5 mt) of capacity from commercial start-up to September 30, 2009. In September 2006, FERC authorized an expansion of the terminal that would increase the send-out capacity of the terminal to up to 4.0 Bcf/d (28.6 mt), enabling Freeport to meet additional demand in the Texas intrastate market. A portion of the expansion capacity is already sold to ConocoPhillips and an affiliate of Mitsubishi Corporation. Commercialization of the remainder of the proposed expansion capacity is ongoing.
- Ongoing construction of the **Cameron LNG** terminal (Semptra)
 - Located on Calcasieu Channel, 18 miles from the Gulf of Mexico in Hackberry, Louisiana
 - Upon project completion, 1.5 Bcf/d (10.7 mt) initial send out capacity, with room for expansion
 - Three full containment storage tanks (3 x 160 000 m³); 2 ship berths
 - Fully permitted; Capacity 40% contracted to ENI
 - Commercial operations will begin in late 2008.
- **Port Arthur LNG** (Semptra)
 - Located 85 miles east of Houston, Texas
 - Upon project completion, 1.5 to 3.0 Bcf/d (10.7 to 21.4 mt) send out capacity
 - Three to six full containment storage tanks (3-6 x 160 000 m³); 2 ship berths
 - FERC approval received during the second quarter of 2006
 - Construction to begin once commercial arrangements are finalized.
- **Corpus Christi** (Cheniere)
Cheniere initiated site preparation work in June 2006. Final authorization to construct the 2.6 Bcf/d (19.5 mt equivalent) terminal, with three 160 000 m³ tanks and two docks, was received from the FERC in December 2005.



- Le terminal de 2,5 Mt/an d'**Hazira** sur la côte nord-ouest de l'Inde, avec deux réservoirs de stockage de 160 000 m³, a été conçu pour recevoir 5 Mt/an de GNL, mais la capacité initiale est de 2,5 Mt/an.
- Petronet LNG a planifié la construction d'un terminal de réception et de regazéification de GNL de 5 Mt/an à Kochi. Le terminal serait composé de deux réservoirs de stockage de 155 000 m³, un système de regazéification et des installations maritimes. Les installations portuaires comprendront la construction d'une jetée, etc. Cochin Port Trust (CPT) a mis à disposition un terrain à Puthuvyppean Island, à l'extérieur du Port de Cochin, pour la construction du terminal méthanier. Celui-ci devrait être terminé à la fin 2009.

🇮🇹 Italie :

- GNL Italia S.p.A. (filiale à 100 % de Snam Rete Gas S.p.A.) étudie la possibilité de développer la capacité du terminal de **Panigaglia** qui passerait de 3,5 à 8 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an. Les procédures d'autorisation seront lancées en 2007.
- Terminal de **Brindisi**. Démarrage prévu après 2009.
- Poursuite des travaux de construction du terminal d'**Isola di Porto Levante** (Edison) situé au large de la côte italienne de la mer adriatique. Il aura une capacité totale de stockage de 250 000 m³ et une capacité de regazéification de 8 milliards de m³ par an. La mise en service est prévue début 2008.
- Terminal de **Porto Empedocle** (AG) : Enel étudie la construction d'un nouveau terminal GNL en Sicile (Sud de l'Italie) conjointement avec un partenaire industriel. Ce projet consiste en une usine de regazéification de 8 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an et se trouve à un stade avancé dans le processus d'obtention des autorisations. Enel devrait recevoir toutes les autorisations nécessaires prochainement afin de lancer l'appel d'offres pour l'EPC et commencer la construction au second semestre 2007. Le terminal devrait être mis en service au premier semestre 2011.

🇯🇵 Japon :

La construction du terminal de Sakaide (Shikoku Electric, Cosmo Oil and Shikoku Gas) devrait être terminée en 2010 dans l'enceinte de la raffinerie de Cosmo Oil. Des "Heads of Agreement" ont été signés en 2006 pour l'achat d'un maximum de 0,42 Mt/an de GNL provenant de projets en Malaisie à partir de 2010.

🇬🇧 United Kingdom :

- Poursuite de la construction de la seconde phase du terminal de réception de **Grain LNG**. En cas de poursuite de la troisième phase, la construction pourrait commencer à l'été 2007.
- Poursuite de la construction du terminal de 4,4 Mt/an de **Milford Haven** (Dragon LNG). Le terminal devrait entrer en service à la fin 2007.
- Poursuite de la construction du terminal de South Hook LNG (7,5 Mt/an - 15 Mt/an) à **Herbranston** près de Milford Haven. Le démarrage de la phase 1 est prévu à la fin 2007 et de celui de la phase 2 en 2008.
- Construction du terminal de **Teesside Gasport** "Energy Bridge" (3 Mt/an). Démarrage prévu en 2007.

🇹🇼 Taiwan :

- Poursuite de la construction du terminal de **Taichung Harbor**, au centre de Taiwan. Le projet prévoit trois réservoirs de stockage en surface de 160 000 m³, des installations de réception associées, une canalisation sous-marine de 36 pouces etc. L'exploitation commerciale du terminal est prévue en janvier 2008.

■ **Creole Trail** (Cheniere)

FERC permitted the 3.3 Bcf/d (24.7 mt equivalent) terminal, with four 160,000 m³ tanks and two docks, in June 2006.

Of the offshore LNG proposals, three projects are moving towards commencement of operations by the end of 2009:

- **Gulf Landing** (Shell) - offshore Louisiana Shell is continuing with technical work. Initial send-out capacity of 1 Bcf/d (7mt). Approved by the U.S. Maritime Administration, it is scheduled to be operational in 2008-2009.
- **Neptune LNG** (Suez) - offshore Massachusetts Initial send-out capacity of 400-750 million cubic feet per day. Approved by the U.S. Maritime Administration, it is scheduled to be operational in 2009.
- **Northeast Gateway** (Excellerate Energy) - offshore Massachusetts Initial send-out capacity of 400 million cubic feet per day. Approved by the U.S. Maritime Administration, it is scheduled to be operational in 2008.

🇪🇸 Spain:

■ **Barcelona:**

Under construction

- 2 new vaporisation units of 150 000 m³(n)/h to be commissioned by 2008.
- new vaporisation units of 150 000 m³(n)/h to be commissioned by 2009.

Mandatory planning

- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2009.
- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2010.
- new vaporisation units of 150 000 m³(n)/h.

■ **Huelva:**

Under construction

- new vaporisation units of 150 000 m³(n)/h to be commissioned by 2007.

Mandatory planning

- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2009.
- new vaporisation units of 150 000 m³(n)/h to be commissioned by 2007.

■ **Cartagena:**

Under construction

- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2008.

Mandatory planning

- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2008.
- 1 new 150 000 m³ LNG tank to be commissioned by 2010.
- new vaporisation units of 150,000 m³(n)/h to be commissioned by 2008.

- Ongoing construction of the 2.6 mtpa **Mugardos** terminal (Reganosa) in the port of El Ferrol with two 150 000 m³ LNG storage tanks. Commissioning planned in 2007.

🇬🇧 United Kingdom:

- Ongoing construction of the second phase of the **Grain LNG** terminal. Should the third phase go ahead then construction would commence in Summer 2007.
- Ongoing construction of the 4.4 mtpa **Milford Haven** terminal (Dragon LNG). It is expected to be fully operational in late 2007.
- Ongoing construction of the South Hook LNG terminal (7.5 mtpa - 15 mtpa) at **Herbranston** near Milford Haven. Start up of phase 1 is expected at the end of 2007 and phase 2 in 2008.
- Construction of the **Teesside Gasport** "Energy Bridge" (3 mtpa) terminal. Start-up scheduled in 2007.

🇹🇼 Taiwan:

- Ongoing construction of the new terminal at **Taichung Harbor** located in central Taiwan. The project includes three 160 000 m³ above-ground storage tanks, relevant receiving facilities and a 36-inch sub-sea pipeline, etc. Commercial operation date of the terminal scheduled in January 2008.

