



L'industrie du GNL

The LNG industry

2004

L'industrie du GNL

Situation énergétique mondiale

La croissance annuelle moyenne de la consommation mondiale d'énergie primaire a été de 1,7 % au cours des dix dernières années, avec les plus fortes hausses pour les années 1995, 1996, 2002 et 2003 (plus de 2,8 % pour chacune de ces années). On a constaté une quasi-stagnation en 1998 et 1999. La consommation mondiale d'énergie primaire a continué à croître en 2003 avec une hausse relativement importante de 2,9 % due en partie à l'augmentation de 6,3 % enregistrée dans la zone Asie Pacifique. Pour la troisième année consécutive, la part du charbon a progressé dans l'ensemble du marché énergétique. La croissance du gaz naturel en 2003 a été relativement faible (2 %) principalement du fait de la contraction du marché du gaz américain de 5 %. La part de marché du gaz naturel a atteint 23,9 % en 2003¹.

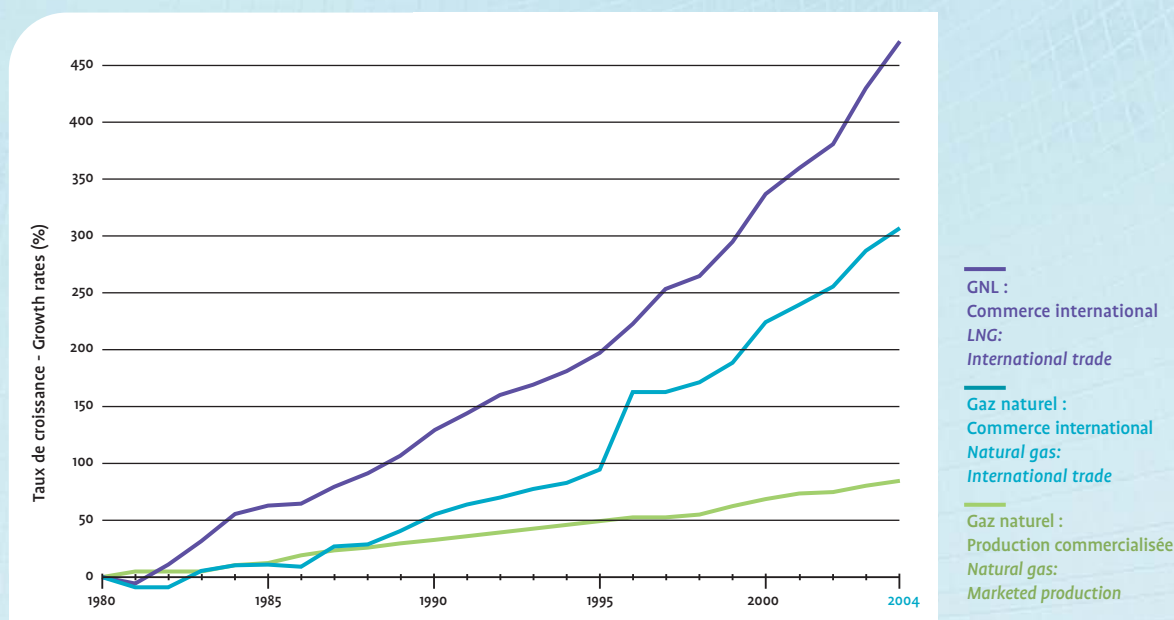
Au cours des dix dernières années, la consommation mondiale est passée de 8 300 10⁶ tep en 1994 à 9 741 10⁶ tep en 2003, soit une augmentation de 17,4 %.

La répartition entre les différentes formes d'énergie en 2003 était la suivante :

in 10 ⁶ toe			
Year	2002	2003	or
Oil	3 562.6	3 636.6	+ 2.1 %
Coal	2 412.3	2 578.4	+ 6.9 %
Natural gas	2 285.8	2 331.9	+ 2.0 %
Nuclear energy	610.8	598.8	- 2.0 %
Hydroelectric	593.0	595.4	+ 0.4 %

Les premières estimations pour la production commercialisée de gaz en 2004² font apparaître une croissance de l'ordre de 2 % par rapport à 2003. La part du GNL dans le commerce international est de 21,9 %.

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 LNG industry

World energy situation

The average annual growth of the world primary energy consumption has been 1.7 % over the last ten years, with the highest growth rates for the years 1995, 1996, 2002 and 2003 (more than 2.8 % for each one of them). A quasi-stagnation has been observed in 1998 and 1999. World primary energy consumption kept on growing in 2003, with a relatively strong 2.9 %, largely due to an increase of 6.3 % in the Asia Pacific region. For the third year running, coal has increased its share of the overall energy market. The growth of natural gas in 2003 was relatively weak (2 %) mainly as a result of the contraction in the gas US market by 5%. The market share for natural gas reached 23.9 % in 2003¹.

Over the last ten years, the world consumption rose from 8,300 10⁶ toe in 1994 to 9,741 10⁶ toe in 2003, a 17.4 % increase.

The breakdown for the various types of energy in 2003 was as follows:

First estimates for the marketed production of natural gas in 2004² show a rise of about 2 % over 2003. The share of LNG in the gas trade accounts for 21.9 % of the total.

The graph hereunder gives the respective growth rates since 1980 for the marketed gas production, the total international gas trade and the LNG trade:

¹ Source BP Statistical Review of World Energy (2004)

² Source Cedigaz (intra CIS trade included since 1996)

Contrats et trafic de GNL



63 contrats à long terme et à moyen terme étaient en vigueur en 2004. Ils ont donné lieu à un commerce international portant sur $287,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ sous forme liquide soit $131,2 \cdot 10^6 \text{ t}$. Ce commerce est en hausse de $14,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ soit 5,3 %, ce qui représente une croissance inférieure à celle enregistrée l'année dernière.

Côté importations, le plus gros importateur mondial de GNL est le Japon avec 43,1 % des quantités importées, suivi de la Corée à 16,8 % et l'Espagne à 10,5 %, avec des importations légèrement supérieures à celles des Etats-Unis à 10,3 %.

L'Inde est un nouveau venu sur le marché mondial du GNL avec la mise en service d'un terminal de réception à Dahej. Ce terminal a reçu ses premières cargaisons de RasGas au Qatar en début d'année.

La part de marché européenne a légèrement diminué (- 1,7 %). Contrairement à la croissance de l'Espagne (14,1 %) et du Portugal dont le terminal a été mis en service en 2003, tous les autres pays européens ont chuté, en particulier l'Italie qui a enregistré un déclin de 39,7 %, mais également la Grèce (- 17 %), la Turquie (- 14,8 %) et la France (- 14,1 %). Ceci provient en partie des conséquences de l'accident intervenu à Skikda en janvier 2004, mais aussi d'opérations d'arbitrage effectuées à destination des Etats-Unis.

Les importations des Amériques ont bondi à $30,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit une hausse de 24,8 % par rapport à l'année dernière, due en totalité à la hausse des importations aux Etats-Unis. Cette augmentation américaine est le résultat des nombreuses transactions effectuées dans les terminaux méthaniers et en particulier à Elba Island et surtout à Cove Point.

Le marché asiatique a crû de façon régulière de 5,1 % avec des importations de cette zone géographique passant de $182,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ à $191,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, soit une hausse de $9,40 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Les importations japonaises ont légèrement reculé (- 3%) de $127,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ à $123,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Ceci provient de la réouverture des centrales nucléaires de Tokyo

Electric Power Company. Le volume d'importations de GNL de la société a baissé de 12 %, soit environ 2,4 millions de tonnes par rapport à 2003. En outre, Tohoku Electric Power Company a également réduit ses importations de GNL de 0,95 million de tonnes. Il convient cependant de noter que, pour le gaz de ville, les sociétés gazières augmentent régulièrement leurs importations de GNL chaque année.

En revanche, Taiwan et la Corée ont progressé respectivement de 23,2 % et 14,2 %, alimentant ainsi la croissance des importations asiatiques.

En ce qui concerne la provenance des importations, l'Indonésie reste le premier exportateur avec 19 % du total. La Malaisie avec 15,1 % a devancé l'Algérie qui a perdu sa seconde position et est ex æquo avec le Qatar avec 13,8 %. Ceci peut s'expliquer par la montée en régime de l'usine de Malaysia Tiga, le lancement du troisième train de RasGas en mars, qui a fait progresser de façon importante les capacités de production de GNL du Qatar et par un fort déclin de la production de GNL d'Algérie (- 14,8 %) en raison de l'accident qui a eu lieu à Skikda.



On note que la part de marché de la zone Moyen-Orient/Afrique est tombée de 45,5 % à 44,6 % en dépit d'une forte hausse de 27,3 % enregistrée pour le Qatar (cf. paragraphe précédent).

La zone « Amériques » a poursuivi son ascension avec une hausse de 15,3 % due en totalité à la montée en puissance de Trinité & Tobago qui représente maintenant 7,9 % de l'ensemble des exportations.

Le marché de l'Australasie a continué sa progression modérée (4,7 %) soutenue en grande partie par l'expansion de la Malaisie à 18,2 % et de l'Australie à 15,3 % avec la mise en service d'un nouveau train à Withnell Bay, le volume des exportations de l'Indonésie chutant de 5,6 % par rapport à 2003.

Il convient de souligner un intérêt continu pour les achats effectués en vertu de contrats spot et à court terme (durée inférieure ou égale à 4 ans) avec une hausse du nombre de cargaisons et des volumes négociés. Ce sont des signes qui montrent que le marché devient de plus en plus flexible, au fur et à mesure que le commerce international croît et que les marchés intérieurs s'ouvrent à la concurrence. En 2004, en raison de l'augmentation des transactions spot en particulier,

quatre-vingt-cinq contrats de ce type étaient en vigueur, contre quarante-cinq en 2003. En matière de point de livraison, trente-deux contrats concernent l'Europe, vingt-trois les Etats-Unis et trente l'Asie.

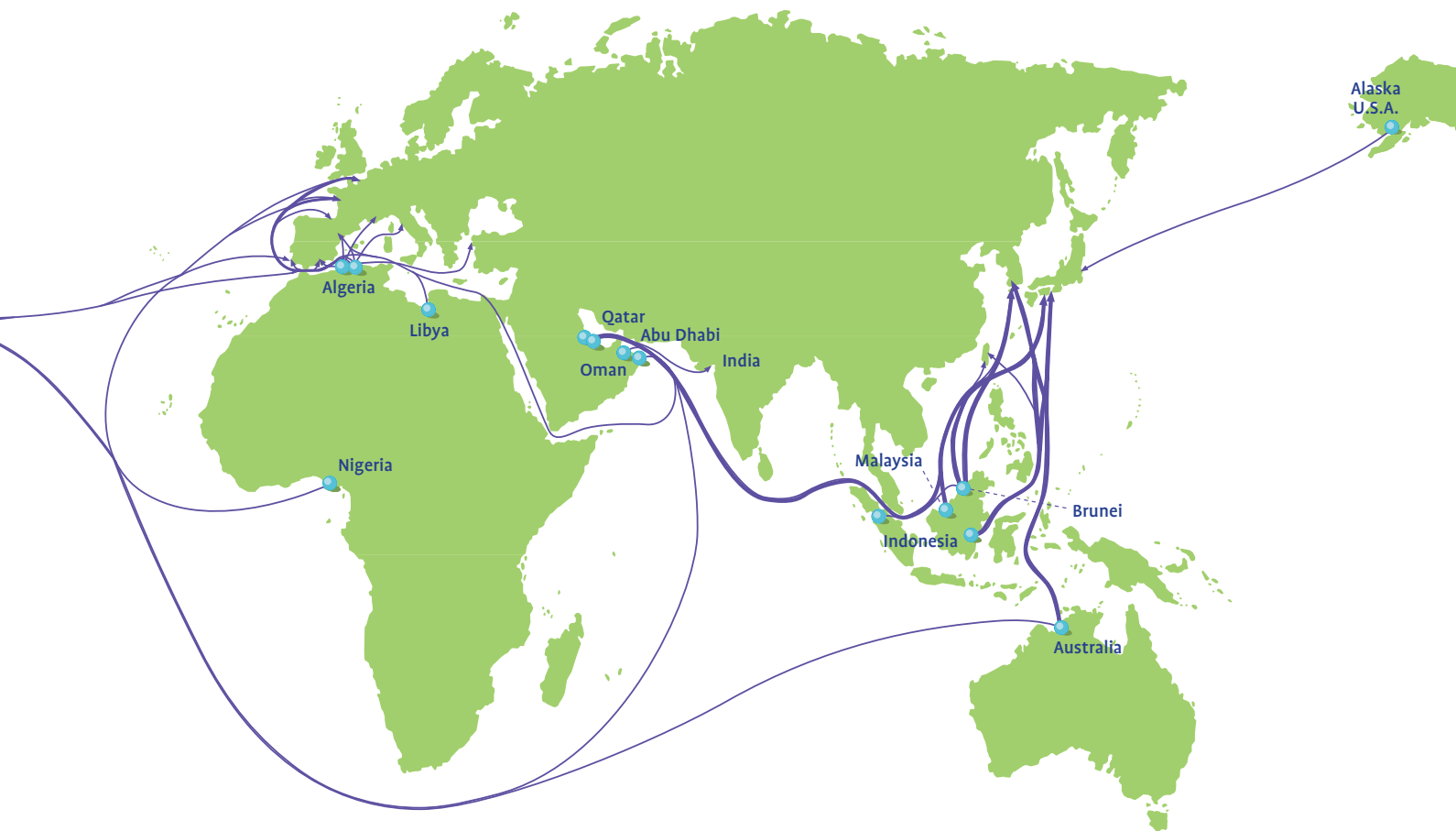
Le volume total ainsi échangé, en croissance de 14 %, s'élève à $33,47 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ sous forme liquide (313 cargaisons) contre $29,35 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ (298 cargaisons) en 2003, ce qui représente 11,6 % du commerce international du GNL. (Voir tableau p.18)

Enfin, il convient également de mentionner le développement marginal de transactions entre importateurs.

