

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE DE BOUMERDES

INSTITUT DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du
Magister en économie de l'énergie
par
M^r BOUAZZOUNI Omar

Sujet du mémoire :

Marché mondial du gaz naturel horizon 2010
perspectives pour l'Algérie

Dirigé par : M^r CHIKHA BELGACEM Khalifa Maître de conférence
Institut des sciences économiques Caroubier Alger

1998

SOMMAIRE

Introduction générale

Chapitre I : Réserves et ressources de gaz naturel3

- 1.1- Classification des ressources gazières 3
- 1.2- Evolution des réserves 4
- 1.3- Evolution de leur répartition géographique 5
- 1.4- Place du gaz naturel dans les ressources mondial d'énergie primaire10

Chapitre II : Production de gaz naturel13

- 2.1- Tendances générales13
- 2.2- Les principaux producteurs15
- 2.3- Production par région géographique17
 - 2.3.1- Amérique du Nord
 - 2.3.2- Amérique Latine
 - 2.3.3- Europe Occidentale
 - 2.3.4- Europe Orientale
 - 2.3.5- Afrique
 - 2.3.6- Moyen Orient
 - 2.3.7- Asie-Océanie

Chapitre III : Consommation de gaz naturel25

- 3.1- Tendances générale 25
- 3.2- Répartition géographique de la consommation 25
 - 3.2.1- Amérique du Nord
 - 3.2.2- Amérique Latine
 - 3.2.3- Europe Occidentale
 - 3.2.4- Europe Orientale
 - 3.2.5- Asie-Océanie
 - 3.2.6- Afrique
 - 3.2.7- Moyen Orient

<u>Chapitre IV : Echanges internationaux de gaz naturel</u>	36
4.1- Evolution générale	37
4.2- Réglementation et développement	37
4.2.1- Diversité des réglementations	
4.2.2- Les réglementations d'inspiration non gazières	
4.3- Commerce international de gaz naturel	40
4.3.1- Echanges par méthaniers	
4.3.2- Echanges par gazoducs	
<u>Chapitre V : Perspectives des échanges internationaux de gaz naturel</u> ...	50
5.1- Le marché européen	50
5.1.1- Développement du marché européen	51
5.1.2- Demande de gaz naturel à l'horizon 2010	54
5.1.2.1- Evolution de la demande	
5.1.2.2- Demande futur de gaz des différents secteurs	
5.1.2.3- Secteur de la génération de l'électricité	
5.1.2.4- Demande totale de gaz dans l'Union européenne à l'horizon 2010	
5.1.3- Réserves gazières et les fournisseurs actuels et potentiels de l'Union européenne.	64
5.1.3.1- Les producteurs domestiques	
5.1.3.2- Les fournisseurs actuels	
5.1.3.3- Les fournisseurs potentiels	
5.1.4- Coût de fourniture de gaz naturel	72
5.1.5- Partage de la rente gazière	76
5.1.6- Scénarios de couverture du déficit gazier de l'Union européenne à l'horizon 2010	81
5.1.6.1- Hypothèses de demande et scénarios de couverture du déficit	
5.1.6.2- Détermination du déficit gazier de l'Union européenne	
5.1.6.3- Couverture du déficit gazier	
 Conclusion	
γ 5.2- le marché américain	89
5.2.1- Adéquation offre - demande de gaz naturel 2000-2010	89
5.2.2- Couverture du déficit gazier	90

conclusion

5.3- Le marché asiatique94

5.3.1- Adéquation offre - demande de gaz naturel en Asie 2000-201095

5.3.2- couverture du déficit gazier95

Conclusion

δ Chapitre VI : Perspectives pour le gaz algérien97

6.1- Développement des capacités d'exportation98

6.2- Importance de la diversification et optimisation des moyens
d'exportation.99

Conclusion.

INTRODUCTION GENERALE

La progression spectaculaire des réserves de gaz naturel dans le monde , ainsi que la multiplication des découvertes dans plusieurs pays ont créé d'énormes chances pour le développement de l'industrie gazière au niveau national et international.

Les consommateurs du monde entier optent de plus en plus pour le gaz comme combustible de premier choix , non seulement en raison des avantages sur le plan de l'environnement et de l'économie , mais aussi pour sa contribution à la diversification des combustibles et à la sécurité des approvisionnements en énergie .

Si le gaz naturel n'apparaît donc pas limité au plan des réserves , il ne l'est pas non plus au plan des emplois .La presque totalité des marchés de l'énergie et de la pétrochimie lui sont accessibles. Combustible propre et souple , aisément substituable aux produits pétroliers , le gaz naturel dispose d'un large potentiel de pénétration sur les marchés de l'énergie.

Les progrès techniques ont permis de trouver plus de gaz dans le sous sol qu'il n'y a actuellement de marchés pour le consommer . Ce qui reste à faire donc, c'est de trouver de nouveaux marchés , mais aussi essayer de concurrencer les autres combustibles sur les marchés existants.

Le gaz naturel peut donc apparaître comme la source d'énergie des prochaines décennies , celle qui peut , de surcroît , répondre aisément aux nouvelles exigences de la protection de l'environnement.

Néanmoins le gaz naturel se trouve confronté à certains freins :technologie de production onéreuse, coûts de transport et de stockage relativement élevés.

C'est pour cela que l'utilisation du gaz naturel est très développée au niveau national ainsi qu'au niveau international , mais pour des distances assez faibles entre producteurs et consommateurs.

Les techniques de production doivent être affinées et reconçues de manière continue afin de réduire les coûts.

Le gaz naturel de plus en plus venu de sources plus éloignées au cours des deux dernières décennies. L'Europe s'est tournée vers la Russie et l'Algérie , l'Asie pacifique vers le Moyen Orient et les Etats-Unis vers les gisements Canadiens situés à des milliers de kilomètres.

L'acheminement du gaz sur ces grandes distances est onéreux et souvent techniquement difficile.

L'industrie du gaz devra donc nécessairement trouver des réponses techniques , économiques et politiques , pour assurer la poursuite de son expansion bien au-delà de la fin du présent millénaire.

Notre mémoire sera consacrée à l'étude du marché mondial du gaz naturel actuel et son développement futur, et ce afin de dégager les perspectives pour l'Algérie à l'horizon 2010.

L'étude du marché mondial repose sur un regroupement des pays en sept grandes régions : Amérique du Nord, Amérique Latine, Europe de l'Ouest, Europe Orientale, Moyen Orient, Afrique et Asie-Océanie.

L'offre et la demande ont été étudiées séparément à partir de scénarios cohérents entre eux.

Il sera structurée de la manière suivante :

- Evaluation des réserves :

Nous y verrons les réserves de gaz naturel estimées au début de l'année 1995, et ce pour chaque région géographique.

- Evaluation de l'offre et des consommations :

Nous étudierons les capacités de production des différentes régions géographiques, ainsi que leurs consommations.

- Les échanges internationaux de gaz naturel :

Il s'agira d'étudier les différents échanges entre les régions géographiques.

- Comparaison des prévisions de l'offre et de la demande au niveau de chaque marché et prévision du commerce inter-régional :

Ce point permettra de voir comment l'offre et la demande de gaz naturel se rencontreront pour satisfaire les besoins mondiaux à l'horizon 2010.

- Perspectives pour le gaz algérien :

Cette partie sera consacrée aux perspectives du gaz naturel algérien face au développement du marché mondial. Sachant bien sur que l'Algérie est un acteur très important sur ce marché, vu ses importantes réserves et sa bonne situation géographique.

CHAPITRE I

Réserves et ressources de gaz naturel

CHAPITRE I : Réserves et ressources de gaz naturel

L'évaluation des réserves prouvées et encore plus des ressources ultimes de gaz naturel est domaine d'analyse difficile et incertain.

La classification que nous allons utiliser reprend d'une façon simplifiée , une terminologie et des définitions très généralement admises .

1.1 - Classification des ressources gazières :

Il convient de noter que , dans tout ce qui suit , il s'agira toujours de réserves ou de ressources récupérables et non des réserves ou ressources en place. Toute fois les taux de récupération sont mieux connus et plus élevés , pour le gaz naturel que pour le pétrole brut ; en moyenne 80 à 95 % contre 20 à 35 % .

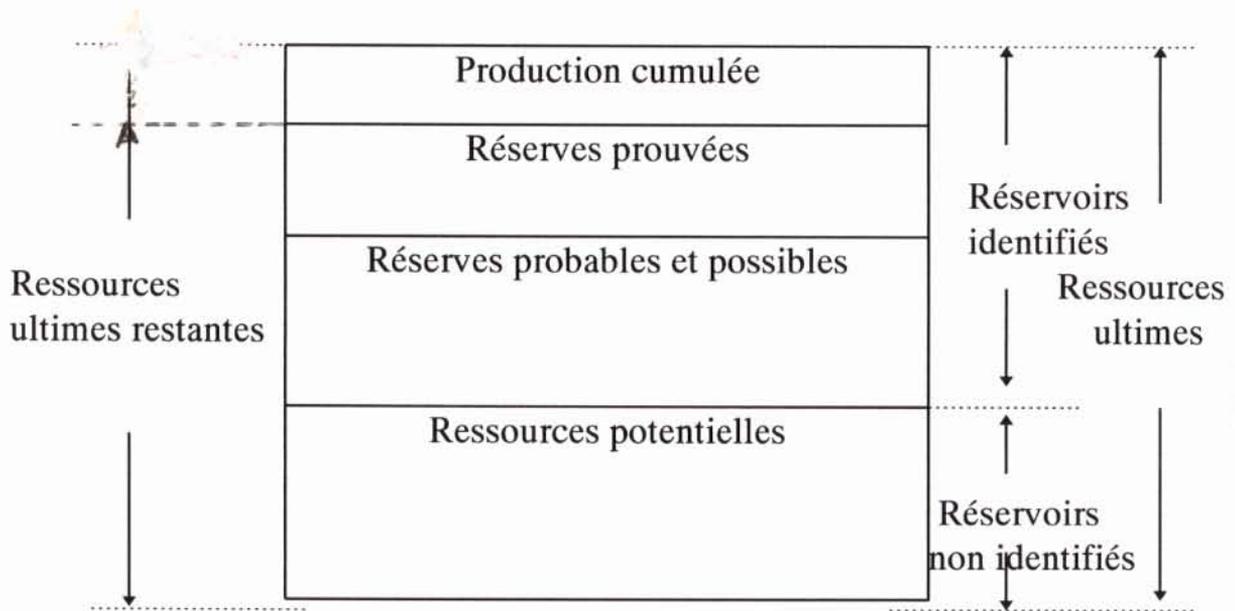
Les réserves prouvées correspondent aux découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions techniques et économiques actuelles .

Les réserves probables correspondent à des réserves découvertes qui disposent d'une bonne probabilité d'être produites dans des conditions économiques et techniques voisines de celles des réserves prouvées . Leurs gisements ne sont pas équipés pour produire .

Les réserves possibles correspondent à des réserves dont l'identification reste douteuse, dans des zones sans forages. L'évaluation de ces réserves s'appuie sur des hypothèses de géométrie et d'imprégnation de ces réservoirs .

A ces trois classes de réserves s'ajoute une classe de ressources potentielles plus hypothétique , correspondant à des réserves non identifiés, et cela qu'il s'agisse de bassins sédimentaires ou de zones de bassins sédimentaires dans lesquels aucun réservoir imprégné n'a été mis à jour. On les appelle aussi ressources hypothétiques ou encore ressources spéculatives.

Concepts de Réserves (récupérables)¹



1.2 - Evolution des réserves :

Une analyse véritable des réserves gazières ne peut commencer que cinq à dix ans après la fin de la seconde guerre mondiale, en effet les difficultés du transport du gaz naturel et de sa commercialisation en ont fait longtemps le mal aimé de l'exploration pétrolière dont l'objectif était , avant tout , de trouver du pétrole .

En dehors des Etats-Unis , ces réserves étaient encore très mal appréhendées durant les années 50 .

Par la suite la progression des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde a été spectaculaire, soit un quasi doublement tous les dix ans :

- 8500 milliards de m³ en 1950
- 17500 milliards de m³ en 1960
- 39500 milliards de m³ en 1970
- 77000 milliards de m³ en 1980

¹ J. Clavel « Le gaz naturel dans le monde : Perspectives 2000 »
Edition : Technip 1987

- 130200 milliards de m³ en 1990
- 150000 milliards de m³ en 1994

1.3 - Evolution de leur répartition géographique :

Les découvertes gazières se sont étendues progressivement à la totalité des continents . Elles concernent actuellement près de 80 pays .

On peut même noter que les pays disposant de réserves significatives sont plus nombreux dans le domaine du gaz naturel que dans celui du pétrole .

Ainsi, au début de 1995 , on comptait 67 pays possédant des réserves gazières supérieures à 20 Mtep contre 55 pays seulement pour le pétrole brut. .

L'Amérique du Nord , qui possédait la moitié des réserves mondiales en 1960 , a vu depuis le volume de ses réserves prouvées plafonner puis décroître .

La situation des marchés et des prix de l'énergie de la période récente en Amérique du Nord , particulièrement pour le gaz naturel , a joué de façon très négative sur son activité d'exploration .

Le tableau 1 et 2, montre l'évolution des réserves prouvées par grande zone géographique pour la période 1970 - 1995.

Tableau 1
Réserves prouvées de gaz naturel
Evolution par grande zone géographique

(Réserves au 01/01/1995 - 10⁹ m³)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994	1995
Amérique du Nord	9428	8547	8015	8400	7464	6831	6932
Amérique latine	1874	2353	4353	5440	7159	7652	7848
Europe Occidentale	3583	4058	3950	5760	5598	6228	6292
Europe Orientale	12547	24178	31533	37944	52466	58515	58559
Afrique	3834	5243	5683	5888	8580	9893	9982
Moyen Orient	6627	15326	18541	25874	37862	44572	45038
Asie-Océanie	1550	3362	4796	7116	11129	13649	14224
TOTAL MONDE	39443	63067	76871	96422	130258	147340	148875

Source : Cedigaz Juin 1995

Tableau 2
Structure des réserves prouvées de gaz naturel
Evolution par grande zone géographique

(%)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994	1995
Amérique du Nord	23,9	13,6	10,4	8,7	5,7	4,6	4,7
Amérique latine	4,7	3,7	5,7	5,6	5,5	5,2	5,3
Europe Occidentale	9,1	6,4	5,1	6,0	4,3	4,2	4,2
Europe Orientale	31,9	38,4	41,1	39,4	40,3	39,7	39,3
Afrique	9,7	8,3	7,4	6,1	6,6	6,7	6,7
Moyen Orient	16,8	24,3	24,1	26,8	29,0	30,3	30,2
Asie-Océanie	3,9	5,3	6,2	7,4	8,6	9,3	9,6

Avec un peu plus de 6900 milliards de m³ au début de 1995 , les réserves prouvées d'Amérique du Nord ne représentaient que 4,7 % du total mondial .

Les réserves de l'Amérique latine, relativement stables entre 1965 et 1975 (autour de 2000 milliards de m³), ont connu un développement très rapide . Grâce aux découvertes du Mexique , de l'Argentine et du Chili , mais aussi plus récemment du Venezuela , du Brésil et du Pérou , l'Amérique latine émerge progressivement comme une région gazière . Avec plus de 7800 milliards de m³ de réserves prouvées en 1995 , l'Amérique latine possède 5,3 % de l'ensemble des réserves gazières mondiales .

L'expansion des réserves prouvées en Europe occidentale avait été particulièrement rapide entre 1965 et 1973, avec les découvertes des Pays-Bas et de la mer du Nord Britannique , puis par les premières découvertes de l'offshore norvégien. Ce qui place les réserves prouvées de l'Europe occidentale à un niveau de l'ordre de 6300 milliards de m³ en 1995 soit 4,2 % de l'ensemble des réserves mondiales.

Le développement spectaculaire des réserves de l'ex.URSS est très certainement l'un des phénomènes majeurs de l'histoire de l'industrie du gaz des deux dernières décennies.

Les réserves prouvées de cette zone n'étaient que de l'ordre de 2000 milliards de m³ en 1960 alors que l'on peut les évaluer à environ 58500 milliards de m³ en 1995 soit 39,3 % du total mondial .

Les réserves prouvées des autres pays d'Europe occidentale ne représentent qu'un total , d'environ 800 milliards de m³ .

Avec les découvertes gazières en Algérie , puis au Nigeria et en Libye , le volume des réserves de l'Afrique avait pratiquement décuplé entre 1960 et 1973. Il atteint actuellement environ 10000 milliards de m³ soit 6,5 % du total mondial. .

Les réserves du Moyen Orient sont de l'ordre de 45000 milliards de m³ en 1995 soit 30,2 % du total mondial . Jusqu'au début des années 1970 , l'essentiel des découvertes est à mettre à l'actif d'une exploration pétrolière. Une période de stagnation des réserves prouvées a suivi , qui a fini avec les découvertes de gaz libre en Iran et dans plusieurs pays du Golf persique. Le Qatar, les Emirats Arabes Unis et l'Arabie Saoudite sont les grands bénéficiaires de cette exploration spécifiquement gazière.

Enfin , l'Asie et l'Océanie s'avèrent progressivement des zones gazières prometteuses , alors qu'une proportion considérable de leur surface demeure non exploré . L'ensemble de cette région dispose maintenant de près de 14200 milliards de m³ soit 9,6 % du total mondial .

Le tableau 3, montre l'évolution des réserves prouvées par grande zone économique pour la période 1970 - 1995.

Tableau 3
Evolution des réserves prouvées
par grande zone économique

(au 01 Janvier 1995 - 10^9 m³)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994	1995
Pays Industrialisés Occidentaux	13435	13650	12996	15808	15255	16193	16361
(%)	34.0	21.7	16.9	16.4	11.7	11.0	11.0
Europe Orient. + Chine	12647	24678	32273	38794	53629	60515	60599
(%)	32.1	39.1	42.0	40.3	41.2	41.1	40.7
OPEP	11405	21695	25626	33195	50001	58341	59025
(%)	28.9	34.4	33.3	34.4	38.4	39.6	39.6
Pays en voie de dévelop. hors OPEP	1956	3044	5976	8625	11373	12291	12890
(%)	5.0	4.8	7.8	8.9	8.7	8.3	8.7
TOTAL MONDE	39443	63067	76871	96422	130258	147340	148875
(%)	100	100	100	100	100	100	100

Cedigaz : Juin 1995

D'après les données du tableau n°3 on constate que les pays industrialisés occidentaux qui occupaient la première place du point de vue des réserves prouvées en 1970 avec 13435 milliards de mètre cubes, n'occupent que la troisième place en 1995 avec 16361 milliards de mètre cubes, soit une augmentation d'environ 22% entre 1970 et 1995.

Alors que l'Europe Orientale y compris la Chine et l'OPEP ont vu leurs réserves prouvées multipliées par cinq entre 1970 et 1995, passant respectivement de 12647 10^9 m³ et 11405 10^9 m³ en 1970 à 60599 10^9 m³ et 59025 10^9 m³ en 1995.

Il est parfois intéressant de connaître la durée de vie des réserves de gaz naturel par régions ainsi qu'au niveau mondial, afin d'avoir une idée sur le développement futur du marché du gaz naturel.

Le tableau 4 donne le ratio « Réserves/Production » par grande zone géographique et par pays.

Tableau 4
Ratio Réserves / Production
(Equivalence en années de production - base 1994)

Amérique du Nord	9	Europe Orientale	76
Canada	14	ex. URSS	79
Etats-Unis	8	Pologne	33
		Roumanie	21
		Afrique	80
Amérique latine	63	Algérie	60
Argentine	20	Egypte	43
Mexique	52	Libye	150
Venezuela	123	Nigeria	123
		Moyen Orient	251
Europe Occidentale	26	Abu-Dhabi	296
Allemagne	11	Arabe Saoudite	81
France	4	Iraq	9,3
Italie	15	Iran	478
Norvège	93	Qatar	462
Pays-Bas	24	Asie-Océanie	66
Royaume-Uni	9	Australie	108
		Chine	122
		Monde	62

Cedigaz : Juin 1995

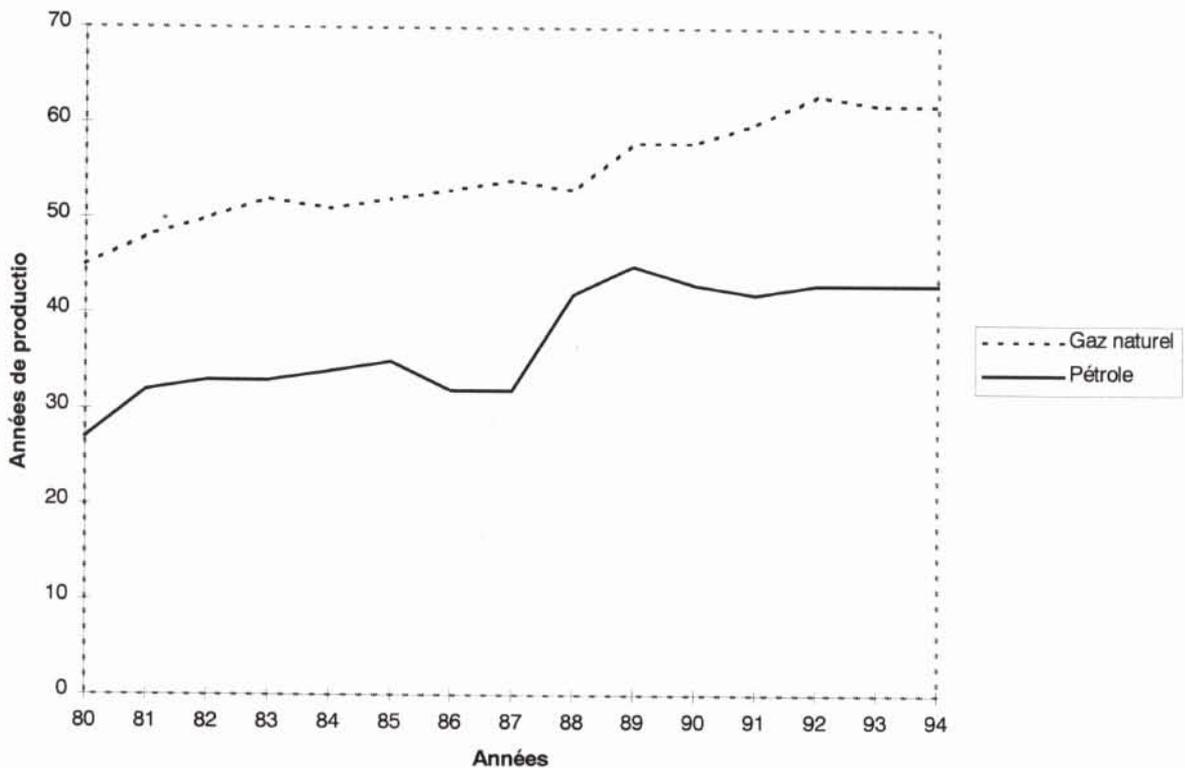
D'après le tableau précédent nous constatons qu'au rythme de production de 1994, la durée de vie des réserves de gaz naturel est nettement plus élevée que celle du pétrole (62 années contre environ 43 ans).