LONG-TERM AND MEDIUM-TERM CONTRACTS IN FORCE IN 2006*

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 ⁶ t/year	Duration	Type of contract	Comments
DZ-F 1	Algeria-France	Arzew-Bethioua	Sonatrach	Fos - Montoir	Gaz de France	1.3	1992/2013	F.O.B.	
DZ-F 2	"	Skikda	"	Fos	"	2.5	1972/2013	"	
DZ-F 3	"	Bethioua	"	Fos - Montoir	"	3.7	1976/2013	"	Enel
DZ-GR	Algeria-Greece	Arzew-Skikda	"	Revithoussa	DEPA S.A.	0.5	2000/2021	"	
DZ-I 1	Algeria-Italy	Skikda-Bethioua	"	Panigaglia	ENI Gas&Power	1.40	1997/2014	"	
DZ-I 2	"	"	"	"	Enel	1.15	1999/2022	D.E.S.	Swap GDF/Enel
DZ-SP 2	Algeria-Spain	"	"	Ba, H.,Cart., Bil.	Endesa	0.75	2002/2017	"	
DZ- SP 3	"	"	"	"	Cepsa	0.45	2002/ -		
DZ -SP 4	"	"	"	"	Iberdrola SA	0.73	2002/2021		
DZ-B	Algeria-Belgium	Arzew-Bethioua	"	Zeebrugge	Distrigaz	3.60	1982/2002	F.O.B.	Extension 2006
DZ-TR	Algeria-Turkey	"	"	Marmara Ereglisi	Botas	3	1994/2014	D.E.S.	
DZ-US	Algeria-USA	"	"	Lake Charles	Duke Energy	3.2	1989/2009		
EG-EU	Egypt-Europe	Idku	ELNG	Montoir, Fos	Gaz de France	3.6	2005/2025	F.O.B.	
EG-SP	Egypt-Spain	Damietta	EGAS	Spain, other	BPGM	1.2	2005/2025	"	
EG-SP	"	"	"	Barcelona, Huelva Cartagena, Sagunto	Union Fenosa gas	3.3	2005/2029		
EG-USA/UK	Egypt-U.S.A./UK				Petronas	0.72	2005/2010		
EG-US	Egypt-U.S.A.	Idku	Egypt LNG T2	Lake Charles, LA	BGGM	3.6	2006/2023	F.O.B.	
EG-US	"	Damietta	Egyptian General Petroleum Corp. Egypt Natural Gas Holding Co. (EGAS) PETRONAS	"	"	1.7	2005/2010	"	
LY-SP	Libya-Spain	Marsa-el-Brega	NOC	Barcelona, Huelva Cartagena, Sagunto	Gas Natural sdg	1.15	1981/2004	F.O.B.	Extension 2008
NIG-F 1	Nigeria-France	Bonny Island	Nigeria LNG	Montoir	Gaz de France	0.33	1999/2021	D.E.S.	
NIG-F 2	"	"	"	"	Enel	2.5	"	"	Swap GDF/Enel
NIG I-SP	Nigeria-Spain or USA	"	"	Ba. H.Cart. Bil.	Gas Natural Aprov.	1.17	1999/2021	"	
NIG II-SP	"	"	"	Ba. H.Cart.	Gas Natural sdg	1.99	2002/2024	"	
NIG III-SP	Nigeria-Spain	"	"	Ba. H.Cart. Bil.Sag.	Endesa	0.75	2005/2025	"	
NIG IV-SP	"	"	"	"	Iberdrola	0.36	2005/2025	"	
NIG V-SP	Nigeria/Spain	"	"	Huelva	ENI Gas&Power	1.15	2006/2028	"	
NIG VI-SP	"	"	"	Ba. H.Cart.Sag.	Shell Western LNG		2006/2026	"	
NIG-TR	Nigeria-Turkey	"	"	Marmara Ereglisi	Botas	0.9	1999/2021	"	
NIG-P	Nigeria-Portugal	"	"	Sines	Transgas S.A.	1.42	2002/2023	"	
NIG-US	Nigeria-USA	"	"	Lake Charles, LA	BGLS	2.5	2004/2023	"	
NIG-US	"	"	"		Shell West	1.54	2005/2025		
NIG-US/EU	Nigeria/USA or EU	"	"	US Gulf Coast/Europe	Total	0.2	2005/2026	"	
NIG-MEX	Nigeria-Mexico	"	"	Altamira	Shell Western LNG		2006/2026	"	
AE-JP	Abu Dhabi-Japan	Das Island	Adgas	Higashi-Ohgishima Futtsu	Tokyo Electric	4.30	1994/2019	"	
US-JP	U.S.A.-Japan	Kenai	Phillips Marathon Sodegaura	Negishi, Futtsu Tokyo Electric	Tokyo Gas	1.22	1989/2009	"	
TT I-SP	T&T-Spain or USA	Point Fortin	Atlantic LNG	Cart.Ba. H. Bil.	Gas Natural Aprov.	1.06	1999/2018	F.O.B.	
TT II-SP	"	"	Atlantic 2/3	"	Gas Natural sdg	0.65	2002/2023	"	
TT-SP	T&T-Spain	"	Repsol	Cartagena	"	1.19	2006/2023	D.E.S.	
TT-US 1	T&T-USA	"	Atlantic LNG of T&T	Everett/Penuelas	Suez LNG NA	1.63	1999/2018		
TT-US 2	"	"	Atlantic LNG 2/3	"	"	0.34	2000/2020		

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 ⁶ t/year	Duration	Type of contract	Comments
TT-US 3	T&T-USA	Point Fortin	Atlantic LNG 2/3	USA, Other	BP Gas Marketing	0.8	2002/2021	F.O.B.	
TT-US 4	"	"	PFLE, Trinling	Elba Island, GA Lake Charles, LA	BGLS	2.2	2004/2020	"	
TT-US 5	"	"	BP	Elba Island, GA Marketing	Marathon LNG	1.2	2005/2010	D.E.S	
TT-US	"	"		USA, Other	BP	2.5	2006/2025	"	
TT-US	"	"	Atlantic LNG 4		BG	1.50	2005/2026	"	
TT-US	"	"			NGC	0.58	2006/2026	"	
BR-JP	Brunei-Japan	Lumut	Brunei LNG	Sodegaura, Negishi Senboku, Futtsu Higashi-Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Tokyo Electric	6.01	1993/2013	"	
BR-KR	Brunei-Korea	"	"	Pyeong-Taek or In-Chon	Kogas	0.7	1997/2013	D.E.S.	
MY-JP 1	Malaysia-Japan	Bintulu	Malaysia LNG	Sodegaura Higashi-Ohgishima Futtsu, Negishi	Tokyo Gas Tokyo Electric	7.4	1983/2003	F.O.B./D.E.S.	Extension 2018
MY-JP 2	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.50	1996/2016	D.E.S.	
MY-JP 3	"	"	"	Sodeshi	Shizuoka Gas	0.45	1996/2016	"	
MY-JP 6	"	"	"	Fukuoka, Nagasaki	Saibu Gas	0.36	1993/2013	"	
MY-JP 8	"	"	"	Sodegaura Negishi, Senboku, Himeji, Sakai Chita, Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas	2.1	1995/2015	"	
MY-JP 9	"	"	"	Shin-Minato	Gas Bureau, City of Sendai	0.15	1997/2016	"	
MY-JP 10	"	"	Malaysia LNG TIGA	Niigata	Japan Petroleum Explorat° Co Ltd	0.48	2002/2021	"	
MY-JP 11	"	"	"	Sodegaura, Negishi, Ohgishima, Chita, Senboku, Himeji	Tokyo Gas Toho Gas Osaka Gas	0.68	2004/2024	" F.O.B.	
MY-JP 12	"	"	"	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.012	2005/2012	D.E.S.	
MY-JP 13	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.5	2005/2025	"	
MY-KR 1	Malaysia-Korea	"	Malaysia LNG Dua	Pyeong-Taek In-Chon Tong-Yeong	Kogas	2	1995/2015	F.O.B.	
MY-KR 2	"	"	Malaysia LNG TIGA	"	"	1.5	2003/2010	D.E.S.	
MY-TW	Malaysia-Taiwan	"	Malaysia LNG Dua	Yung-An	C.P.C.	2.25	1995/2015	"	
ID-JP 1	Indonesia-Japan	Bontang	Pertamina	Senboku Himeji, Chita Tobata, Ohita Sakai Kawagoe Yokkaichi	Kansai Electric Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel	8.45	1977/2000	"	Extension 2010
ID-JP 2	"	Blang Lancang	"	Higashi-Ohgishima Futtsu, Niigata	Tokyo Electric Tohoku Electric	0.96	2005/2009	F.O.B.	
ID-JP 3	"	Bontang	"	Chita-Senboku Himeji, Sakai Yokkaichi, Kawagoe	Chubu Electric Kansai Electric Osaka Gas Toho Gas	3.52	1983/2003	"	Extension 2011
ID-JP 8	"	"	"	Senboku Himeji Sodegaura Chita, Ohgishima	Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas	2.31	1994/2013	F.O.B.	
ID-JP 9	"	"	"	Hatsukaichi Kagoshima Senboku	Hiroshima Gas Nippon Gas Osaka Gas	0.39	1996/2015	D.E.S.	
ID-KR 1	Indonesia-Korea	Blang Lancang	"	Pyeong-Taek In Chon, Tong-Yeong	Kogas	2.3	1986/2007	"	
ID-KR 2	"	B L - Bontang	"	"	"	2	1994/2014	F.O.B.	