Le commerce international a engendré 52 courants de trafic correspondant à 160 routes maritimes (20 nouvelles et 8 non exploitées en 2004).

Neuf nouveaux courants sont apparus par rapport à 2003 :

Abu Dhabi-Taiwan, Abu Dhabi-Corée, Malaisie-Espagne, Qatar-Portugal, Qatar-Inde, Oman-Portugal, Oman-France, Oman-Taiwan et Australie-Etats-Unis. Deux courants ont disparu : Australie-Espagne et Trinité & Tobago-Espagne.



LNG contracts and trade

63 long-term and medium-term contracts were in force in 2004. The international trade accounted for 287.7 10^6 m³ in liquid form or 131.2 10^6 t. It rose by 14.4 10^6 m³, or 5.3 %, a lower growth rate compared with last year's figure.

As to imports, the world's largest LNG importer is Japan with 43.1 % of world imports, followed by Korea with 16.8 % and Spain with 10.5 %, slightly higher than the U.S.A. with 10.3 %.

India is a new entrant into the world LNG market with its receiving terminal commissioned in Dahej. This terminal received its first LNG cargoes from RasGas in Qatar at the beginning of the year.

The European market share slightly decreased by 1.7 %. Contrary to the growth of Spain (14.1 %) and Portugal whose terminal was commissioned in 2003, all the other European countries have fallen, in particular in Italy which recorded a decrease of 39.7 % but also Greece (- 17 %), Turkey (- 14.8 %) and France (- 14.1 %). This should be mainly attributed to the impact of the accident which occurred at Skikda in January 2004 and to arbitrage operations carried out towards the United States.

Americas' imports jumped to 30.8 10^6 m³, a 24.8 % increase over last year, which is entirely due to the U.S. imports. This U.S. growth resulted from the numerous operations at the existing LNG receiving terminals and in particular at Elba Island and markedly at Cove Point.

The Asian market grew steadily by 5.1 % with imports to this geographical area rising from 182.3 10^6 m³ to 191.7 10^6 m³, an increase of 9.40 10^6 m³. Japanese imports are slightly receding (- 3 %) from 127.7 10^6 m³ to 123.9 10^6 m³. This is mainly due to the reactivation of the Tokyo Electric Power Company's nuclear power units. The company's LNG import volume dropped by 12 % or about 2.4 mt compared with 2003.

In addition, the Tohoku Electric Power Company also reduced its LNG imports by 0.95 mt. It should however be noted that, for city gas, gas utilities are increasing their LNG imports steadily every year.

On the contrary, Taiwan and Korea grew respectively by 23.2 % and 14.2 %, sustaining the growth of Asian imports.

As to sources of imports, Indonesia remained the leading exporter with 19 % of all exports. Malaysia with 15.1 % has overtaken Algeria which loses its second position and now equals Qatar with 13.8 %. This can be explained by the building up of the Malaysia Tiga plant, the launching of RasGas's train 3 in March, which has substantially increased Qatar's LNG production capacity and a strong decrease in Algeria's production of LNG (- 14.8 %) due to the accident at the Skikda facility.

It should be noted that the market share for the Middle East/Africa region fell from 45.5 % to 44.6 % in spite of a strong rise of 27.3 % recorded for Qatar (see the preceding paragraph).

The Americas carried on their rising trend with a 15.3 % increase, entirely due to the building up of the Trinidad & Tobago facilities which now represent 7.9 % of all exports.

The Australasian market kept on moderately increasing (4.7 %), mostly sustained by the expansion of Malaysia (18.2 %) and Australia (15.3 %) with the commissioning of a new train at Withnell Bay, the volumes exported by Indonesia decreasing by 5.6 % over 2003.

A continued interest in spot and short-term sales (equal or under 4 years' duration) is to be pointed out, with a growing number of cargoes as well as volumes negotiated. These are signs that the LNG market is becoming more and more flexible, as international trade grows and as downstream markets open up to competition. In 2004, due to the rise in spot transactions in particular, eighty-five contracts of this type were in force, as against forty-five in 2003. As to the delivery point, thirty-two contracts dealt with Europe, twenty-three with the United States and thirty with Asia.

Total volume under these transactions, up by 14 %, amounted to 33.47 10^6 m³ in liquid form (313 cargoes) as against 29.35 10^6 m³ (298 cargoes) in 2003, accounting for 11.6 % of the world LNG trade. (see table p.18)

Finally, one should also mention some limited inter-trades among importers.

The world trade involved 52 "flows" (i.e. country-to-country trades) over 160 sea transportation routes (20 new routes and 8 not in operation in 2004). Nine new flows went on stream compared to 2003: Abu Dhabi-Taiwan, Abu Dhabi-Korea, Malaysia-Spain, Qatar-Portugal, Qatar-India, Oman-Portugal, Oman-France, Oman-Taiwan and Australia-The United-States. Two flows disappeared: Australia-Spain and Trinidad & Tobago-Spain.

Contrats conclus en 2004

Signature d'accords de vente et d'achat à long terme

- ➡ En janvier, entre NWS et Chubu Electric Power Company pour 0,6 Mt/an de GNL sur 15 ans à compter de 2009.
- ➡ En juin, entre Sakhalin Energy Investment et Kyushu Electric Power Company pour 0,5 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de 2010.
- ➡ En juin, entre Qalhat LNG et Osaka Gas pour 0,8 Mt/an de GNL sur 17 ans à compter de 2009.
- ➡ En juin, entre Qalhat LNG et Itochu Corporation pour 0,7 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de 2006. C'est un fait marquant car Itochu est la première shosha à acheter du GNL à un pays producteur.
- ➡ En juin, entre Qalhat LNG et Mitsubishi pour 0,8 Mt/an de GNL sur 15 ans à compter de janvier 2006 plus une option de Mitsubishi de 5 ans.
- ➡ En juin, entre Equatorial Guinea LNG et BG Gas Marketing pour 3,4 Mt/an de GNL sur 17 ans à compter de la fin 2007 en provenance du terminal de liquéfaction de GNL qui sera construit à Bioko Island.
- ➡ En juillet, entre NWS et Kansai Electric Power Company pour 0,5 Mt/an de GNL entre 2009 et 2014, et pouvant aller jusqu'à 0,93 Mt/an de 2015 à 2023.
- ➡ En juillet, entre Qatargas et Gas Natural SDG SA pour 1,50 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de 2006.
- ➡ En juillet, entre Tangguh et Posco, le plus gros producteur d'acier de Corée du Sud, pour 0,55 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de la mi-2005.
- ➡ En août, entre Tangguh et la compagnie d'électricité de Corée du Sud, K-Power, une unité de SK Corp., la plus importante raffinerie de Corée du Sud, pour jusqu'à 0,8 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de 2006.
- ➡ Entre Malaysia LNG Tiga et Tohoku Electric Power Company pour 0,5 Mt/an de GNL à compter de 2005.
- ➡ Entre Sonatrach et Iberdrola pour 0,75 Mt/an sur 20 ans à compter de 2007.
- ➡ Entre Tangguh et Sempra Energy pour 3,7 Mt/an de GNL sur 20 ans à compter de 2008.
- ➡ Entre Sakhalin Energy Investment et Shell Eastern Trading Ltd pour 37 Mt sur 20 ans pour le marché du gaz naturel nord-américain.
- ➡ Entre Nigeria LNG et Total pour 1,5 Gm³ de GNL par an sur 20 ans à compter de 2007.
- ➡ RasGas II et la Chinese Petroleum Corporation ont négocié les détails de l'accord de vente et d'achat de GNL, qui fait suite aux Heads of Agreement signés en 2003.

Signature de contrats à court terme et à moyen terme

- ➡ En juillet, Qatargas et Gas Natural SDG SA se sont mis d'accord pour étendre à 2012 la durée des deux contrats à moyen terme conclus en 2001 et qui devaient prendre fin en 2007 et 2009.
- ➡ En septembre, BG Group a signé des accords avec the Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) et Petronas pour l'exportation de gaz naturel via l'usine de SEGAS située à Damiette, Egypte. A compter du premier trimestre de 2005, BG Group prendra environ 0,7 Mt/an sur cinq ans.
- ➡ Marathon LNG a conclu un accord à moyen terme avec BP Energy Company pour l'achat de 1,2 Mt/an de GNL pour une durée minimum de 5 ans. Les livraisons commenceront en 2005.

Signature de "Heads of Agreement"

- ➡ Entre Sakhalin Energy et Tokyo Gas pour jusqu'à 1,1 Mt/an à compter de 2006, et Tokyo Electric Power Company pour 1,2 Mt/an de GNL sur 22 ans à compter de 2007 et enfin Toho Gas pour 0,3 Mt/an à compter de 2010 en provenance de Sakhalin II.
- ➡ Entre Darwin et Tokyo Electric Power Company et Tokyo Gas pour 3 Mt/an à compter de 2006.

Signature de contrats de réservation de capacité de terminaux

- ➡ Entre Shell International Gas Limited et Sempra Energy LNG pour 3,7 Mt/an de GNL provenant de Sakhalin à compter de 2008 sur 20 ans. Ce contrat accorde à Shell la moitié de la capacité initiale du terminal de réception d'Energia Costa Azul, Baja California, qui sera détenu, construit et exploité par Sempra Energy LNG.
- ➡ Entre Total et Gaz de France, pour fournir à Total une capacité de regazéification de GNL de 2,25 Gm³ par an au terminal de Fos Cavaou près de Marseille.
- ➡ Entre Total LNG USA et Cheniere, pour fournir à Total une capacité de regazéification de GNL de 1 Bcf par jour sur 20 ans à compter de 2009 au terminal de Sabine Pass.
- ➡ Entre ConocoPhillips et Freeport LNG Development, pour fournir à ConocoPhillips 1 Bcf par jour de capacité de regazéification au terminal de Quintana Island près de Freeport, Texas. Un autre accord a également eu lieu avec Dow Chemical pour jusqu'à 500 millions de pieds cubes par jour.
- ➡ Entre Fluxys LNG et Qatar Petroleum/ExxonMobil, Distrigas et Tractebel Global LNG pour un total d'environ 9 milliards de m³ de gaz naturel par an à compter de 2007.

Ventes spot

→ Voir tableau page 18

Contracts concluded in 2004

Signature of long term Sales and Purchase Agreements

- ➡ In January, between NWS and Chubu Electric Power Company for 0.6 mtpa of LNG over 15 years from 2009.
- ➡ In June, between Sakhalin Energy Investment and Kyushu Electric Power Company for 0.5 mtpa of LNG over 20 years from 2010.
- ➡ In June, between Qalhat LNG and Osaka Gas for 0.8 mtpa of LNG over 17 years from 2009.
- ➡ In June, between Qalhat LNG and Itochu Corporation for 0.7 mtpa of LNG over 20 years from 2006. This is a landmark event as Itochu is the first shosha to buy LNG from the producing country.
- ➡ In June, between Qalhat LNG and Mitsubishi for 0.8 mtpa of LNG over 15 years from January 2006 plus a 5 years Mitsubishi's option.
- ➡ In June, between Equatorial Guinea LNG and BG Gas Marketing for 3.4 mtpa of LNG over 17 years beginning in late 2007 from the LNG plant being developed on Bioko Island.
- ➡ In July, between NWS and Kansai Electric Power Company for 0.5 mtpa of LNG between 2009 and 2014, rising up to 0.93 mtpa from 2015 to 2023.
- ➡ In July, between Qatargas and Gas Natural SDG SA for 1.50 mtpa of LNG for 20 years from 2006.
- ➡ In July, between Tangguh and Posco, South Korea's largest steelmaker, for 0.55 mtpa of LNG for 20 years from mid- 2005.
- ➡ In August, between Tangguh and the South Korean power company, K-Power, a unit of SK Corp., South Korea's largest oil refiner, for up to 0.8 mtpa of LNG for 20 years from 2006.
- ➡ Between Malaysia LNG Tiga and Tohoku Electric Power Company for 0.5 mtpa of LNG from 2005.
- ➡ Between Sonatrach and Iberdrola for 0.75 mtpa over 20 years from 2007.
- ➡ Between Tangguh and Sempra Energy for 3.7 mtpa of LNG for 20 years from 2008.
- ➡ Between Sakhalin Energy Investment and Shell Eastern Trading Ltd for the supply of 37 mt over 20 years for the North American natural gas market.
- ➡ Between Nigeria LNG and Total, for 1.5 Bcm of LNG per year for 20 years from 2007.
- ➡ RasGas II and the Chinese Petroleum Corporation have been negotiating the details of the LNG Sales & Purchase agreement in 2004, following the Heads of Agreement signed in 2003.

Signature of short term and medium term contracts

- ➡ In July, Qatargas and Gas Natural SDG SA agreed to extend to 2012 the maturity of two mid-term supply contracts initiated in 2001 and which initially expired in 2007 and 2009.
- ➡ In September, BG Group signed agreements with the Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) and Petronas for the export of natural gas via the SEGAS LNG plant located in Damietta, Egypt. Commencing in Q1 2005, BG Group will lift approximately 0.7 mtpa from the facility over a five-year period.
- ➡ Marathon LNG executed a mid-term agreement with BP Energy Company to purchase 1.2 mtpa of LNG for a minimum period of 5 years. Deliveries to begin in 2005.

Signature of Heads of Agreement

- ➡ Between Sakhalin Energy and Tokyo Gas for up to 1.1 mtpa from 2006, and Tokyo Electric Power Company for 1.2 mtpa of LNG for 22 years from 2007 and finally Toho Gas for 0.3 mtpa from 2010 from the Sakhalin II Project.
- ➡ Between Darwin and Tokyo Electric Power Company and Tokyo Gas for 3 mtpa from 2006.