C'est dire que si les conditions actuelles restent les mêmes dans le futur , le gaz naturel s'imposera comme " énergie d ' avenir " .

Le graphique 1 nous montre l'évolution comparée (gaz naturel et pétrole) du ratio mondial « Réserves /Production » de la période 1980 - 1994.

Graphique 1

Evolution comparée du ratio mondial Réserves / Productions



1.4 - Place du gaz naturel dans les réserves mondiales d'énergie primaire :

Dans l'analyse qui suit nous avons volontairement exclues les ressources non conventionnelles en pétrole et en gaz naturel , dont les taux de récupération sont très incertains et pour lesquelles la mobilisation ne sera que très progressive , voire marginale , au cours des vingt à trente prochaines années .

La comparaison avec les réserves prouvées pétrolières est intéressante à plus d'un titre . Gaz naturel et pétrole brut ont des origines très voisines , les conditions d'existence de leur gisement sont souvent les mêmes , leur prospection relève en générale des mêmes techniques ; enfin , produits pétroliers et gaz naturel peuvent se substituer mutuellement dans une large gamme de la demande énergétique.

Progressivement , le niveau des ressources gazières s'est rapproché de celui des ressources pétrolières tant pour les réserves prouvées que pour les évaluations de ressources ultimes.

La progression est plus évidente en terme de réserves prouvées , puisque les réserves de gaz naturel ne représentaient que 48% des réserves prouvées de pétrole brut en 1970 , contre 79 % en 1980 , 93 % en 1987 et 110 % en 1994, c'est à dire environ $149 \cdot 10^9$ tep de gaz naturel pour $136 \cdot 10^9$ t pour le pétrole brut .

Le tableau 5 nous permet d'observer que parmi les quatre sources d'énergies primaires commerciales , mais non renouvelables, le gaz naturel se situe en troisième position , à un niveau similaire à celui du pétrole , largement supérieur à celui de l'uranium , mais très inférieur à celui des combustibles solides .

Tableau 5
Les réserves et ressources d énergies primaires
non renouvelables dans le monde (en Gtep)

	Réserves prouvées	Ressources ultimes restantes
Pétrole brut	95	250-300
Gaz naturel	88	200-240
Houille-Lignite	585	7000-9000
Uranium	16-35	95-120

Cedigaz:1995

Afin d'étudier le marché mondial du gaz naturel, nous avons jugé nécessaire d'introduire le tableau 6 qui donne les réserves au 01-01-1995 par grande zone et par principaux pays du point de vue réserves. Ces derniers seront les principaux acteurs au niveau du marché mondial.

Tableau 6
Estimation des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde
au 01-01-1995 (10⁹ m³)

<u>Amérique du Nord</u>	6932	<u>Moyen Orient</u>	45038
Canada	2300	Iran	20764
Etats-Unis	4632	Qatar	7070
		Abu-Dhabi	5324
<u>Amérique latine</u>	7848	Arabie Saoudite	5154
Venezuela	3925	Iraq	3115
Mexique	1937	Koweït	1493
Argentine	515	Yémen	481
		<u>Asie-Océanie</u>	14224
<u>Europe Occidentale</u>	6292	Indonésie	3235
Norvège	2868	Australie	2992
Pays-Bas	1845	Malaisie	2254
Royaume Uni	660	Chine	2040
		Inde	702
<u>Europe Orientale</u>	58559	Pakistan	665
ex. URSS	57868		
Roumanie	425		
<u>Afrique</u>	9982	<u>Total Général</u>	148875
Algérie	3720		
Nigeria	3450		
Libye	1310		
Egypte	628		

Cedigaz : Juin 95

CHAPITRE II

Production de gaz naturel

CHAPITRE II : PRODUCTION DE GAZ NATUREL

Il faut noter toutefois que ce ne sont pas les ressources de gaz naturel qui, à elles seules, détermineront les tendances futures de l'offre au niveau du marché mondial.

L'éloignement croissant des réserves par rapport aux grandes régions consommatrices et la progression rapide des réserves de gaz impliquant des conditions opératoires difficiles ne peuvent que freiner son développement futur.

C'est pour cela que dans ce qui suit nous nous efforceront d'étudier l'offre actuelle et future de gaz naturel à travers les réserves prouvées et la production.

2.1-Tendances générales :

Les années qui ont suivi le premier choc pétrolier ont enregistré un net ralentissement de la croissance de la production du gaz naturel dans le monde . A deux reprises , en 1974-1975 et entre 1980 et 1983 , la production commercialisée mondiale aura marqué un temps d'arrêt avant de reprendre le chemin de la croissance , sans pour autant connaître les chutes brutales de la production pétrolière .

En dépit de cet infléchissement du rythme de croissance de la production gazière , le rapport des productions gaz naturel - pétrole n'a cessé de progresser en faveur du gaz naturel ; celui-ci a atteint un niveau de l'ordre de 69 % en 1994, en équivalent énergétique , contre environ 55 % en 1986 et 40 % en 1970.

Notons toutefois que ce ne sont pas les ressources de gaz naturel qui , a elles seules, détermineront la progression de la production dans le monde.

Plus encore , c'est l'ouverture des marchés de gaz naturel et son commerce international qui devrait déterminer le niveau de croissance de la production gazière mondiale, avec des exigences considérables en équipements et en infrastructures, de la production aux consommateurs finaux..

La croissance de la production mondiale a été très modeste en 1994 . La demande gouverne l'offre qui s'adapte au dynamisme de certaines zones et aux aléas climatiques sur d'autres marchés.

Ainsi des conditions climatiques plus clémentes en Europe Occidentale ont réduit l'accroissement de la demande et la production gazière a stagné en 1994 .

En Russie , la production a baissé de seulement 10.10^9 m^3 , la hausse des exportations a en partie compensé la baisse de la demande interne. En Algérie les travaux de rénovation des unités de liquéfaction ont entraîné la fermeture temporaire de certaines usines et expliquent la baisse de la production.

Dans les autres zones géographiques, la croissance a été soutenue , en Amérique du Nord (+3,9 %) , en Amérique latine (+ 4,7 %) et particulièrement dynamique aux Moyen-Orient (+ 8,8 %) et en Asie (+ 9,3 %) .

La répartition par zone économique s'est de nouveau modifiée en faveur des pays industrialisés, qui ont assuré 43,9 % de la production commercialisée, contre 35,2 % pour les anciens pays à économie planifiée . Cette modification n'est que conjoncturelle , vu que les pays industrialisés , ne détiennent que 11 % des réserves mondiales .

La production brute de gaz naturel dans le monde n'a pas cessé d'augmenter ces dernières décennies et s'établit à $2693 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

La production commercialisée a atteint $2173 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, ce qui représente l'équivalent de 60 % de la production pétrolière .

Les quantités de gaz naturel réinjectées continuent d'augmenter (+ 4,9 % par rapport à 1993) et atteignent aujourd'hui 10,8 % de la production contre 6 % en 1980. Trente trois pays ont des activités de réinjection aujourd'hui , contre 20 seulement en 1980 .

Toutefois , huit pays , les Etat- Unis , l'Algérie , l'Iran , le Canada , la Norvège, le Venezuela , l'Indonésie et le Yémen ont réinjecté cette année $250 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, soit 85 % de la réinjection mondiale .

Alors qu'en Amérique du Nord , 12,8 % seulement de la production sert à la maintenance dans les réservoirs d'huile , l' Algérie et l' Iran réinjectent plus de 30 % du gaz produit .

Le brûlage a tendance à diminuer dans la majorité des pays producteurs, il a atteint $100 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 et représente maintenant 3,7 % du volume total produit .

Les pays de l' OPEP représentent encore 63 % du brûlage mondial , avec des quantités brûlées de $62,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Toutefois ces pays poursuivent leur effort de récupération du gaz associé . Ainsi le brûlage ne représente plus que 13 % de leur production brute de 1994 , contre 63 % en 1973 .

Le manque de débouchés dans certains pays justifie le torchage de quantités importantes de gaz.

L' Arabie Saoudite est un bon exemple : l'accroissement de la production de gaz associé, lié à la hausse de la production pétrolière , a dépassé les capacités de traitement de gaz du pays et une partie importante a été torchée.

Même si au plan mondial , le taux d'utilisation de la production demeure élevé (85,4 % en 1994) , il existe une forte disparité d' une zone à l' autre . Des progrès restent à réaliser en Amérique Latine où le taux est de l' ordre de 78 % et surtout en Afrique où ce dernier est de 42 % .

2.2- Les principaux producteurs :

Les dix premiers pays producteurs de gaz naturel (CEI , Etats Unis , Canada , Pays-Bas , Algérie ,Royaume Uni , Indonésie , Arabie Saoudite , Norvège et Iran) ont produit 1766 10⁹ m³ en 1994 , ce qui représente 81 % de la production commercialisée mondiale .

Les dix premières compagnies productrices ont produit 969,2 10⁹ m³ en 1994 , soit 45 % du total mondial .

Le tableau 7 donne la production commercialisée des compagnies les plus importantes, alors que le tableau 8 nous donne l'évolution de la production par grande zone géographique pour la période 1970 - 1994.

Tableau 7
Production commercialisée de gaz naturel par compagnie .

COMPAGNIE	PAYS	VOLUME 10 ⁹ m ³
1- Gazprom	Russie	570,7
2- Shell	Pays-Bas	74,8
3- Exxon	Etats Unis	60,2
4- Sonatrach	Algérie	50,3
5- Mobil	Etats Unis	48,4
6- Amoco	-----//-----	43,1
7- Saudi Aramco	Arabie Saoudite	37,7
8- Nioc	Iran	31,8
9- Chevron	Etat Unis	26,3
10- Pemex	Mexique	25,9

Cedigaz : Juin 95

Tableau 8
Evolution de la production commercialisée de gaz naturel
par grande zone géographique

(10⁹ m³)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Amérique du Nord	651,8	619,7	624,4	548,0	611,7	685,8
Base 1970 (%)	100	95	96	84	94	105
Amérique Latine	34,5	43,7	65,5	73,6	85,1	94,7
Base 1970 (%)	100	127	190	213	247	274
Europe Occidentale	80,7	178,1	200,8	198,8	199,1	233,5
Base 1970 (%)	100	221	249	246	247	289
Europe Orientale	233,2	334,5	482,6	696,9	852,5	748,6
Base 1970 (%)	100	143	207	299	366	321
Afrique	3,4	12,5	27,2	51,3	70,9	76,3
Base 1970 (%)	100	368	800	1508	2085	2244
Moyen-Orient	19,5	37,6	44,5	64,0	102,9	132,9
Base 1970 (%)	100	193	228	328	528	682
Asie-Océanie	17,0	37,3	74,1	109,7	149,0	200,9
Base 1970 (%)	100	219	436	645	876	1182
TOTAL MONDE	1040,1	1263,4	1519,1	1742,3	2071,2	2172,7
Base 1970 (%)	100	121	146	168	199	209

Cedigaz : Juin 1995

Il est intéressant pour notre étude de connaître aussi l'évolution de la production par grande zone économique. Ceci permettra entre autre de prévoir les échanges entre pays industrialisés et pays en voie de développement. Cette information est donnée par le tableau 9.

Tableau 9
Production commercialisée de gaz naturel
Evolution par grande zone économique
(en 10⁹ m³)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Pays Industrialisés Occidentaux	736,8 70.8 %	806,0 63.8 %	838,6 55.2 %	765,1 43.9 %	835,8 40.4 %	953,8 43.9 %
Europe Orientale + Chine	236,6 22.7 %	343,3 27.2 %	496,8 32.7 %	709,9 40.7 %	866,9 41.9 %	765,3 35.2 %
O P E P	32,3 3.1 %	60,5 4.8 %	97,1 6.4 %	152,4 8.8 %	220,0 10.6 %	267,2 12.3 %
Pays en voie de développement hors OPEP	34,4 3.4 %	53,6 4.2 %	86,6 5.7 %	114,9 6.6 %	148,5 7.1 %	186,4 8.6 %
TOTAL MONDE	1040,1	1263,4	1519,1	1742,3	2071,2	2172,7

Cedigaz : Juin 95

2.3 - Production par région géographique :

La connaissance de la production de gaz naturel par région géographique est très importante pour notre étude, car c'est à partir d'elle qu'on pourra prévoir les échanges entre les différentes régions.

Le tableau 10 reprend les productions brutes et commercialisées des sept régions, ainsi que celles des principaux pays producteurs.

2.3.1- Amérique du Nord :

D'après le tableau 8 on peut constater que la production commercialisée au niveau de cette région a évolué à une allure très faible durant la période 1970-1994. Elle est passée de 651.8 10⁹ m³ à 685.8 10⁹ m³ soit une augmentation de 5%.

Cette production concerne deux pays, le Canada et les Etats Unis.

a\ Canada :

Le gaz naturel bénéficie ces derniers temps d'une croissance soutenue, sur le marché domestique et surtout à l'exportation.

La production commercialisée a représenté 21.8 % du total de la région en 1994 et atteint 149.10⁹ m³. Les exportations vers les Etats-Unis ne cessent d'augmenter, elles représentent maintenant (1994) 48 % de la production.

Le marché Américain devient le principal débouché pour le gaz Canadien .

Tableau 10
Estimation des productions brutes et commercialisée
de gaz naturel dans le monde en 1994

(10⁹ m³)

	Production brute	Production réinjectée	Production brûlée	Autres pertes	production commercialisée
1- Amérique du nord	855,01	109,18	5,58	54,48	685,77
dont : - Canada	183,51	14,55	2,30	17,43	149,23
- Etats-Unis	671,50	94,63	3,28	37,05	536,54
2- Amérique Latine	144,25	19,22	12,86	17,44	94,73
dont : - Argentine	27,27	1,20	2,20	1,75	22,12
- Mexique	37,47	0,00	1,41	10,21	25,85
- Venezuela	44,44	12,40	3,10	4,13	24,81
3-Europe Occidentale	262,58	19,43	3,74	5,90	233,51
dont : - Allemagne	20,29	0,00	0,00	0,70	19,59
- Italie	20,64	0,00	0,00	0,00	20,64
- Norvège	45,01	14,11	0,37	1,07	29,46
- Pays bas	78,41	0,00	0,00	0,00	78,41
- Royaume-Uni	78,65	2,80	3,19	2,70	69,96
4- Europe Orientale	767,50	0,04	7,70	11,10	748,66
dont : - Ex.URSS	737,29	0,00	7,70	10,50	719,09
- Roumanie	19,89	0,00	0,00	0,30	19,59
5- Afrique	200,79	76,45	40,64	7,42	76,28
dont : - Algérie	129,40	67,80	6,20	5,10	50,30
- Nigeria	30,71	2,50	23,61	0,00	4,60
6- Moyen Orient	233,66	53,52	20,94	26,30	132,90
dont:-Arabie saoudite	70,20	6,40	10,20	15,90	37,70
- Iran	66,15	22,70	8,90	2,75	31,80
7- Asie-Océanie	229,69	14,38	8,53	5,89	200,89
dont :- Australie	27,80	0,00	0,00	2,25	25,55
- Indonésie	82,30	12,00	5,75	1,20	63,35
- Malaisie	26,55	0,00	0,00	0,42	26,13
TOTAL Général	2693,48	292,22	99,99	128,53	2172,74

Cedigaz:1995

b\ Les Etats Unis :

La production des Etats Unis a représenté 78.2 % du total de l'Amérique du nord en 1994 et s'élève à $536,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Elle atteint son plus haut niveau depuis 1982.

Toutefois le ratio réserves/production décline à nouveau , il n'est plus que de 8ans. Cette augmentation de la production est due à l'amélioration des technologies d'exploration et d'exploitation du gaz naturel.

2.3.2-Amérique Latine :

Avec une production commercialisée de $94,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, l'Amérique latine reste parmi les régions les moins importantes du point de vue production, même si cette dernière a été multipliée par 2.7 entre 1970 et 1994.

a\ Argentine :

La production ne cesse de s'accroître , elle a atteint $22,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 soit 23.3 % de la production totale de la région.

b\ Mexique :

La production du pays a légèrement augmenté et a permis de satisfaire la demande locale , sans faire appel à des importations des Etats-Unis . Sa production en 1994 a été de l'ordre de $26 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, soit 27.3 % du total de l'Amérique latine.

c\ Venezuela :

Les quantités commercialisées ont représenté 26.2 % du total de la région en 1994 et s'élèvent à $24,8 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

2.3.3- Europe Occidentale :

La production de l' Europe Occidentale est concentrée dans un petit nombre de producteurs . Shell et Exxon assurent à elles seules 40 % du total de la production. .

a\ Norvège :

La production commercialisée de gaz naturel s'est accrue de 8,1 % en 1994 . Cette hausse est due essentiellement à la mise en production de quatre nouveaux champs. La production de la Norvège a atteint $29,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 ce qui représente 12.6 % du total de la zone.

b\ Pays-Bas :

Avec une production commercialisée de $78.4 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 les Pays-Bas reste le premier producteur de l'Europe Occidentale.

c\ Royaume-Uni :

La production a de nouveau augmenté en 1994, +6,8 %, et atteint un nouveau record avec $70 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ soit 30 % du total de la région. L'accroissement de la production a été obtenue grâce la montée en régime des champs mis en production en 1993 et à la mise en production en 1994 de huit nouveaux champs .

2.3.4- Europe Orientale :

La production de cette zone n'a pas cessé d'augmenter depuis 1970 et a même atteint un niveau record de $852.5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1990 soit 41 % du total mondial.

Avec l'éclatement de l'ex. URSS la production a diminué et atteint $748.6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 ce qui représente le tiers de la production totale mondial.

a\ Ex. URSS :

La production commercialisée de gaz naturel de l'ex. URSS a subi une nouvelle chute de 5,3 % et s'établit à $719 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, soit 96 % du total de la région.

84 % de la production de gaz naturel provient de la Fédération de Russie, 7 % de l' Ouzbékistan, 5 % du Turkménistan , 3 % de l'Ukraine et 1 % de l'Azerbaïdjan.

La production de la Russie s'élève à $606,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 contre $617,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1993 (- 1,8 %). La baisse de la production a été limitée en Russie, la baisse de la demande locale étant compensée par la hausse des exportations vers l'Europe. La capacité de production de la Russie s'élève à environ $640 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

b\ la Roumanie :

La production de gaz naturel a constamment augmenté jusqu'en 1986, date à laquelle elle a atteint son record historique de 40.10^9 m^3 . Après 1986, la production a chuté progressivement et s'élève à $196,6.10^9 \text{ m}^3$ en 1994. Ce déclin devrait se poursuivre face à l'épuisement graduel des réserves.

2.3.5- Afrique :

La production commercialisée de l'Afrique a connu l'évolution la plus rapide entre 1970 et 1994, elle est respectivement de $3.4 10^9 \text{ m}^3$ à $76.3 10^9 \text{ m}^3$ soit un coefficient de croissance de 2240 %. Sa production reste quand même la plus faible parmi toutes les zones.

a\ Algérie :

Avec une production commercialisée de $50.3 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 l'Algérie reste le premier pays producteur d'Afrique, même si cette dernière a diminué de 6,6 % en 1994 et traduit une baisse programmée des exportations du pays. En effet, le programme en cours de rénovations des unités de liquéfaction a entraîné une chute des exportations de GNL. La production brut de gaz non associé a diminué de 1,5 %, passant de $113,1.10^9 \text{ m}^3$ en 1993 à $111,4.10^9 \text{ m}^3$ en 1994. La production de gaz associé s'élève à environ $18.10^9 \text{ m}^3 / \text{an}$. L'année 1994 a été marquée par une accélération des investissements dans le secteur des hydrocarbures : 2,4. milliards de dollars. Ceux ci sont passés à 3,3 milliards de dollars en 1995, et ont permis un programme ambitieux de développement de la production des hydrocarbures, notamment dans le secteur gazier.

b\ Egypte :

La production commercialisée a atteint $12. 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, soit 15.7 % du total de la zone . La politique mise en place pour substituer des volumes croissants de gaz aux produits pétroliers continue, avec un objectif la réduction de la consommation pétrolière du pays et la maximisation des volumes de pétrole disponibles à l'exportation.

c\ Nigeria :

En 1994 , la production commercialisée ne représentait que 15 % de la production brute , soit $4,60.10^9 \text{ m}^3$ contre $30,71. 10^9 \text{ m}^3$, la plus grande partie du gaz restant étant brûlée. Mais le Nigeria est entrain de lancer plusieurs projets pour réduire ces quantités de gaz brûlé.

2.3.6- Moyen-Orient :

Avec des réserves prouvées de $45000 10^9 \text{ m}^3$ en 1995, ce qui place cette région au deuxième rang mondial, sa production commercialisée a toujours été relativement faible. Elle n'a représenté que 6 % du total mondial en 1994.

Le gaz naturel est devenu un important combustible de substitution dans les pays membres du CCG (Conseil de Coopération du Golf), permettant ainsi aux pays producteurs de réduire leur demande domestique de pétrole brut tout en augmentant la part exportable de leur production pétrolière.

a\ Abu- Dhabi :

Sa production commercialisée a atteint $15,87. 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 ce qui représente 12 % du total de la région.

L'idée de développement de la production de gaz naturel est aussi présente au niveau de cet état qui a lancé plusieurs projets dans ce sens.

b\ Arabie Saoudite :

Sa production commercialisée a atteint $37,70. 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 ,et ce, sous l'impulsion de la croissance de la production de gaz associé, ce qui place l'Arabie Saoudite en première position au niveau de cette région.

Celle ci devait s'accroître rapidement dans les années à venir , suite à la hausse prévue de la production pétrolière.

c/ Iran :

La production commercialisée de $31.8 10^9 \text{ m}^3$ en 1994 reste relativement faible par rapport à ses capacités.

L'Iran qui désire développer sa production pour atteindre $135 10^9 \text{ m}^3$ en 2000, se trouve confronté aux problèmes de l'embargo commercial appliqué par les Etats-Unis .

d\ Qatar :

Le Qatar est déterminé à devenir l'un des premiers fournisseurs de GNL dans le monde et a pour objectif d'exporter 22.10^6 t/an de GNL vers 2010. Ce pays doit donc faire beaucoup d'effort pour arriver à une production qui lui permettrait de réaliser son objectif. La production du Qatar a été de $13,5. 10^9$ m³ en 1994 ce qui représente 10 % du total de la zone.

2.3.7- Asie-Océanie :

Avec une production de $200 10^9$ m³ en 1994, cette zone reste parmi les plus importante au niveau mondial. Cette dernière a connu une progression spectaculaire entre 1970 et 1994, elle est passée de $17.0 10^9$ m³ à $200 10^9$ m³ soit un coefficient de croissance de 1176 %.

a\ Australie :

Sa production ne cesse d'augmenter sous l'impulsion de la croissance des exportations de GNL et des ventes au marché domestique. Celle ci a atteint $25.56 10^9$ m³ en 1994.

b\ Indonésie :

La production commercialisée gazière s'est de nouveau accrue en 1994 (+ 13,4 %) , soit $63,35. 10^9$ m³ . Cette hausse s'explique par l'accroissement des ventes de gaz sur le marché domestique et des exportations de GNL.

c\ Malaisie :

La production de gaz naturel atteint $26.13 10^9$ m³ en 1994 soit 13 % du total de la région. Par ailleurs le développement des champs de gaz associé permettra à ce pays d'augmenter sa capacité de production.

d\ Inde :

Les réserves de l'Inde ont largement augmenté depuis que les travaux d'exploration ont commencé dans le pays. Actuellement l'Inde produit $16,8. 10^9$ m³ / an. Plusieurs projets ont été lancés pour produire $30. 10^9$ m³ en 1997.

e\ Chine :

La production commercialisée de ce pays s'élève à $16,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Ce pays prévoit d'accroître de près de 50 % sa production de gaz naturel à terre d'ici l'an 2000 et la porter à $24 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Conclusion :

La production commercialisée de gaz naturel pour l'année 1994, bien que répartie différemment de la production pétrolière, est concentrée dans les pays industrialisés occidentaux, avec 43.9 % de la production mondiale, et dans l'Europe Orientale, 35.2 %.