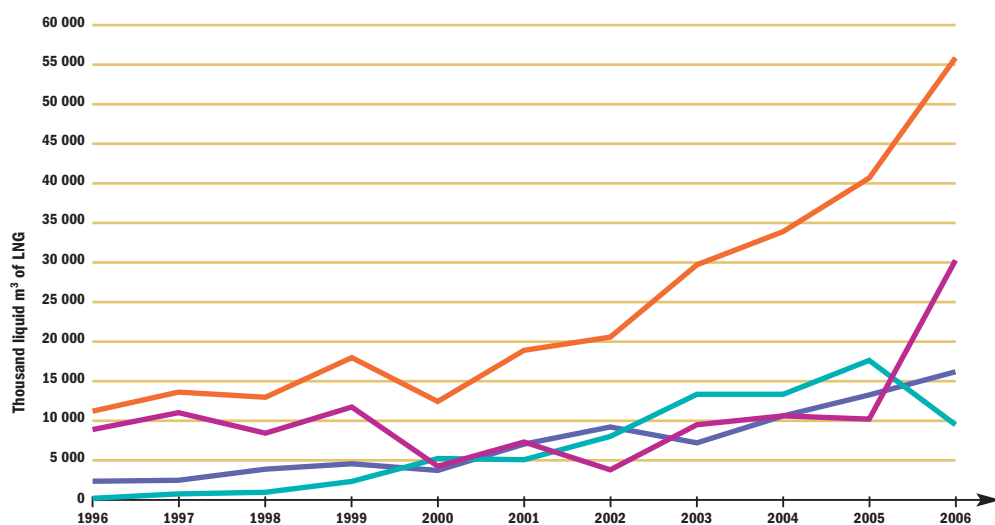
LONG-TERM AND MEDIUM-TERM CONTRACTS IN FORCE IN 2006* (CONT'D)

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 ⁶ t/year	Duration	Type of contract	Comments
ID-KR 3	Indonesia-Korea	Bontang	Pertamina	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	1	1998/2017	F.O.B.	
ID-KR 4	"	Tanah Merah	Tangguh PSC Contractor Parties	GwangYang	Posco	0.55	2005/2024	D.E.S.	
ID-TW 1	Indonesia-Taiwan	Bontang	Pertamina	Yung-An	C.P.C.	1.57	1990/2009	"	
ID-TW 2	"	"	"	"	C.P.C.	1.84	1998/2017	"	
Q-IN	Qatar-India	Ras Laffan	RasGas	Dahej	Petronet LNG	7.5	2004/2028		
Q-JP 1	Qatar-Japan	"	Qatargas	Chita/Kawagoe Yokkaichi	Chubu Electric	4	1997/2021	"	
Q-JP 2	"	"	"	Niigata Ohgshima Senboku, Himeji Sakai Sodegaura Futtsu-Chita Yanai Higashi-Ohgshima	Tohoku Electric Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Tokyo Electric Toho Gas Chugoku Electric	2	1998/2021	"	
Q-KR1	Qatar-Korea	"	RasGas	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.92	1999/2024	F.O.B.	
Q-SP	Qatar-Spain	"	Qatargas	Ba.H.Cart.	Gas Natural sdg	0.66	2001/2009	"	Extension 2012
Q-SP	"	"	"	"	"	0.66	2002/2007	D.E.S.	Extension 2012
Q-SP	"	"	"	Ba.H.Cart.Sag.	"	0.75	2005/2025	"	
Q-SP	"	"	"	Cartagena, Bilbao	Iberdrola	0.88	2003/2022	"	
Q-SP	"	"	RasGas	Barcelona	ENI	0.75	2004/2023	"	
Q-SP	"	"	RasGas II		Endesa	0.74	2005/2025	"	
Q-UE	Qatar-EU	"	Qatargas	EU	Gas Natural sdg	0.75	2006/2025	F.O.B.	
OM-JP 1	Oman-Japan	Qalhat	Oman LNG	Senboku, Himeji	Osaka Gas	0.66	2000/2024	"	
OM-JP2	"	"	"	Yanai, Mizushima	Itochu Corp./ Chugoku Electric	0.7	2006/2020	D.E.S.	
OM-JP3	Oman-Japan/USA	"	"	USA/Futtsu	Mitsubishi Corp/ Tokyo Electric	0.8	2006/2020	F.O.B/D.E.S.	
OM-KR 1	Oman-Korea	"	"	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.06	2000/2024	F.O.B.	
OM-SP	Oman-Spain	"	"	Spain, Other	BPGM	0.77	2004/2009	D.E.S.	
AU-Ch	Australia-China	Withnell Bay	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev. Australia BHP Billiton Petro. BP International Chevron Oil Trading CNOOC	Guangdong Dapeng	DPLNG**	3.7	2006/2031	F.O.B.	Started in May 06
AU-JP1	Australia-Japan	"	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev. Australia BHP Billiton Petro. BP International Chevron Oil Trading	Sodegaura, Futtsu Higashi-Ohgshima Chita, Senboku Yanai, Ohita Negishi, Ohgshima Tobata, Yokkaichi Kawagoe Sakai Mizushima	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas	7.33	1989/2009	D.E.S.	
AU-JP2	"	"	"	Sodegaura Negishi Ohgshima, Chita	Tokyo Gas Toho Gas	1.37	2004/2029	F.O.B.	
AU-JP3	"	"	"	Himeji Senboku	Osaka Gas	1.00	2004/2033	"	
AU-JP4	"	"	"	Sodeshi	Shizuoka Gas	0.13	2004/2029	"	
AU-JP5	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.40	2005/2020	"	
AU-KR	Australia-Korea	"	"	In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	0.5	2003/2010	D.E.S.	
AU-JP	Australia-Japan	Darwin	Conocophillips, ENI Santos, Inpex, TTSR	Futtsu, Sodegaura Negishi, Ohgshima Higashi-Ohgshima	Tokyo Electric Tokyo Gas	2 1	2006/2022	F.O.B.	

*Duration above four years **Guangdong Dapeng LNG Company Ltd.