Signature of Terminal Capacity Agreements

- ➡ Between Shell International Gas Limited and Sempra Energy LNG for 3.7 mtpa of LNG from Sakhalin beginning in 2008 for 20 years. This agreement provides Shell with half the initial capacity of the Energia Costa Azul LNG terminal in Baja California, which will be owned, constructed and operated by Sempra Energy LNG.
- ➡ Between Total and Gaz de France, to provide Total with LNG regasification capacity of 2.25 Bcm per year at the planned Fos Cavaou terminal near Marseilles.
- ➡ Between Total LNG USA and Cheniere, to provide Total with LNG regasification capacity of 1 Bcf/d for 20 years from 2009 at the Sabine Pass LNG receiving terminal.
- ➡ Between ConocoPhillips and Freeport LNG Development, to provide ConocoPhillips with 1 Bcf/d of regasification capacity at the proposed LNG receiving terminal on Quintana Island near Freeport, Texas. Another agreement has also been executed with Dow Chemical for up to 500 million cubic feet per day of throughput capacity.
- ➡ Between Fluxys LNG and Qatar Petroleum/ ExxonMobil, Distrigas and Tractebel Global LNG for a total of around 9 billion m³ of natural gas per year as of 2007.

Spot sales

→ See table page 18.

LNG imports

	10 ⁶ m ³ liq.	10 ⁶ t	10 ⁹ m ³ (n)	market share %	Var. 2003-04 %
Belgium	5.010	2.280	2.88	1.7	- 8.8
France	17.275	7.870	9.88	6.0	- 14.1
Greece	0.765	0.348	0.44	0.3	- 17.0
Italy	3.275	1.490	1.88	1.1	- 39.7
Portugal	2.247	1.025	1.28	0.8	486.7
Spain	30.162	13.810	17.15	10.5	14.1
Turkey	6.416	2.921	3.68	2.2	- 14.8
Europe	65.150	29.743	37.17	22.6	- 1.7
Dominican Rep.	0.220	0.095	0.13	0.1	- 58.2
Puerto Rico	1.068	0.459	0.62	0.4	- 8.6
USA	29.547	12.933	17.10	10.3	28.4
Americas	30.835	13.486	17.85	10.7	24.8
India	4.300	1.969	2.42	1.5	NA
Japan	123.971	56.840	70.03	43.1	- 3.0
Korea	48.402	22.286	27.28	16.8	14.2
Taiwan	15.045	6.892	8.50	5.2	23.2
Asia	191.718	87.988	108.24	66.6	5.1
Total	287.703	131.217	163.26	100.0	5.3

The conversion factors are calculated from the table page 10

* Inter-trades

Sources of imports

	10 ⁶ m ³ liq.	10 ⁶ t	10 ⁹ m ³ (n)	market share %	Var. 2003-04 %
Abu Dhabi	12.436	5.758	7.03	4.3	8.2
Algeria	39.598	18.017	22.74	13.8	- 14.8
Libya	1.020	0.489	0.57	0.4	- 16.3
Nigeria	20.809	9.489	11.84	7.2	9.1
Oman	14.788	6.936	8.31	5.1	- 0.3
Qatar	39.781	18.220	22.36	13.8	27.3
Mid. East/Africa	128.432	58.908	72.85	44.6	3.3
Trinidad&Tobago	22.585	9.712	13.14	7.9	17.0
USA	2.920	1.241	1.71	1.0	3.9
Americas	25.505	10.953	14.86	8.9	15.3
Australia	19.232	8.827	10.87	6.7	15.3
Brunei	15.405	7.133	8.66	5.4	- 0.6
Indonesia	54.707	24.837	31.02	19.0	- 5.6
Malaysia	43.473	20.128	24.48	15.1	18.2
Australasia	132.817	60.925	75.02	46.2	4.7
Others*	0.949	0.432	0.54	0.3	NA
Total	287.703	131.217	163.26	100.0	5.3

Quantities (10⁶ liquid m³) received in 2004 by the importing countries from the exporting countries

	Abu Dhabi	Algeria	Libya	Nigeria	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	USA	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Others*	Total Import
Belgium		5.010												5.010
France		9.401		7.643	0.131								0.100	17.275
Greece		0.765												0.765
Italy		2.875											0.400	3.275
Portugal				1.976	0.010	0.261								2.247
Spain	0.262	10.808	1.020	8.617	1.966	7.001						0.268	0.220	30.162
Turkey		4.882		1.534										6.416
Europe	0.262	33.741	1.020	19.77	2.107	7.262						0.268	0.720	65.150
Domin. Rep.							0.220							0.220
Puerto Rico							1.068							1.068
USA		5.370		0.395	0.410	0.523	21.168		0.652			0.881	0.149	29.548
Americas		5.370		0.395	0.410	0.523	22.456		0.652			0.881	0.149	30.836
India						4.300								4.300
Japan	11.644			0.250	2.400	14.833	0.129	2.920	17.559	13.442	34.579	26.215		123.971
Korea	0.132	0.487		0.262	9.603	12.863			1.021	1.963	11.926	10.065	0.080	48.402
Taiwan	0.398			0.132	0.268						8.201	6.045		15.044
Asia	12.174	0.487		0.644	12.271	31.996	0.129	2.920	18.580	15.405	54.706	42.325	0.080	191.717
Total export	12.436	39.598	1.020	20.809	14.788	39.781	22.585	2.920	19.232	15.405	54.706	43.474	0.949	287.703

* Inter-trades

Les navires - LNG tankers

La flotte des méthaniers comportait au total 173 navires à la fin de l'année 2004. Trois d'entre eux, livrés en 2004, le LNG River Orashi, le Madrid Spirit et le Raahi, n'ont déchargé aucune cargaison au cours de l'année.

La capacité totale des navires en exploitation était d'environ $20,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ en 2004 ; la capacité moyenne était supérieure à $121\,000 \text{ m}^3$.

A la fin décembre 2004, le nombre de méthaniers en construction ou faisant l'objet de commandes fermes, était de 104 dont 22 utilisant la technique Moss et 82 utilisant la technique membrane GTT. Seize navires GTT et sept Moss devaient être livrés en 2005.

Le nombre de miles nautiques parcourus en 2004 a été de $15,91 \cdot 10^6$ contre $14,93 \cdot 10^6$ en 2003. En 2004, la flotte des méthaniers a engendré un trafic de $937 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{miles nautiques}$, contre $861 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{miles}$ en 2003, soit une augmentation de 8,8 % ; en moyenne, chaque navire exploité (ayant déchargé au moins une cargaison en 2004) a produit un trafic de $5,51 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{miles}$, contre $5,70 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{miles}$ en 2003.

The world LNG tanker fleet consisted of 173 vessels at the end of 2004. Three of them, delivered in 2004, the LNG River Orashi, the Madrid Spirit and the Raahi, did not unload any cargo during the year.

Total shipping capacity in operation was around $20.6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ in 2004; the average capacity was above $121\,000 \text{ m}^3$.

At the end of December 2004, the number of LNG tankers under construction or on firm order was 104, of which 22 using the Moss technique and 82 using the membrane technique. Sixteen GTT and seven Moss ships should be delivered in 2005.

The number of nautical miles sailed in 2004 was $15.91 \cdot 10^6$, up from $14.93 \cdot 10^6$ in 2003. In 2004, the activity in the LNG tanker fleet was $937 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$, as opposed to $861 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ in 2003, or a 8.8 % rise; it was $5.51 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ per operational ship having delivered at least one cargo in 2004, as against $5.70 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ in 2003.

Nombre de voyages accomplis par les méthaniers en 2004 Number of voyages completed in 2004

- 1 154 → Japon/to Japan (1 184 en/in 2003)
- 260 → Etats-Unis, Porto Rico et la Rép. Dominicaine/
United States, Puerto Rico and Dominican Rep. (226 en/in 2003)
- 812 → Europe/to Europe (948 en/in 2003)
- 371 → Corée/to Korea (326 en/in 2003)
- 114 → Taiwan/to Taiwan (93 en/in 2003)
- 32 → Inde/to India
- Total → 2 743 voyages (2 777 en/in 2003)





Les vingt-et-un navires suivants ont été livrés en 2004 : The twenty-one following ships were delivered in 2004:

Technique Membrane/Membrane technique

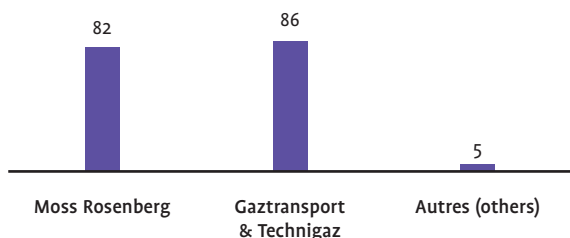
Ship Name	Capacity (cu.m.)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System
Raahi	138 000	S.C.I / M.O.L.	Daewoo S.M.E.	NO 96
LNG River Orashi	145 000	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96
Madrid Spirit	138 000	Naviera F. Tapias	Izar	NO 96
Puteri Firuz Satu	137 100	M.I.S.C.	Mitsubishi H.I.	NO 96
Berge Arzew	138 000	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96
Galia Spirit	140 500	Naviera F. Tapias	Daewoo S.M.E.	NO 96
Cadiz Knutsen	138 000	Knutsen OAS Shipping	Izar	NO 96
Kari Elin	138 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III
Golar Winter	138 000	Golar	Daewoo S.M.E.	NO 96
Maersk Ras Laffan	138 000	A. P. Moller	Samsung H.I.	Mark III
NW Swan	140 500	NWS	Daewoo S.M.E.	NO 96
Bilbao Knutsen	138 000	Knutsen OAS Shipping	Izar	NO 96
Fuwairit	138 000	M.O.L. / Exmar	Samsung H.I.	Mark III
Disha	138 000	S.C.I. / M.O.L.	Daewoo S.M.E.	NO 96
Puteri Zamrud Satu	137 000	M.I.S.C.	Mitsui E&S	NO 96

Technique Moss/Moss technique

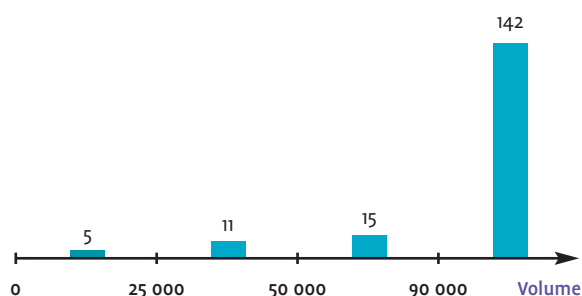
Ship Name	Capacity (cu.m.)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System
Gemmata	136 600	Shell Group	Mitsubishi H.I.	Moss
Laller Fatma M'Soumer	145 000	Algeria Nippon Gas	Kawasaki H.I.	Moss
Muscat LNG	145 000	Oman	Kawasaki H.I.	Moss
LNG Akawa Ibom	141 000	Nigeria LNG Ltd.	Hyundai H.I.	Moss
Golar Frost	137 300	Golar LNG	Hyundai H.I.	Moss
Dukhan	137 000	Mitsui OSK Line	Mitsui E&S	Moss

Répartition des navires (fin 2004) Tanker distribution (at the end of 2004)

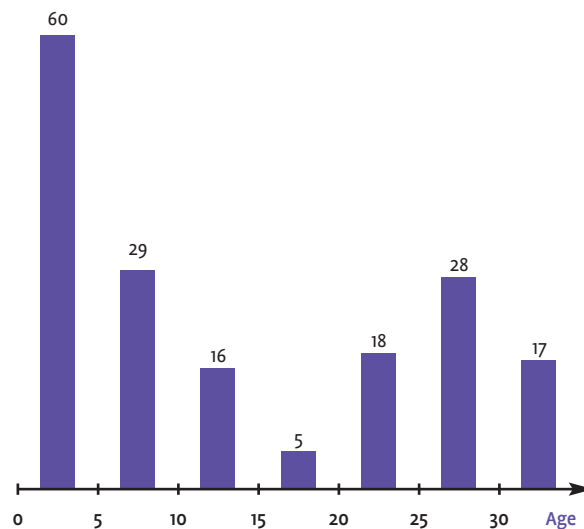
Selon la technique de construction des cuves :
According to the containment system:



Selon le volume :
According to the volume:



Selon l'année de livraison ou encore l'âge des navires :
According to the delivery date or 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)
This table gives the average characteristics of LNG at loading plants (typical, non-contractual values)

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)
Indonesia	0.1	90.6	7.0	2.0	0.3	454	0.800	567	43.9
Malaysia	0.3	89.8	5.2	3.3	1.4	463	0.822	563	44.7
Australia	0.1	89.3	7.1	2.5	1.0	459	0.813	565	44.4
Brunei	0.1	90.1	4.8	3.4	1.6	463	0.824	562	44.9
Algeria-Arzew	0.6	87.6	9.0	2.2	0.6	464	0.819	567	44.3
Algeria-Bethioua 1	1.0	87.9	8.5	2.0	0.6	464	0.814	570	43.9
Algeria-Bethioua 2	0.6	91.3	7.5	0.6	0.0	448	0.776	578	42.3
Algeria-Skikda	1.4	91.2	6.7	0.6	0.1	452	0.777	582	41.8
Abu Dhabi	0.4	85.2	13.2	1.0	0.2	463	0.820	565	44.6
Qatar	0.4	89.9	6.0	2.2	1.5	458	0.815	562	44.3
Lybia	0.9	83.2	11.8	3.5	0.6	479	0.853	561	45.8
Nigeria	0.1	91.6	4.6	2.4	1.3	456	0.801	569	43.9
Oman	0.2	87.7	7.5	3.0	1.6	469	0.834	562	45.4
Alaska	0.1	99.3	0.3	0.2	0.1	425	0.725	586	40.2
Trinidad	0.0	96.9	2.7	0.3	0.1	430	0.763	582	40.9