Les pays de l'OPEP qui possèdent d'importantes réserves, n'ont produit durant cette année que 12.3 % du total mondial.

CHAPITRE III

Consommation de gaz naturel

CHAPITRE III : Consommation de gaz naturel dans le monde

Le concept de consommation retenu dans notre étude correspond à la consommation apparente et non à la consommation réelle qui doit prendre en compte les variations de stocks.

Consommation = production commercialisée + importations - exportations.

Dans ce chapitre nous serons donc amené à étudier l'évolution de la consommation de gaz naturel dans le monde entre 1970 et 1994.

Cette dernière sera analysée par région géographique, par région économique, ainsi que par secteur.

3.1- Tendances Générales:

La consommation mondiale de gaz naturel a été multipliée par deux entre 1970 et 1994 elle est passée de $1040 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ à $2172 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Elle a augmenté d'environ $500 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ chaque décennie, puisqu'elle est passée de $1040 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1970 à $1519 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1980 et à $2071 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1990.

Cet accroissement considérable est due à l'augmentation de la consommation des différentes zones géographiques, à l'exception de l'Amérique du Nord où cette dernière a pratiquement stagné.

Le gaz naturel renforce sa position dans la consommation énergétique mondiale et occupe aujourd'hui (1994) , 23 % des besoins en énergie primaire contre 18 % en 1980.

3.2- Répartition géographique de la consommation :

L'Amérique du Nord ainsi que l'Europe Orientale ont consommé a elles seules plus de 60 % du total mondial en 1994.

Avec des consommations respectives de $330 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ et $206 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, l'Europe Occidentale et l'Asie-Océanie restent parmi les grandes zones utilisatrices de gaz naturel. Pour les autres zones (Amérique Latine, Moyen Orient et Afrique), la consommation demeure relativement faible.

3.2.1- Amérique du Nord

Avec $685 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ consommés en 1994, l'Amérique du Nord se place au premier rang mondial. Signalons que cette consommation est concentrée dans sa presque totalité aux Etats-Unis.

a - Etats-Unis :

La consommation américaine de gaz naturel a décliné régulièrement depuis 1972, et ce n'est que ces dernières années qu'une faible reprise commence à apparaître.

Cependant nous pensons qu'à l'avenir le déclin devrait être inéluctable ; l'âge des centrales thermiques utilisant le gaz est très élevé avec une moyenne supérieure à 20 ans et leur remplacement se fera progressivement par des installations utilisant le charbon.

Le secteur industriel ne semble pas appelé à connaître une forte croissance et l'on peut prévoir un repli, au mieux une stagnation des ventes de gaz naturel à ce secteur d'ici l'an 2000.

Le secteur résidentiel tertiaire qui est extrêmement important quant à lui devrait conserver un niveau comparable au niveau actuel sur la période 1995-2000.

Les Etats-Unis restent cependant le deuxième consommateur mondial après l'ex. URSS avec environ 28 % du total mondial soit $605,90 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

b - Canada

La position du gaz naturel face aux énergies concurrentes est beaucoup plus favorable au Canada, ne serait ce qu'en raison de la volonté politique des autorités de donner la priorité à son utilisation chaque fois que celle-ci permet la conservation des réserves de pétrole .

Il a représenté en 1994 environ 28 % de la consommation finale d'énergie, soit $78,87 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. La production d'électricité du Canada ne fait pratiquement pas appel au gaz, les centrales thermiques à flamme fonctionnent quasi-exclusivement au charbon.

Dans le secteur de l'industrie, le gaz naturel devrait améliorer sa part de marché dans les prochaines années.

Dans le secteur résidentiel-tertiaire, la demande devrait progresser de 1,5 à 2 % par an entre 1994 et 2000.

3.2.2- Amérique Latine:

La consommation au niveau de cette région a connu une forte croissance entre 1970 et 1994, elle est passée de $33,8 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ à $95,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ soit un taux de croissance de 183 %.

a - Argentine

Conformément au plan énergétique Argentin, qui prévoit un effort très intense mené d'ici l'an 2000 dans le domaine de l'exploration et de la production d'hydrocarbures, le taux de croissance global de la consommation de gaz devrait atteindre 5% par an pour la période 1995-2000.

A ce rythme l'Argentine devrait consommer en l'an 2000, 60% de ses réserves prouvées actuelles. La consommation de l'Argentine a représenté 25 % du total de la zone en 1994, soit $24 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

b - Mexique

Au Mexique, la production de gaz est très liée à celle du pétrole brut, 80% de celle-ci est constituée par du gaz associé. La consommation de ce pays a atteint $26,70 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994. Cette tendance devrait se maintenir jusqu'en l'an 2000.

c- Venezuela

Le Venezuela poursuit une vaste politique d'industrialisation et de conversion de l'industrie au gaz naturel.

Ceci devrait conduire à une hausse de la consommation de 50 % en quinze ans. L'objectif de ce pays est que le gaz naturel doit représenter à l'horizon 2000, 30 % de l'énergie primaire consommée.

3.2.3- Europe Occidentale

La consommation de cette région a été multipliée par quatre entre 1970 et 1994, elle est passée de $83 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1970 à $331 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

La part du gaz naturel dans la consommation européenne d'énergie a plus que doublé entre 1970 et 1990. Les grandes tendances dégagées à l'occasion du Congrès du Conseil Mondial de l'Energie de Madrid montrent que cette évolution se poursuivra probablement bien au delà de l'an 2000.

L'Europe Occidentale a représenté 15 % de la consommation mondiale de gaz naturel en 1994, et se place donc au troisième rang des grandes zones consommatrices.

a - Allemagne

Troisième consommateur mondial, derrière l'ex. URSS et les Etats-Unis. Sa consommation a représenté 22 % du total de la zone en 1994, soit $73 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

b - Royaume-Uni

La consommation de gaz naturel a connu une forte croissance, elle a représenté en 1994, 28 % des besoins en énergie primaire, avec une consommation de $72,12 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Ceci est dû essentiellement à la forte croissance dans le secteur électrique (+ 30,9 %).

c - Italie :

Troisième grand consommateur de la région après l'Allemagne et le Royaume-Uni, ce pays ne cesse d'augmenter sa consommation et depuis les contrats signés avec l'Algérie. Cette dernière a atteint le niveau de $50 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

d - Pays -Bas :

La consommation de gaz de ce pays, qui est d'ailleurs le plus grand producteur de la zone a été de $41 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, ce qui représente 50 % de sa production commercialisée, le reste étant exporté vers les pays de cette région.

e - France :

Ce pays demeure parmi les grands consommateurs de l'Europe Occidentale, avec une croissance continue durant la dernière décennie. Cette dernière est surtout le fait du secteur résidentiel-tertiaire. Aujourd'hui le gaz est en passe de devenir la première énergie dans ce secteur. Sa consommation a représenté $34,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

f - Belgique :

Avec une consommation de $11,8 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994, le gaz naturel continue de renforcer son rôle dans la consommation d'énergie primaire. La hausse, sans interruption depuis 1988 de cette consommation, porte la part du gaz naturel à plus de 20 % du bilan énergétique primaire.

g - Espagne :

Le gaz commence à prendre une grande importance, surtout avec le nouveau plan de gazéification du pays, même si la consommation reste à un niveau relativement faible, soit $7,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

3.2.4- Europe Orientale :

l'ex. URSS , premier consommateur mondial avec 28 % du total , a utilisé 613.10^9 m^3 en 1994.

En Russie, la baisse de la consommation gazière entamée en 1990 , s'est poursuivie jusqu'en 1994, où la consommation finale a été estimée à environ 360.10^9 m^3 .

3.2.5- Asie - Océanie :

La consommation de cette zone a augmenté à un rythme spectaculaire entre 1970 et 1994, elle est passée de $15.6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ à $206.3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

La plus grande augmentation a eu lieu durant la décennie 1970 - 1980, où la consommation a été multipliée par cinq.

a - Japon :

Le Japon est le sixième consommateur mondial de gaz, avec une consommation de 59.10^9 m^3 en 1994. Le gaz est importé sous forme de GNL , la production locale ne couvre que 4 % des besoins.

b - Australie :

La consommation de gaz naturel n'a pas cessé d'augmenter ces dernières années. Elle a atteint $17,02 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994. Malgré ces augmentations de consommation, celle-ci reste relativement faible par rapport aux réserves et capacités de production de ce pays.

c - Inde, Chine et Pakistan :

Ces trois pays qui ont des consommations très voisines, soient $16,67 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ pour la Chine, $16,81 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ pour l'Inde et $17,74 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ pour le Pakistan en 1994, consomment la totalité de ce qu'ils produisent ,sans faire appel à l'importation.

d - Indonésie :

La consommation de ce pays qui est assez significative, mais reste quand même en deçà de ses capacités de production. Elle a atteint $28,26 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

e - Malaisie :

Avec une consommation de gaz naturel de $13,6.10^9$ m³ en 1994, la Malaisie est le septième consommateur de la région Asie-Océanie , mais celle-ci reste assez lointaine de ses capacités de production.

3.2.6- Afrique

A part l'Algérie , la consommation de gaz naturel des pays d'Afrique reste relativement faible. La consommation algérienne a atteint $18,7.10^9$ m³ en 1994 soit 41 % de la consommation globale Africaine.

Les ressources gazières de l'Afrique sont nettement supérieures aux possibilités d'absorption des marchés nationaux. Cette région paraît donc potentiellement destinée à alimenter le marché international.

3.2.7- Moyen Orient :

La consommation des pays du Moyen Orient est négligeable par rapport aux réserves de cette région. A part l'Arabie Saoudite et l'Iran qui ont consommé respectivement $37,70.10^9$ m³ et $31,80.10^9$ m³ en 1994, le reste des pays de cette région ne dépasse guère les $13,5.10^9$ m³.

Le tableau 11 nous l'estimation des échanges et de la consommation de gaz naturel dans le monde pour l'année 1994.

Tableau 11
Estimation des Echanges et de la consommation
de gaz naturel dans le monde en 1994

(10⁹ m³)

	Production Commercialisée	Exportations	Importations	Consommation
1- Amérique du Nord	685,77	75,06	74,06	684,77
dont : - Canada	149,23	71,40	1,04	78,87
- Etats-Unis	536,54	3,66	73,02	605,90
2- Amérique Latine	94,73	2,18	3,03	95,58
dont : - Argentine	22,12	0,00	1,98	24,10
- Mexique	25,85	0,20	1,05	26,70
- Venezuela	24,81	0,00	0,00	24,81
3- Europe Occidentale	233,51	73,91	171,29	330,89
dont : - Allemagne	19,59	3,66	68,02	73,20
- Belgique	0,00	0,00	11,87	11,87
- Espagne	0,18	0,00	7,53	7,71
- France	3,50	0,00	31,21	34,71
- Italie	20,64	0,00	29,69	50,33
- Norvège	29,46	26,83	0,00	2,63
- Pays-Bas	78,41	40,80	3,29	40,90
- Royaume uni	69,96	0,87	3,03	72,12
4- Europe Orientale	748,66	105,80	33,73	676,59
dont : - Ex URSS	719,09	105,80	0,00	613,29
5- Moyen Orient	132,90	8,85	9,95	134,00
dont : - Arabie Saoudite	37,70	0,00	0,00	37,70
- Iran	31,80	0,00	0,00	31,80
- Qatar	13,50	0,00	0,00	13,50
6- Asie-Océanie	200,89	63,83	69,20	206,26
dont : - Australie	25,55	8,53	0,00	17,02
- Chine	16,67	0,00	0,00	16,67
- Inde	16,81	0,00	0,00	16,81
- Indonésie	63,35	35,09	0,00	28,26
- Japon	2,17	0,00	56,80	58,97
- Malaisie	26,13	12,49	0,00	13,64
- Pakistan	17,74	0,00	0,00	17,74
7- Afrique	76,28	33,12	1,49	44,65
dont : - Algérie	50,30	31,64	0,00	18,66
Total Général	2172,74	362,75	362,75	2172,74

Cedigaz : Juin 95

Il est aussi intéressant de connaître la structure des consommations sectorielles pour chaque zone, ceci nous permettra de mieux comprendre les différents changements qui peuvent avoir lieu au niveau des différents marchés internationaux.

Pour l'année 1994, ces informations sont données par le tableau 12.

Tableau 12
Structure des consommations sectorielles de gaz naturel
dans le monde en 1994

	Centrales Electriques (1)	Secteur (2) Energétique hors Centrales	Industrie hors matière Première	Matière Première	Résidentiel -tertiaire et divers (3)
- Amérique du Nord	12	12,5	33	4	38,5
- Amérique Latine	21,5	23	30	10,5	15
- Europe Occidentale	16,5	6,5	26,5	4	46,5
- Ex URSS	37,5	15,5	28,5	3	15,5
- Europe Orientale (hors ex-URSS)	20	19	32	9	20
- Afrique	40	26	20	4,5	9,5
- Moyen Orient	31	28	26,5	9	5,5
- Japon	69,5	28	1,5	1	-
- Australie. + N. Zélande	23	24,5	33,5	2	17
Asie du Sud - Est	37	18,5	26	10	8,5
Monde (10 ⁶ tep)	455	265	500	80	455

Cedigaz;juin 1995

(1) y compris la consommation des centrales pour la production d'énergie électrique et de chaleur.

(2) Production, traitement, transformation et transport des hydrocarbures, y compris la consommation des centrales de chauffage urbain.

(3) Transport, Agriculture.

La première constatation que l'on peut faire en observant ce tableau, est que la structure des consommations sectorielles est différente en passant d'une région à une autre. Par exemple pour l'Amérique du Nord, l'industrie hors matière première et le secteur résidentiel-tertiaire consomment plus de 71 % du total de cette région, alors que ces deux secteurs ne représentent que 1,5 % au Japon.

La part de ces deux secteurs est aussi assez importante en Europe Occidentale soit 73 %.

Au contraire les secteurs: Centrales électriques et secteur énergétique hors centrales représentent presque la totalité de la consommation du Japon soit 97,5 %.

Les tableaux 13 et 14, nous donnent l'évolution de la consommation de gaz naturel dans le monde par grande zone géographique, ainsi sa structure pour la période 1970 - 1994.

Tableau13
Evolution de la consommation de gaz naturel dans le monde
par grande zone géographique

	(10 ⁹ m ³)					
	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Amérique du Nord	651,4	618,2	628,5	547,3	612,4	684,7
Amérique Latine	33,8	44,0	62,7	73,6	85,5	95,6
Europe Occidentale	83,1	196,2	238,8	259,9	293,8	330,9
Europe Orientale	235,8	335,7	453,7	659,4	784,9	676,6
Afrique	1,9	5,5	18,6	29,4	39,4	44,6
Moyen Orient	18,5	28,0	41,7	60,9	101,5	134,0
Asie-Océanie	15,6	35,8	75,1	111,8	153,6	206,3
TOTAL Monde	1040,1	1263,4	1519,1	1742,3	2071,2	2172,7

Cedigaz: juin 1995

Tableau 14
Structure de la consommation de gaz naturel dans le monde
par grande zone géographique

(%)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Amérique du Nord	62,6	48,9	41,4	31,4	29,6	31,5
Amérique latine	3,2	3,5	4,1	4,2	4,1	4,4
Europe Occidentale	8,0	15,5	15,7	14,9	14,2	15,2
Europe Orientale	22,7	26,6	29,9	37,9	37,9	31,1
Afrique	0,2	0,5	1,2	1,7	1,9	2,1
Moyen Orient	1,8	2,2	2,8	3,5	4,9	6,2
Asie-Océanie	1,5	2,8	4,9	6,4	7,4	9,5

Source : Calculs à partir du tableau 13

Par contre le tableau 15 et 16, nous présente la consommation de gaz naturel dans le monde, son évolution par grande zone économique, ainsi que sa structure pour la période 1970 - 1994.

Tableau 15
Consommation de gaz naturel dans le monde
Evolution par grande zone économique

(10⁹m³)

	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Pays industrialisés Occidentaux	740,0	828,7	903,3	862,8	975,0	1098,5
Europe Orientale + Chine	239,2	344,4	468,0	672,3	799,4	693,2
OPEP	29,8	44,0	74,2	106,8	155,2	194,7
Pays en voie de développement hors OPEP	31,1	46,3	73,6	100,4	141,6	186,3
TOTAL MONDE	1040,1	1263,4	1519,1	1742,3	2071,2	2172,7

Cedigaz : juin 95

Tableau 16
Structure de consommation de gaz naturel dans le monde
par grande zone économique

	(%)					
	1970	1975	1980	1985	1990	1994
Pays industrialisés Occidentaux	71.1	65.6	71.1	65.6	47.1	50.5
Europe Orientale + Chine	23.0	27.2	23.0	27.3	38.6	31.9
O P E P	2.9	3.5	2.9	3.5	7.5	9.0
Pays en voie de développement hors OPEP	3.0	3.7	3.0	3.6	6.8	8.6

D'après le tableau 13, nous pouvons constater que la part des pays occidentaux dans la consommation mondiale de gaz naturel n'a pas cessé de diminuer durant la période 1970-1990, et ceci au profit des autres régions.

Néanmoins, on assiste à une faible reprise entre 1990 et 1994, où la part de ces pays a augmenté, passant de 47.1 % à 50.5 %. Ceci peut s'expliquer par la nette diminution de la part de l'Europe Orientale qui est due essentiellement aux différents bouleversements qui ont eu lieu dans l'ex. U R S S.

Conclusion :

La comparaison par région montre dans quel mesure le commerce mondial inter-régions devrait se développer. L'Afrique, l'Europe Orientale et le Moyen Orient auront une offre potentielle excédentaire. L'Europe de l'Ouest, l'Amérique du Nord et la région Asie-Océanie à plus long terme, devront par contre importer du gaz naturel. L'industrie gazière devra donc développer des projets qui permettront de transporter le gaz des régions où l'offre est excédentaire vers les régions de forte demande.

CHAPITRE IV

Echanges internationaux de gaz naturel

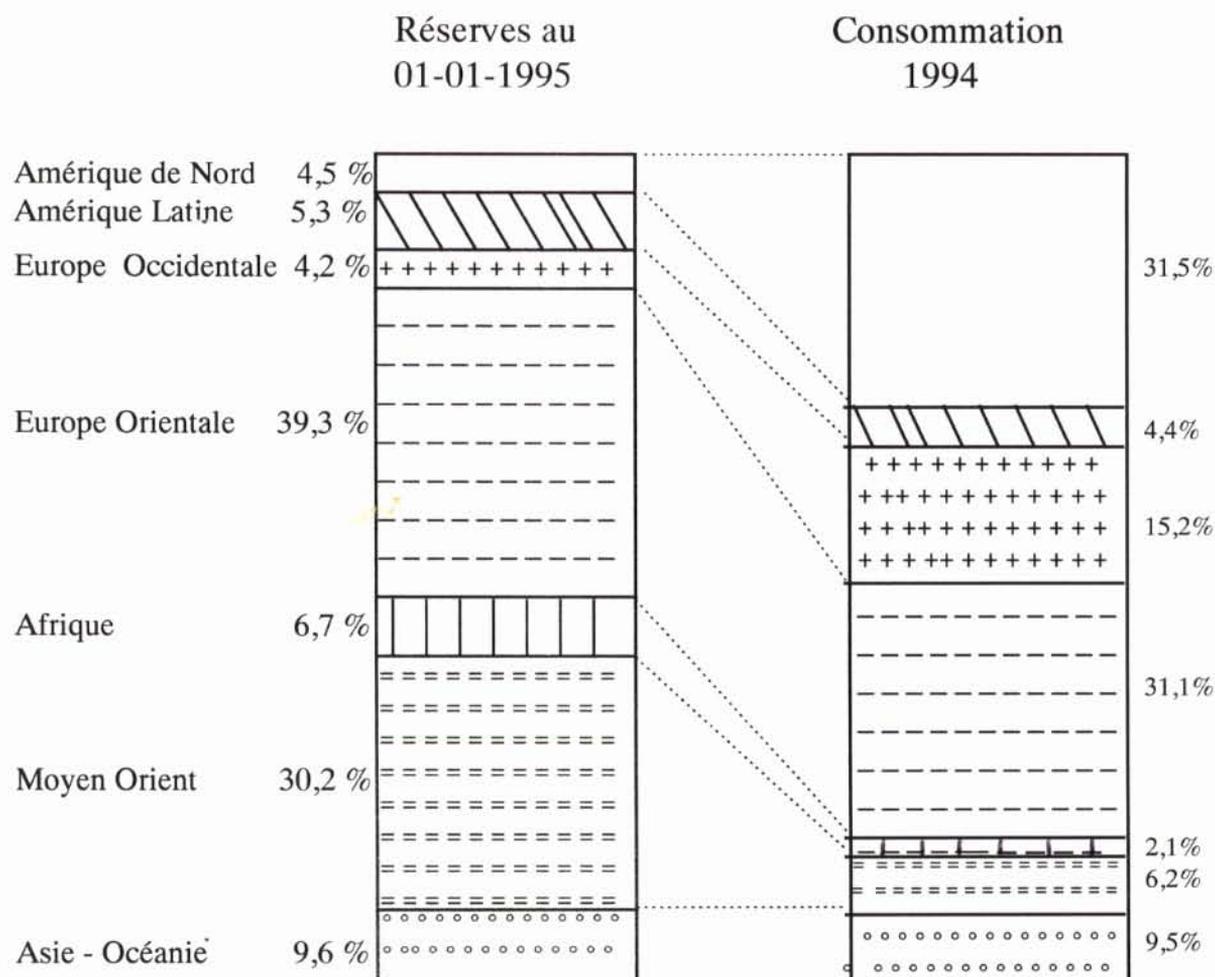
CHAPITRE IV: Echanges internationaux de gaz naturel

Le déséquilibre géographique entre les zones de production et de consommation, ne peut que conduire à un développement du commerce international du gaz naturel.

Les pays industrialisés occidentaux disposent de 11 % des réserves gazières mondiales en 1994, alors qu'ils absorbent environ 50 % de la consommation mondiale de gaz naturel. En outre les découvertes les plus récentes ne font qu'accentuer ce déséquilibre.

Le graphique 2, montre la structure des réserves et de la consommation de gaz naturel au niveau mondial.