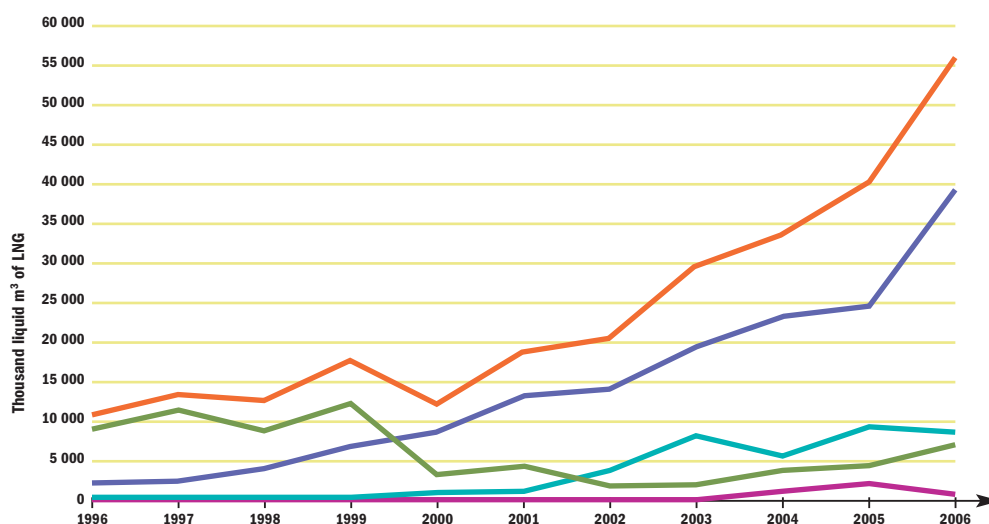
SPOT QUANTITIES (10³ m³ liq) RECEIVED IN 2006 BY THE IMPORTING COUNTRIES FROM THE EXPORTING COUNTRIES

	Abu Dhabi	Algeria	Egypt	Nigeria	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	Australia	Brunei	Malaysia	Other	Total Import
Belgium			672	263		707	258			121		2 021
France		119	69	264		550	122				229	1 353
Greece			128									128
Italy		496	187			63					115	861
Portugal												
Spain		960	3521	2237		949	930				417	9 014
Turkey		124										124
UK		276	1623				816					2 715
Europe		1975	6200	2764		2269	2126			121	761	16 216
Domin. Rep.												
Mexico			267	885		398	297					1 847
Puerto Rico												
USA		825	1964				4758					7 547
Americas		825	2231	885		398	5055					9 394
India		135	1300	141	433	406				123		2 538
Japan	1165	407	1123	361	2887	2253	1041	990	401	527		11 155
Korea		524	2345	260	2762	3 559	257	264		2 830		12 801
Taiwan		265	278		548	831	244	395		1165		3 726
Asia	1165	1331	5046	762	6630	7049	1542	1649	401	4645		30 220
Total export	1165	4131	13477	4411	6 630	9 716	8 723	1 649	401	4 766	761	55 830



SPOT & SHORT TERM LNG IMPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10³ m³ liq)

SPOT & SHORT TERM LNG EXPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10³ m³ liq)



ROUTES MARITIMES/SEA TRANSPORTATION ROUTES

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Az-Bn	DZ-SP	Arzew	Barcelona	343
Az-Ca	DZ-SP	Arzew	Cartagena	113
Az-F	DZ-F1	Arzew	Fos-sur-Mer	530
Az-H	DZ-SP	Arzew	Huelva	691
Az-M	DZ-F1	Arzew	Montoir	1 216
Az-Rv	DZ-GR	Arzew	Revithoussa	1 270
Ba-Al	DZ-TR2	Bethioua	Aliaga	1 404
Ba-Bn	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Barcelona	343
Ba-Bo	DZ-SP 1	Bethioua	Bilbao	1 118
Ba-Ca	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Cartagena	113
Ba-Ch	DZ-JP	Bethioua	Chita	8 502
Ba-CP	DZ-US	Bethioua	Cove Point	3 671
Ba-Dj	DZ-IN	Bethioua	Dahej	4 775
Ba-F	DZ-F 3	Bethioua	Fos-sur-Mer	530
Ba-Gy	DZ-KR	Bethioua	Gwangyang	9 179
Ba-H	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Huelva	373
Ba-IC	DZ-KR	Bethioua	In-Chon	9 272
Ba-IG	DZ-UK	Bethioua	Isle of Grain	1 676
Ba-ME	DZ-TR 1	Bethioua	Marmara Ereglisi	1 500
Ba-M	DZ-F 3	Bethioua	Montoir	1 260
Ba-P	DZ-I 1/2/3	Bethioua	Panigaglia	690
Ba-Sa	DZ-JP	Bethioua	Sakai	9 462
Ba-So	DZ-SP	Bethioua	Sagunto	243
Ba-Yg	DZ- TW	Bethioua	Yung-An	8 328
Ba-Z	DZ-B	Bethioua	Zeebrugge	1 550
Sk-Bn	DZ-SP	Skikda	Barcelona	349
Sk-Ca	DZ-SP	Skikda	Cartagena	388
Sk-F	DZ-F 2	Skikda	Fos-sur-Mer	400
Sk-P	DZ-I 2/3	Skikda	Panigaglia	456
Sk-RV	DZ-GR	Skikda	Revithoussa	920
Da-Bn	EG-SP	Damietta	Barcelona	1 554
Da-Bo	EG-SP	Damietta	Bilbao	2 732
Da-Ca	EG-SP	Damietta	Cartagena	1 662
Da-Gy	EG-KR	Damietta	Gwangyang	7 566
Da-H	EG-SP	Damietta	Huelva	1 984
Da-IC	EG-KR	Damietta	In-Chon	7 635
Da-LC	EG-US	Damietta	Lake Charles	6 578
Da-Og	EG-JP	Damietta	Ohgishima	7 973
Da-So	EG-SP	Damietta	Sagunto	4 964
Da-Sb	EG-JP	Damietta	Senboku	7 824
Da-Z	EG-B	Damietta	Zeebrugge	3 178
Ik-At	EG-MEX	Idku	Altamira	6 612
Ik-Bn	EG-SP	Idku	Barcelona	1 491
Ik-Ca	EG-SP	Idku	Cartagena	1 595
Ik-CP	EG-US	Idku	Cove Point	5 227
Ik-Dj	EG-IN	Idku	Dahej	3 273
Ik-El	EG-US	Idku	Elba Island	5 495
Ik-F	EG-F	Idku	Fos-sur-Mer	1 435
Ik- Ha	EG-IN	Idku	Hazira	3 214
Ik- H	EG- SP	Idku	Huelva	1 920
Ik-IC	EG-KR	Idku	In-Chon	7 768
Ik-IG	EG-UK	Idku	Isle of Grain	3 075
Ik-LC	EG-US	Idku	Lake Charles	6 514
Ik-M	EG-F	Idku	Montoir	2 771
Ik-Ni	EG-JP	Idku	Negishi	8 103
Ik-Og	EG-JP	Idku	Ohgishima	8 107
Ik-P	EG-I	Idku	Panigaglia	1 283
Ik- RV	EG-GR	Idku	Revithoussa	540
Ik-Sd	EG-JP	Idku	Sodegaura	8 110
Ik-Sb	EG-JP	Idku	Senboku	7 958