Usines de liquéfaction

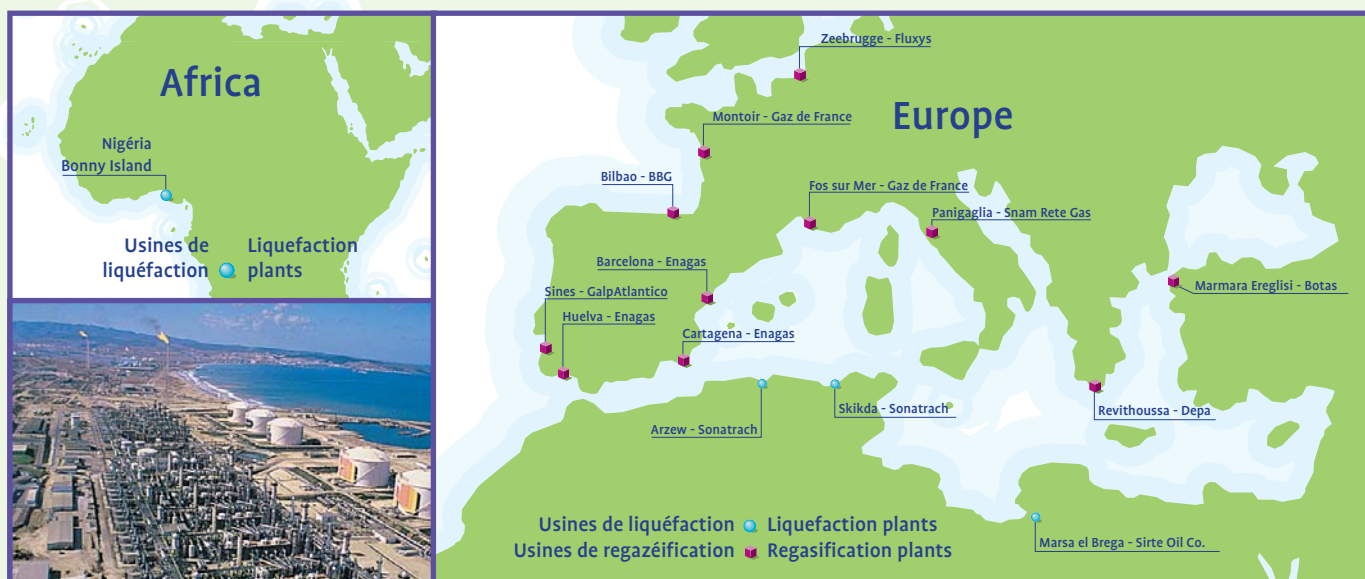
Liquefaction plants

Il existe 15 sites d'usines de liquéfaction en exploitation. La capacité totale de ces usines s'élève à 317,2 10⁶ m³ de GNL par an, soit 144,8 10⁶ t, pour 69 trains de liquéfaction. La comparaison avec la production totale, soit 287,7 10⁶ m³ de GNL, fait apparaître un taux d'utilisation moyen de 90 %. La capacité totale de stockage s'élève à 5,05 10⁶ m³ de GNL avec 61 réservoirs de stockage, ce qui correspond à plus de six jours de production.

Deux nouveaux trains ont été mis en service en 2004 : un au Qatar et un en Australie. Trois trains ont été détruits lors de l'explosion qui a eu lieu à Skikda.

There are 15 sites of liquefaction plants in operation. The ultimate capacity of these liquefaction plants amounts to about 317.2 10⁶ m³ of LNG per year or 144.8 10⁶ tons of LNG per year for 69 liquefaction trains. The comparison with total production, that is 287.7 10⁶ m³ of LNG shows an average utilization of 90 %. The total storage capacity amounts to 5.05 10⁶ m³ of LNG with 61 storage tanks, representing more than six days of production.

Two new trains have been commissioned in 2004: one in Qatar and one in Australia. Three trains have been destroyed in the explosion at Skikda.



Les travaux d'extension concernent :

Algérie : Un contrat EPC devrait être signé en 2005 pour la construction d'installations de liquéfaction de 4 Mt/an à Skikda.

Australie : La mise en production d'un quatrième train de 4,2 Mt/an pour le projet NWS en septembre 2004, la capacité totale passant ainsi à près de 12 Mt/an.

Décision d'extension à 15,9 Mt/an prévue en 2005 pour une mise en service en 2008.

Décision prévue en 2005 pour la construction d'unités de liquéfaction sur l'île de Barrow à l'ouest de l'Australie pour le projet Gorgon (ChevronTexaco). Mise en service prévue en 2009.

Une usine de 3,5 Mt/an est en construction pour le projet Darwin (ConocoPhillips) à Wickham Point. Mise en service prévue en 2006.

Guinée équatoriale : La décision d'investissement pour le projet de Bioko Island a été prise le 22 juin 2004. Mise en service prévue fin 2007.

Indonésie : Le neuvième train de Bontang, le train I, aura une capacité de 3,5 Mt/an, ce qui portera la capacité totale de Bontang à 25,4 Mt/an. Le GNL à partir de ce train est attendu en 2007.

Le projet de BP à Tangguh débutera en 2008 et les exportations de GNL en provenance des deux premiers trains devraient atteindre 7,5 Mt/an.

Iran : Trois projets d'exportation de GNL : le projet Pars (avec Total et Petronas), le projet persan (avec Shell et Repsol) et un projet spécifique

Extension works concern:

Algeria: An EPC contract should be awarded in 2005 for the construction of a 4 mtpa LNG plant at Skikda.

Australia: First production of a fourth 4.2 mtpa train for the NWS project (Woodside) in September 2004, taking total capacity to nearly 12 mtpa. Likely expansion to 15.9 mtpa due 2005 for a start up in 2008.

Likely decision due in 2005 for the construction of liquefaction facilities on the island of Barrow in Western Australia for the LNG Gorgon project (ChevronTexaco). Start up scheduled in 2009.

A 3.5 mtpa plant is under construction for the Darwin project (ConocoPhillips) at Wickham Point. Start up scheduled in 2006.

Equatorial Guinea: The Final Investment Decision for the Bioko Island project has been taken on June 22, 2004. Start up is projected in late 2007.

Indonesia: Bontang's ninth train, Train I, will have a 3.5 mtpa capacity which will raise the Bontang overall capacity to 25.4 mtpa. LNG from this train is expected in 2007.

The BP-led Tangguh LNG project will start in 2008 and LNG exports are expected to reach 7.5 mtpa from the initial two trains.

Iran: Three LNG export projects: the Pars LNG project (with Total and Petronas), the Persian LNG project (with Shell and Repsol) and a specific NIOC project. Each of these projects are based on a two-train scheme of 5 to 7.5 mtpa each, and could come on stream from 2009-2010.

NIOC. Chacun de ces projets est basé sur une usine de deux trains de 5 à 7,5 Mt/an chacun, et pourrait démarrer à compter de 2009-2010.

Brunei : Projet de mise en service d'un nouveau train de 4 Mt/an pour 2008.

Malaisie : En raison d'un incendie de moindre importance sur l'installation LNG Tiga en septembre, la production du train 1 a été interrompue pendant six mois (jusqu'en avril 2004).

Sakhalin II : La production de GNL de l'installation de 9,6 Mt/an à Prigorosnoye doit commencer en 2007.

Qatar : Les travaux de modification et de dégoulottage de l'usine de Qatargas I permettront de faire passer la capacité de production à près de 10 Mt/an.

Les contrats du projet Qatargas II ont été adjugés pour la construction de deux nouveaux trains de liquéfaction à Ras Laffan (trains 4 et 5) de 7,8 Mt/an chacun. Les deux trains devraient être terminés en 2007. Toute la production sera exportée vers le Royaume-Uni.

Etude d'un projet intégré Qatargas III avec un autre train de liquéfaction de 7,5 Mt/an (train 6).

Extension de RasGas II : lancement du train 3 (4,7 Mt/an) en mars 2004. Le train 4 est presque terminé et doit entrer en service au début de l'année prochaine.

Oman : Construction d'un troisième train de 3,3 Mt/an. Il devrait entrer en service en 2006.

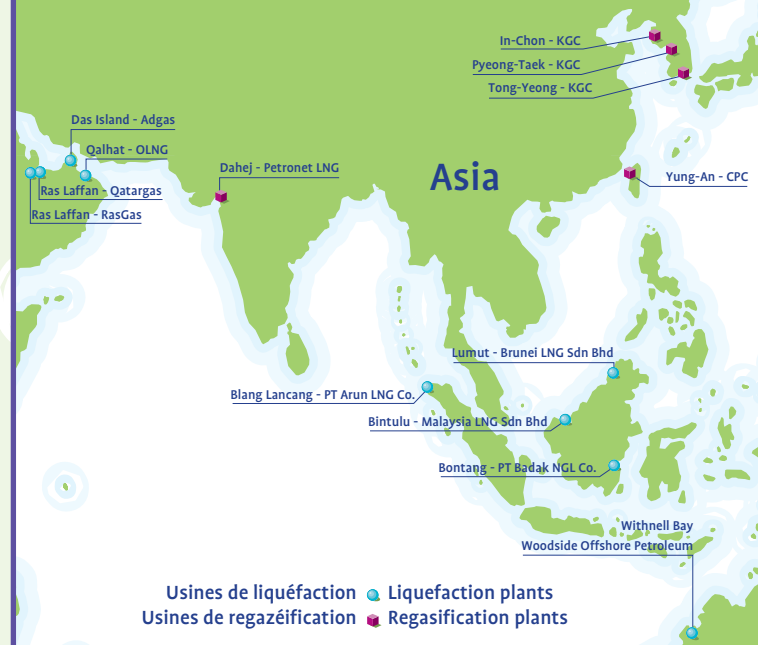
Nigeria : Les trains 4 et 5 (4 Mt/an chacun) doivent entrer en service au second trimestre 2005 et à la fin 2005 respectivement. Ils feront passer la capacité du site à 17 Mt/an. La construction d'un train 6 de 4,1 Mt/an a été approuvée et devrait être terminée en 2007.

Trinité & Tobago : Le train 4 à Point Fortin aura une capacité d'environ 5 Mt/an. Le début de production est prévu fin 2005. Un cinquième train devrait être lancé par les autorités de T & T à la suite des découvertes de gaz dans le bassin de Columbus révélées par BP et Repsol YPF (environ 56 Gm³). Avec cinq trains en service, la capacité totale de l'usine pourrait passer à 22 Mt/an. De plus, un sixième train pourrait être envisagé.

Egypte : Mise en service du 1^{er} train de 5 Mt/an à Damietta prévue au premier trimestre 2005. Option prise pour un second train. Fin de la construction du train 1 (3,6 Mt/an) à l'usine d'Idku près d'Alexandrie prévue à la mi-2005 et fin des travaux sur le second train un an après. Six trains au total pourraient être construits sur ce site.

Norvège : Projet de Snohvit : premier train de l'usine de liquéfaction de Melkoya près d'Hammerfest en cours de construction. Capacité de 4,2 Mt/an avec deux réservoirs de stockage de 125 000 m³. Mise en service prévue en 2006.

Vénézuéla : Le premier train du projet de Mariscal Sucre à Guiria sur la péninsule de Paria ne devrait pas être mis en service avant 2009. Sa capacité devrait être de 4,7 Mt/an.



Brunei: Plan to add a new 4 mtpa train to be commissioned by 2008.

Malaysia: Due to a minor fire in Malaysia LNG Tiga in September, train 1 production has been disrupted for six months (until April 2004).

Sakhalin II: LNG production from the 9.6 mtpa LNG plant at Prigorosnoye is scheduled to commence in 2007.

Qatar: Modifications and de-bottlenecking work on the Qatargas I plant will enable it to pump out close to 10 million tonnes of LNG. The Qatargas II project has awarded the FEED contracts for the construction of two additional liquefaction trains in Ras Laffan (trains 4 and 5) of 7.8 mtpa each. Both trains would be ready by 2007. All the output will be exported to the UK. Plans for a Qatargas III integrated project based on another 7.5 mtpa liquefaction train (train 6 for Qatargas). RasGas II expansion project: Launching of train 3 (4.7 mtpa) in March 2004. Train 4 is almost completed and is expected to go on stream early next year.

Oman: Construction of a third 3.6 mtpa train. It should enter into service in 2006.

Nigeria: Both trains 4 & 5 (4 mtpa each) are scheduled for completion in the second quarter of 2005 and by the end of 2005 respectively. They will boost export capacity at the site to 17 mtpa. The construction of a 4.1 mtpa train 6 has been approved and it is due for completion in 2007.

Trinidad & Tobago: The fourth LNG train at Point Fortin will have capacity ca. 5mtpa. First production is due late 2005. A fifth train should be launched by the T&T authorities pursuant to the gas discoveries in the Columbus basin revealed by BP and Repsol YPF (around 2 Tcf). With five trains in service, the overall capacity of the plant would reach 22 mtpa. Furthermore, a sixth train could then be possible

Egypt: First 5 mtpa train at Damietta to be operational in Q1 2005. Option taken for a second train. Train 1 (3.6 mtpa) completion at the Idku plant near Alexandria scheduled for mid 2005 and Train 2 completion a year later. Altogether, six trains could be built on this site.

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 2006.

Venezuela: The first train of the Mariscal Sucre project in Guiria on the Paria peninsula is not now expected to come on stream before 2009. Its capacity should be of 4.7 mtpa.

Usines de regazéification

Regasification plants

Il existe 47 usines de regazéification dans le monde. Un terminal méthanier a été mis en service à Dahej (Inde) en 2004. La capacité totale d'émission des installations en exploitation s'élève à 436,11 milliards de m³ normaux de gaz naturel par an et leur capacité de stockage à 22,67 10⁶ m³ de GNL avec 248 réservoirs de stockage.

Belgique : Afin de satisfaire la demande croissante à Zeebrugge, Fluxys LNG va doubler la capacité du terminal de Zeebrugge avec la construction d'un quatrième réservoir de stockage ainsi que d'installations d'émission supplémentaires.