Graphique 2
Déséquilibre mondial
entre les réserves et la consommation de gaz naturel



Au niveau de ce chapitre nous allons analyser les différents échanges internationaux de gaz naturel jusqu'à l'année 1994. Pour l'intérêt de notre étude, nous avons jugé utile d'étudier ces échanges à travers les deux moyens de transport : les gazoducs et les méthaniers.

Nous allons aussi dans cette partie, tenter d'expliquer les différentes réglementations en matière de gaz naturel dans les plus grands pays du point de vue consommation. Ces réglementations vont avoir une influence capitale sur le développement futur du marché mondial du gaz naturel.

4.1- Evolution générale :

Le marché gazier est caractérisé par la domination de trois marchés régionaux, offrant des situations très diversifiées en matière d'approvisionnement et de formation des prix.

- L'Amérique du Nord , premier marché mondial avec 685.10^9 m³ consommés en 1994, avec un fort développement du courant d'échanges du Canada vers les Etats-Unis.

- L'Europe Occidentale, avec une forte dépendance vis à vis du commerce international et une consommation d'environ 330.10^9 m³ en 1994.

- L'extrême Orient : Japon, Corée du Sud et Taiwan, marché en forte croissance avec 71.10^9 m³ consommés en 1994, principalement importés sous forme de GNL.

La part prise par le commerce international dans l'ensemble de la consommation mondiale de gaz naturel ne cesse d'augmenter.

Après une stagnation autour de 12 % depuis 1979, 12,5 % en 1995, ce ratio devrait s'établir à environ 15 % en l'an 2000 . Toutefois cette performance reste modeste par rapport aux 52 % atteints par le pétrole et les produits pétroliers .

En effet le gaz naturel demeure encore une énergie relativement coûteuse à transporter sur de longues distances, tant par les autoconsommations énergétiques que par les investissements requis par son transport. Ceci pénalise particulièrement les mouvements intercontinentaux de gaz naturel sous forme de GNL.

4.2- Réglementation et développement :

Les réglementations nationales ou régionales, voire internationales, peuvent avoir une influence bénéfique ou néfaste sur le développement du marché mondial gaz naturel.

Il faut constater d'abord, à partir d'exemples concrets, la très grande diversité de réglementations applicable au gaz à travers le monde. Cette situation correspond à une très grande diversité des conditions géographiques, économiques, et surtout à l'existence ou non de ressources en quantité suffisante. Cela dépend également de la taille des gisements, de leur éloignement et de tout un ensemble de facteurs.

On peut s'interroger pour savoir si, malgré cette grande diversité de situations, il est possible de dégager quelques lignes générales à un moment où l'industrie change d'échelle, où elle s'internationalise et où, peut-être, de ce double fait, les réglementations seront éventuellement conduites à évoluer.

Ces réglementations peuvent être d'inspiration gazière ou non gazière, c'est ce que nous tenterons d'expliquer dans les paragraphes suivants :

4.2.1- Diversité des réglementations

Le premier point est donc la diversité des situations et des réglementations d'une région à l'autre, voire d'un pays à l'autre. Il est possible de prendre trois exemples : les Etats-Unis, le Japon et l'Europe.

Les Etats-Unis :

La situation aux Etats-Unis est caractérisée par l'existence de multiples petits producteurs et d'un très grand nombre de gisements, en général de taille modeste, nécessitant de ce fait des investissements eux-mêmes modestes.

En revanche, les distances entre les lieux de production et les marchés sont parfois considérables, impliquant de très importants investissements de transport. Cette situation très contrastée explique sans doute largement que la réglementation américaine ait beaucoup changé et qu'en tout cas dans la période récente elle est passée d'une intégration verticale poussée à une dissociation des différents stades de la filière.

Le Japon :

La situation au Japon est totalement différente : le gaz naturel occupe une place déjà importante dans le bilan énergétique, que ce soit en l'état ou pour la production de l'électricité. Mais le Japon est importateur de la quasi totalité de son gaz naturel, il l'importe à partir de gros gisements, impliquant de grands investissements, et le tout nécessite également des coûts de transports élevés.

Alors, on note dans ce pays une forte coopération horizontale à l'achat et une sorte d'intégration verticale, par une coopération non seulement entre sociétés gazières, mais également entre gaziers et électriciens.

L'Europe :

Quant à l'Europe, elle a peu de ressources en gaz et elle est de plus en plus dépendante de l'importation. Elle importe le gaz à partir d'un petit nombre de pays, de quelques gros gisements nécessitant d'importants investissements.

Les coûts de transport, les investissements de transport sont eux-mêmes de plus en plus élevés. En outre, d'un pays à l'autre, la situation n'est pas la même. La géographie, l'économie, les bilans énergétiques et la présence ou non de ressources notables sur le territoire de chaque pays entraînent des différences.

Par delà cette très grande diversité européenne, on doit quand même souligner deux points communs.

Le premier est que l'industrie du gaz dans les pays d'Europe est en général le fait de grandes sociétés qui ont grossi au fur et à mesure du développement de la demande du gaz naturel auquel elles ont largement contribué.

Elles sont bien plus que de simples sociétés de transport prestataires de services. Elles approvisionnent, transportent et fournissent le gaz aux consommateurs, que ce soit aux réseaux de distribution et aux gros industriels, ou bien, possédant elles-mêmes des réseaux de distribution aux consommateurs domestiques.

Le deuxième point est que les sociétés européennes, malgré leur diversité et grâce à cette intégration verticale, jouent un rôle de régulation, de modération d'équilibre, dans ce marché entre producteurs et consommateurs. Aux uns, elles offrent les débouchés importants, stables et durables nécessaires pour qu'ils puissent engager les investissements lourds correspondant aux gisements à équiper ; aux consommateurs, elles procurent la sécurité d'approvisionnement.

4.2.2- Les réglementations d'inspiration non gazières

Il y a d'abord les politiques : politiques énergétiques ou autres.

La politique énergétique qui fait, par exemple, que l'Allemagne soutient l'industrie charbonnière, que la France privilégie l'électricité nucléaire et les Pays-Bas le gaz naturel.

Nous savons tous que la politique fiscale peut avoir des effets positifs ou négatifs sur le développement du marché du gaz naturel. L'instauration d'une taxe relative à l'écologie (écotaxe) par l'Union européenne pénaliserait le gaz naturel et reviendrait à le priver par rapport à ses concurrents de l'avantage écologique qui tient à sa nature même.

C'est avec raison aussi que l'on peut se préoccuper de la tentation que certains gouvernements pourraient avoir de taxer le gaz naturel plus lourdement, en profitant du fait que, de par sa dépendance par rapport au prix du pétrole, le prix du gaz est actuellement relativement bas.

Il y a aussi, des réglementations qui peuvent, au contraire, favoriser le gaz naturel ; comme la réglementation américaine en faveur du développement de l'utilisation du gaz naturel dans les transports routiers.

Les politiques économiques et politiques de prix notamment peuvent déterminer les prix de vente du gaz naturel. Ce qui était le cas aux Etats-Unis, jusqu'aux réformes récentes, et c'était encore le cas en France jusqu'en 1990. Mais, lorsque le prix du gaz est fixé trop artificiellement, c'est le développement de son marché qui est compromis. Ce qui pourrait décourager l'investissement dans l'industrie gazière.

4.3- Commerce international de gaz naturel:

En 1994, les échanges mondiaux de gaz naturel ont atteint un volume de $362,75.10^9$ m³, ce qui confirme la tendance à l'augmentation des années passées. Cette progression dans les échanges concerne à la fois les échanges par gazoduc et par méthanier.

La question que l'on se pose alors est la suivante : faut-il privilégier les gazoducs ou les chaînes de liquéfaction.

Jusqu'ici les échanges par gazoducs entre pays ou continents ont largement dominé le commerce gazier international. Il suffit de rappeler que le gaz naturel liquéfié, transporté par méthanier, n'assure que 24 % du total mondial de ce commerce.

Toutefois, le rééquilibrage des marchés du gaz naturel à l'aide de transports sur courte distance et par gazoduc atteint des limites techniques, économiques, voire politiques.

- L'éloignement croissant des réserves par rapport aux marchés de consommation conduit à des impossibilités physiques ou technico-économiques pour l'option gazoduc.

- La plupart des grands pays exportateurs traditionnels par gazoducs arrive à la limite de leur capacité exportatrice.

-Les pays importateurs souhaitent diversifier leurs source d'approvisionnement. Toutefois l'éventail des exportateurs par gazoduc étant étroit, le recours à des importations plus lointaines, sous forme de G N L, finit par s'imposer.

- La multiplication de marchés gaziers isolés, mais éloignés des grands réseaux de gazoducs, en Asie et en Europe, favorise aussi le plus souvent l'implantation de terminaux de réception de G N L. Par ailleurs, la modularité et la progressivité de la chaîne G N L sont bien adaptées à ces marchés en développement.

Toutefois, on doit noter aussi l'importance de paramètres plus récents qui pourraient favoriser de façon déterminante l'option G N L.

- L'intérêt grandissant des producteurs d'électricité pour le gaz naturel peut générer une nouvelle classe d'acheteurs de G N L, disposant de leurs propres terminaux, notamment en Europe, similaires aux importateurs producteurs d'électricité japonais.

- L'évolution du contexte international suscite, pour certaines régions, une impression de fragilité politique pour l'option gazoduc. Elles jettent aussi un certain doute sur la dépendance et les risques associés au transit des grands gazoducs multinationaux au travers de pays ou de régions dont la stabilité politique n'est pas assurée.

Le G N L est donc appelé à jouer un rôle essentiel dans l'expansion générale du commerce international du gaz naturel, qu'il s'agisse du rééquilibrage de ses grands marchés traditionnels, de la conquête de nouveaux marchés ou de diversification des approvisionnements. Avec 250 milliards de m³ environ en 2020 (environ 90 milliards de m³ en 1995), il pourrait représenter plus du tiers de l'ensemble du commerce mondial de gaz naturel.

Cette progression en volume s'accompagnera aussi fatalement d'une multiplication des importateurs, des exportateurs et nécessairement des courants d'échange entre les différents continents.

Le tableau 17 nous donne l'évolution des échanges internationaux de gaz naturel par les deux types de transport pour la période 1991 - 1994.

Tableau17
Echanges internationaux
de gaz naturel 1991 - 1994

	1991	1992	1993	1994
Gazoducs	245.59	256.52	264,09	275,00
GNL	76.97	80.94	83,04	87,75
Total	322.56	337.46	347,13	362,75

Source : cedigaz 1992,1994 et 1995

D'après le tableau 17, nous constatons que les échanges internationaux n'ont pas cessé d'augmenter ces dernières années, et ce pour les deux moyens de transport.

En 1994, il n'y a pas eu de modification importante dans la répartition des échanges par pays. L'ex.- URSS demeure le premier exportateur mondial, avec une part de 29 % dans le total mondial. Le Canada, deuxième exportateur mondial avec environ 20 %.

En ce qui concerne les importations, les Etats-Unis reprennent leur position de premier importateur mondial avec 20 % , devant l'Allemagne unifiée 19 %.

4.3.1- Les échanges par méthanier

C'est sur L'Asie-Océanie, leader des importations de GNL, que repose la croissance de ce commerce. Cette zone n'a pas cessé d'accroître ses importations de GNL durant cette dernière décennie, elle représente actuellement 77 % du commerce international de GNL.

En raison des travaux de rénovation de ses installations de liquéfaction, l'Algérie a vu reculer ses exportations de GNL ces dernières années.

Malgré la reprise des échanges, des surcapacités de liquéfaction ont à nouveau permis la signature de contrats spot. Ainsi, le marché spot de GNL a pu se développer, même si les quantités échangées demeurent encore modeste.

L'Indonésie, premier exportateur mondial de GNL, ne cesse de développer ses ventes, principalement à destination de la Corée du sud. Avec $35,09.10^9 \text{ m}^3$, l'Indonésie représente maintenant 40 % du commerce mondial de GNL.

Une série de nouveaux contrats signés en 1994, ainsi que la prolongation de contrats existants viennent confirmer la prédominance de ce pays dans l'industrie du GNL.

Pour l'Algérie, la rénovation du second train de liquéfaction du complexe GL2Z d'Arzew s'est achevée fin 1994. L'objectif du programme de rénovation de ce complexe est d'accroître la capacité de production de 15 % pour retrouver la capacité nominale de $10,7.10^9 \text{ m}^3$.Toutefois, les travaux de rénovation concernent aussi le complexe GL1Z afin de porter sa capacité à $10,5.10^9 \text{ m}^3$, fin 1995.

Lorsque ces travaux seront terminés, l'Algérie aura une capacité de liquéfaction annuelle de $30,5.10^9 \text{ m}^3$.

Avec $10,99.10^9$ m³ exportés en 1994, la Malaisie n'a connu qu'un faible accroissement de ses ventes de GNL. Actuellement ce pays met en place un programme afin de doubler sa capacité de liquéfaction pour atteindre 21.10^9 m³ /an. Les exportations de GNL de la Malaisie sont principalement à destination du Japon et de Taiwan.

En Australie, l'unité de liquéfaction de Burrup a désormais une capacité de $9,5 10^9$ m³ /an de GNL. En 1993-1994 les acheteurs japonais, clients traditionnels de l'Australie, ont enlevé 8.10^9 m³ de GNL.

Ce volume inférieur à la capacité de l'unité, a permis le renouvellement des ventes de cargaisons spot à des pays éloignés tels que l'Espagne.

Les importateurs Japonais qui ont accru leurs achats auprès de l'Australie, devraient importer environ $9,2 10^9$ m³ à partir de 1995. Par ailleurs, un projet est en cours pour ramener la capacité de liquéfaction de Burrup à environ 10.10^9 m³.

Pour la deuxième année consécutive, les livraisons de GNL Libyen à l'Espagne ont diminué en 1994 de 11 % par rapport à 1993. Le contrat renégocié entre Enagas et la Libye en 1990 prévoit des livraisons maximales de 2.10^9 m³/an.

L'existence de capacités de liquéfaction excédentaires en Australie et en Malaisie, et le développement d'une demande additionnelle, non couverte par les contrats existants, ont conduit certains pays momentanément déficitaires en gaz, à signer des contrats d'achats de cargaisons spot de GNL.

En 1994, 60 % des échanges SPOTS ont été destinés à l'Europe, contre 50 % en 1993. La signature de contrats avec le Moyen Orient confirme cette tendance en 1995.

C'est ainsi que les méthaniers non-employés permettent d'envisager de telles transactions. Entre 1995 et 1999, on peut escompter que 14 à 20 navires seront disponibles pour le transport de cargaisons SPOT.

Le tableau 18, montre les principales transactions spot de GNL en 1994.

Tableau18
Principales transactions SPOT de GNL
EN 1994 (10⁶ m³)

Pays	Vendeur	Acheteur	Volume	Remarques
Algérie / Italie	Sonatrach	SNAM	145	Ventes répétitives
Algérie/ Espagne	Sonatrach/ distrigaz	Enagaz	70	swap avec distrigaz
Australie/ Belgique	N.W shell	Distrigaz	70	Swap avec Enagaz
Algérie/ Espagne	Sonatrach/ GDF	Enagaz	230	Swap avec la Norvège
Australie/ Espagne	N.W shell	Enagaz	500	SPOT
Brunei / Corée	Brunei coldgaz	KGC	365	SPOT
Libye / Italie	NOC	SNAM	50	SPOT
Malaisie/ Corée	Malaysia LNG	KGC	390	SPOT
Malaisie/ Japon	Malaysia LNG	Tohoku EL.	75	SPOT
Algérie/ Espagne	Sonatrach/ GDF	Enagaz.	135	Rétrocessions SPOT
TOTAL			2030	

pétrostratégies, 6/02/1995.

En 1994, la flotte de méthaniers en service comprenait 85 navires totalisant une capacité de 9 027 309 m³. Sa répartition d'après la taille était la suivante :

- 13 navires de petite taille (jusqu'à 50.000 m³) pour 450 276 m³.
- 13 navires moyens (de 60.000 à 100.000 m³) pour 1 028 422 m³.
- 59 grands navires (120.000m³ et plus) pour 7 548 611 m³.

Néanmoins, huit nouveaux navires de grande taille, totalisant 1 045 080 m³, ont été livrés en 1994.

Enfin, on peut noter qu'en ajoutant, les 22 navires en commande, la capacité de la flotte aura augmenté à la fin 1999 d'environ 50 % par rapport à 1993, ce qui reflète bien l'importance croissante du transport de GNL.

4.3.2- Les échanges par gazoducs

En 1994, les échanges mondiaux par gazoduc ont atteint un volume de 275.10^9 m^3 .

En Amérique du Nord, les exportations de gaz du Canada vers les Etats - Unis ont atteint un niveau record et s'établissent à $71,4.10^9 \text{ m}^3$, représentant 48 % de la production commercialisée de gaz du Canada et assurent désormais 11,5% de l'approvisionnement extérieur total des Etats-Unis.

Pour la seconde année consécutive, le Mexique a exporté des volumes de gaz naturel vers les Etats-Unis. Ce pays a d'ambitieux projets de développement de sa demande. Celle ci pourrait dépasser les perspectives de développement de la production et nécessiter un recours aux importations.

En Europe Occidentale et Centrale, les importations par gazoduc ont atteint $186,77.10^9 \text{ m}^3$, soit 68 % du commerce total mondial par gazoducs. En 1994, l'ex.URSS a fourni 54 % des volumes importés par gazoduc en Europe, soit $105.8.10^9 \text{ m}^3$.

Contrairement aux années précédentes, le Turkménistan n'a pas fourni son quota d'exportation équivalent à environ 10 % des exportations totales de l'ex. URSS. En effet un désaccord sur les prix a interrompu cet accord de swap, consistant en des livraisons de gaz naturel turkmène aux républiques du sud de la Russie, en échange de gaz naturel Russe exporté vers l'Europe et payé au Turkménistan.

Par ailleurs, n'ayant actuellement aucune infrastructure directe de transport vers les pays de l'Europe Occidentale, le Turkménistan espère construire un gazoduc à travers L'Iran et la Turquie, pour rejoindre l'Europe afin de valoriser ses ressources gazières à l'exportation.

Deuxième fournisseur de l'Europe Occidentale après l'ex .URSS, les Pays-Bas ont exporté $40,8.10^9 \text{ m}^3$ en 1994. .

Les exportations Norvégiennes n'ont pas cessé d'augmenter ces dernières années, elles se sont élevées à $26,83.10^9 \text{ m}^3$ en 1994.

Cet accroissement résulte essentiellement de la hausse des importations du gaz naturel Norvégien par la France , en raison des échanges effectués avec Enagas, dans le cadre des livraisons spots de GNL.

Quatre nouveaux contrats signés en 1994 permettront à la Norvège d'accroître progressivement ses livraisons vers le continent. Ainsi trois de ces contrats ont été signés pour un volume de 13.10^9 m^3 .

Le premier contrat concerne l'Allemagne pour un volume total de $10,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ sur la période 1996-2014.

Le second contrat concerne Enagas (Espagne) pour un volume de $1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, d'avril 1994 à mars 1996. Cet accord prévoit un swap entre Enagas et Gaz de France, selon lequel Gaz de France prendra les volumes supplémentaires de gaz Norvégien et Enagas recevra du GNL Algérien.

Le troisième contrat concerne la compagnie électrique Britannique Scottish Power, et porte sur un volume total de $1,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, livré sur une dizaine d'années à partir de 1995.

Les exportations Algérienne principalement à destination de l'Italie, via le Transmed, connaîtront des augmentations dans les années à venir. En effet, ce gazoduc qui est en cours d'extension permettra, l'acheminement de $24 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{an}$ de gaz naturel vers ce pays .

Par ailleurs , tous les tronçons du Maghreb-Europe , gazoduc destiné à alimenter le Maroc , l' Espagne et le Portugal , sont en cours de construction . La mise en service de ce gazoduc était prévue pour fin 1996 .

Les graphiques 3, 4, et 5 montre la répartition des échanges internationaux par gazoduc ainsi que par méthaniers pour l'année 1994.

GRAPHIQUE 3
RÉPARTITION DES ÉCHANGES INTERNATIONAUX
EN 1994

Autres 14%
Norvège 7%
Algérie 9%
Indonésie 10%
Pays-Bas 11%
Canada 20%
Ex. URSS 29%

Exportations

Autres 28%
Italie 8%
France 9%
Japon 16%
Allemagne 19%
Etats-Unis 20%

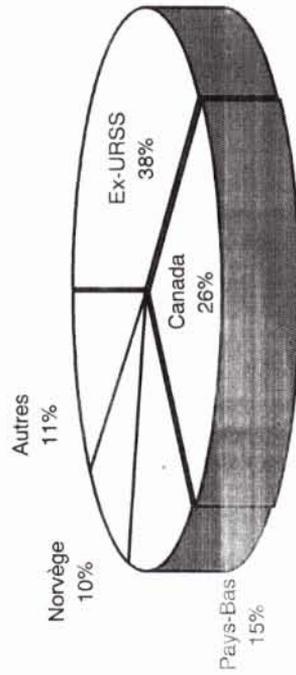
Importations

Total = 363.10⁹m³

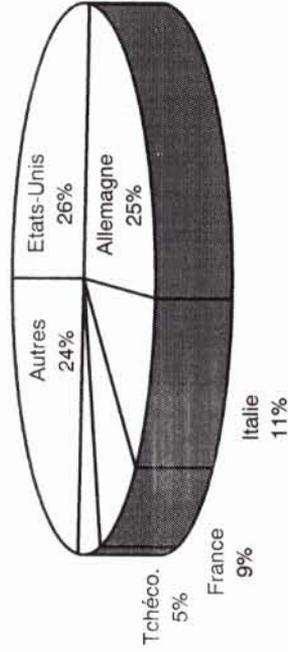
Graphique 4

Echanges Internationaux par gazoduc en 1994

Répartition par pays exportateur et importateur



Exportations = 275 milliards de m3

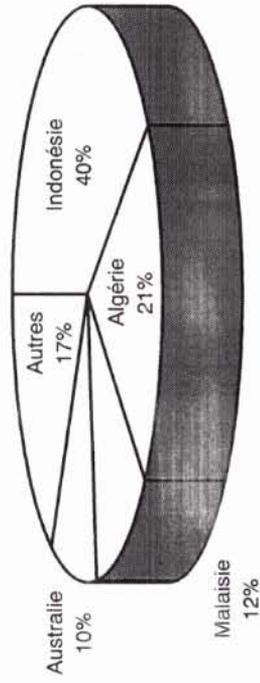


Importations = 275 milliards de m3

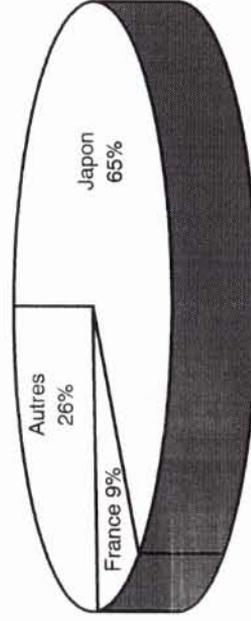
Graphique 5

Echanges Internationaux de GNL en 1994

Répartition par pays exportateur et importateur



Exportations = 88 milliards de m3



Importations = 88 milliards de m3

CHAPITRE V

*Perspectives des échanges
internationaux de gaz naturel*

CH V : Perspectives des échanges internationaux de gaz naturel

Comme nous l'avons déjà expliqué dans le chapitre précédent, le marché gazier est caractérisé par la domination de trois marchés régionaux (américain, européen et asiatique.). Dans ce chapitre, il s'agit d'estimer la demande et l'offre de gaz naturel au niveau des trois marchés à l'horizon 2010.