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Ik-TY	EG-KR	Idku	Tong-Yeong	7 745
Ik-Yg	EG-TW	Idku	Yung-An	6 824
Ik-Z	EG-B	Idku	Zeebrugge	3 114
BI-At	NIG-MEX	Bonny Island	Altamira	6 214
BI-Bn	NIG-SP	Bonny Island	Barcelona	3 824
BI-Bo	NIG-SP	Bonny Island	Bilbao	3 914
BI-Ca	NIG-SP	Bonny Island	Cartagena	3 574
BI-Ch	NIG-JP	Bonny Island	Chita	10 602
BI-Ha	NIG-IN	Bonny Island	Hazira	7 053
BI-H	NIG-SP	Bonny Island	Huelva	3 359
BI -IC	NIG- KR	Bonny Island	In-Chon	10 390
BI-LC	NIG-US	Bonny Island	Lake Charles	6 111
BI-ME	NIG-TR	Bonny Island	Marmara Ereglisi	5 059
BI-M	NIG-F	Bonny Island	Montoir	3 980
BI-PT	NIG-KR	Bonny Island	Pyeong-Taek	10 386
BI-SO	NIG-SP	Bonny Island	Sagunto	3 686
BI-Si	NIG-P	Bonny Island	Sines	3 417
BI-Z	NIG-B	Bonny Island	Zeebrugge	4 341
MB-Bn	LY-SP	Marsa-el-Brega	Barcelona	1 068
MB-Ca	LY-SP	Marsa-el-Brega	Cartagena	1 175
MB-So	LY-SP	Marsa-el-Brega	Sagunto	1139
MB-H	LY-SP	Marsa-el-Brega	Huelva	1 496
Di-Ch	AE-JP	Das Island	Chita	6 343
DI-Fu	AE-JP	Das Island	Futtsu	6 290
DI-Ha	AE-IN	Das Island	Hazira	1 188
DI-HO	AE-JP	Das Island	Higashi-Ohgishima	6 310
K-Ni	US-JP	Kenai	Negishi	3 290
K-Sd	US-JP	Kenai	Sodegaura	3 300
PF-At	TT-MEX	Point Fortin	Altamira	2 220
PF-Bn	TT-SP	Point Fortin	Barcelona	3 976
PF-Bo	TT-SP	Point Fortin	Bilbao	3 669
PF-Ca	TT-SP	Point Fortin	Cartagena	3 701
PF-CP	TT-US	Point Fortin	Cove Point	1 879
PF-El	TT-US	Point Fortin	Elba Island	1 690
PF-E	TT-US	Point Fortin	Everett	2 032
PF-GG	TT-US	Point Fortin	Gulf Gateway	1 988
PF-HA	TT-IN	Point Fortin	Hazira	8 428
PF-Hj	TT-JP	Point Fortin	Himeji	9 230
PF-H	TT-SP	Point Fortin	Huelva	3 417
PF- IC	TT-KR	Point Fortin	In-Chon	9 706
PF-IG	TT-UK	Point Fortin	Isle of Grain	3 974
PF-LC	TT-US	Point Fortin	Lake Charles	2 100
PF-M	TT-F	Point Fortin	Montoir	3 750
PF-Pn	TT-PR	Point Fortin	Penuelas	560
PF- PC	TT- DR	Point Fortin	Punta Caucedo	679
PF-Sb	TT-JP	Point Fortin	Senboku	9 266
PF-Yg	TT-TW	Point Fortin	Yung-An	10 174
PF-Z	TT-B	Point Fortin	Zeebrugge	3 985
Lu-Fu	BR-JP	Lumut	Futtsu	2 390
Lu-HO	BR-JP	Lumut	Higashi-Ohgishima	2 423
Lu-Hj	BR-JP	Lumut	Himeji	2 999
Lu-IC	BR-KR	Lumut	In-Chon	2 854
Lu-Ni	BR-JP	Lumut	Negishi	2 416
Lu-PT	BR-KR	Lumut	Pyeong-Taek	2 850
Lu-Sb	BR-JP	Lumut	Senboku	2 405
Lu-Sd	BR-JP	Lumut	Sodegaura	2 430
Lu-TY	BR-KR	Lumut	Tong-Yeong	2 014
Bu-Ch	MY-JP 8	Bintulu	Chita	2 395
Bu-Dj	MY-IN	Bintulu	Dahej	3 188
Bu-Fk	MY-JP 6	Bintulu	Fukuoka	2 160

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Bu-Fu	MY-JP 1	Bintulu	Futtsu	2 505
Bu-Hk	MY-JP 1	Bintulu	Hatsukaichi	2 208
Bu-HO	MY-JP 1	Bintulu	Higashi-Ohgishima	2 530
Bu-Hj	MY-JP	Bintulu	Himeji	2 400
Bu-IC	MY-KR	Bintulu	In-Chon	2 124
Bu-Nk	MY-JP 6	Bintulu	Nagasaki	2 151
Bu-Ni	MY-JP 1/8	Bintulu	Negishi	2 513
Bu-Nt	MY-JP 2	Bintulu	Niigata	2 511
Bu-Og	MY-JP 1/8	Bintulu	Ohgishima	2 530
Bu-PT	MY-KR	Bintulu	Pyeong-Taek	2 124
Bu-Sa	MY-JP 8	Bintulu	Sakai	2 376
Bu-Sb	MY-JP 8	Bintulu	Senboku	2 376
Bu-Sd	MY-JP 1/8	Bintulu	Sodegaura	2 515
Bu-Sh	MY-JP 3	Bintulu	Sodeshi	2 378
Bu-SM	MY-JP 9	Bintulu	Shin-Minato	2 603
Bu-TY	MY-KR	Bintulu	Tong-Yeong	1 674
Bu-Yg	MY-TW	Bintulu	Yung-An	1 350
Bu-Z	MY-B	Bintulu	Zeebrugge	8 850
Bt-Ch	ID-JP1/3/8/12	Bontang (Badak)	Chita	2 500
Bt-Hk	ID-JP 9	Bontang (Badak)	Hatsukaichi	2 412
Bt-Hj	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Himeji	2 400
Bt-IC	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	In-Chon	2 493
Bt-Kg	ID-JP 9	Bontang (Badak)	Kagoshima	2 211
Bt-Kw	ID-JP 1/3/11	Bontang (Badak)	Kawagoe	2 510
Bt-Og	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Ohgishima	2 560
Bt-O	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Oita	2 413
Bt-PT	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Pyeong-Taek	2 493
Bt-Sa	ID-JP	Bontang (Badak)	Sakai	2 385
Bt-Sb	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Senboku 2	2 385
Bt-Sd	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Sodegaura	2 566
Bt-T	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Tobata	2 370
Bt-TY	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Tong-Yeong	2 043
Bt-Yg	ID-TW	Bontang (Badak)	Yung-An	1 455
Bt-Yk	ID-JP 1/3	Bontang (Badak)	Yokkaichi	2 510
BL-HO	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Higashi-Ohgishima	3 456
BL-IC	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	In-Chon	3 149
BL-Nt	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Niigata	3 529
BL-PT	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	Pyeong-Taek	3 149
BL-TY	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	Tong-Yeong	2 699
RL-At	Q-MEX	Ras Laffan	Altamira	9 783
RL-Bn	Q-SP	Ras Laffan	Barcelona	4 710
RL-Bo	Q-SP	Ras Laffan	Bilbao	5 891
RL-Ca	Q-SP	Ras Laffan	Cartagena	4 817
RL-Ch	Q-JP 1	Ras Laffan	Chita	6 446
RL-Dj	Q- IN	Ras Laffan	Dahej	1 290
RL-HA	Q-IN	Ras Laffan	Hazira	1 236
RL-HO	Q-JP 2	Ras Laffan	Higashi-Ohgishima	6 590
RL-Hj	Q-JP 2	Ras Laffan	Himeji	6 350
RL-H	Q-SP	Ras Laffan	Huelva	5 150
RL-IC	Q-KR	Ras Laffan	In-Chon	6 156
RL-Kw	Q-JP 1	Ras Laffan	Kawagoe	6 448
RL-M	Q-F	Ras Laffan	Montoir	5 996
RL-Ni	Q-JP 2	Ras Laffan	Negishi	6 550
RL-Nt	Q-JP 2	Ras Laffan	Niigata	6 640
RL-Og	Q-JP 2	Ras Laffan	Ohgishima	6 513
RL-P	Q-I	Ras Laffan	Panigaglia	4 482
RL-PT	Q-KR	Ras Laffan	Pyeong-Taek	6 156
RL-So	Q-SP	Ras Laffan	Sagunto	4 719
RL-Sa	Q-JP	Ras Laffan	Sakai	6 347
RL-Sb	Q-JP 2	Ras Laffan	Senboku	6 347