France : Le terminal de Fos-Cavaou est en cours de construction et devrait être mis en service en 2007. Sa capacité initiale sera de 8,25 milliards de m³.

Grèce : Contrat EPC adjugé pour les travaux d'extension du terminal de Revithoussa portant sur l'augmentation de la capacité d'émission et le taux de déchargement des navires.

Italie :

- Contrat EPC adjugé pour le terminal de 6 Mt/an de Brindisi. L'installation devrait être mise en service en 2008.
- Edison LNG a bien progressé en matière d'obtention d'autorisations pour le terminal offshore de Rovigo de 6 Mt/an et a obtenu une exemption de tarifs régulés pour 80 % de la capacité pendant 25 ans. Le chantier de construction a été sélectionné et les travaux préparatoires sont presque terminés. Mise en service prévue à la fin 2007.
- L'étude de faisabilité est terminée pour la construction d'un terminal de 4 Mt/an à l'usine chimique de Rosignano sur la côte méditerranéenne. L'obtention des autorisations auprès des autorités italiennes se poursuit. Les premières importations devraient avoir lieu en 2008.

Espagne :

- **Cartagène :**
En cours de construction - 2 nouveaux réservoirs de GNL de 127 000 m³ et 150 000 m³ respectivement.
- Nouvelle capacité de regazéification de 600 000 m³(n)/h
- Toutes ces installations seront mises en service progressivement entre 2005 et 2008.
- **Huelva :**
Mise en service en 2004 - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³
- Nouvelle capacité de vaporisation de 450 000 m³(n)/h
En cours de construction - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m³
- Nouvelle capacité de regazéification de 300 000 m³(n)/h
- Toutes ces installations seront progressivement mises en service entre 2005 et 2006.
- **Barcelone :**
En cours de construction - 2 nouveaux réservoirs de GNL de 150 000 m³
- Nouvelle capacité de regazéification de 450 000 m³(n)/h
- Toutes ces installations seront progressivement mises en service entre 2005 et 2007.
- **Terminal de Bilbao :** étude de faisabilité en cours pour un troisième réservoir de 150 000 m³.

There are 47 regasification plants in the world. One LNG terminal in Dahej (India) started operations in 2004. The total send-out capacity of the facilities in operation amounts to 436.11 billion Nm³ of natural gas per year and their storage capacity to 22.67 10⁶ m³ of LNG with 248 storage tanks.

Belgium: In order to meet the increasing demand at Zeebrugge, Fluxys LNG will double the capacity of the LNG terminal by 2007, by building a fourth storage tank and additional send-out facilities.

France: The Fos Cavaou LNG receiving terminal is under construction and scheduled for start-up in 2007. It will have an initial capacity of 8.25 billion m³.

Greece: EPC contract awarded for the expansion of the Revithoussa terminal dealing with the increase of the send-out capacity and the ship unloading rate of LNG to the terminal.

Italy:

- EPC contract awarded for the 6 mtpa Brindisi terminal. The plant is expected to be operational in 2008.
- Edison LNG substantially completed the permitting procedure for the 6 mtpa offshore Rovigo terminal and obtained an exemption from regulated TPA for 80 % of the capacity for 25 years. The construction yard has been selected and preparatory works are nearly completed. Start up is scheduled by the end of 2007.
- Feasibility study has been completed for the construction of a 4 mtpa terminal at the Rosignano existing chemical plant on the Mediterranean coast. The project is progressing with permitting with the Italian authorities. First LNG imports are expected in 2008.

Spain:

- **Cartagena:**
Under construction - 2 new LNG tanks of respectively 127,000 m³ and 150,000 m³ each
- New vaporisation capacity of 600,000 m³(n)/h
- All these facilities to be commissioned progressively between 2005 and 2008.
- **Huelva:**
Commissioned in 2004 - 1 new 150,000 m³ LNG tank
- New vaporisation capacity of 450,000 m³(n)/h
Under construction - 1 new 150,000 m³ LNG tank
- New vaporisation capacity of 300,000 m³(n)/h
- All these facilities to be commissioned progressively between 2005 and 2006.
- **Barcelona:**
Under construction - 2 new 150,000 m³ LNG tanks
- New vaporisation capacity of 450,000 m³(n)/h
- All these facilities to be commissioned progressively between 2005 and 2007.
- **Bilbao terminal:** Feasibility study being carried out for a third 150,000 m³ tank.
- The 2.6 mtpa Mugardos terminal (Reganosa) in the port of El Ferrol: FEED completed, contractor selected and engineering underway. Planned commissioning date: Q1 2006. It will have two 150,000 m³ LNG storage tanks.
- The 3.8 mtpa Sagunto terminal (Saggas) with two 150,000 m³ LNG storage tanks is under construction. Start up expected by 2006.

Portugal: Plans to expand the capacity of the Sines terminal from 1.8 mtpa to 3.8 mtpa.

- Construction du terminal de 2,6 Mt/an de **Mugardos** (Reganosa) dans le port de El Ferrol : FEED terminée, entrepreneur sélectionné et ingénierie en cours. Mise en service prévue au premier trimestre 2006. Il aura deux réservoirs de stockage de 150 000 m³.
- Le terminal de 3,8 Mt/an de **Sagunto** (Saggas) avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m³ est en cours de construction. Mise en service prévue en 2006.

Portugal : Projet d'extension de la capacité du terminal de **Sines** de 1,8 Mt/an à 3,8 Mt/an.

Royaume-Uni :

- Le terminal de 3,3 Mt/an de l'**Ile de Grain**, comprenant une jetée simple avec quatre bras de déchargement, devrait être mis en service au premier semestre 2005. Un permis de construire a été accordé pour l'extension du terminal à 10,5 Mt/an. Le projet nécessitera la construction de trois réservoirs de stockage supplémentaires de 190 000 m³ ainsi que d'autres regazéificateurs.
- Dragon LNG a adjudgé le contrat EPC du terminal de 4,4 Mt/an de **Milford Haven** au Pays de Galles. Les travaux préparatoires ont commencé en octobre et les travaux permanents débuteront en 2005. La mise en service est prévue à la fin 2007.
- South Hook LNG a également signé un contrat EPC pour un autre terminal (7,5 Mt/an - 15 Mt/an) en projet à **Herbranston** près de Milford Haven. Mise en service prévue fin 2007.

Amérique du Nord :

- Un cinquième réservoir de stockage a été mis en service en 2004 au terminal de **Cove Point**. De nouvelles extensions devraient être en exploitation en 2008 et feraient passer la capacité d'émission à 1,8 Bcf/d et la capacité de stockage à 14,6 Bcf. Elles comprendraient également deux nouveaux réservoirs de stockage, des équipements électriques et de regazéification supplémentaires ainsi que de nouvelles canalisations.
- Extension du terminal d'**Elba Island** avec construction d'un nouveau poste d'amarrage, d'un autre réservoir de stockage de 160 000 m³ et aménagement d'une zone de manœuvre pour les navires. Les nouvelles installations devraient être opérationnelles à la mi-2005. La capacité du terminal pourrait passer à 6,3 Mt/an à compter de 2006. Shell a souscrit l'ensemble de la capacité supplémentaire.
- Extension du terminal de **Lake Charles** : Trunkline LNG poursuit la construction de ses installations de stockage et de regazéification. Les principaux travaux comprennent :
 - la construction d'un autre réservoir de stockage terrestre de 140 000 m³,
 - 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,
 - la construction d'un nouveau quai de déchargement.
- La capacité d'émission du terminal d'**Everett** passera à 7 Mt/an en 2006.

De nombreuses propositions sont à l'étude pour la construction de terminaux méthaniens aux Etats-Unis et au Mexique.

Parmi les plus avancées :

- Le terminal de **Sabine Pass** à Cameron Parish, Louisiane. Les travaux de construction doivent démarrer au cours du premier trimestre 2005, et le terminal devrait être opérationnel au début 2008. Il sera composé de trois réservoirs de stockage de 160 000 m³ et de deux quais de déchargement pouvant recevoir des méthaniens jusqu'à 250 000 m³.
- **Freeport LNG Development, L.P. (FLNG)**, va débuter la construction d'un terminal de Freeport sur Quintana Island (Texas). Lors de sa réalisation en 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.
- Le terminal de **Cameron LNG, Hackberry**, Louisiane : 3 réservoirs de 160 000 m³. Capacité d'émission de 1,5 Bcf/jour pouvant aller jusqu'à 3,0 Bcf.

United Kingdom:

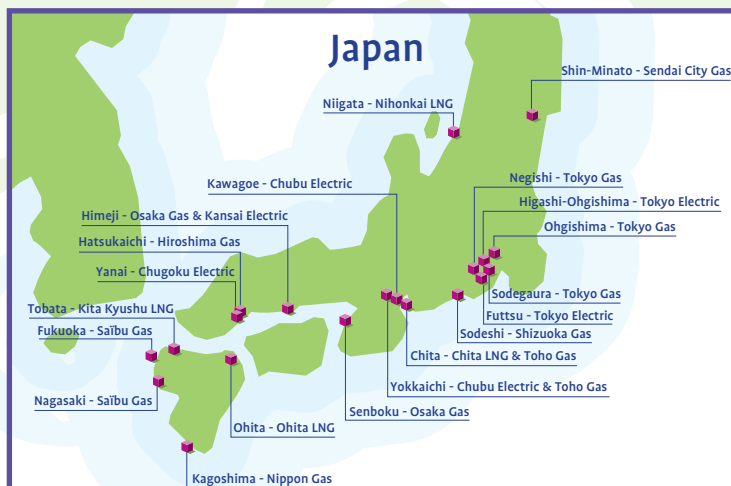
- The 3.3 mtpa **Isle of Grain** terminal, comprising a single jetty with four unloading arms, is currently expected to be commissioned during the second semester of 2005. Planning permission has also been granted for the expansion of the facility to 10.5 mtpa. The project will require the construction of three additional 190,000 m³ storage tanks and regasification vaporisers.
- Dragon LNG awarded the EPC contract for the 4.4 mtpa **Milford Haven** terminal in Wales. Preparatory works commenced in October and permanent work will start on site at the beginning of next year. Operation is scheduled to start in late 2007.
- South Hook LNG also signed the EPC contract for another terminal (7.5 mtpa-15 mtpa) planned at **Herbranston** near Milford Haven. Start up is expected in late 2007.

North America:

- A fifth storage tank was placed into service in 2004 at the **Cove Point** terminal. An additional expansion, scheduled to be in service in 2008, would increase output capacity to 1.8 Bcf/d and storage capacity to 14.6 Bcf. Facilities would include two additional storage tanks, additional vaporization and electrical equipment, and pipelines.
- Expansion of the **Elba Island** terminal with development of a new tanker berth, construction of an additional 160,000 m³ storage tank and creation of a new ship turning basin. The new facilities should be available for operation in mid-2005. The capacity of the terminal will be increased to 6.3 mtpa from 2006. Shell has subscribed to all the additional capacity.
- Expansion of the **Lake Charles** terminal: Trunkline LNG continues the construction of its storage and vaporization expansion project. Major work includes:
 - the addition of a 140,000 m³ full containment storage tank,
 - the addition of vaporizers and pumps in order to increase sustained send-out to 18.6 billion Nm³ NG/year,
 - the addition of another unloading dock.
- The send-out capacity of the **Everett** terminal will be increased to 7 mtpa in 2006.

Many proposals are being considered for the construction of LNG terminals in the United States and in Mexico. Among the most advanced projects:

- **Sabine Pass** LNG terminal in western Cameron Parish, Louisiana. Building work is expected to begin during Q1 2005, with the terminal scheduled to be operational in early 2008. The terminal will consist of three 160,000 m³ storage tanks and two unloading docks capable of handling ships of up to 250,000 m³.
- **Freeport LNG Development, L.P. (FLNG)**, is to start construction activities at the Freeport LNG terminal on Quintana Island near Freeport (Texas). When completed in 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/day.
- **Cameron LNG, Hackberry**, Louisiana: 3 storage tanks, 1.5 Bcf/d send-out expected to be 3.0 Bcf/d send-out.



Usines de regazéification ■ Regasification plants

Mexique :

- Le terminal de 4,5 Mt/an d'**Altamira** est en cours de construction avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m³. La mise en service est prévue au troisième trimestre 2006.
- Le terminal d'Energia **Costa Azul**, Baja California : 3 réservoirs de 160 000 m³. Capacité d'émission de 1 Bcf/jour pouvant aller jusqu'à 2 Bcf.

Japon : Poursuite des travaux de construction des terminaux :

- Sakai** (Sakai LNG) : installation de 2,7 Mt/an avec trois réservoirs de 140 000 m³. Mise en service prévue au cours de l'année fiscale 2005.
- Mizushima** (Mizushima LNG) : construction d'un nouveau terminal méthanier de 0,6 Mt/an avec un réservoir de stockage de 160 000 m³. Exploitation commerciale prévue en avril 2006.
- Kagoshima** (Nippon Gas) : un second réservoir de stockage de 50 000 m³ doit être réalisé à l'automne 2005.

Corée :

- Kogas continue d'accroître sa capacité de stockage et prévoit la construction de 20 réservoirs à Pyeong-Taek, 20 réservoirs à Incheon et 15 réservoirs à Tong-Young pour 2015.
- Construction d'un terminal de 1,7 Mt/an à **Gwangyang** (Posco) prévue pour une mise en service en juillet 2005. Il aura deux réservoirs de stockage de 100 000 m³. Une centrale de 1 074 MW, près de l'installation, doit être mise en service en 2006.

Taiwan :

- Les travaux de réparation sur trois réservoirs de stockage (130 000 m³ chacun) au terminal de **Yung-An** ont été terminés en juin 2004, comme prévu. CPC a reçu l'accord des autorités pour effectuer les tests à la fin 2004. CPC a procédé à l'extension de ses installations de déchargement, canalisations et équipements de regazéification au terminal de Yung-An.
- CPC prévoit de construire un second terminal à **Tai-Chung Harbor** pour fournir du gaz naturel à la centrale de Ta-Tan de Taipower au plus tard en 2011. Il sera doté de trois réservoirs de stockage et d'équipements correspondants. Le contrat EPC a été adjugé et la construction a débuté cet été.