S'il est bien un domaine de certitudes incontestables à propos du développement mondial du gaz naturel, c'est celui de la croissance de ses marchés et de ses débouchés.

Longtemps des facteurs locaux ou sectoriels ont pu empêcher ou freiner cette expansion et faire apparaître des évolutions contrastées dans les grandes régions consommatrices.

Tel n'est pas le cas dans la dernière décennie de ce siècle.

Le gaz naturel prend graduellement place dans un domaine géographique de plus en plus vaste, dans un nombre croissant de pays consommateurs, étendant ses réseaux de gazoducs nationaux et internationaux et multipliant le nombre de ses terminaux de réception de GNL.

Dans le même temps, le gaz naturel accentue sa pénétration dans l'ensemble des secteurs de consommation : génération d'électricité, industrie, pétrochimie, résidentiel-tertiaire et même transports routiers.

5.1- Marché Européen

L'Europe hors CEI est actuellement le troisième grand marché gazier mondial en volume, mais cette région est la première zone en ce qui concerne les échanges de gaz naturel, elle a acheté plus de 150 milliards de m³ en 1994.

La part du gaz dans la consommation européenne d'énergie a plus que doublé ces deux dernières décennies. Les grandes tendances dégagées à l'occasion du Congrès du Conseil Mondial de l'Energie de Madrid montrent que cette évolution se poursuivra bien au delà de l'an 2000.

5.1.1 - Développement du marché Européen

Dans cette partie de notre étude, notre travail consistera à estimer la demande de gaz naturel au sein de l'union Européenne à l'horizon 2010. Celle-ci sera réalisée sur la base d'hypothèses formulées par l'Union européenne.

a - La croissance économique

Pour le taux de croissance du PIB réel sur la base annuelle, il a été retenu pour la période 1994 - 2010 deux taux, à savoir; 2 % et 2,5 %.

Le taux de croissance du PIB réel de la période 1973-1990 s'est élevé à 2,3 %.

Les taux retenus pour la période 1994 - 2010 encadrent donc le taux du passé. Nous pouvons considérer que le taux de croissance de 2 % , qui est utilisé comme taux de croissance dans la plupart des estimations de la demande du gaz naturel, est un taux plausible et en même temps relativement conservateur pour un ensemble de pays industrialisés dont les économies sont arrivées à maturité. Quant au taux de 2.5%, il correspond en moyenne à la croissance pour laquelle le taux de chômage commence à régresser.

b - La croissance démographique

Il a été retenu l'hypothèse des institutions internationales à savoir : une croissance moyenne de la population de l'Europe occidentale de 0.3% par an.

c - Le prix du pétrole :

Pour le prix du pétrole, il a été estimé qu'il pourrait atteindre le niveau de 28-30 \$ 1993/baril en 2010.

Bien sur, en matière d'évolution de prix du pétrole, il est vraiment très difficile d'être précis. Cette hypothèse, suppose que l'industrie pétrolière ne devrait pas évoluer en tendance très différemment au cours des deux prochaines décennies par rapport à ce que fut son comportement à partir de 1970, hors perturbations politiques.

Lorsque l'on calcule la tendance du prix du pétrole brut sur la base de données 1970 - 1993, en excluant les périodes des deux chocs pétroliers , ainsi que la période de la guerre du Koweït, la tendance nous donne un prix d'environ 26\$ 1993/baril en 2005 et 29\$ 1993/baril en 2010.

Pour sa part, l'A.I.E estime qu'en 2010 le prix du pétrole brut pourrait atteindre 28\$ 1993/baril (Estimation de 1994) .

Ce niveau de prix s'explique aussi par la constatation que la demande mondiale de pétrole brut est appelée à croître à l'avenir à un rythme plus soutenu (1,8 % par an à l'horizon 2010 , contre 1,4 % entre 1971 - 1991), alors que le taux d'accroissement de l'offre est supposé rester constant.

Ceci s'explique par le fait que le potentiel des économies d'énergie est en voie d'épuisement avec le niveau de prix actuel. En effet l'A.I.E prévoit un supplément de demande entre 1994 et 2010 de 27.10⁶ de barils/jour.

Cette augmentation de la demande de pétrole brut, ne pourra être satisfaite qu'avec une augmentation des investissements des pays producteurs. Sachant que ces pays ont une capacité de financement plus réduite que par le passé, il existe donc un risque réel de raréfaction relative de l'offre de pétrole.

Pour l'estimation de la demande futur de gaz naturel, il a été retenu un deuxième scénario, appelé « Evolution basse » du prix du pétrole et pour lequel il a été retenu un prix de 18\$ 1993/ baril jusqu'en 2010. Dans ce cas, la demande de pétrole serait plus forte et la production devrait être plus importante. Néanmoins, nous considérons cette hypothèse comme moins plausible que la précédente.

d - Le prix du charbon

En effet, le gaz est de plus en plus en concurrence avec le charbon dans le secteur de la génération de l'électricité grâce à la percée que le cycle combiné gaz / vapeur (rendement thermique d'environ 55%) est en train d'effectuer dans ce secteur.

Le prix CIF actuel du charbon importé à destination des centrales électriques s'élève à quelque 45\$ 1993/t. Pour 2010, il a été retenu le prix de 57\$ 1993/t, estimé par l'AIE.

e - Le prix de gaz

Des hypothèses concernant le prix du pétrole et le prix du charbon découlent celles ayant trait au prix du gaz. En effet le gaz naturel est en concurrence avec les produits pétroliers, le charbon et l'électricité.

Dans la distribution publique, le gaz destiné au chauffage et aux usages domestiques est en concurrence avec le gasoil, voire avec l'électricité et très peu

avec le charbon. Dans l'industrie, le gaz est en compétition avec le fuel et le charbon. Quant au secteur de la production d'électricité, le gaz est d'abord en concurrence avec le charbon et, dans une moindre mesure, avec l'énergie nucléaire et le fuel.

Dans le secteur du transport, le gaz comprimé est en concurrence avec l'essence et le gasoil.

Le tableau 19, présente les différentes hypothèses relatives au prix de l'énergie.

Tableau 19
Hypothèses relatives au prix de l'énergie
en 2010 (en \$ 1993)

Combustible	Hypothèse de base	Hypothèse basse
Pétrole brut (CIF)	29.0 \$ 1993 /baril	18.0 \$ 1993 /baril
Charbon importé à destination des centrales (CIF)	57.0 \$ 1993/t	45.0 \$ 1993/t
Gaz rendu frontière de l'Union européenne	4.1 \$ 1993/Mbtu	2.6 \$ 1993/Mbtu

Source : Géopolitique de l'appro. énergétique
de le C E E 1994

Ainsi, à l'horizon 2010, nous avons les prix du gaz suivants :

-Pour un prix de pétrole de 29\$ 1993/baril et un prix CIF de charbon de 57\$ 1993/t, le prix du gaz naturel rendu frontière de l'Union européenne qui permet au gaz de rester compétitif, s'élève à 4.1\$ 1993/Mbtu.

-Pour un prix de pétrole de 18\$ 1993/baril et un prix CIF du charbon de 45\$ 1993/t, le prix du gaz rendu à la frontière de l'Union européenne qui permet au gaz de rester compétitif, s'élève à 2.6\$ 1993/Mbtu.

5.1.2-Demande de gaz naturel à l'horizon 2010

Depuis le choc pétrolier de 1973, les pays européens ont mis en place de nouvelles politiques énergétiques à savoir :

- Diversification et sécurité de l'approvisionnement énergétique.
- Accroissement de l'indépendance énergétique.
- Utilisation rationnelle et économique de l'énergie.
- Protection de l'environnement.

Ces politiques ont joué et continueront à jouer en faveur du gaz naturel qui est apparu comme le substitut le plus aisé du pétrole. Ce qui porte à croire que le gaz naturel restera à l'avenir l'énergie de croissance numéro 1 en Europe Occidentale.

5.1.2.1-Evolution de la demande

La demande totale de gaz naturel compte tenu des hypothèses précitées relatives à la croissance économique et au prix CIF de l'énergie (pétrole et charbon), pourrait évoluer de 1990 à 2010 comme l'indique le tableau 20.

Tableau 20
Evolution de la demande de référence de gaz naturel
de l'Union européenne

en Gm ³	1990	1992	2000	2005	2010	taux de croissance annuel
Demande totale	237.1	253.0	323.2	382.4	448.6	3.5 %

Source :Géopolitique de l'appro. énergétique
de la C E E 1994

Entre 1990 et 2010, la demande de gaz augmenterait de 89 % (ou 211.5 Gm³), c'est à dire que le taux de croissance annuel serait d'environ 3.5 % alors qu'au cours des deux décennies précédentes, il était de quelque 4 %. L'estimation de la demande totale se décompose en consommations sectorielles dont les estimations découlent des hypothèses de base précitées.

5.1.2.2-Demande futur de gaz des différents secteurs :

Pour le secteur résidentiel et commercial, le taux de croissance annuel de 6 % entre 1973 et 1990 caractérise la pénétration par le gaz du marché du chauffage et des usages domestiques.

Pour la deuxième moitié de la période (1979-1990), le taux de croissance n'est toutefois que de 4.3 %.

On peut considérer actuellement que l'équipement utilisant le gaz dans les secteurs résidentiel et commercial est entré dans sa phase de maturité.

Néanmoins, l'expansion du gaz dans le secteur résidentiel n'est pas terminée en Europe, même si les zones d'expansion sont caractérisées en général par une densité de population moindre. En outre, le temps est venu d'envisager le remplacement des installations fonctionnant au gasoil, par des équipements utilisant le gaz naturel.

Il existe donc là encore un potentiel de substitution des autres combustibles par le gaz, d'autant plus que les autorités portent une plus grande attention aux problèmes d'environnement dans sites urbains.

De ce qui précède, il a été retenu deux taux de croissance annuelle pour la demande du gaz dans le secteur résidentiel et commercial pour la période 1990-2010.

Un objectif de pénétration moyenne de 45 % dans l'union européenne pour les secteurs résidentiel et commercial est tout à fait raisonnable, lorsque l'on sait que ce taux atteint

47.7 % en Italie, 57.6 % au Royaume Uni et même 66.3 % aux Pays Bas.

Dans le secteur de l'industrie, il a été considéré que la croissance de la demande d'énergie, tous combustibles confondus, pourrait être nulle à cause du recul de la part relative des industries lourdes et énergivores.

Pour le gaz, nous avons considéré qu'il augmentera sa part dans la demande au détriment des produits pétroliers et du charbon, suite aux directives antipollution de la commission européenne. Ainsi celui ci pourrait augmenter sa part de quelque 30 %, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1.2 % d'ici 2010.

Ces taux sont basés sur certaines hypothèses que nous pouvons voir dans le tableau 21

Tableau 21
Taux de croissance 1990-2010 de la demande de gaz naturel
dans le secteur résidentiel et commercial

Demande	Taux (% /an)	Hypothèses de calcul
Référence	2.4 %	Il est supposé que la part relative du gaz dans la demande totale d'énergie du secteur augmente pour atteindre 45 %, c'est à dire une augmentation de 25 % du taux de pénétration actuel (36 %).
Variante basse	1.2 %	La part relative du gaz dans la demande totale d'énergie du secteur est supposée rester constante soit 36 %.

Source :Géopolitique de l'appro. énergétique
de la C E E 1994

Les taux de croissance retenus nous conduisent à l'horizon 2010 aux consommations représentées dans le tableau 22.

Tableau 22
Estimation de la demande de gaz 1990-2010
par secteur

Secteurs	Taux de croissance annuel	1990	2000	2005	2010
Résidentiel et commercial (référence)	2.4 % (*)	96.2	124.4	140.0	154.6
Résidentiel et commercial (variante basse)	1.2 % (**)	96.2	109.5	116.2	122.1
Industrie	1.2 % (***)	83.4	94.0	99.7	105.9

Source : Géopolitique de l'appro. énergétique de la C E E 1994

(*) : taux de croissance annuel 1990-2000 : 2.6 % ; 2000-2005 : 2.4 % ; 2005-2010 : 2 %.

(**) : taux de croissance annuel 1990-2000 : 1.3 % ; 2000-2005 : 1.2 % ; 2005-2010 : 1 %.

(***) : taux de croissance annuel constant.

5.1.2.3 Secteur de la génération de l'électricité :

L'attrait renouvelé des producteurs d'électricité pour le gaz naturel provient de la conjonction de facteurs externes et internes directement liés au produit lui-même.

La commission Européenne a tout d'abord abrogé les directives qui restreignaient l'utilisation du gaz naturel dans les centrales électriques.

L'évolution réglementaire du secteur électrique aux Etats-Unis et au Royaume-Uni a également fortement contribué au développement de centrales fonctionnant au gaz naturel. L'accentuation de la pression écologique et la peur du nucléaire sont aussi des facteurs externes qui expliquent cet attrait pour le gaz naturel.

Mais il ne faut pas oublier les avantages du produit lui-même. Les centrales électriques fonctionnant au gaz naturel ont un coût d'investissement faible. Leur rendement est élevé. Les délais de construction sont réduits. Dans ce cadre, les conditions sont réunies pour favoriser le développement de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité dans les pays d'Europe de l'Ouest.

Il est supposé une décroissance du recours au fuel dans les centrales électriques de 2%, recul inférieur à celui de la période 1979-1992 (3,5%), mais qui tient ainsi compte du fait qu'un seul pays (l'Italie) devrait accomplir la plus grande partie de cette réduction.

Dans le cas contraire, l'Italie risquerait de connaître des difficultés d'approvisionnement en fuel à base teneur en soufre. Le faible taux de croissance de l'électricité nucléaire est le reflet du quasi-moratoire qui affecte ce secteur. Le développement du secteur de l'hydroélectricité et des énergies renouvelables tient compte de l'épuisement graduel des sites hydroélectrique rentables.

Pour la production électrique recourant au charbon, quatre objectifs alternatifs ont été pris en considération :

- Un objectif reflétant une forte pénétration du gaz dans la production d'électricité, ce qui limite la croissance de la production recourant au charbon à 20% de l'accroissement de la production totale d'électricité de 2000 à 2010. Cette situation conduit à un taux de croissance annuel moyen de la production d'électricité recourant au charbon de 0,8% entre 1992 et 2010.
- Un objectif alternatif reflétant une pénétration plus faible du gaz naturel, 3,5% de l'accroissement de la production totale de l'électricité étant couverts par le charbon : le taux de croissance de la production d'électricité recourant au charbon s'élève à 1,3% entre 1992 et 2010.
- Un objectif alternatif reflétant une faible pénétration du gaz, 50% de l'accroissement de la production totale d'électricité étant couverts par le charbon : le taux de croissance de la production d'électricité recourant au charbon s'élève à 1,7% entre 1992-2010.

- Un dernier objectif reflétant une pénétration maximaliste du gaz, 100% de l'accroissement de la production totale d'électricité étant couverts par un recours au gaz naturel. Cette hypothèse n'est pas très plausible du point de vue de la nécessité d'une politique de diversification des combustibles.

Les différents scénarios relatifs à la production d'électricité par type de combustible pour la période 1992 - 2010, sont présentés dans le tableau 23 et 24.

Tableau 23
Production d'électricité par type de combustible (en TWH)

Combustible	1992	2000	2005	2010	Taux de croissance annuel (1992-2010)
-Charbon (0% de l'accroissement)	766.1	773.5	773.5	773.5	0.1%
-Charbon (20% de l'accroissement)	766.1	773.5	824.1	879.0	0.8%
-Charbon (35% de l'accroissement)	766.1	773.5	862.0	961.6	1.3%
-Charbon (50% de l'accroissement)	766.1	773.5	900.0	1042.2	1.7%
-Pétrole	211.5	196.7	171.9	147.0	-2.0%
-Gaz (charbon 0% de l'accroissement)	136.1	410.8	652.0	936.5	11.3%
-Gaz (charbon 20% de l'accroissement)	136.1	410.8	601.4	831.0	10.6%
-Gaz (charbon 35% de l'accroissement)	136.1	410.8	563.5	748.4	9.9%
-Gaz (charbon 50% de l'accroissement)	136.1	410.8	525.5	667.8	9.2%
-Energie nucléaire	678.8	716.6	738.3	752.6	0.6%
-Hydroélectricité et énergies renouvelables	166.2	212.2	227.1	237.1	2%
TOTAL	1958.7	2309.8	2562.8	2847.3	2.1%

Source : A.I.E. -Electricité information 1993

Tableau 24
Consommations de gaz correspondant aux productions d'électricité

Hypothèses	Production d'électricité recourant au gaz (Twh)			Consommation de gaz dans la production d'électricité (rendement thermique du cycle gaz/vapeur : 55%) (Gm ³ /an)		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
<u>Charbon</u>						
- 0% de l'accroissement	410.8	652.0	936.5	71.0	112.6	161.8
- 20% de l'accroissement	410.8	601.4	831.0	71.0	103.9	143.6
- 35% de l'accroissement	410.8	563.5	748.4	71.0	97.3	129.3
- 50% de l'accroissement	410.8	525.5	667.8	71.0	90.8	115.4

Source : A.I.E - Electricité information 1993

Une forte pénétration du gaz (Charbon 20% de l'accroissement) conduit à une part dans la production d'électricité recourant à ce combustible de quelque 30% en 2010, c'est à dire à quasi-parité avec le charbon .

Cette situation est équilibrée au niveau des combustibles : les principaux combustibles (charbon, gaz et énergie nucléaire) atteignant chacun environ 30%, tandis que la part du fuel est réduite au minimum (5%) et que la production de l'hydroélectricité a épuisé la plupart des sites hydrauliques rentables.

Dans ce scénario, la part relative du gaz naturel passe d'environ 7% en 1992 à quelque 30% en 2010, soit un quadruplement.

Dans le cas où la part du charbon dans l'accroissement de la production d'électricité serait de 50%, la part relative du charbon atteindrait en 2010 environ 37% et celle du gaz naturel 25%.

5.1.2.4- Demande totale de gaz dans l'Union européenne à l'horizon 2010 :

Cette dernière sera déterminée par la globalisation des estimations de demandes des différents secteurs.

a- Globalisation des demandes sectorielles :

Grâce à ce qui a été fait précédemment, il est maintenant possible d'estimer la demande totale de gaz dans l'Union européenne à travers les tableaux 25, 26, et 27.

Tableau 25
Demande sectorielles (*) de gaz dans l'union Européenne
à l'horizon 2010 (en Gm³)

Secteurs	1990 (**)	1992 (**)	2000	2005	2010	Taux de croissance (1990-2010)
1- Résidentiel et commercial (croissance 2.4%/an). (R)	96.2	114.5	124.4	140.0	154.6	2.4%
2- Résidentiel et commercial (croissance 1.2%/an)	96.2	114.5	109.5	116.2	122.1	1.2%
3- Industrie (R) (croissance 1.2%/an (***))	83.4	82.1	94.0	99.7	105.9	1.2%
4- Production d'électricité (charbon 0% de l'accroissement)	31.9	33.8	71.0	112.6	161.8	8.5%
5- Production d'électricité (charbon 20% de l'accroissement)(R)	31.9	33.8	71.0	103.9	143.6	7.8%
6- Production d'électricité (charbon 35% de l'accroissement)	31.9	33.8	71.0	97.3	129.3	7.2%
7- Production d'électricité (charbon 50% de l'accroissement)	31.9	33.8	71.0	90.8	115.4	6.7%
8- Autres usages (****)	25.6	22.6	33.8	38.8	44.5	2.8%

Source : à partir des tableaux 22, 23 et 24

(*) autoconsommation et pertes incluses.

(**) source AIE.

(***) feed stock compris.

(****) Agriculture, transport,...etc.

R : Référence.

Tableau 26
Demande totale de gaz naturel dans l'Union européenne
en 2010 (en Gm³)

Demande (prix du gaz rendu frontière C E E : 4.1\$/Mbtu)	1990	2010
- Demande max-max (H H) (H H)=1+3+4+8	237.1	466.8
- Demande de référence (R) (R)=1+3+5+8	237.1	448.6
- Demande basse (B) (B)=2+3+6+8	237.1	401.8
- Demande min-min (B B) (B B)=2+3+7+8	237.1	387.9

Source : à partir du tableau 25

B B =Basse-Basse H H =Haute-Haute

D'après le tableau précédent, nous constatons que l'écart maximal de l'estimation est égal à 78.9 Gm³(HH - BB). L'écart entre la demande de référence et la demande basse s'élève à 46.8 Gm³ ou 10.5%.

Tableau 27
Répartition sectorielle de la demande totale de gaz naturel

Secteurs	1990	1990	2010 (estimation de référence)		2010 (demande basse)	
	(Gm ³)	(%)	(Gm ³)	(%)	(Gm ³)	(%)
Résidentiel et commercial	96.2	40.6	154.6	34.5	122.1	30.4
Industrie	83.4	35.1	105.9	23.6	105.9	26.4
Production d'électricité	31.9	13.5	143.6	32.0	129.3	32.2
Autres	25.6	10.8	44.5	9.9	44.5	11.0
TOTAL	237.1	100.0	448.6	100.0	401.8	100.0

Source : à partir du tableau 25

Si nous faisons la comparaison entre la répartition sectorielle de la demande totale en 1990 et 2010 (demande de référence), nous constatons que la production d'électricité pourrait représenter en 2010 environ 32 % de la demande totale de gaz naturel, contre 13.5 % en 1990. Ceci est dû essentiellement au fort développement des centrales à cycle combiné gaz/vapeur.

b- Le taux de dépendance gazière.

L'estimation de la demande future de gaz naturel effectuée, il convient maintenant de rechercher les moyens de la satisfaire. A cet égard, plusieurs scénarios d'approvisionnement vont être envisagés.

Il est intéressant de dégager le taux de dépendance du gaz naturel d'importation pour le scénario de référence et le scénario bas. Ce taux exprime la part de la demande qui ne peut être satisfaite par la production domestique et doit donc être importée. Les résultats sont présentés dans le tableau 28.

Tableau 28
Taux de dépendance à l'importation de gaz naturel pour
l'Union européenne à l'horizon 2010

Taux de dépendance	1992	2005	2010
Demande de référence	36.5 %	49.1 %	63.6 %
Demande basse	36.5 %	45.1 %	59.4 %

Source :A I E 1993

Le taux de dépendance gazière de l'Union européenne est donc appelé à s'accroître substantiellement. 63.6% de la demande de référence en 2010 seront couverts par des fournisseurs extérieurs. Dans le cas d'une demande basse, la production domestique ne pourra satisfaire que 40.6 %, ce qui entraînerait des importations égales à 59.4 % de la demande.

En effet, on s'attend à une diminution de la production de l'Union européenne de quelque 30Gm³ à l'horizon 2010, les réserves de gaz connues actuellement ne permettant pas d'accroître celle-ci au même rythme que le demande prévue. Avec l'intégration de la Norvège au sein de l'Union, le taux de dépendance pourrait passer de 63.6 % à 45 % seulement pour la demande de référence.