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
RL-Sd	Q-JP 2	Ras Laffan	Sodegaura	6 576
RL-TY	Q-KR	Ras Laffan	Tong-Yeong	5 706
RL-Ya	Q-JP 2	Ras Laffan	Yanai	6 170
RL-Yg	Q-TW	Ras Laffan	Yung-An	5 230
RL-Yk	Q-JP 1	Ras Laffan	Yokkaichi	6 448
RL-Z	Q-B	Ras Laffan	Zeebrugge	6 277
Qt-Bn	Om-SP	Qalhat	Barcelona	3 234
Qt-Ch	Om-JP	Qalhat	Chita	5 882
Qt-Fu	Om-JP3	Qalhat	Futtsu	5 985
Qt-Gy	Om-KR	Qalhat	Gwangyang	5 595
Qt-Ha	Om- IN	Qalhat	Hazira	760
Qt-Hj	Om-JP 1	Qalhat	Himeji	5 838
Qt-H	Om-SP	Qalhat	Huelva	3 695
Qt-IC	Om-KR	Qalhat	In-Chon	5 750
Qt-Mz	Om-JP2	Qalhat	Mizushima	5 873
Qt-Ni	Om-JP	Qalhat	Negishi	5 986
Qt-Nt	Om-JP	Qalhat	Niigata	6 071
Qt-Og	Om-JP	Qalhat	Ohgishima	5 990
Qt-PT	Om-KR	Qalhat	Pyeong-Taek	5 750
Qt-So	Om-SP	Qalhat	Sagunto	4 259
Qt-Sa	Om-JP	Qalhat	Sakai	5 812
Qt-Sb	Om-JP 1	Qalhat	Senboku	5 812
Qt-TY	Om-KR	Qalhat	Tong-Yeong	5 300
Qt-Yg	Om-TW	Qalhat	Yung-An	4 719
WB-Ch	AU-JP	Withnell Bay	Chita	3 612
WB-GD	AU-CH	Withnell Bay	Guangdong Dapeng	2 770
WB-Fu	AU-JP	Withnell Bay	Futtsu	3 683
WB-Ha	AU-IN	Withnell Bay	Hazira	3 770
WB-HO	AU-JP	Withnell Bay	Higashi-Ohgishima	3 703
WB-Hj	AU-JP	Withnell Bay	Himeji	3 596
WB-IC	AU-KR	Withnell Bay	In-Chon	3 633
WB-Kg	AU-JP	Withnell Bay	Kagoshima	3 334
WB-Kw	AU-JP	Withnell Bay	Kawagoe	3 622
WB-Mz	AU-JP	Withnell Bay	Mizushima	3 631
WB-Ni	AU-JP	Withnell Bay	Negishi	3 664
WB-Nt	AU-JP	Withnell Bay	Niigata	3 995
WB-Og	AU-JP	Withnell Bay	Ohgishima	3 683
WB-O	AU-JP	Withnell Bay	Oita	3 460
WB-Sa	AU-JP	Withnell Bay	Sakai	3 570
WB-Sb	AU-JP	Withnell Bay	Senboku	3 570
WB-Sd	AU-JP	Withnell Bay	Sodegaura	3 692
WB-Sh	AU-JP	Withnell Bay	Sodeshi	3 632
WB-TY	AU-KR	Withnell Bay	Tong-Yeong	3 526
WB-Ya	AU-JP	Withnell Bay	Yanai	3 491
WB-Yg	AU-TW	Withnell Bay	Yung-An	2 689
Dw-Ho	AU-JP	Darwin	Higashi-Ohgishima	3 056
Dw-Ni	AU-JP	Darwin	Negishi	3 017
Dw-Og	AU-JP	Darwin	Ohgishima	3 036
Dw-Sd	AU-JP	Darwin	Sodegaura	3 045
Dw-Fu	AU-JP	Darwin	Futtsu	3 036

Inter-trades not included

Country	Site	Liquefaction		Storage		Owner	Operator	Buyer	Start-up date
		Number of trains	Nominal capacity 10 ⁶ t per year	Number of tanks	Total capacity m ³				
Algeria	Arzew GL 4Z	3	0.93	3	33 000	Sonatrach	Sonatrach	DEPA Gaz de France	1964
	Arzew (Bethioua) GL 1Z	6	8.19	3	300 000	"	"	Distrigaz Gaz de France Botas Eni Gas & Power Enel Edison Gas BPGE - BPGM Shell Statoil Endesa ALTCO DEPA CEPSA NA Posco Kogas	1978
	GL 2Z	6	7.98	3	300 000	"	"		1981
	Skikda GL 1K	3	3.13	5	308 000	"	"	Gaz de France DEPA Eni Gas & Power Enel	1972
Egypt	Damietta	1	5.00	2	300 000	SEGAS	SEGAS SERVICES	Union Fenosa Gas EGAS (BP, BG & Petronas) Posco Statoil Kogas	2005
	Idku (Egyptian LNG)	2	7.20	2	280 000	EGPC, EGAS, BG Gaz de France, Petronas	EGPC, EGAS, BG Gaz de France, Petronas	Gaz de France Shell Petronet LNG	2005
Libya	Marsa-el-Brega	3	0.60	2	96 000	Sirte Oil Co.	Sirte Oil Co.	Gas Natural	1970
Nigeria	Bonny Island	3	9.60	3	253 800	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	Nigeria LNG Ltd	Enel Gas Natural Botas Gaz de France Ren Atlantico	1999
		2	8.1			(NNPC, Shell, Total, ENI, COP)		BGLT -BGGM Shell Iberdrola Endesa Ren Atlantico Total ENI	2006
Abu Dhabi	Das Island	3	5.60	3	240 000	Adgas (ADNOC, BP, Total, Mitsui)	Adgas	Tokyo Electric, Tokyo Gas	1977
Qatar	Ras Laffan Train 1-2 Train 3	2 1	9.90	4	340 000	Qatargas (QP, ExxonMobil, Total, Marubeni, Mitsui) Tohoku Electric	Qatargas	Chubu Electric Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas Tokyo Electric Kansai Electric Chugoku Electric BGLT Gas Natural BP Gas Espana Eni Gas & Power Shell	1997-1998 1999
		2	6.60	2	280 000	RasGas (QP, ExxonMobil, Koras, Itochu, Nissho Iwai)	RasGas	Kogas Others (non-members) Distrigas Gaz de France	1999-2000
		1 1	4.70 4.70				RasGas II	Petronet LNG CPC	2004 2005
Oman	Qalhat	2	7.40	2	240 000	Oman LNG (Oman Govt, Shell, Total, Korea LNG, Mitsubishi Mitsui, Partex, Itochu)	Oman LNG	Osaka Gas Tokyo Electric Chugoku Electric Shell Espana CPC BP Gas Espana Kogas Unión Fenosa Gas	2000
		1	3.60			Oman LNG Oman Govt, Union Fenosa Gas, Itochu Corporation, Mitsubishi Corporation Osaka Gas	Qalhat LNG	Posco Others	2006