Inde :

- Le terminal de Dahej a été mis en service en février. La capacité du terminal doit passer de 5 Mt/an à 10 Mt/an. Date de réalisation prévue en 2008.
- Le terminal de 2,5 Mt/an d'**Hazira LNG** sur la côte nord-ouest de l'Inde avec deux réservoirs de stockage de 160 000 m³ doit entrer en service au second trimestre de 2005. La capacité initiale pourrait être étendue à 5 Mt/an.
- Petronet LNG a mis en route la procédure pour la construction d'un autre terminal à Kochi, Kerala, avec une capacité de regazéification de 2,5 Mt/an (avec une possibilité d'extension à 5 Mt/an).

Chine :

- La première phase de la réalisation de l'usine de **Guangdong** à Shenzhen a progressé et doit être terminée en 2006. Elle aura une capacité initiale de 3,7 Mt/an qui sera augmentée d'encore au moins 2,5 Mt/an en 2008.
- Le terminal de **Fujian** pourrait être mis en service à la fin de 2006. La capacité initiale de 2,6 Mt/an pourrait passer à 5 Mt/an en 2012.



Mexico:

- The 4.5 mtpa **Altamira** plant is under construction with two 150,000 m³ storage tanks. Start up scheduled in Q3 2006.
- Energia **Costa Azul** terminal, Baja California: 3 x 160,000 m³ full containment tanks, 1 Bcf/d send-out expandable to 2 Bcf/d send-out.

Japan: Continuation of the construction activities in the receiving terminals:

- Sakai** (Sakai LNG): a 2.7 mtpa LNG terminal with three 140,000 m³ tanks. Start up scheduled in 2005 fiscal year.
- Mizushima** (Mizushima LNG): construction of a new 0.6 mtpa LNG terminal with one 160,000 m³ storage tank. Commercial operation scheduled in April 2006.
- Kagoshima** (Nippon Gas): second 50,000 m³ storage tank to be completed in the autumn 2005.

Korea: Kogas continues to expand its LNG storage capacity, focusing on building 20 tanks in Pyeong-Taek, 20 tanks in Incheon and 15 tanks in Tong-Young by 2015.

- Construction of a 1.7 mtpa LNG receiving terminal in **Gwangyang** (Posco) scheduled to start operation in July 2005. It will have two 100,000 m³ storage tanks. A 1 074 MW gas-fired power station, adjacent to the plant, is due to commence operations in 2006.

Taiwan:

- Repair work on three storage tanks (130,000 m³ each) at the **Yung-An** terminal was completed in June 2004, as scheduled. CPC got the approval from the Authority for the purpose of two-cycle test run at the end of 2004. CPC has been expanding its berths, unloading facilities, pipelines and vaporizers at the Yung-An terminal.
- To meet the requirement of supplying natural gas to Ta-Tan power plant through Northern Terminal no later than 2011, CPC plans to build the second terminal at **Taichung Harbor** with three above-ground LNG tanks and relevant equipments. The EPC has been awarded and the construction started this summer.

India:

- The **Dahej** LNG terminal was commissioned in February. The capacity of the terminal is being enhanced from 5 mtpa to 10 mtpa. Completion date scheduled in 2008.
- The 2.5 mtpa **Hazira** LNG regasification terminal on India's north western coast, with two 160,000 m³ storage tanks, should come on stream in Q2 2005. The initial capacity could be expanded to 5 mtpa.
- Petronet LNG has initiated the process of setting up another LNG terminal at **Kochi**, Kerala, with a 2.5 mtpa regasification capacity (Provision for expansion to 5 mtpa).

China:

- The first phase of the **Guangdong** plant at Shenzhen has been progressing and is expected to be completed in 2006 with an initial capacity of 3.7 mtpa. This will be increased by at least a further 2.5 mtpa in 2008.
- The **Fujian** LNG terminal could be operational by the end of 2006. The initial capacity of 2.6 mtpa should be increased to 5 mtpa by 2012.

Long-term and medium-term contracts in force in 2004*

Ref.	Trade	Seller	Buyer	Export	Import	Quantity million t/year		Duration	Type of contract: FOB or DES	Comments
DZ-F 1	Algeria-France	Sonatrach	Gaz de France	Arzew-Bethioua	Fos - Montoir	1.3		1992/2013	F.O.B.	
DZ-F 2	"	"	"	Skikda	Fos	2.5		1972/2013	F.O.B.	
DZ-F 3	"	"	"	Bethioua	Fos - Montoir	3.7		1976/2013	F.O.B.	
DZ-GR	Algeria-Greece	"	Depa S.A.	Arzew-Skikda	Revithoussa	0.5		2000/2021	F.O.B.	
DZ-I 1	Algeria-Italy	"	ENI Gas&Power	Skikda-Bethioua	Panigaglia	1.40		1997/2014	F.O.B.	
DZ-I 2	"	"	Enel	"	"	1.15		1999/2022		Swap agreement Gaz de France/Enel linked with the Nig-F 2 contract
DZ-SP 1	Algeria-Spain	"	Gas Natural	Arzew-Bethioua Skikda	Barcelona-Huelva Cartagena-Bilbao	2.90		1969/1998	F.O.B.	Extension 2004
DZ-SP 2	Algeria-Spain	"	Endesa	"	"	0.75		2002/2017		
DZ- SP 3	Algeria-Spain	"	Cepsa	"	"	0.45		2002/ -		
DZ -SP 4	Algeria-Spain	"	Iberdrola SA	"	"	0.73		2002/2021		
DZ-B	Algeria-Belgium	"	Distrigaz	Arzew-Bethioua	Zeebrugge	3.60		1982/2002	F.O.B.	Extension 2006
DZ-TR	Algeria-Turkey	"	Botas	Arzew-Bethioua	Marmara Ereglisi	3		1988/2008	D.E.S.	
DZ-US	Algeria-USA	"	Duke Energy	"	Lake Charles	up to 3.20		1989/2009		
LY-SP	Libya-Spain	Brega Petroleum Marketing	Gas Natural	Marsa-el-Brega	Barcelona Cartagena	0.70		1969/1991	F.O.B.	Extension 2008
NIG-F 1	Nigeria-France	Nigeria LNG	Gaz de France	Bonny Island	Montoir	0.33		1999/2021	D.E.S.	
NIG-F 2	"	"	Enel	"	"	2.5		"	D.E.S.	Swap agreement Gaz de France /Enel
NIG-SP	Nigeria-Spain	"	Gas Natural	"	Ba. H. Cart. Bil.	3.3		1999/2023	D.E.S.	
"	"	"	Gas Natural	"	"	2		2002/2022	"	
NIG-TR	Nigeria-Turkey	"	Botas	"	Marmara Ereglisi	0.9		1995/2017	"	
NIG-P	Nigeria-Portugal	"	Transgas S.A.	"	Sines	1		2002/2022	"	
NIG-US	Nigeria-USA	"	BGLS	"	Lake Charles, LA	2.5		2004/2023	"	
AE-JP	Abu Dhabi-Japan	Adgas	Tokyo Electric	Das Island	Higashi-Ohgishima Futtsu	4.30		1994/2019	D.E.S.	
US-JP	U.S.A.-Japan	Phillips Marathon	Tokyo Gas Tokyo Electric	Kenai	Negishi/Futtsu Sodegaura	0.31 0.92	1.22	1989/2009	D.E.S.	
TT-SP	Trinidad & Tobago-Spain	Atlantic LNG	Gas Natural	Point Fortin	Cart.Bar. H. Bil.	1.8		1999/2018	F.O.B.	
TT-US 1	Trinidad & Tobago-U.S.A.	"	Tractebel LNG NA	"	Everett	1.62		1999/2018		
TT-US 2	"	"	EcoElectrica	"	Penuelas	0.26		2000/2020		
TT-US 3	"	"	BP Gas Marketing	"	Lake Charles, Cove Point Punta Caucedo	0.8		2002/2021	F.O.B.	
TT-US 4	"	PFLE, Trinling	BGLS	"	Elba Island, GA Lake Charles, LA	2.2		2004/2020	"	
BR-JP	Brunei-Japan	Brunei LNG	Tokyo Gas Osaka Gas Tokyo Electric	Lumut	Sodegaura/Negishi Senboku/Futtsu Higashi-Ohgishima	1.24 0.74 4.03	6.01	1993/2013	D.E.S.	
BR-KR	Brunei-Korea	"	Kogas	"	Pyeong-Taek or In-Chon	0.7		1997/2013	D.E.S.	
MY-JP 1	Malaysia-Japan	Malaysia LNG	Tokyo Gas Tokyo Electric	Bintulu	Sodegaura Higashi-Ohgishima Futtsu/Negishi	2.60 4.80	7.40	1983/2003	F.O.B./D.E.S.	Extension 2018
MY-JP 2	"	"	Tohoku Electric	"	Niigata	0.50		1996/2016	D.E.S.	
MY-JP 3	"	"	Shizuoka Gas	"	Sodeshi	0.45		1996/2016	D.E.S.	
MY-JP 6	"	"	Saibu Gas	"	Fukuoka/Nagasaki	0.36		1993/2013	D.E.S.	
MY-JP 8	"	"	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas	"	Sodegaura Negishi Senboku Himeji Chita/Ohgishima	0.80 0.60 0.42 0.28	2.10	1995/2015	D.E.S.	
MY-JP 9	"	"	Gas Bureau, City of Sendai	"	Shin-Minato	0.15		1997/2016	D.E.S.	
MY-JP 10	"	Malaysia LNG TIGA	Japan Petroleum Explorat° Co Ltd	"	Niigata	0.48		2002/2021	D.E.S.	
MY-JP 11	"	"	Tokyo Gas Toho Gas Osaka Gas	"	Sodegaura Negishi Ohgishima Chita Senboku Himeji	0.34 0.22 0.12	0.68	2004/2024	D.E.S. F.O.B.	