5.1.3- Réserves gazières et les fournisseurs actuels et potentiels de l'Union européenne.

Les réserves prouvées de gaz naturel de par le monde sont estimées aujourd'hui(1995) à environ 149000 Gm³, soit un peu plus de 133 Gtep, ce qui représente l'équivalent de 98 % des ressources pétrolières.

Les réserves de gaz naturel s'accroissent plus régulièrement que celles du pétrole. Il faut noter que la part importante et croissante des réserves en mer qui a dépassé la barre des

24 %, implique une exploitation plus coûteuse des réserves gazières à l'avenir.

5.1.3.1- Les producteurs domestiques de l'union européenne.

Au rythme de production de 1994, les réserves gazières prouvées de l'Union européenne seraient épuisées en une quinzaine d'années.

En 1994 la production commercialisée s'est élevée à près de 200 Gm³ et a représenté dans le bilan gazier de la communauté 65 % de la consommation intérieure brute. Cette production devrait baisser au niveau de 150 à 170 Gm³ et se concentrer encore plus qu'aujourd'hui dans les cinq pays qui possèdent plus de 90 % des réserves de l'Union : Pays-Bas, Royaume-Uni, Italie, Allemagne et Danemark.

Le tableau 29, montre la répartition des réserves et de la production de gaz naturel des pays de l'union européenne.

Tableau 29
Réserves et production de gaz naturel
des pays de l'Union européenne (Gm³)

	Réserves au 01/01/95	Production commercialisée 1994	Production commercialisée 2010
Allemagne	222	19.6	11.6
Danemark	215	4.9	4.1
Espagne	17	0.2	0.0
France	20	3.5	0.0
Grèce	9	0.05	0.0
Irlande	20	2.8	0.3
Italie	312	20.6	16.0-18.0
Pays-Bas	1875	78.4	79.0-80.0
Royaume-Uni	660	70.0	47.5-53.0
TOTAL	3350	200.05	158.5-167.0

Source : Cedigaz 1995

A- les principaux producteurs de l'Union.

Quatre pays dont, les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Italie et l'Allemagne ont produit en 1994, 95 % de la production totale de l'Union européenne.

a/ Les Pays-Bas

Au cours des dernières années, les réserves des Pays-Bas, 1875 Gm³ au 01/01/1995 sont constamment en baisse en l'absence de découvertes importantes. Les Pays-Bas sont le deuxième fournisseur de l'Europe occidentale, ses exportations atteignaient 41.0 10⁹ m³ en 1994 (environ 50 % de la production). Les quantités exportées se répartissent entre l'Allemagne (57 %), l'Italie (15 %), la France (14 %), la Belgique (12%), et la Suisse (2 %).

En outre, les Pays-Bas importe 6 % de leurs besoins propres de la Norvège et organisent le transit de quelque 9 Gm³ de gaz Norvégien vers la Belgique et la France.

b/ Le Royaume-Uni

Le Royaume-Uni est l'autre gros producteur de gaz naturel de l'Union européenne. La valorisation intensive de la mer du nord, a permis l'accroissement des réserves prouvées, pour atteindre 660 10⁹ m³ au 01-01-1995, et ce malgré une hausse spectaculaire de la production (de 56 10⁹ m³ en 1992 à 65.5 10⁹ m³ en 1993 à 70 10⁹ m³ en 1994). Les exportations restent très faibles soit 0.87 Gm³ en 1994. Récemment, le Royaume-Uni a décidé de créer des facilités de transit : une liaison entre l'Ecosse et la République d'Irlande, d'une part, et un gazoduc reliant le Royaume-Uni au continent (Belgique), d'autre part. Ce dernier gazoduc de 215 Km transporterait vers le continent quelque 15 Gm³ de gaz d'origine tant Britannique que Norvégienne.

c/ l'Italie

Les réserves de l'Italie, producteur moyen de gaz de l'union, s'élevaient à 312 10⁹ m³ au 01-01-1995. La production nationale joue un rôle important (20.6 10⁹ m³ en 1994) même si la plus grande partie de l'approvisionnement est assurée par l'importation (30 10⁹ m³ en 1994). Les importations proviennent des Pays-Bas (18%), de la Russie (40%) et de l'Algérie (42%). La capacité d'importation actuelle s'élève à 43 10⁹ m³ dont 40 10⁹ m³ par gazoduc et 3 10⁹ m³ sous forme de GNL.

d/ l'Allemagne

Les réserves prouvées de l'Allemagne s'élevaient à 222 Gm³ au 01-01-1995. La production actuelle (19.6 10⁹ m³ en 1994) épuisera ses réserves prouvées en 10 ans. En vue d'éviter cette évolution brutale, on peut s'attendre à ce que les compagnies gazières procèdent à un étalement de la production afin de réserver du gaz domestique sur une plus longue période. Vu que la production domestique ne couvre que quelque 20 % de la consommation de gaz naturel, l'Allemagne est un grand importateur et joue aussi de par sa situation géographique en Europe un rôle important dans le transit.

Les Pays-Bas et la Russie contribuent pour un même pourcentage à la couverture des importations Allemandes (chacun 40 %), le solde étant fourni presque entièrement par la Norvège.

e/Le Danemark

Le troisième pays de l'Union européenne qui ambitionne d'exporter du gaz est le Danemark.

Ses réserves prouvées s'élèvent au 01-01-1995 à $215 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Un tiers de la production, soit $1.6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, est exporté vers l'Allemagne et la Suède.

Les exportations danoises devraient tripler au cours des prochaines années, ce qui conduira à un doublement de la production actuelle.

La capacité actuelle d'exportation est de $1.2 \text{ Gm}^3/\text{an}$ vers la Suède et 1.0 Gm^3 vers l'Allemagne. Cette capacité de $2.2 \text{ Gm}^3/\text{an}$ sera portée à $3.7 \text{ Gm}^3/\text{an}$ en 1996 par l'augmentation des exportations vers l'Allemagne à $2.5 \text{ Gm}^3/\text{an}$.

B- Les producteurs marginaux

Les autres pays de l'union européenne ne produisent pas de gaz ou ont une production marginale. Quelques uns d'entre eux jouent néanmoins un rôle important dans le transit comme la Belgique, la France et très prochainement l'Espagne.

a/ La Belgique

Outre les importations de $11 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ pour la couverture de ses besoins, la Belgique organise le transit du gaz Norvégien vers la France et l'Espagne et du gaz Hollandais vers la France.

b/ La France

La France dispose encore d'une petite production de gaz naturel ($3 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$), mais importe actuellement quelque $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ dont 36 % en provenance de la Russie, 30 % de l'Algérie, 18 % de la Norvège et 16 % des Pays-Bas.

c/ l'Espagne

L'Espagne produit de très faibles quantités de gaz naturel ($0.6 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$). Ses réserves prouvées sont très restreintes ($17 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ au 01-01-1995).

Par ailleurs, il est prévu que la consommation de gaz naturel en Espagne augmente fortement. A l'heure actuelle, les importations de GNL proviennent pour plus de 70% de l'Algérie, le solde étant fourni par la Libye.

5.1.3.2- Les fournisseurs actuels de l'Union européenne

a/ La Russie

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel de la Russie étaient estimées à $49500 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, soit 85 % du total des réserves de l'ex. URSS.

Le gaz de l'ex. URSS est fourni aujourd'hui à l'Europe par six gazoducs formant un système d'une capacité de $126.5 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$, mais dont la capacité actuelle est estimée à quelque $110 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$. Pratiquement tous les gazoducs aboutissent à Uzhgorod, à la frontière entre la Slovaquie et l'Ukraine.

A partir de là, le gaz est transmis par le gazoduc transgas d'une capacité de $75 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ vers l'Europe de l'Ouest.

Le niveau des exportations Russes s'est élevé en 1994 à 105 Gm^3 dont 65 Gm^3 pour l'Europe de l'Ouest. Le volume livré à l'Union européenne est de 51 Gm^3 , ce qui représente 28 % du total des exportations gazières Russes et plus de 46 % des importations extra-communautaires de l'Union.

Le niveau de production en 2010, revu à la hausse en 1994, devrait augmenter la capacité d'exportation de la Russie. La capacité à l'exportation de la Russie s'élèverait au minimum à $249 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$, dont 100 à $110 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ pourraient être destinés à l'Europe Centrale, 25 à $40 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ à l'Asie de l'Est, et 100 à $120 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ à l'union européenne, mais ce niveau d'exportation ne serait atteint qu'avec le concours technique et financier de l'Union..

b/ La Norvège

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel de la Norvège étaient estimées à $2868 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, soit près de 45 % des réserves de l'Europe Occidentale.

En 1994, la production commercialisée a atteint $29.46 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ et les exportations, appelées à croître rapidement, se sont élevées à $26.8 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Le volume livré à l'Union européenne s'est élevé à environ $25 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, ce qui représente 23 % des importations extra-communautaires de l'union.

Les exportations contractées, toutes options incluses, passeront de quelque $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 1995 à $60 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 2010. Au vu des réserves prouvées et potentielles, l'offre potentielle supplémentaire de la Norvège à l'horizon 2010 pourrait toutefois

atteindre 20 à 30 10^9 m³, mais le coût de ces volumes provenant de zones de plus en plus difficiles d'accès sera relativement élevé.

c/ l'Algérie

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie étaient estimées à 3720 10^9 m³. La production commercialisée s'est élevée à 50.30 10^9 m³ en 1994 alors que plus de 67 10^9 m³ ont été réinjectés. En 1994, les exportations de gaz naturel se sont établies à près de 32 10^9 m³ dont environ 18 10^9 m³ par méthanier.

Le volume livré à l'union européenne s'est élevé à 28.5 10^9 m³, soit 30 % des importations extra-communautaires de l'Union européenne.

Pour l'heure la Sonatrach a fixé le plafond des exportations à 60 10^9 m³/an de gaz naturel dont un peu moins de la moitié de GNL.

Pour ce faire, les installations de GNL sont en voie de réhabilitation et le système de transport à l'exportation sera développé.

Les contrats de vente conclus à ce jour se rapprochent déjà de cet objectif dans l'attente du développement de nouvelles réserves qui permettront de commercialiser des quantités additionnelles.

C'est ainsi que des objectifs à l'exportation de 75 10^9 m³/an pour l'an 2000 et de 90 10^9 m³, voire 100 10^9 m³/an à l'horizon 2015, sont envisagés.

d/ La Libye

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel de la Libye étaient estimées à 1310 10^9 m³.

En 1994, la production commercialisée s'est élevée à 6.4 10^9 m³ dont 1.5 10^9 m³ ont été livrés à l'Espagne par méthanier. Cela représente à peine 1.5 % des importations extra-communautaire de l'Union européenne.

5.1.3.3- Les fournisseurs potentiels de l'Union européenne

a/ Le Qatar

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel du Qatar étaient estimées à 7070 10^9 m³.

Avec des projets de GNL en cours de réalisation et qui seront mis en exploitation dans les quelques années à venir, les ambitions gazières du Qatar peuvent facilement dépasser le niveau des $15 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ d'exportation envisagés aujourd'hui.

Ces exportations pourraient être destinées à alimenter l'Italie et d'autres pays européens.

b/ Oman

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel d'Oman étaient estimées à $750 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Oman a un projet GNL visant le marché européen. L'usine de liquéfaction d'une capacité de $8 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ devrait commencer à produire en l'an 2000.

c/ Le Turkménistan

Les réserves de gaz naturel du Turkménistan sont estimées à $13000 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Le Turkménistan est le deuxième producteur de gaz de l'ex-URSS avec une production de l'ordre de $65 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Devant le refus de la Russie d'augmenter le quota d'exportation du Turkménistan, estimant que son réseau était déjà utilisé à 98 % de sa capacité, ce dernier envisage la construction d'un gazoduc qui lui permettrait de se connecter au réseau européen, sans passer par la Russie.

Le gazoduc vers l'Europe passerait par les territoires Iranien et Turc et aurait une capacité initiale de $15 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$, passant ultérieurement à $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$. Une dizaine de milliard de mètres cube pourraient être absorbés par l'Europe Centrale, le reste étant fourni à l'Europe Occidentale.

L'éloignement et l'enclavement du Turkménistan, ainsi que le risque politique affectant les voies d'écoulement du gaz, font que nous sommes relativement sceptiques quant aux chances de voir le Turkménistan exporter son gaz vers l'Europe.

D'autant plus qu'aux portes de l'Union européenne, il coûte nettement plus cher que ses concurrents Algérien, Norvégien, Russe et Qatari.

d/ l'Iran

Les réserves de gaz naturel de l'Iran étaient estimées au 01-01-1995 à $20764 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, et sont considérées comme les plus importantes au monde après celles de l'ex-URSS.

En 1994, la production commercialisée s'est élevée à $31.80 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Les exportations de ce pays ont été pratiquement nulles ces dernières années (0.50 10^9 m^3 en 1993 et nulles en 1994.)

Concernant les projets d'exportations de gaz vers l'Europe Occidentale, plusieurs options sont considérées.

- Une chaîne de GNL à partir du Golf Persique.
- Un transport par gazoduc jusqu'en Turquie, d'où le gaz serait exporté sous forme de GNL vers l'Europe méridionale.
- Un gazoduc vers l'Italie via la Turquie, la Bulgarie et l'ex-Yougoslavie pour livrer 20 à 25 Gm^3/an à l'Europe Occidentale.
- Un gazoduc passant par l'Azerbaïdjan qui permettrait à l'Ukraine d'importer jusqu'à 75 Gm^3/an , dont une partie serait réexportée vers l'Europe.

L'objectif annoncé de la NIOC (National Iranian Oil Compagny) pour les exportations de gaz s'élève à $50 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ à l'horizon 2000.

e/ Le Nigeria

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel du Nigeria étaient estimées à 3450 10^9 m^3 .

En 1994, la production commercialisée ne s'est élevée qu'à $4.60 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, tandis que la production brûlée a dépassé les $23 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Un projet de récupération du gaz devrait permettre de réduire de 80 % les quantités brûlées dans cette région.

Les premiers pas du projet d'exportation Bonny, datent depuis 1985. La date de lancement du projet initialement prévue pour 1995 fut reportée à 1997.

Les compagnies Européennes sur la liste des acheteurs potentiels sont ENEL, ENAGAS et GDF.

Le projet a connu d'innombrables problèmes, en relation avec la situation financière et l'instabilité politique du Nigeria.

f/ l'Egypte

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel de l'Egypte s'élevaient à $628 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

Au rythme des découvertes, il devient de plus en plus probable que l'Egypte pourra devenir un exportateur de gaz à l'horizon du 21^e siècle.

Si l'espoir né des découvertes récentes se confirme, il n'est pas exclu qu'une capacité d'exportation de quelque $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ soit mise à la disposition du marché européen, sous forme de GNL, pendant la première décennie du siècle prochain.

g/ Le Venezuela

Au 01-01-1995, les réserves prouvées de gaz naturel du Venezuela étaient estimées à $3925 \cdot 10^9 \text{ m}^3$. Ce niveau important a conduit le Venezuela à envisager un projet d'exportation de GNL. Celui-ci prévoit des exportations vers les Etats-Unis et l'Europe qui pourraient débiter à la fin de cette décennie.

Au vu de la consommation domestique et de l'importance des réserves, le Venezuela pourrait exporter à l'horizon 2010 quelque $15 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ supplémentaires. Cependant la proximité du marché Nord américain laisserait tout au plus $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ de capacité à l'exportation vers l'Europe.

5.1.4-Coût de fourniture du gaz naturel

Le commerce international, particulièrement celui du G N L, est appelé à jouer un rôle déterminant dans le rééquilibrage des marchés traditionnels du gaz ou le développement de nouveaux marchés. Il ne faut pas sous-estimer les contraintes économiques et financières que son développement rencontre et rencontrera.

Un projet gazier de transport international d'une certaine ampleur, de l'ordre de 10 milliards de m^3/an , peut représenter des engagements financiers considérables. Sur une distance de transport de l'ordre de 5.000 km, un gazoduc terrestre nécessitera un investissement de l'ordre de 6 milliards de dollars.

Un projet G N L de même capacité, sur des distances de transport maritime comprises entre 5.000 et 7.000 km, impliquera des investissements globaux (usine de liquéfaction, navires méthaniers et terminal de regazéification) compris entre 4.5 et 6 milliards de dollars.

Les approvisionnements futurs de l'Europe se feront à des coûts de plus en plus croissants, depuis les productions intérieures actuelles, ou en cours de développement, jusqu'aux projets d'importation à partir de zones de plus en plus éloignées, ou à conditions d'exploitation beaucoup plus sévères.

On peut observer qu'il sera difficile de mettre en place des schémas d'approvisionnement nouveaux, à partir de ressources relativement accessibles, à moins de $3 \text{ \$/}10^6 \text{ Btu}$. Plus encore, le recours à des ressources gigantesques, mais en zones très éloignées ou difficiles, pourrait conduire à des coûts supérieurs à $4 \text{ \$}$, voire $5 \text{ \$/}10^6 \text{ Btu}$.

Il faut confronter les coûts d'approvisionnement aux prix les plus représentatifs des importations gazières des principaux marchés internationaux.

Le niveau moyen des prix nord-américain reflète une situation de surcapacité régionale ; ils se sont établis généralement entre 1 et 1.5 $\$/10^6$ Btu au cours de ces dernières années, des valeurs largement déconnectées de toute échelle raisonnable de coûts et de prix internationaux du gaz. A l'opposé, les prix à l'importation pratiqués en Extrême-Orient sont de l'ordre de 3.5 à 4 $\$/10^6$ Btu, ce qui autorisent potentiellement une large gamme de projets à l'importation.

Enfin, ceux de l'Europe occidentale, plutôt dans une fourchette de 2.5 à 3 $\$/10^6$ Btu, ne permettraient d'envisager qu'une gamme relativement restreinte de possibilités.

En fait, les prix du gaz sont très liés aux prix du pétrole et des produits pétroliers par l'intermédiaire de leurs formules d'indexation. Il est peu probable que lien entre le pétrole et le gaz s'affaiblisse au cours de la prochaine décennie. De toute évidence, l'évolution des marchés pétroliers et les variations de leurs cours continueront à conditionner la viabilité des projets gaziers internationaux. Avec les rapports actuels de prix relatifs gaz/pétrole, on estime grossièrement qu'un prix moyen de l'approvisionnement en brut de 18 $\$/baril$ (soit 3.2 $\$/10^6$ Btu), conduit à un coût moyen de l'approvisionnement gazier européen de l'ordre de 2.5 $\$/10^6$ Btu, contre 3.5 $\$/10^6$ Btu pour un prix du brut à 25 $\$/baril$ (soit 4.4 $\$/10^6$ Btu).

Pour les calculs des coûts, il a été retenu en tant que taux interne de rentabilité de référence pour le transport 10 %, car les sociétés gazières assurant le grand transport, se contentent de ce taux. Tandis que les coûts de productions sont ceux communiqués par les producteurs.

Les résultats sont représentés dans le tableau 30.

Tableau 30
Coût de fourniture du gaz naturel à la frontière de l'Union européenne

(\$ 1993 / MBTU)

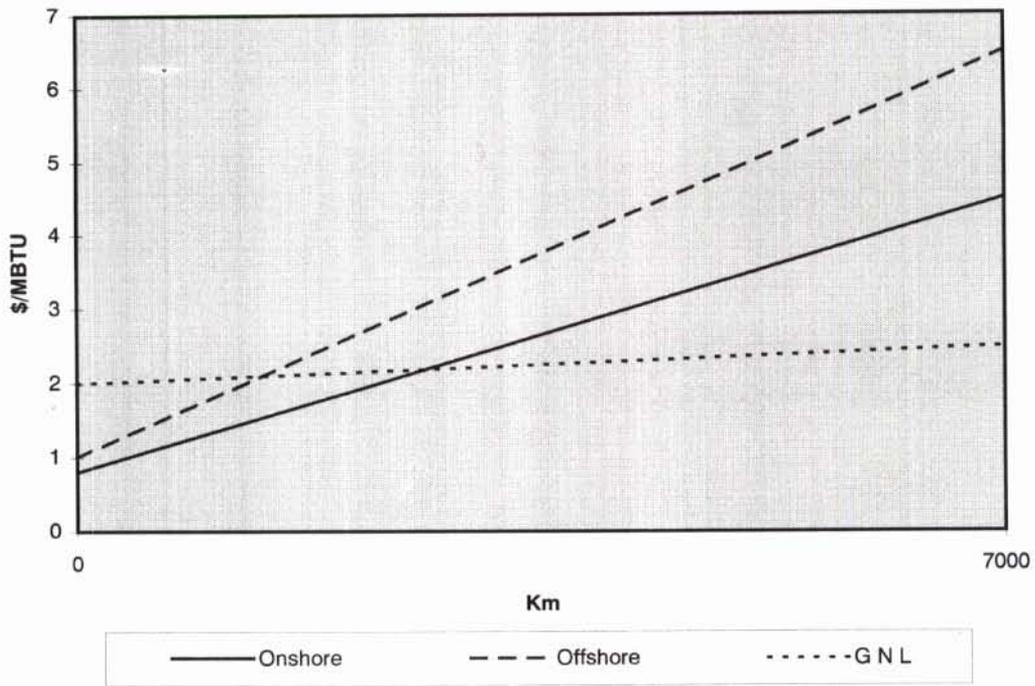
Origine du gaz	Coût total rendu frontière (\$/Mbtu)	Coût de transport (\$/Mbtu)	Coût de transit (\$/Mbtu)	Coût de production (\$/Mbtu)	Taille du Gisement	Type de production	Type de transport
Pays-Bas	0.25	0.15	0.00	0.10	géant	onshore	onshore
Pays-Bas	0.75	0.15	0.00	0.60	petit	onshore	onshore
Algérie-Transmed-Italie	1.06	0.45	0.11	0.50	géant	onshore	onsh + offsh
Norvège	1.34	0.34	0.00	1.00	grand	offshore	offshore
Algérie-Maghreb-Espagne	1.39	0.75	0.14	0.50	géant	onshore	onsh + offsh
Norvège	1.56	0.46	0.00	1.10	moyen	offshore	offshore
Pays-Bas-Mer du Nord	1.60	0.60	0.00	1.00	petit	offshore	offshore
Algérie GNL-Montoir	1.99	1.49	0.00	0.50	géant	onshore	G N L
Libye GNL-Italie	2.43	1.93	0.00	0.50	moyen	onshore	onsh + GNL
Egypte GNL-Italie	2.81	2.11	0.00	0.70	moyen	onshore et offshore	onsh + GNL
Nigeria-Italie	2.97	2.27	0.00	0.70	petit	onshore et offshore	G N L
Russie-SibérieOccidentale	3.22	1.88	0.84	0.50	supergéant	onshore	onshore
Qatar-Italie	3.28	2.78	0.00	0.50	supergéant	offshore	off+on+gnl
Oman GNL-Italie	3.57	3.07	0.00	0.50	moyen	onshore	onsh + GNL
Venezuela GNL	3.87	2.73	0.00	1.10	moyen	offshore	G N L
Iran-Italie	4.09	2.04	1.55	0.50	géant	onshore et offshore	onsh + GNL
Turkménistan-Italie	4.25	2.85	0.90	0.50	grand	onshore	onsh + GNL

Source : Géopolitique de l'appro. Énergétique de la C E E

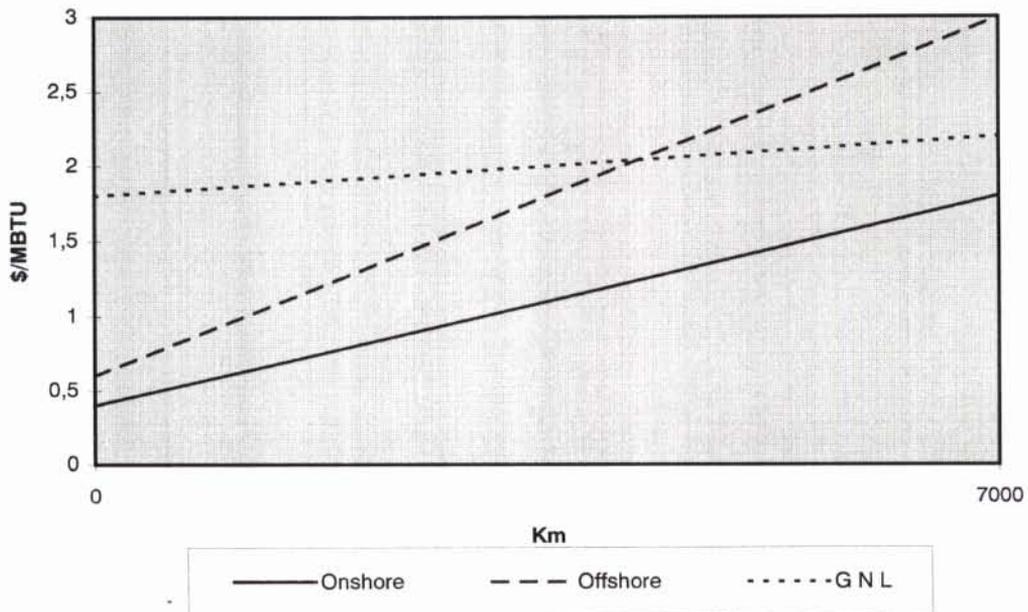
D'après le tableau précédent nous pouvant en tirer les conclusions suivantes :

- a- Le coût unitaire de fourniture du gaz est de loin le plus bas pour le gaz en provenance des Pays-Bas.
- b- Le gaz Algérien est moins cher rendu frontière de l'Union par gazoduc que par la chaîne GNL à Montoir (France), mais il s'agit des frontières méridionales de l'Union et une comparaison utile implique d'ajouter au coût rendu frontière le coût de transport terrestre jusqu'à hauteur de Montoir, ce qui donnerait un coût de 1.89 \$/Mbtu à comparer avec 1.99 \$/Mbtu pour le G N L.
- c- La comparaison entre le coût de transport unitaire par gazoduc et par méthanier après liquéfaction du gaz en fonction de la distance et des volumes transportés apparaît dans les graphiques 6 et 7.