Country	Site	Liquefaction		Storage		Owner	Operator	Buyer	Start-up date
		Number of trains	Nominal capacity 10 ⁶ t per year	Number of tanks	Total capacity m ³				
Trinidad & Tobago	Point Fortin	4	14.80	4	520 000	BP, BG, Repsol, Suez	Atlantic LNG	DOMAC Marathon LNG Marketing EcoElectrica BP Energy AES Shell North America LNG Statoil Gas Natural C.P.C. Kogas Distrigas Gaz de France Excelerate Energy	1999
USA	Kenai	2	1.40	3	108 000	ConocoPhillips Marathon	ConocoPhillips Marathon	Tokyo Gas Tokyo Electric	1969
Brunei	Lumut	5	7.20	3	180 000	Brunei LNG (Brunei Govt, Shell, Mitsubishi)	Brunei LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Osaka Gas Kogas	1973
Malaysia	Bintulu MLNG 1	3	8.10	Satu+Dua+Tiga 6	Satu+Dua+Tiga 445 000	Malaysia LNG Sdn Bhd (Petronas, Shell, Mitsubishi)	Malaysia LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Saibu Gas	1983
	Bintulu MLNG 2	3	7.80			Malaysia LNG Dua (Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak State Gov.)	Malaysia LNG Dua	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Kogas C.P.C. Gas Bureau, City of Sendai	1995
	Bintulu MLNG 3	2	6.80			Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, Nippon Oil, Diamond Gas, Sarawak State Gov.)	Malaysia LNG Tiga	Saibu Gas Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Tohoku Electric Japex Hiroshima Gas KOGAS Distrigas	2003
Indonesia	Blang Lancang Arun	3	4.75	4	508 800	Pertamina	PT Arun NGL Co. (Pertamina, ExxonMobil JILCO)	Tohoku Electric Tokyo Electric Kogas	1978-1979
	Bontang Badak Badak A B	8	22.20	6	630 000	Pertamina	PT Badak NGL Co. (Pertamina, VICO, Total, JILCO)	Kansai Electric Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel Co.	1977
	Badak C D							Kansai Electric Chubu Electric Osaka Gas Toho Gas	1983
	Badak E							C.P.C.	1990
	Badak F							Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Hiroshima Gas Nippon Gas	1994
	Badak G							Kogas	1998
	Badak H							C.P.C.	1998
Australia	Withnell Bay	4	17.00	4	260 000	NWS LNG JV (Woodside, Shell, BHP BP Australia, Chevron Mitsubishi/Mitsui)	Woodside	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Nippon Gas Kogas Shell Hazira Gas C.P.C.	1989
	Darwin	1	3.00	1	188 000	Darwin LNG (ConocoPhillips, Eni, Santos, Inpex TEPCO, TG)	ConocoPhillips	Tokyo Electric Tokyo Gas	2006
TOTAL		77	186.28	65	5 810 600				

USINES DE REGAZÉIFICATION/REGASIFICATION PLANTS

Country	Site	Storage		Send out		Owner	Operator	T.P.A.	Source of import	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity m³	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm³ NG/year					
France	Fos-sur-Mer	3	150 000	15	7.00	Gaz de France	Gaz de France-DGI	Yes	Algeria, Egypt	1972
	Montoir-de-Bretagne	3	360 000	11	10.00	"	"	"	Algeria, Nigeria Qatar, Egypt, T&T	1980
Spain	Barcelona	6	540 000	11	14.45	Enagas S.A.	Enagas S.A.	"	Algeria, Libya, Qatar Nigeria, Oman, T&T, Egypt	1969
	Huelva	4	460 000	8	10.51	"	"	"	Algeria, Libya, Qatar Nigeria, Oman, T&T Egypt	1988
	Cartagena	3	287 000	8	10.51	"	"	"	Algeria, Libya, Qatar Nigeria, T&T, Egypt	1989
	Bilbao	2	300 000	4	7.00	BP, Repsol, Iberdrola, EVE	Bahia de Bizkaia Gas, SL (BBG)	"	Algeria, Egypt, Nigeria Qatar, T&T	2003
	Sagunto	2	300 000	4	7.00	Union Fenosa gas Iberdrola Endesa Oman oil holding Spain	Saggas	"	Algeria, Libya, Qatar Nigeria, Oman, Egypt	2006
Italy	Panigaglia	2	100 000	4	3.32	GNL Italia*	GNL Italia*	"	Algeria, Egypt, Qatar	1969
Belgium	Zeebrugge	3	261 000	6	5.26	Fluxys LNG	Fluxys LNG	"	Algeria, Qatar, T&T Nigeria, Malaysia, Egypt	1987
Turkey	Marmara Ereglisi	3	255 000	7	6.20	Botas	Botas	No	Algeria, Nigeria	1994
	Aliaga/Izmir	2	280 000	5	6.00	EGEGAZ	EGEGAZ	"	Algeria	2006
Greece	Revithoussa	2	130 000	4	1.30	DEPA S.A.	DEPA S.A.	"	Algeria, Egypt	2000
Portugal	Sines	2	240 000	5	5.20	Ren Atlantico	Ren Atlantico	"	Nigeria	2004
United Kingdom	Isle of Grain	4	200 000	4	4.60	National Grid	Grain LNG	No	Algeria, Egypt Trinidad & Tobago	2005
USA	Everett	2	155 000	4	6.90	Distrigas of Mass. Co.	Suez LNG North America	"	Trinidad & Tobago	1971
	Lake Charles	4	425 000	14	18.60	Trunkline LNG	Trunkline LNG	Yes	Nigeria, Egypt, T&T	1982
	Elba Island	4	335 000	8	8.33	Southern LNG	El Paso	"	T&T, Egypt	1978 restarted 2001 expanded 2006
	Cove Point	5	380 000	10	10.74	Dominion Cove Point LNG	Dominion Cove Point LNG	Shell, BP, Statoil 1/3 each	T&T, Algeria, Egypt	1978 restarted 2003
	Gulf Gateway				4.60	Excelerate Energy				2005
Mexico	Altamira	2	300 000	5	5.30	Terminal de Altamira (50% Shell, 25% Total, 25% Mitsui)	Terminal de Altamira	Shell 75%, Total 25%	Nigeria, Egypt, Qatar, T&T	August 2006
Puerto Rico	Penuelas	1	160 000	2	3.75	EcoElectrica	EcoElectrica		Trinidad & Tobago	2000
Dominican Rep.	Punta Caucedo	1	160 000	2	2.32	AES Andres	AES Andres	No	Trinidad & Tobago	2003
China	Guangdong Dapeng	2	320 000	6	4.90	GDLNG**	GDLNG**	No	Australia	2006
India	Dahej	2	320 000		7.00	Petronet LNG	Petronet LNG	No	Qatar, Algeria, Egypt, Malaysia	2004
	Hazira	2	320 000	4	3.30	Shell-Total	SHG	Shell 74% Total 26%	Nigeria, Egypt, Oman, Qatar, Australia, T&T Abu Dhabi	April 2005
Japan	Niigata	8	720 000	14	11.60	Nihonkai LNG	Nihonkai LNG	Yes	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia	1984
	Higashi-Ogishima	9	540 000	12	20.00	Tokyo Electric	Tokyo Electric	"	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia Abu Dhabi, Brunei	1984
	Futtsu	10	1 110 000	14	26.00	"	"	"	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia, USA Abu Dhabi, Brunei	1985