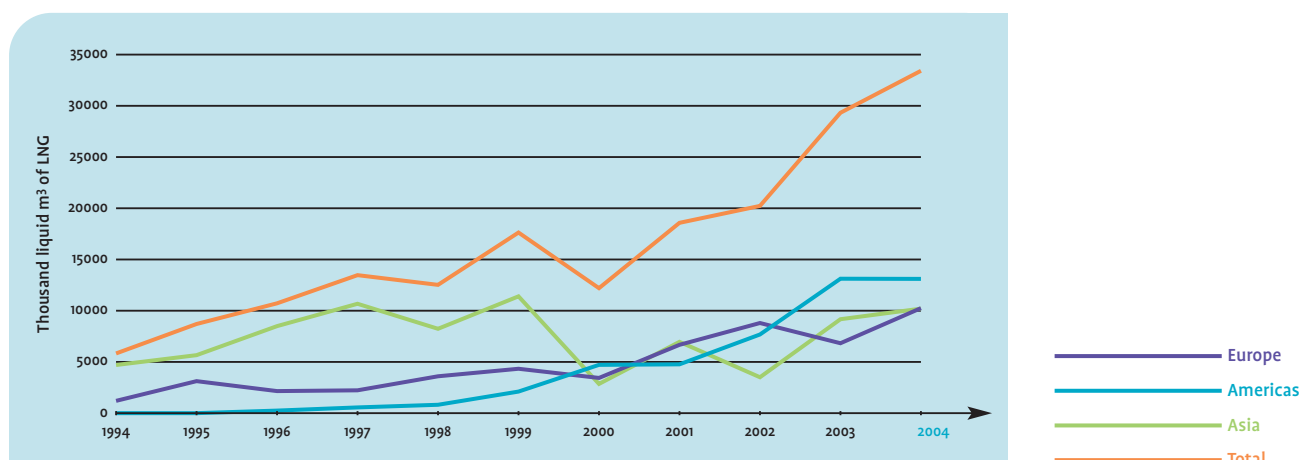
* Duration above 4 years

Ref.	Trade	Seller	Buyer	Export	Import	Quantity million t/year		Duration	Type of contract: FOB or DES	Comments
MY-KR 1	Malaysia-Korea	Malaysia LNG Dua	Kogas	“	Pyeong-Taek In-Chon Tong-Yeong	2		1995/2015	F.O.B.	
MY-KR 2	“	Malaysia LNG TIGA	“	“	“	2		2003/2010	D.E.S.	
MY-TW	Malaysia-Taiwan	“	C.P.C.	“	Yung-An	2.25		1995/2014	D.E.S.	
ID-JP 1	Indonesia-Japan	Pertamina	Kansai Electric Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel	Bontang	Senboku Himeji Chita Tobata Ohita Kawagoe Yokkaichi	2.57 2.15 1.56 1.3 0.25 0.62	8.45	1977/2000	D.E.S.	Extension 2010
ID-JP 2	“	“	Tokyo Electric Tohoku Electric	Blang Lancang	Higashi-Ohgishima Futtsu/Niigata	0.51 3	3.51	1984/2009	F.O.B.	
ID-JP 3	“	“	Chubu Electric Kansai Electric Osaka Gas Toho Gas	Bontang	Chita Senboku Himeji Yokkaichi Kawagoe	1.65 0.88 0.44 0.55	3.52	1983/2003	F.O.B.	Extension 2011
ID-JP 8	“	“	Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas	Bontang	Senboku Himeji Sodegaura Chita/Ohgishima	1.27 0.92 0.12	2.31	1994/2013	F.O.B.	
ID-JP 9	“	“	Hiroshima Gas Nippon Gas Osaka Gas	Bontang	Hatsukaichi Kagoshima Senboku	0.21 0.08 0.10	0.39	1996/2015	D.E.S.	
ID-KR 1	Indonesia-Korea	“	Kogas	Blang Lancang	Pyeong-Taek In Chon/Tong-Yeong	2.3		1986/2007	D.E.S.	
ID-KR 2	“	“	“	B L - Bontang	“	2		1994/2014	F.O.B.	
ID-KR 7	“	“	“	Bontang	“	1		1998/2017	F.O.B.	
ID-TW 1	Indonesia-Taiwan	“	C.P.C.	Bontang	Yung-An	1.57		1990/2009	D.E.S.	
ID-TW 2	“	“	“	“	“	1.84		1998/2017	D.E.S.	
Q- IN	Qatar -India	RasGas	Petronet LNG	Ras Laffan	Dahej	7.5		2004/2028		
Q-JP 1	Qatar -Japan	Qatargas	Chubu Electric	“	Chita/Kawagoe Yokkaichi	4		1997/2021	D.E.S.	
Q-JP 2	“	“	Tohoku Electric Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Tokyo Electric Toho Gas Chugoku Electric	“	Niigata Ohgishima Sodegaura Senboku Himeji Futtsu Chita Yanai	0.52 0.35 0.35 0.29 0.20 0.17 0.12	2	1998/2021	D.E.S.	
Q-KR1	Qatar-Korea	RasGas	Kogas	“	Pyeong-Taek In-Chon/Tong-Yeong	4.92		1999/2024	F.O.B.	
Q-SP 1	Qatar-Spain	Qatargas	Gas Natural	“	Bar.H.Cart. Bil.	1.50		2001/2009	0.75FOB/0.75DES	extension 2012
Q-SP	Qatar-Spain	Qatargas	Iberdrola	“	Cartagena-Bilbao	0.88		2003/2022		
OM-JP 1	Oman-Japan	Oman LNG	Osaka Gas	Qalhat	Senboku/Himeji	0.66		2000/2024	F.O.B.	
OM-KR 1	Oman-Korea	“	Kogas	“	Pyeong-Taek In-Chon/Tong-Yeong	4.06		2000/2024	F.O.B.	
AU-JP1	Australia-Japan	Woodside Japan Australia LNG Shell Development Australia BHP Billiton Petroleum BP International Chevron Oil Trading	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas	Withnell Bay	Sodegaura Futtsu Higashi-Ohgishima Chita Senboku Yanai Ohita Senboku Negishi Ohgishima Tobata Yokkaichi Kawagoe	1.18 1.05 1.13 1.11 1.05 0.79 0.79 0.23	7.33	1989/2009	D.E.S.	
AU-JP2	Australia-Japan	Woodside Japan Australia LNG Shell Development Australia BHP Billiton Petroleum BP Development Australia Chevron Texaco Australia	Tokyo Gas Toho Gas	Withnell Bay	Sodegaura Negishi Ohgishima Chita	1.07 0.30	1.37	2004/2029	F.O.B.	
AU-JP3	Australia-Japan	Woodside Japan Australia LNG Shell Development Australia BHP Billiton Petroleum BP International Chevron Oil Trading	Osaka Gas	Withnell Bay	Himeji Senboku	1.00		2004/2033	F.O.B.	
AU -KR	Australia-Korea	“	Kogas	“	In-chon	0.5		2003/2010	D.E.S.	

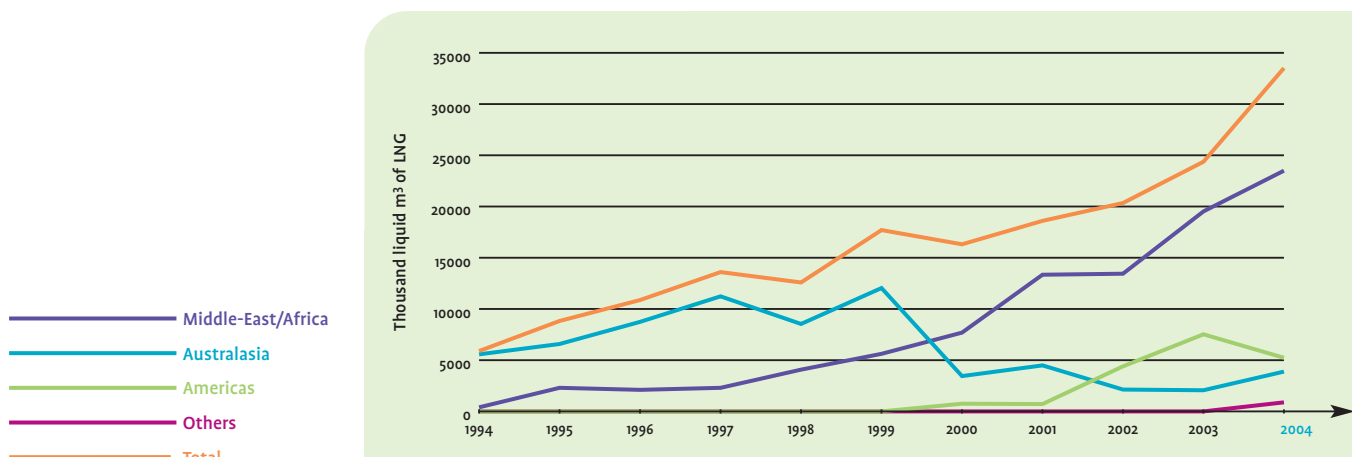
Spot Quantities (10³ m³ liq) received in 2004 by the importing countries from the exporting countries

	Abu Dhabi	Algeria	Nigeria	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	Australia	Indonesia	Malaysia	Others	Total Import
Belgium											0
France		252	118	131						100	601
Greece											0
Italy										400	400
Portugal				10	261						271
Spain	262	2 813	735	1 952	3 005					210	8 977
Turkey											0
Europe	262	3 065	853	2 093	3 266					710	10 249
Domin Rep											0
Puerto Rico											0
USA		5 368	133	409	522	5 001	651		880	149	13 113
Americas		5 368	133	409	522	5 001	651		880	149	13 113
Japan	649		249	1 202	756	129	264		647		3 896
Korea	132	487	262	927	2 000		491	122	915	80	5 416
Taiwan	398		132	268							798
Asia	1179	487	643	2 397	2 756	129	755	122	1 562	80	10 110
Total export	1 441	8 920	1 629	4 899	6 544	5 130	1 406	122	2 442	939	33 472

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-RV	DZ-GR	Arzew	Revithoussa	1 270
Ba-Bn	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Barcelona	343
Ba-Ca	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Cartagena	113
Ba-Bo	DZ-SP 1	Bethioua	Bilbao	1 118
Ba-F	DZ-F 3	Bethioua	Fos-sur-Mer	530
Ba-H	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Huelva	373
Ba-LC	DZ-US 3	Bethioua	Lake Charles	5 020
Ba-CP	DZ-US	Bethioua	Cove Point	3 671
Ba-M	DZ-F 3	Bethioua	Montoir-de-Bretagne	1 260
Ba-ME	DZ-TR 1	Bethioua	Marmara Ereglisi	1 500
Ba-P	DZ-1 1/2/3	Bethioua	Panigaglia	690
Ba-Z	DZ-B	Bethioua	Zeebrugge	1 550
Ba-PT	DZ-KR	Bethioua	Pyeong-Taek	9 241
Ba-IC	DZ- KR	Bethioua	In- Cheon	9 241
Sk-Bn	DZ-SP	Skikda	Barcelona	349
Sk-F	DZ-F 2	Skikda	Fos-sur-Mer	400
Sk-H	DZ-SP	Skikda	Huelva	716
Sk-P	DZ-1 2/3	Skikda	Panigaglia	456
Sk-RV	DZ-GR	Skikda	Revithoussa	920
BI-Ca	NIG-SP	Bonny Island	Cartagena	3 574
BI-M	NIG-F	Bonny Island	Montoir-de-Bretagne	3 980
BI-H	NIG-SP	Bonny Island	Huelva	3 359
BI-Bn	NIG-SP	Bonny Island	Barcelona	3 824
BI-Bo	NIG-SP	Bonny Island	Bilbao	3 914
BI-Si	NIG-P	Bonny Island	Sines	3 417
BI-ME	NIG-TR	Bonny Island	Marmara Ereglisi	5 059
BI-LC	NIG-US	Bonny Island	Lake Charles	6 111
BI-Ch	NIG-US	Bonny Island	Chita	10 602
BI-Yg	NIG-TW	Bonny Island	Yung-An	9 475
BI-PT	NIG-KR	Bonny Island	Pyeong-Taek	10 386
BI-Bn	LY-SP	Marsa-el-Brega	Barcelona	1 068
MB-Ca	LY-SP	Marsa-el-Brega	Cartagena	1 175
DI-Bn	AE-SP	Das Island	Barcelona	4 620
DI-Bo	AE-SP	Das Island	Bilbao	5 576
DI-Ca	AE-SP	Das Island	Cartagena	4 698
DI-Fu	AE-JP	Das Island	Futtsu	6 290
DI-HO	AE-JP	Das Island	Higashi-Ohgishima	6 310
DI- HJ	AE-JP	Das Island	Himeji	6 257
DI-Yg	AE-TW	Das Island	Yung-An	5 168
DI-PT	AE-KR	Das Island	Pyeong-Taek	6 108
K-Ni	US-JP	Kenai	Negishi	3 290
K-Sd	US-JP	Kenai	Sodegaura	3 300
PF-CP	TT-US	Point Fortin	Cove Point	1 879
PF-E	TT-US	Point Fortin	Everett	2 032
PF-LC	TT-US	Point Fortin	Lake Charles	2 100
PF-Pn	TT-PR	Point Fortin	Penuelas	560
PF- PC	TT- DR	Point Fortin	Punta Caucedo	679
PF-EI	TT-US	Point Fortin	Elba Island	1 690
PF-Fu	TT-JP	Point Fortin	Futtsu	13 898
Lu-Fu	BR-JP	Lumut	Futtsu	2 390
Lu-HO	BR-JP	Lumut	Higashi-Ohgishima	2 423
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-TY	BR-KR	Lumut	Tong-Yeong	2 014
Lu-Sb	BR-JP	Lumut	Senboku	2 405
Lu-Sd	BR-JP	Lumut	Sodegaura	2 430
Bu-Bn	My-SP	Bintulu	Barcelona	7 195
Bu-Ca	My-SP	Bintulu	Cartagena	7 299
Bu-Ch	MY-JP 8	Bintulu	Chita	2 395
Bu-Fk	MY-JP 6	Bintulu	Fukuoka	2 160
Bu-Fu	MY-JP 1	Bintulu	Futtsu	2 505
Bu-Hj	MY-JP	Bintulu	Himeji	2 400
Bu-Nt	MY-JP 2	Bintulu	Niigata	2 511
Bu-HO	MY-JP 1	Bintulu	Higashi-Ohgishima	2 530
Bu-IC	MY-KR	Bintulu	In-Chon	2 124
Bu-LC	MY-US	Bintulu	Lake Charles	12 900
Bu-Ni	MY-JP 1/8	Bintulu	Negishi	2 513
Bu-Og	MY-JP 1/8	Bintulu	Ohgishima	2 530
Bu-PT	MY-KR	Bintulu	Pyeong-Taek	2 124
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

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Bu-SM	MY-JP 9	Bintulu	Shin-Minato	2 603
Bu-Nk	MY-JP 6	Bintulu	Nagasaki	2 151
Bu-TY	MY-KR	Bintulu	Tong-Yeong	1 674
Bu-Yg	MY-TW	Bintulu	Yung-An	1 350
Bt-Ch	ID-JP1/3/8/12	Bontang (Badak)	Chita	2 500
Bt-Hj	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Himeji	2 400
Bt-Hk	ID-JP 9	Bontang (Badak)	Hatsukaichi	2 412
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-PT	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Pyeong-Taek	2 493
Bt-Sb	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Senboku 2	2 385
Bt-Sd	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Sodegaura	2 566
Bt-O	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Ohita	2 413
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-Fu	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Futtsu	3 453
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-HO	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Higashi-Ohgishima	3 456
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-Bn	Q-SP	Ras Laffan	Barcelona	4 710
RL-Si	Q- P	Ras Laffan	Sines	5 284
RL-Dj	Q- IN	Ras Laffan	Dahej	1 290
RL-PT	Q-KR	Ras Laffan	Pyeong-Taek	6 156
RL-IC	Q-KR	Ras Laffan	In-Chon	6 156
RL-LC	Q-US	Ras Laffan	Lake Charles	9 672
RL-Ch	Q-JP 1	Ras Laffan	Chita	6 446
RL-Kw	Q-JP 1	Ras Laffan	Kawagoe	6 448
RL-Sb	Q-JP 2	Ras Laffan	Senboku	6 347
RL-Nt	Q-JP 2	Ras Laffan	Niigata	6 640
RL-Fu	Q-JP 2	Ras Laffan	Futtsu	6 570
RL-Hj	Q-JP 2	Ras Laffan	Himeji	6 350
RL-Ya	Q-JP 2	Ras Laffan	Yanai	6 170
RL-Sd	Q-JP 2	Ras Laffan	Sodegaura	6 576
RL-Yk	Q-JP 1	Ras Laffan	Yokkaichi	6 448
RL-H	Q-SP	Ras Laffan	Huelva	5 150
RL-Ni	Q-JP 2	Ras Laffan	Negishi	6 550
RL-HO	Q-JP 2	Ras Laffan	Higashi-Ohgishima	6 590
RL-Ca	Q-SP	Ras Laffan	Cartagena	4 817
RL-TY	Q-KR	Ras Laffan	Tong-Yeong	5 706
Qt-Fu	Om-JP 3	Qalhat	Futtsu	5 980
Qt-LC	Om-US	Qalhat	Lake Charles	9 246
Qt-Sb	Om-JP 1	Qalhat	Senboku	5 812
Qt-PT	Om-KR	Qalhat	Pyeong-Taek	5 750
Qt-IC	Om-KR	Qalhat	In-Chon	5 750
Qt-Bn	Om-Sp	Qalhat	Barcelona	3 234
Qt-Ca	Om-SP	Qalhat	Cartagena	7 941
Qt-Si	Om-P	Qalhat	Sines	3 835
Qt-Hj	Om-JP 1	Qalhat	Himeji	5 838
Qt-M	Om-F	Qalhat	Montoir-de-Bretagne	5 306
Qt-Sd	Om-JP4	Qalhat	Sodegaura	6 002
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-Fu	AU-JP	Withnell Bay	Futtsu	3 683
WB-Hj	AU-JP	Withnell Bay	Himeji	3 596
WB-IC	AU-KR	Withnell Bay	In-Chon	3 633
WB-PT	AU-KR	Withnell Bay	Pyeong-Taek	3 613
WB-TY	AU-KR	Withnell Bay	Tong-Yeong	3 526
WB-HO	AU-JP	Withnell Bay	Higashi-Ohgishima	3 703
WB-Kw	AU-JP	Withnell Bay	Kawagoe	3 622
WB-LC	AU-US	Withnell Bay	Lake Charles	12 730
WB-Sb	AU-JP	Withnell Bay	Senboku	3 570
WB-Sd	AU-JP	Withnell Bay	Sodegaura	3 692
WB-O	AU-JP	Withnell Bay	Ohita	3 460
WB-Ya	AU-JP	Withnell Bay	Yanai	3 491
WB-Yk	AU-JP	Withnell Bay	Yokkaichi	3 622
WB-Og	AU-JP	Withnell Bay	Ohgishima	3 683
WB-Ni	AU-JP	Withnell Bay	Negishi	3 664