Graphique 6
Débit annuel 5 milliards de m3



Graphique 7
Débit 20 milliards de m3



Ces abaques permettent de déterminer le moyen de transport du gaz le meilleur marché pour un même volume et une même distance. Cette approche reste relativement théorique, car les coûts qui sont pris en considération sont les coûts moyens.

En pratique, les coûts de transport sont différents pour chaque trajet spécifique. Des coefficients de difficulté du terrain peuvent être utilisés pour refléter les coûts spécifiques de chaque trajet.

Néanmoins ces abaques nous permettent de dégager les constatations suivantes :

- Le coût de transport unitaire diminue avec le débit sous l'effet des économies d'échelle.
- Le coût de transport par gazoduc sous-marin est toujours plus élevé que par gazoduc souterrain.
- Pour toutes les quantités annuelles transportées, le transport de GNL par méthanier devient compétitif pour les grandes distances.

d- Le coût de production est en général plus faible, lorsque le gisement est géant. C'est ainsi que le coût de production du gisement onshore de Groningen (Pays-Bas) s'élève à 0.10 \$ /Mbtu, tandis que le coût de production moyen des petits gisements des Pays-Bas onshore est de 0.60 \$/Mbtu, c'est à dire six fois plus élevé.

Dans le cas des gisements offshore, le coût de production est plus du double de celui des gisements géants.

5.1-5-Le partage de la rente gazière :

La nature bilatérale des échanges gaziers impose une nature toute différente de la rente gazière et de son partage entre pays producteurs-exportateurs et pays consommateurs-importateurs. Nous développeront ce partage dans ce qui suit en se référant à un cadre d'échange n'impliquant qu'un acheteur et un vendeur.

La chaîne gazière se caractérise par un taux de capitalisation élevé et par le point important des coûts fixes. Elle nécessite, de ce fait, un fort taux d'utilisation dans le cadre d'un contrat de long terme entre les producteurs et les acheteurs afin de procurer une rentabilité suffisante aux projets gaziers.

Le cadre contractuel régissant ces échanges est cependant fort différent de celui qui régit les échanges pétroliers. En particulier, les principes de détermination du prix du gaz naturel ont été dictés par la nécessité de permettre à celui-ci, faute de marchés captifs, avec les autres combustibles pour divers usages.

C'est ainsi que le prix du gaz naturel en tête de puits découle du prix du gaz naturel au stade de la consommation finale après prise en compte des coûts d'acheminement. Le prix du gaz naturel au stade final est lui même lié, le plus souvent, à l'énergie concurrente pour l'usage considéré.

Ce principe d'indexation n'a pas toujours été simple à établir, puisqu'il reflète diverses tentatives d'accaparement de la rente gazière par les divers acteurs de la chaîne gazière.

L'analyse du partage de la rente au niveau de la chaîne gazière se résume au choix de l'énergie d'indexation puisque celle-ci détermine le niveau de la rente, son évolution dans le temps ainsi que son partage. Une analyse simple proposée par PERCEBOIS (1989)¹ permet de cerner ce problème.

On suppose un contrat liant un importateur, qui s'efforce de faire prévaloir une équivalence entre gaz naturel et pétrole au stade de la consommation finale, et un producteur qui revendique une équivalence entre ces deux sources d'énergie au stade primaire.

Considérons un contrat où l'acheteur-importateur concède que le prix C.I.F du gaz (P_G^{cif}) soit aligné au maximum sur le prix C.I.F du pétrole (P_P^{cif}) importé (équivalence pétrole-gaz au port de débarquement).

Du point de vue de l'acheteur, les prix du gaz naturel et du pétrole doivent respecter l'inégalité suivante :

$$P_P^{cif} \geq P_G^{cif}$$

soit

$$P_G^{fob} + C_G^T \leq P_P^{fob} + C_P^T$$

où C_P^T et C_G^T représentent respectivement le coût de transport international du pétrole brut et celui du gaz naturel².

¹ PERCEBOIS J. Economie de l'énergie, Economica, 1989.

² Valeur moyenne pour le transport aussi bien par méthanier que par gazoduc.

Si l'importateur venait à bénéficier d'une rente différentielle³, alors le niveau de cette dernière sera de :

$$R_m = P_P^{cif} - P_G^{cif} = P_P^{fob} (1-k) - C_G^T (1-m)$$

avec k un indicateur de la valorisation du gaz relativement au pétrole brut,

$$k = \frac{P_G^{fob}}{P_P^{fob}} \quad \text{et} \quad m = \frac{C_P^T}{C_G^T}$$

Plus le prix F.O.B du pétrole s'éloigne de celui du gaz, plus l'importateur bénéficie d'une rente élevée.

Le rapport k maximal que ce dernier est prêt à accepter est, à la limite, celui qui ne lui assure aucune rente.

$$R_m = 0 \quad \text{d'où} \quad k_{max} = 1 - (1 - m) \frac{C_G^T}{P_P^{fob}}$$

A l'inverse, le producteur-exportateur est contraint de couvrir au moins la somme de ses coûts jusqu'au port de déchargement (C_G^{pta}) et, de ce fait, ne peut tolérer un prix F.O.B inférieur à C_G^{pta} , d'où la contrainte $P_G^{fob} \geq C_G^{pta}$.

Tout surplus par rapport au coût C_G^{pta} constitue une rente accaparée par le vendeur, d'où :

$$R_x = P_G^{fob} - C_G^{pta} = k \cdot P_P^{fob} - C_G^{pta}$$

Elle est nulle pour un indicateur de valorisation de :

$$R_x = 0 \quad \text{d'où} \quad k_{min} = \frac{C_G^{pta}}{P_P^{fob}}$$

³ Il s'agit là d'une rente différentielle inter-produit à pouvoir calorifique équivalent.

En deçà de cette valeur minimale de valorisation, le producteur renoncera à ses exportations, car il ne couvre même pas ses coûts de production et de transport jusqu'aux frontières.

Le rapport k se trouve circonscrit dans une plage délimitée par deux situations extrêmes : celle où l'importateur ne perçoit aucune rente, et celle où c'est le pays exportateur qui voit sa part de rente gazière s'annuler.

On a donc

$$\frac{C_G^{pta}}{P_P^{fob}} \leq k \leq 1 - (1 - m) \frac{C_G^T}{P_P^{fob}}$$

ou encore

$$C_G^{pta} \leq P_G^{fob} \leq P_P^{fob} - (1 - m) C_G^T$$

$$C_G^{pta} \leq P_G^{fob} \leq P_P^{fob} - (C_G^T - C_P^T)$$

En fonction des rapports de force qui dépendent de la situation du marché lors de la signature du contrat, le prix F.O.B du gaz qui sera conclu entre les contractants déterminera les proportions du partage de la rente gazière.

Il est donc possible de tracer graphiquement les zones de partage de la rente gazière en fonction du , du prix du pétrole brut.

PERCEBOIS, RUIZ, et LESOURD (1986)⁴ ont estimé une relation de long terme (1960-1984) entre prix F.O.B du gaz naturel (Y_3) et celui du pétrole brut (p) et ont abouti à la relation suivante :

$$Y_3 = 0.67133 p - 0.78257$$

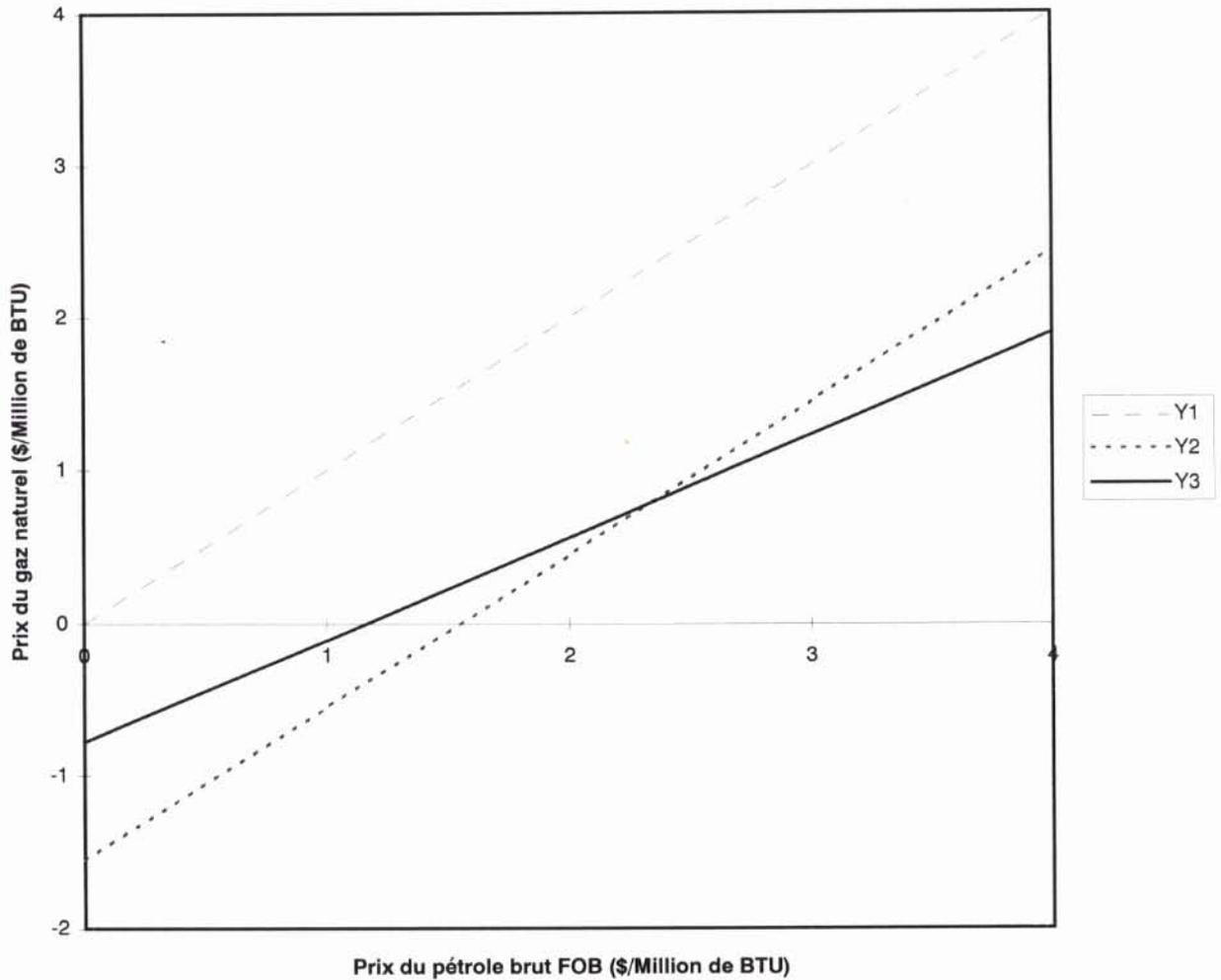
Sachant que le coût moyen d'acheminement du gaz naturel sur le marché européen se situe autour de 1.55 \$ par million de BTU⁵, il est possible de déterminer la valeur net-back du gaz naturel au port d'embarquement d'un exportateur majeur vers cette zone, l'Algérie par exemple.

⁴ « Equilibre et déséquilibre sur le marché international du gaz naturel », communication au colloque IEJE-GREEN de Grenoble, mars 1986.

⁵ Chiffre 1989.

Graphique 8

Partage de la rente gazière: cas du marché européen



Y1 : Valeur du gaz au niveau de l'utilisateur final

Y2 : Valeur net-back du gaz au port d'embarquement (FOB)

Y3 : Prix FOB du gaz

On détermine ainsi les zones correspondantes à :

- la rente récupérée par l'importateur, lorsque le prix FOB du gaz est inférieur à sa valorisation net-back.

- la rente récupérée par l'exportateur dans la situation contraire.

Si le principe de l'indexation se trouve justifié par la nécessité de garantir une demande suffisante pour le gaz naturel, ainsi qu'un taux d'utilisation satisfaisant de la capacité installée compte tenu du poids des coûts fixes, il peut néanmoins surgir en pratique quelques difficultés liées à l'évolution du marché de l'énergie de référence; le marché pétrolier.

L'indexation sur les produits pétroliers avantage le producteur de gaz en période de hausse du prix du pétrole, ce qui fut le cas durant les années soixante-dix. Avec le recul du prix du pétrole, l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole, et le partage de la rente qui lui est associé, a fini par poser quelques problèmes.

En effet l'indexation du gaz sur des produits qu'il est supposé remplacer, cas du fuel lourd pour la génération d'électricité, ou sur des produits dont l'usage principal n'est pas celui où ils sont en concurrence avec le gaz naturel, cas des distillats moyens plus utilisés pour le transport que pour le chauffage domestique, conduit à s'interroger la réalité de cette indexation.

Par ailleurs, le prix d'offre du gaz, qui se déduit du prix de demande à partir des prix des énergies concurrentes, doit permettre aux pays producteurs-exportateurs de participer au partage de la rente et ne pas conduire à un simple transfert sur ceux-ci de l'ensemble des risques associés aux projets à l'exportation.

5.1.6-Scénarios de couverture du déficit gazier de l'Union européenne à l'horizon 2010

Cette partie de notre mémoire, sera consacrée à l'étude de plusieurs scénarios, pouvant couvrir le déficit gazier de l'Union européenne à l'horizon 2010, et ce sous certaines hypothèses.

5.1.6.1-Hypothèses de demande et scénarios de couverture du déficit

Pour examiner différents scénarios de comblement du déficit gazier, nous avons pris en compte :

- une demande de référence de 448.6 Gm³/an.
- une demande basse de 401.8 Gm³/an.

Parmi les scénarios utilisés pour satisfaire la demande en gaz naturel de l'Union européenne, nous citerons :

- Le scénario classique « DANRO » qui fait appel aux ressources gazières domestiques (D), au gaz Algérien (A), Norvégien (N), Russe (R) et du Moyen Orient (O) pour couvrir la demande de référence de 448.6 Gm³/an.
- Le scénario « LODANRO » qui est appelé à rencontrer la demande « basse » de 401.8 Gm³/an au moyen des mêmes fournisseurs que dans le scénario « DANRO ».
- Le scénario « DANRIT » qui s'adresse aux ressources domestiques (D), à l'Algérie (A), à la Norvège (N), à la Russie (R), à l'Iran (I) et au Turkménistan (T).

Beaucoup d'autres scénarios peuvent être imaginés. Il s'agit là des trois principaux scénarios que nous avons retenus.

5.1.6.2-Détermination du déficit gazier de l'union Européenne

Le tableau 31 et 32, permettent la détermination du déficit gazier de l'Union européenne en 2010.

Ces calculs ont été réalisés sous certaines hypothèses :

- Prix du pétrole brut en 2010 : 29 \$/baril CIF.
- Prix du charbon en 2010 : 57 \$/t CIF.
- Prix du gaz à la frontière de l'Union européenne : 4.1 \$/Mbtu
- Taux de croissance du PIB : 2 %/an

Tableau 31
Production domestique de l'Union européenne en 2010

Production domestique (Gm ³ /an)	DANRO 2010	LODANRO 2010	DANRIT 2010
1-Allemagne	11.0	11.0	11.0
2-Danemark	3.9	3.9	3.9
3-Irlande	0.3	0.3	0.3
4-Italie	15.0	15.0	15.0
5-Pays-Bas	75.0	75.0	75.0
6-Royaume-Uni	45.0	45.0	45.0
TOTAL (1)	150.2	150.2	150.2

Source : Géopolitique de l'appro. énergétique de la C E E 1994

Tableau 32
Calcul du déficit gazier de l'Union européenne en 2010

Importations contractuelles (Gm ³ /an)	DANRO 2010	LODANRO 2010	DANRIT 2010
1-Algérie-GNL France	8.7	8.7	8.7
2-Algérie-GNL Autres	1.2	1.2	1.2
3-Algérie-Gazoduc Transmed	23.3	23.3	23.3
4-Algérie-Gazoduc Ouest	8.5	8.5	8.5
5-Norvège-Ekofist-Emden	11.5	11.5	11.5
6-Norvège-Statfjord-Emden	6.3	6.3	6.3
7-Norvège-Troll-Emden	21.1	21.1	21.1
8-Norvège-Troll-Zeebrugge	15.3	15.3	15.3
9-Norvège-Troll-St. Fergus	2.2	2.2	2.2
10-Ex. URSS	2.4	2.4	2.4
11-Nigeria-GNL	5.0	5.0	5.0
TOTAL (2)	105.4	105.4	105.4
Offre contractuelle = (1) + (2)	255.6	255.6	255.6
Demande Union européenne	448.6	401.8	448.6
Déficit gazier = (1) + (2) - (3)	-193.1	-146.3	-193.1

Source : Géopolitique de l'appro. Energétique de la C E E 1994

5.1.6.3-Couverture du déficit gazier.

Grâce au tableau précédent, nous allons voir de quelles manières, le déficit gazier de l'Union européenne pourrait être couvert.

- D'abord par une augmentation de la production domestique de l'Union pour quelque 12 Gm³/an. En effet, le Royaume-Uni et l'Italie devraient augmenter leurs productions.

L'Union européenne interviendrait ainsi au total pour 162.2 Gm³/an, c'est à dire une contribution domestique de 36 % dans la couverture de la demande de référence de 448.6 Gm³/an.

- Ensuite, il ne devrait pas y avoir de problème de capacité pour l'Algérie, la Norvège et la Russie pour proroger à l'horizon 2010 la pointe contractuelle qui serait atteinte en 2000.

Les différents scénarios interviennent après augmentation de la production domestique et prorogation en 2010 des quantités importées en 2000.

5.1.6.3.1-Scénario de référence « DANRO »

Comme il a été déjà signalé précédemment, le scénario « DANRO » fait appel en priorité aux ressources gazières domestiques, puis au gaz algérien, norvégien, russe, et du Moyen Orient pour couvrir la demande de référence de 448.6 Gm³/an.

a/ Les fournisseurs traditionnels

Pour combler le déficit relatif au scénario « DANRO », les fournisseurs devraient être capables de fournir des quantités supplémentaires.

- L'Algérie fournirait quelque 15 Gm³/an en plus et exporterait vers l'Union européenne en 2010 au total 66.5 Gm³/an (24.3 Gm³ sous forme de GNL et 42.3 Gm³ par gazoduc), soit environ 15 % de l'approvisionnement de l'Union.

- La Norvège apporterait une contribution supplémentaire de quelque 25 Gm³/an, ce qui conduirait ce pays à exporter en 2010 plus de 80 Gm³/an, soit environ 18 % de l'approvisionnement de l'Union.

- La Russie serait appelée à fournir quelque 15 Gm³/an supplémentaire par la saturation du système de transport « transgas » qui achemine le gaz vers l'Europe de l'Ouest à partir d'Uzhgorod, ainsi que 25 Gm³/an de « nouveau » gaz en provenance du gigantesque gisement de Bovanenkovskoyé situé dans la péninsule de Yamal.

Ce pays peut encore accroître ses livraisons de 27 Gm³/an à partir du gisement géant de Yamburg (dont la production a commencé à s'accroître depuis 1995), mais pour se faire il y aura lieu soit de connecter Yamburg au système de transport Yamal, soit d'augmenter la capacité de « transgas » reliant la Sibérie occidentale à l'Europe.

b/ Les fournisseurs complémentaires

Les ressources gazières domestiques de l'Union, un recours maximal aux capacités de production de gaz de l'Algérie et de la Norvège ainsi que la saturation des capacités de transport prévues par Gazprom ne permettent pas encore de satisfaire complètement la demande de référence de 448.6 Gm³/an en 2010.

A cet égard plusieurs voies s'offrent à l'Union européenne. Le scénario « DANRO » solde la balance gazière en faisant appel aux ressources gazières du Qatar pour quelque 12 Gm³/an.

c/ Faisabilité du scénario de référence « DANRO »

Si, à l'horizon 2010, le prix du pétrole brut se situe à 29 \$/baril et le prix du charbon à 57 \$/t, tous les gaz intervenant dans la couverture du déficit gazier de l'union en 2010 pourraient être exportés de manière rentable par les pays producteurs.

En effet, le gaz est compétitif sur les divers segments de son marché rendu brûleur si son prix à la frontière de l'Union européenne est inférieur à 4.1 \$/Mbtu.