Country	Site	Storage		Send out		Owner	Operator	T.P.A.	Source of import	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity m³	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm³ NG/year					
	Chita Kyodo	4	300 000	14	10.40	Toho Gas Chubu Elec	Toho Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	1978
	Chita-Midorihamma Works	1	200 000	5	6.90	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	2001
	Chita	7	640 000	11	15.70	Chita LNG	Chita LNG	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar, Algeria	1983
	Himeji	8	740 000	6	6.40	Osaka Gas	Osaka Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar Oman, Brunei	1984
	Himeji LNG	7	520 000	8	11.00	Kansai Electric	Kansai Electric	"	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia	1979
	Yanai	6	480 000	5	3.10	Chugoku Elec	Chugoku Electric	"	Australia, Qatar, Oman	1990
	Mizushima	1	160 000	3	1.30	Mizushima LNG	Mizushima LNG	No	Australia, Qatar, Oman	2006
	Oita	5	460 000	6	6.27	Oita LNG	Oita LNG	"	Indonesia, Australia	1990
	Sakai	3	420 000	6	8.70	Kansai Electric	Kansai Electric	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	2006
	Senboku I	4	180 000	5	3.20	Osaka Gas	Osaka Gas	"	Brunei	1972
	Senboku II	18	1 585 000	15	16.60	"	"	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar Oman, Brunei	1977
	Tobata	8	480 000	7	8.80	Kita Kyushu	Kita Kyushu LNG	No	Indonesia	1977
	Yokkaichi LNG Centre	4	320 000	8	9.20	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Indonesia, Qatar, Australia	1988
	Yokkaichi Works	2	160 000	3	0.90	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia	1991
	Negishi	14	1 180 000	17	15.60	Tokyo Gas Tokyo Electric	Tokyo Gas Tokyo Electric	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar USA, Brunei	1969
	Sodegaura	35	2 660 000	35	37.80	"	"	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar USA, Brunei	1973
	Ohgishima	3	600 000	4	7.70	Tokyo Gas	Tokyo Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	1998
	Fukuoka	2	70 000	7	1.10	Saibu Gas	Saibu Gas	"	Malaysia	1993
	Sodeshi	2	177 200	5	1.10	Shimizu LNG	Shimizu LNG	No	Malaysia, Australia	1996
	Hatsukaichi	2	170 000	5	0.74	Hiroshima Gas	Hiroshima Gas	"	Indonesia	1996
	Kagoshima	2	86 000	3	0.30	Nippon Gas	Nippon Gas	"	"	1996
	Kawagoe	4	480 000	4	7.10	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Indonesia, Australia, Qatar	1997
	Shin-Minato	1	80 000	3	0.38	Gas Bureau	Gas Bureau. City of Sendai	No	Malaysia	1997
	Nagasaki	1	35 000	3	0.20	Saibu Gas	Saibu Gas	Yes	"	2003
Korea	Pyeong-Taek	10	1 000 000	24	27.70	Kogas	Kogas	No	Indonesia, Malaysia, Brunei, Qatar, Oman, Nigeria	1986
	Incheon	18	2 480 000	29	35.90	"	"	"	Indonesia, Malaysia Brunei, Qatar, Oman Algeria, Nigeria, Egypt Australia, T&T	1996
	Tong-Yeong	10	1 500 000	9	14.50	"	"	"	Indonesia, Malaysia, Egypt Brunei, Qatar, Oman, Aust.	2002
	Gwangyang	2	300 000	2	2.30	Posco	Posco	No	Egypt, Oman, Algeria	2005
Taiwan	Yung-An	6	690 000	18	23.00	C.P.C.	C.P.C.	No	Indonesia, Malaysia Egypt, Qatar, Oman Australia, Trinidad, Algeria	1990
TOTAL		283	25 761 200	461	515.59					

* GNL Italia is a wholly-owned subsidiary of Snam Rete Gas ** Guangdong Dapeng LNG Company Ltd.

Date de livraison des méthaniers

Delivery date of the LNG tankers

1965

Cinderella
(ex Jules Verne)

1969

LNG Palmaria
SF Arctic (ex Methane Arctic)
Methane Polar
(ex Polar Alaska)

1970

Laieta
LNG Elba

1971

Descartes
Hassi R'Mel

1972

Bebatik

1973

Bekalang
Bekulan
Havfru
Norman Lady

1974

Belais
Century
Hoegh Galleon (ex Mystic Lady
and ex Asake Maru)
Tellier

1975

Annabella
Belanak
Bilis
Bubuk
Hilli
Isabella

1976

Gimi
Mostefa Ben Boulaid

1977

Edouard L.D.
Golar Freeze
Hoegh Gandria
Khannur
Larbi Ben M'Hidi
LNG Aquarius
LNG Aries
LNG Lagos (ex Gastor)
LNG Port Harcourt

1978

Galeomma (ex Arzew)
LNG Capricorn
LNG Delta (ex Southern)
LNG Gemini
LNG Leo
Methania

1979

Bachir Chihani
LNG Libra
LNG Taurus
LNG Virgo
Matthew (ex Gamma)

1980

LNG Abuja (ex Louisiana)
LNG Edo (ex Lake Charles)
Mourad Didouche

1981

Golar Spirit
LNG Bonny
Ramdane Abane
Tenaga Dua
Tenaga Empat
Tenaga Lima

1982

Tenaga Satu
Tenaga Tiga

1983

Banshu Maru
Bishu Maru
Echigo Maru

1984

Dewa Maru
Kotowaka Maru
LNG Finima
Senshu Maru

1985

Wakaba Maru

1989

Ekaputra
NW Sanderling
NW Swallow
NW Swift

1990

NW Snipe

1991

NW Shearwater

1992

NW Seaeagle

1993

Aman Bintulu
Arctic Sun
LNG Flora
NW Sandpiper
Polar Eagle

1994

Al Khaznah
Dwiputra
Hyundai Utopia
LNG Vesta
NW Stormpetrel
Puteri Intan
Shahamah
YK Sovereign

1995

Gasha
Hanjin Pyeong-Taek
Ish
Puteri Delima
Puteri Nilam

1996

Al Zubarah
Hyundai Greenpia
Mrawah
Mubarak
Puteri Zamrud
Surya Aki

1997

Al Hamra
Al Khor
Al Rayyan
Al Wajbah
Aman Sendai
LNG Portovenere
Puteri Firus
Umm Al Ashtan

1998

Al Wakrah
Aman Hakata
Broog
LNG Lerici
Zekreet

1999

Al Bidda
Doha
Hanjin Muscat
Hyundai Technopia
SK Summit

2000

Al Jasra
Golar Mazo
Hanjin Ras Laffan
Hanjin Sur
Hyundai Aquapia
Hyundai Cosmopia
Hyundai Oceanpia
K Acacia
K Freesia
LNG Jamal
SK Splendor
SK Stellar
SK Supreme
Surya Satsuma

2001

Sohar LNG (ex Lakshimi)

2002

Abadi
British Trader
Excalibur
Galea
Gallina
Hispania Spirit
(ex Fernando Tapias)
LNG Rivers
LNG Sokoto
Puteri Delima Satu
Puteri Intan Satu

2003

Berge Boston
Berge Everett
British Innovator
British Merchant
Castillo de Villalba
Catalunya Spirit
(ex Inigo Tapias)
Energy Frontier
Excel
Granatina
LNG Bayelsa
Methane Princess
Pacific Notus
Puteri Nilam Satu
SK Sunrise

2004

Berge Arzew
Bilbao Knutsen
Cadiz Knutsen
Disha
Dukhan
Fuwaiarit
Galicia Spirit
Gemmata
Golar Frost
Golar Winter

Lala Fatma N'Soumer
LNG Akwa Ibom
LNG River Orashi
Madrid Spirit
Maersk Ras Laffan
Methane Kari Elin
Muscat LNG
NW Swan
Puteri Firus Satu
Puteri Zamrud Satu
Raahi

2005

Al Deebeel
Al Thakhira
Energy Advance
Excellence
Excelsior
Gracilis (ex Golar Viking)
Grandis (ex Golar Mist)
LNG Adamawa
LNG Cross River
LNG Enugu
LNG Pioneer
Lusail
Maran Gas Asclepius
Nizwa LNG
Puteri Mutiara Satu
Salalah LNG
Seri Alam
Umm Bab

2006

Al Marrouna
Arctic Discoverer
Arctic Lady
Arctic Princess
Arctic Voyager
Bluesky
Energy Progress
Excelerate
Gaz de France Energy
Granosa
Iberica Knutsen
Ibra
Ibri LNG
LNG Berge Benue
LNG Berge Oyo
LNG Dream
LNG River Niger
Maersk Qatar
Methane Jane Elizabeth
Methane Lydon Volney
Methane Rita Andrea
Pacific Euris
Provalys
Seri Amanah
Seri Anggun
Seri Angkasa
Simaisma



Prix / Price: 100 €

Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié
International Group of Liquefied Natural Gas Importers

22, rue Marius Auphan - 92300 Levallois
Tél : 33 (0) 1 41 05 07 13 - Fax : 33 (0) 1 47 54 81 80
E-mail : giignl@gazdefrance.com - Site internet / web site : www.giignl.org