Inter-trades not included

Usines de liquéfaction / Liquefaction plants

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	1.10	4	71 000	Sonatrach	Sonatrach	Gas Natural DEPA S.A. Gaz de France	1964
	Arzew (Bethioua) GL 1Z	6	7.80	3	300 000	"	"	Distrigaz Gas Natural Gaz de France Botas BGLS Eni Gas & Power Enel Edison Gas BP Gas Espana Shell Statoil Others (non-members) Kogas	1978
	GL 2Z	6	7.80	3	300 000	"	"	"	1981
	Skikda GL 1K	3	3.00	5	308 000	"	"	Gaz de France GDF Commercializadora DEPA S.A. Gas Natural Eni Gas & Power Enel	1972
Libya	Marsa-el-Brega	3	0.60	2	96 000	Sirte Oil Co.	Sirte Oil Co.	Gas Natural	1970
Nigeria	Bonny Island	3	10.10	3	253 800	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	Nigeria LNG Ltd	C.P.C. Botas Gaz de France Enel Gas Natural Transgas BP Gas Espana BGLS Chubu Electric Kogas	1999
Abu Dhabi	Das Island	3	5.60	3	240 000	Adgas (ADNOC, BP, Total, Mitsui)	Adgas	Tokyo Electric BP Gas Espana CPC Kansai Electric-Osaka Gas Kogas	1977
Qatar	Ras Laffan	2 1	8.80	4	340 000	Qatargas (QP, ExxonMobil, Total, Marubeni, Mitsui)	Qatargas	Chubu Electric Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas Tohoku Electric Tokyo Electric Kansai Electric Chugoku Electric BGLS Gas Natural BP Gas Espana Eni Gas & Power Shell Transgas	1997-1998 1999
		2	6.60	2	280 000	RasGas (QP, ExxonMobil, Kogas, Itochu, Nissho Iwai)	RasGas	Kogas Others (non-members)	1999
		1	4.70					Petronet LNG	2004
Oman	Qalhat	2	7.00	2	240 000	Oman LNG (Oman Govt, Shell, Total, Korea LNG, Mitsubishi Mitsui, Partex, Itochu)	Oman LNG	Osaka Gas Tokyo Electric Tokyo Gas Kansai Electric Shell Espana Gas Natural BGLS CPC BP Gas Espana Kogas Transgas	2000
Trinidad & Tobago	Point Fortin	3	10.20	3	360 000	BP, BG, Repsol, Tractebel	Atlantic LNG	DOMAC BGLS EcoElectrica BP Energy Tokyo Electric AES Shell North America LNG Statoil	1999

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				
U.S.A.	Kenai	2	1.40	3	108 000	Marathon/Phillips	Marathon/Phillips	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 1997
Malaysia	Bintulu MLNG 1	3	7.60			Malaysia LNG Sdn Bhd: (Petronas, Shell, Mitsubishi)	Malaysia LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Saibu Gas	1983
	Bintulu MLNG 2	3	7.80	Satu+Dua+Tiga 6	Satu+Dua+Tiga 445 000	Malaysia LNG Dua (Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak)	Malaysia LNG Dua	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Kogas C.P.C. Gas Bureau, City of Sendai Saibu Gas	1995
	Bintulu MLNG 3	2	6.80			Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, Nippon oil, Mitsubishi, Sarawak)	Malaysia LNG Tiga	Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Tohoku Electric Japex Kogas BGLS Gas Natural	2003
Indonesia	Blang Lancang Arun	4	6.80	5	637 500	Pertamina	PT Arun NGL Co. (Pertamina, ExxonMobil JILCO)	Tohoku Electric Tokyo Electric Kogas	1978-1979 1984 1986
	Bontang 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							CPC	1998
Australia	Withnell Bay	4	11.70	4	260 000	NWS LNG JV (Woodside, Shell, BHP BP/Amoco, ChevronTexaco Mitsubishi/Mitsui)	Woodside	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Kogas BGLS	1989
	TOTAL	69	144.80	61	5 049 300				

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	14	5.50	Gaz de France	Gaz de France	Yes	Algeria	1972
	Montoir-de-Bretagne	3	360 000	11	10.00	"	"	"	Algeria Nigeria	1980
Spain	Barcelona	4	240 000	11	10.51	Enagas S.A.	Enagas S.A.	"	Algeria Abu Dhabi Libya Qatar Nigeria Oman Malaysia	1969
	Huelva	3	310 000	6	7.88	"	"	"	Algeria Nigeria Qatar	1988
	Cartagena	2	160 000	4	5.25	"	"	"	Algeria Libya Qatar Nigeria Abu Dhabi Oman Malaysia	1989
	Bilbao	2	300 000	4	6.00	BP, Repsol, Iberdrola, EVE	BBE	"	Algeria Nigeria Abu Dhabi	2003
Italy	Panigaglia	2	100 000	4	3.32		GNL Italia*	"	Algeria	1969/rev. 1996
Belgium	Zeebrugge	3	261 000	6	5.26	Fluxys LNG	Fluxys LNG	"	Algeria	1987 LNG trucking LNG consultancy services cooling down
Turkey	Marmara Ereglisi	3	255 000	7	6.20	Botas	Botas	No	Algeria Nigeria	1994
Greece	Revithoussa	2	130 000	4	2.33	DEPA S.A.	DEPA S.A.	"	Algeria	2000
Portugal	Sines	2	240 000		5.20	Transgas Atlantico	Transgas Atlantico	"	Nigeria Qatar Oman	2004
U.S.A.	Everett	2	155 000	4	7.90	Distrigas of Mass. Co.	Tractebel LNG North America	"	Trinidad & Tobago	1971
	Lake Charles	3	285 000	7	6.50	Trunkline LNG	Trunkline LNG	Yes	Algeria Qatar Oman Nigeria Malaysia Australia Trinidad & Tobago	1982
	Elba Island	3	190 800	5	5.30	Southern LNG	El Paso	"	Trinidad & Tobago	1978 restarted 2001
	Cove Point	5	485 000	10	9.80	Dominion	Dominion	"	Trinidad & Tobago Algeria	1978 restarted 2003
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
India	Dahej	2	320 000		7.00	Petronet LNG	Petronet LNG	No	Qatar	
Japan	Niigata	8	720 000	14	11.60	Nihonkai LNG	Nihonkai LNG	"	Indonesia Malaysia Qatar	1984
	Higashi-Ohgishima	9	540 000	11	20.00	Tokyo Electric	Tokyo Electric	Yes	Indonesia Malaysia Australia Abu Dhabi Brunei	1984
	Futtsu	10	1 110 000	14	26.00	"	"	"	Qatar Indonesia Malaysia Australia Abu Dhabi Brunei Oman Trinidad & Tobago	1985
	Chita Kyodo	4	300 000	14	10.40	Toho Gas Chubu Elec	Toho Gas	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar	1978
	Chita-Midorihamam Works	1	200 000	5	6.90	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar	2001
	Chita	7	640 000	11	15.70	Chita LNG	Chita LNG	"	Indonesia Australia Qatar Malaysia	1983

* GNL Italia is a wholly-owned subsidiary of Snam Rete Gas

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					
Japan	Himeji	8	740 000	6	6.40	Osaka Gas	Osaka Gas	“	Indonesia Australia Malaysia Qatar Oman Abu Dhabi	1984
	Himeji LNG	7	520 000	8	11.00	Kansai Electric	Kansai Electric	“	Indonesia Australia Malaysia Qatar	1979
	Yanai	6	480 000	5	3.10	Chugoku Elec	Chugoku Electric	No	Australia Qatar	1990
	Oita	5	460 000	6	6.27	Oita LNG	Oita LNG	“	Indonesia Australia	1990
	Senboku I	4	180 000	5	3.20	Osaka Gas	Osaka Gas	Yes	Brunei	1972
	Senboku II	18	1 585 000	15	16.60	“	“	“	Indonesia Australia Malaysia Qatar Oman	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 Australia Qatar	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	“	USA Brunei Malaysia Australia Qatar	1969
	Sodegaura	35	2 660 000	35	37.80	“	“	“	USA Brunei Malaysia Australia Indonesia Qatar Oman	1973
	Ohgishima	3	600 000	4	7.70	Tokyo Gas	Tokyo Gas	“	Indonesia Malaysia Australia	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	1996
	Hatsukaichi	2	170 000	5	0.74	Hiroshima Gas	Hiroshima Gas	“	Indonesia	1996
	Kagoshima	1	36 000	2	0.20	Nippon Gas	Nippon Gas	“	“	1996
	Kawagoe	4	480 000	4	7.10	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Qatar Indonesia Australia	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	Malaysia	2003
Korea	Pyeong-Taek	10	1 000 000	17	24.70	Kogas	Kogas	No	Indonesia Malaysia Brunei Qatar Oman Algeria Abu Dhabi Nigeria Australia	1986
	In-Chon	18	2 480 000	29	35.90	“	“	“	Indonesia Malaysia Brunei Qatar Oman Australia Algeria	1996
	Tong-Yeong	5	700 000	9	14.50	“	“	“	Indonesia Malaysia Qatar Oman Brunei Australia	2002
Taiwan	Yung-An **	3	300 000	18	23.00	C.P.C.	C.P.C.	No	Indonesia Malaysia Nigeria Abu Dhabi Oman	1990
	TOTAL	248	22 665 000	391	436.11					

**3 repaired tanks under test run

Date de livraison des méthaniers

Delivery date of the LNG tankers

1965	Cinderella (ex Jules Verne)	1982	Tenaga Satu Tenaga Tiga	1999	Al Bidda Doha Hanjin Muscat Hyundai Technopia SK Summit
1966-1968		1983	Banshu Maru Bishu Maru Echigo Maru	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
1969	LNG Palmaria Methane Arctic Methane Polar (ex Polar Alaska)	1984	Dewa Maru Kotowaka Maru LNG Finima Senshu Maru		
1970	Laieta LNG Elba	1985	Wakaba Maru		
1971	Descartes Hassi R'Mel	1986-1988			
1972	Bebatik	1989	Ekaputra NW Sanderling NW Swallow NW Swift		
1973	Bekalang Bekulan Havfru Norman Lady	1990	NW Snipe	2001	Sohar LNG (ex Lakshmi)
1974	Belais Century Hoegh Galleon (ex Mystic Lady and ex Asake Maru) Tellier	1991	NW Shearwater	2002	Abadi British Trader Excalibur Galea Gallina Hispania Spirit (ex Fernando Tapias) LNG Rivers LNG Sokoto Puteri Delima Satu Puteri Intan Satu
1975	Annabella Belanak Bilis Bubuk Hilli Isabella	1992	NW Seaeagle		
1976	Gimi Mostefa Ben Boulaïd	1993	Aman Bintulu Arctic Sun LNG Flora NW Sandpiper Polar Eagle		
1977	Edouard L.D. Golar Freeze Hoegh Gandria Khannur Larbi Ben M'Hidi LNG Aquarius LNG Aries LNG Lagos (ex Gastor) LNG Port Harcourt	1994	Al Khaznah Dwiputra Hyundai Utopia LNG Vesta NW Stormpetrel Puteri Intan Shahamah YK Sovereign	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
1978	Galeomma (ex Arzew) LNG Capricorn LNG Delta (ex Southern) LNG Gemini LNG Leo Methania	1995	Gasha Hanjin Pyeong-Taek Ish Puteri Delima Puteri Nilam		
1979	Bachir Chihani LNG Libra LNG Taurus LNG Virgo Matthew (ex Gamma)	1996	Al Zubarah Hyundai Greenpia Mubarak Mraweh Puteri Zamrud Surya Aki	2004	Berge Arzew Bilbao Knutsen Cadiz Knutsen Disha Dukhan Fuwairit 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 Northwest Swan Puteri Firus Satu Puteri Zamrud Satu Raahi
1980	LNG Abuja (ex Louisiana) LNG Edo (ex Lake Charles) Mourad Didouche	1997	Al Hamra Al Khor Al Rayyan Al Wajbah Aman Sendai LNG Portovenere Puteri Firus Umm Al Ashtan		
1981	Golar Spirit LNG Bonny Ramdane Abane Tenaga Dua Tenaga Empat Tenaga Lima	1998	Al Wakrah Aman Hakata Broog LNG Lerici Zekreet		



Prix / Price: 100 €

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

22, rue Marius Auphan - 92300 Levallois-Perret
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