Dans ce cas, les gaz domestiques et les gaz en provenance d'Algérie et de Norvège dégagent en faveur des pays exportateurs une rente supérieure à 1.8 \$/Mbtu.

Cette rente est calculées en tête de puits (at well head) et résulte de la différence entre le prix à la frontière de 4.1 \$/Mbtu d'une part, et la somme des coûts de transport (hors Union), de transit (hors Union) et de production.

Pour les gaz plus chers en provenance de l'ex. URSS et du Moyen-Orient (Qatar), la rente évolue comme suit : 0.88 \$/Mbtu (gaz ancien Russe), 0.82 \$/Mbtu (gaz

Qatari mixte gazoduc + GNL), 0.73 \$/Mbtu (nouveau gaz Russe), 0.60 \$/Mbtu (gaz Qatari GNL).

Au cas où le prix du pétrole brut en 2010 ne dépasserait pas 18 \$/baril et le prix du charbon importé 45 \$/t, le prix moyen du gaz à la frontière de l'Union européenne devrait être inférieur à 2.6 \$/Mbtu pour être compétitif.

Du fait du prix plus bas, la demande sera supérieure à celle du scénario de référence « DANRO » avec un prix du pétrole de 29 \$/baril et un prix du charbon de 57 \$/t auxquels correspond un prix du gaz de 4.1 \$/Mbtu. Il sera fait appel aux mêmes ressources gazières que dans le scénario « DANRO » de référence.

On constate toutefois une impossibilité à satisfaire la demande, car le prix de 2.1 \$/Mbtu ne permet pas de rentabiliser le développement de nouvelles ressources.

En effet, ce prix ne permettrait pas de rentabiliser certains gaz Norvégiens, ni le gaz du Moyen-Orient, ni le gaz en provenance de la péninsule de Yamal (Russie).

5.1.6.3.2-Scénario bas « LODANRO »

Le scénario « LODANRO », qui prend en considération une demande de gaz inférieure à 401.8 Gm³/an et constitue la version basse du scénario « DANRO », nous conduit à constater que dans ce cas, l'Union européenne, après avoir utilisée complètement son gaz domestique et le gaz quasi-domestique de l'Algérie et de la Norvège, ne devrait pas recourir à du « nouveau » gaz Russe de la péninsule de Yamal à l'horizon 2010, pour autant que le niveau des contrats en 2000 ait été prorogé en 2010.

A fortiori, l'Union ne devra pas faire appel en 2010 au gaz du Qatar et de Oman. Le scénario « LODANRO » est soit un scénario où le prix du gaz est élevé (environ 5.5 \$/Mbtu à la frontière de l'union), soit un scénario où, pour des raisons de diversification des combustibles, le secteur de la production de l'électricité a réduit la part relative du gaz dans les plans d'équipement.

Ce prix relativement élevé rentabilisera mieux certains gaz chers, mais la diminution de la demande fera de sorte qu'en même temps le recours à ceux-ci sera nettement moins important à l'horizon 2010.

5.1.6.3.3-Scénario « DANRIT »

Le scénario « DANRIT » fait appel de façon importante aux ressources gazières de l'Iran, pour 20 Gm³/an et du Turkménistan pour 10 Gm³/an, la balance

gazière étant soldée par quelque 7 Gm³/an par du « nouveau » gaz Russe en provenance de la péninsule de Yamal.

Mais les gaz en provenance de l'Iran et du Turkménistan sont relativement chers. Rendu frontière de l'Union européenne, le coût de ces gaz est compris entre 3.75 \$/Mbtu et 4.49 \$/Mbtu, selon la chaîne gazière retenue.

Le tableau 33, montre les différentes sources d'approvisionnement en l'an 2010 de l'Union européenne, pour les trois scénarios.

Tableau 33
Approvisionnement futur de l'union Européenne par pays d'origine

Pays	DANRO 2010		LODANRO 2010		DANRIT 2010	
	Gm ³ /an	%	Gm ³ /an	%	Gm ³ /an	%
1-Union Européenne	162.2	36.2	162.2	40.4	162.2	36.2
2-Norvège	82.2	18.3	82.2	20.5	82.2	18.3
3-Algérie	66.5	14.8	66.5	16.6	66.5	14.8
-GNL	24.3	5.4	24.3	6.0	24.3	5.4
-Gazoduc	42.2	9.4	42.2	10.6	42.2	9.4
4-Ex-URSS	121.0	27.0	85.9	21.4	102.7	22.9
-gaz ancien	96.0	21.4	85.9	21.4	96.0	21.4
-gaz nouveau (Yamal)	25.0	5.6	-	-	6.7	1.5
5-Qatar	11.7	2.6	-	-	-	-
6-Iran	-	-	-	-	20.0	4.5
7-Turkménistan	-	-	-	-	10.0	2.2
8-Nigeria	5.0	1.1	5.0	1.2	5.0	1.1
TOTAL	448.6	100	401.8	100	448.6	100

Source : à partir des tableaux 31 et 32

Conclusion :

Les perspectives pour le gaz naturel dans l'Union européenne sont tout à fait prometteuses. Les atouts de ce combustible sont évidents et différents facteurs en font l'énergie privilégiée des industriels. Toutefois, face à la résistance des énergies concurrentes et aux coûts élevés des nouveaux projets gaziers, la passion actuelle pour le gaz naturel ne doit pas masquer un certain nombre d'incertitudes.

Une approche pragmatique est requise afin de permettre la réalisation des projets les plus capitalistiques. Les alliances et les partenariats sont d'une importance capitale à chaque stade de la chaîne gazière, afin de diminuer le risque associé aux grands projets.

L'apport des nouvelles technologies et leur mise en œuvre sont vitales pour la diminution des coûts de la chaîne gazière.

5.2-Le marché Américain

Au cours des dix dernières années, l'industrie du gaz en Amérique du Nord a véritablement connu sa « renaissance », car dans les années 70, le gouvernement des Etats-Unis a réglementé de façon très stricte le prix du gaz naturel à la source. Cela induisait des prix relativement bas. Ceci a bien évidemment découragé les producteurs de s'engager plus dans la prospection ou la production de gaz naturel. Durant cette décennie, on a vu naître des politiques encourageant la réduction de la consommation de gaz naturel.

Ces politiques se fondaient sur le fait que la réduction des réserves rendait ce combustible peu fiable.

Le congrès des Etats-Unis a même voté une loi (maintenant abrogée) qui interdisait l'usage du gaz naturel dans les nouvelles industries.

Vers les années 90, la commission fédérale de la réglementation de l'énergie a émis une série de mesures réglementaires ouvrant aux compagnies gazières l'accès aux gazoducs entre les Etats et permettre aux gros consommateurs d'acheter leur gaz directement aux producteurs.

5.2.1-Adéquation demande-offre de gaz naturel aux Etats-Unis 2000-2010

Les scénarios de la demande de gaz naturel envisagés, implique un taux de croissance réel de l'économie Américaine de respectivement 2 % (DR), 2.4 % (DH), 1.6 % (DB), l'an en moyenne pour les deux prochaines décades.

L'évolution attendue du prix unitaire du pétrole est de 22.9 \$(1990) en 2000 à 29.3 \$(1990) en 2010.

Quant à l'offre, elle suppose un prix de gaz en 2010 à la tête du puits de 3.7 \$/Mbtu dans le cas (offre de référence) et 4.5 \$/Mbtu dans le cas (offre basse).

Le tableau 34, montre les écarts Offre-Demande de gaz naturel aux Etats-Unis pour l'an 2000 et l'an 2010.

Tableau 34
Détermination des écarts Offre-Demande (en Gm³)

	2000	2010
Demande de référence (DR)	593	630
Demande haute (DH)	609	651
Demande basse (DB)	573	603
Offre de référence (OR)	518	524
Offre basse (OB)	484	479
Ecart de référence (OR - DR)	-75	-106
Ecart minimum (OR - DB)	-55	-79
Ecart maximum (OB - DH)	-125	-172

Source : Département of Energy (Etats-Unis)
et AIE

Compte tenu des différentes hypothèses, la consommation domestique américaine augmenterait de 487 Gm³ en 1990 à quelque 630 à 651 Gm³ en 2010. Dès lors, le déficit de l'offre sur le marché américain à l'horizon 2010 se situerait aux alentours de 100 Gm³/an.

5.2.2-Couverture du déficit gazier

Pour couvrir ces différents déficits, il existe une source majeure d'importations relativement certaines, à savoir le Canada.

En effet, le Canada constitue un pays gazier important, relié par de grandes canalisations au marché américain. Compte tenu de l'ampleur des réserves conventionnelles, les exportations canadiennes pourraient varier de 70 Gm³/an à 86 Gm³/an, pour autant que le prix du gaz soit attractif. Pour ce faire, le Canada devrait produire en 2010 quelque 160 à 175 Gm³/an pour une consommation domestique de 90 Gm³/an.

A ces importations du Canada nous pouvons ajouter les importations relativement faibles de GNL contractées (Algérie de 2.0 à 5.0 Gm³/an) et potentielles (Nigeria de 2.0 à 5.0 Gm³/an, Venezuela 6.3 Gm³/an).

Moins certaines sont les importations Mexicaines. En effet, ce pays dispose de réserves non négligeables (4500 Gm³ probables), mais dont l'exploration ne fait que débuter.

Les réserves prouvées dépendent de l'exploitation des réserves pétrolières, car elles sont constituées pour 85 à 90 % de gaz associé.

D'autre part, le Mexique visera d'abord à satisfaire la demande domestique de gaz naturel avant de songer à exporter.

Encore faut-il que les potentialités gazières espérées soient confirmées et que le Mexique dispose de moyens financiers pour en assurer le développement. Dans les meilleurs des cas, le Mexique pourra exporter 15.0 à 22.0 Gm³ en 2010.

Par contre si les prévisions des géologues ne se concrétisent pas ou que le pays est financièrement incapable de valoriser ses richesses gazières, le Mexique pourrait rester un importateur net au delà de 2000 pour quelque 12 Gm³/an à l'horizon 2010.

Le tableau 35 présente les différents scénarios permettant de couvrir le déficit gazier des Etats-Unis à l'horizon 2010.

Tableau 35
Couverture du déficit gazier des Etats-Unis à l'horizon 2010

	Gm ³
	2010
Ecart de référence (OR - DR)	-106
Ecart minimum (OR - DB)	-79
Ecart maximum (OB - DH)	-172
Importations du Canada (SR)	+70
Importations du Canada (SH)	+86
Importations de GNL	+20
Ecart résiduel à couvrir (ER)	-16
Ecart résiduel à couvrir (ERmin)	+27
Ecart résiduel à couvrir (ERmax)	-82
Mexique importateur net	-12
Mexique exportateur net	+15 à +22

Source : Département of Energy, AIE et calculs.

Dans le cas de référence, les Etats-Unis sont quasiment à l'équilibre (à 16 Gm³/an) grâce à la production domestique, aux importations Canadiennes (70 Gm³) et aux importations GNL (20 Gm³) principalement du Venezuela.

Dans ce cas les Etats-Unis ne pourraient couvrir les importations mexicaines de gaz (12 Gm³/an) que dans le cas où les exportations du Canada vers les Etats-Unis se situent à 86 Gm³/an.

Dans le cas où le Canada exporterait 86 Gm³/an en 2010, il n'y aurait plus d'écart entre la demande de référence et l'offre de référence.

Si le Mexique devient un exportateur net de gaz, il n'y a plus de tension sur le marché de référence. Dans ce scénario (ER), les Etats-Unis sont à l'aise grâce à leurs fournisseurs canadiens et mexicain et à la production domestique de référence.

Dans le cas de l'hypothèse basse pour la production domestique (479 Gm³), l'apport maximal du Canada et du Mexique (86 + 22 = 108 Gm³) ainsi que le GNL (20 Gm³), permettraient de couvrir la demande basse (603 Gm³).

La demande domestique haute (651 Gm³) ne peut être couverte que dans le cas suivant :

- Production domestique (R)	524 Gm ³ /an
- Canada	86 Gm ³ /an
- Mexique	22 Gm ³ /an
- Importation GNL	<u>20 Gm³/an</u>
	652 Gm ³ /an

Au cas où le Canada ne pourrait fournir 86 Gm³/an d'exportations vers les Etats-Unis, mais seulement 70 Gm³/an, et où le Mexique resterait un importateur net, les importations supplémentaires (16 Gm³ et 22 Gm³ = 38 Gm³/an) ne pourraient être fournies par les exportateurs de GNL qu'au prix fort et au détriment de leurs clients les plus proches (cas de l'Algérie et de la Norvège).

Sinon, les Etats-Unis seraient conduit à recourir de manière plus importante au charbon pour la génération de l'électricité.

Conclusion :

A l'horizon 2010, les Etats-Unis ne devrait donc pas rencontrer de problèmes majeurs en matière d'approvisionnement gazier, pour autant que les conditions suivantes de prix, de capacité productrice et de transport soient réunies, à savoir : le prix du gaz suffisamment attractif pour inciter les producteurs domestiques, Canadiens et Mexicains, à développer leurs ressources. De plus, le système de transport du gaz entre les Etats-Unis et ses fournisseurs devra être renforcé. Pour ce qui concerne la fourniture de GNL, les Etats-Unis devront disposer de la capacité requise de réception.

5.3- Le marché Asiatique :

Ressource relativement abondante, dans le Sud-Est asiatique, le gaz naturel est une énergie appréciée qui devrait voir sa part dans le bilan énergétique japonais s'accroître significativement au cours des deux décennies à venir. Placés dans un contexte comparable la Corée du Sud, Taïwan, Singapour et Hong Kong constituent pour le gaz naturel des nouveaux marchés en pleine expansion.

Au cours des deux dernières décennies la consommation de gaz naturel au Japon s'est accrue à un rythme soutenu pour représenter plus de 10 % du bilan énergétique national. L'impératif de diversification des approvisionnements en énergie, réaffirmé à l'occasion des tensions survenues sur le marché pétrolier ainsi que la volonté de limiter la pollution atmosphérique ont motivé cette évolution. Le marché japonais atteint progressivement une phase de maturité offrant des perspectives de demande limitées par rapport aux taux de croissance observés entre 1970 et 1990.

Les perspectives avancées par ce pays font état d'une demande de gaz naturel de 71 à 73 10^9 m³ en 2000 et 78 à 81 10^9 m³ en 2010⁶. Ce taux traduit en particulier une progression plus faible du gaz dans le secteur électrique. Les perspectives d'accroissement de la demande sont meilleures dans le deuxième secteur de consommation, celui du résidentiel-tertiaire.

L'accroissement le plus significatif de la demande sera enregistré dans les pays ayant plus récemment développé une infrastructure gazière : la Corée du Sud, la Malaisie, Taïwan et la Thaïlande. Ainsi en Corée du Sud sous l'effet d'une industrialisation particulièrement rapide, la demande de gaz naturel connaît une croissance spectaculaire. D'ici 2010, elle pourrait atteindre environ 30 10^9 m³, contre 13 10^9 m³ en 1995.

En Malaisie, la mise en place d'un réseau de transport va permettre à ce pays de valoriser ses ressources en gaz naturel à la fois sur le marché domestique et à l'exportation.

En Thaïlande, une utilisation accrue du gaz dans la production d'électricité va conduire ce pays à importer du gaz pour compléter une production domestique significative mais insuffisante.

⁶ J.P. PAUWELS, C. SWARTENBROEKX, « La sécurité de l'appro. Gazier de la triade Etats-Unis, CEE, Asie-Océanie à l'horizon du XXI^e siècle ».

Enfin, des pays tels que le Pakistan, l'Inde et la Chine qui connaissent des accroissements très importants de leur consommation énergétique apparaissent également comme des marchés prometteurs.

5.3.1 Adéquation offre-demande

La demande totale en gaz naturel de la zone Asie-Océanie est estimée à 393 - 434 Gm³ ⁷.

Les pays importateurs de la zone sont le Japon, la Corée, Taiwan, l'Inde et éventuellement, à l'horizon 2000, la Thaïlande ainsi qu'au delà de 2010, la Nouvelle Zélande et le Pakistan.

Les pays exportateurs de la zone sont l'Australie (23.3 Gm³/an de contrats d'exportation), Brunei (7.1 Gm³/an), l'Indonésie (40 Gm³/an), la Malaisie (23 Gm³/an).

La demande des pays importateurs se situerait à l'horizon 2010 entre 131 Gm³/an et 152 Gm³/an, auxquels il y aurait lieu d'ajouter quelque 20 Gm³/an, si le Japon s'imposait un moratoire nucléaire.

5.3.2- couverture du déficit gazier

La balance gazière en 2010, sera en quasi-équilibre grâce aux fournitures au sein de la zone et à l'apport potentiel du Moyen-Orient.

En effet, les exportateurs de la zone assurent quelque 95 Gm³/an de fournitures au sein de la zone en 2010. L'apport du Moyen-Orient (Abu Dhabi, Qatar, Oman et l'Iran) s'élèverait à au moins 32 Gm³/an pouvant atteindre quelque 50 Gm³/an.

Conclusion :

Ce marché se situe dans une zone qui possède des réserves gazières abondantes mais inégalement réparties, entre pays fortement demandeurs mais pauvres en gaz, et d'autres qui disposent de réserves prouvées surabondantes et donc exportables.

L'Asie constitue le fief des importations de G N L, le Japon, la Corée du Sud et Taïwan représentent 80 % du commerce mondial. Les perspectives de demande

⁷ J.P. PAUWELS, C. SWARTENBROEKX, « La sécurité de l'appro. Gazier de la triade Etats-Unis, CEE, Asie-Océanie à l'horizon du XXI^e siècle ».

attendues, le contexte géographique et les contraintes technico-économiques de son développement gazier font de l'Asie un terrain idéal d'expansion du GNL.

Dans les années à venir, le gaz naturel devrait à nouveau connaître le taux de croissance le plus élevé parmi toutes les énergies fossiles compte tenu de ses nombreux atouts en matière environnementale. Une utilisation accrue du gaz naturel dans la production d'électricité contribuera notamment à la hausse attendue de la demande.

La croissance gazière sera non seulement assurée par les pays matures d'un point de vue gazier, mais surtout par la montée en puissance de nouvelles zones de consommation à l'image de l'Asie.

CHAPITRE VI : Perspectives pour le gaz algérien

L'Algérie est l'un des premiers pays exportateurs de gaz naturel. Elle est pionnière non seulement dans l'exportation de G N L mais également dans la mise en service du premier gazoduc en eau profonde et transcontinental reliant le continent africain à l'Europe.

L'Algérie est en fait l'un des rares pays ayant la possibilité d'exporter le gaz naturel sous ses deux formes : à l'état gazeux et liquéfié. Depuis les premiers accords d'exportation de 1962, l'Algérie a acquis une précieuse expérience dans ce domaine.

Afin d'augmenter sa part de marché au niveau des différentes zones d'échanges internationaux et particulièrement sur le marché européen, où elle pourrait écouler environ $66 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ en 2010 quelque soit le scénario envisagé, une nouvelle politique de commercialisation doit être mise en œuvre. Celle ci doit reposer sur les objectifs suivants :

- La politique de développement des capacités d'exportation de gaz naturel et le renforcement du rôle de l'Algérie dans l'approvisionnement des marchés en croissance doit être toujours poursuivie. Ceci s'explique d'une part par la disponibilité d'un potentiel gazier important, valorisé par une infrastructure gazière remarquable, disponible et facilement extensible, et d'autre part par un marché proche et en croissance.
- La diversification et l'optimisation des moyens d'exportation avec une préférence donnée au gazoduc.
- La diversification des débouchés.

De part sa proximité du marché européen, la participation de l'Algérie à son approvisionnement pour ses besoins à l'horizon 2010 est plus que probable, sous réserve de livraisons additionnelles. Par contre les marchés américain et asiatique constitueront des débouchés complémentaires vue l'éloignement géographique.

Dans ce chapitre de notre étude nous allons donc tenter d'expliquer la politique commerciale, que doit mener l'Algérie pour arriver à mieux valoriser son gaz naturel sur le marché mondial.

6.1- Développement des capacités d'exportation :

Il est devenu rituel de comparer l'évolution potentielle de la demande européenne de gaz naturel aux disponibilités existantes des pays producteurs. Le marché européen est en pleine expansion et ce, pour des raisons diverses : substitution du gaz naturel aux produits pétroliers dans les usages traditionnels tels que le chauffage, développement de la production d'électricité par des cycles combinés et la prise en compte de plus en plus importante des contraintes de la protection de l'environnement.

Les prévisions montrent que pour l'Union européenne, la consommation pourrait passer de 300 milliards de m³ en 1994 à 400 milliards de m³ en 2010, soit une croissance de 100 milliards de m³ en 15 ans. Celle-ci devrait reposer en grande partie sur la pénétration du gaz dans le marché de la production d'électricité. La part du gaz dans ce secteur pourrait passer de 12 % en 1994 à plus de 25 % en 2010.

D'autre part, la moitié environ de la croissance attendue de la consommation de gaz naturel de l'Union européenne est imputable aux pays d'Europe du Sud. L'Italie et la France, demeurant les deux marchés principaux. L'Espagne envisage de plus en plus d'augmenter sa consommation. Le Portugal et la Grèce sont en passe de devenir des pays gaziers.

Le marché européen qui constitue le marché naturel du gaz algérien, est appelé donc à une forte croissance. C'est la raison pour laquelle l'Algérie doit renforcer sa position au niveau de ce marché pour mieux valoriser son gaz naturel. Cette valorisation s'explique par la proximité de ce marché, du déficit gazier de l'Europe en 2010 quel que soit le scénario envisagé et du coût rendu frontière parmi le plus bas par rapport à ses concurrents.

Tenant compte de tous ces facteurs nous pouvons affirmer que l'avenir du gaz naturel algérien c'est l'Europe. Seulement pour que l'Algérie continue à jouer un rôle de premier plan, des décisions au niveau des investissements doivent être prises dans les plus brefs délais. C'est dans ce sens que certaines décisions ont été prises dans le but de doubler les exportations, qui étaient estimées à 32 milliards de m³ en 1994.

Cette augmentation sera d'abord le fait d'un accroissement de la production de GNL, suite à la rénovation des installations de liquéfaction d'Arzew et de Skikda. Elle résultera également du renforcement, dès 1996, des capacités de transports par gazoducs : doublement du «transmed» reliant l'Algérie à l'Italie et la mise en service du gazoduc «Maghreb-Europe» qui permettra d'alimenter le marché espagnol, ainsi que les marchés naissants du Maroc et du Portugal.

L'Algérie doit aussi faire en sorte que les gazoducs «Transmed» et «Maghreb-Europe», aujourd'hui exclusivement affectés à l'approvisionnement des péninsules italienne et ibérique, puissent s'élargir à terme à d'autres pays et devenir des projets maghrébo-européens à part entière.

Parallèlement, la Sonatrach doit poursuivre l'accroissement des activités d'exploration de zones gazières, notamment dans la région d'In Salah où les découvertes avoisinent les $250 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

La législation algérienne sur les hydrocarbures, relativement évoluée par rapport aux législations en vigueur dans les pays producteurs, permet aux compagnies pétrolières de valoriser, en association avec la Sonatrach, les réserves de gaz naturel.

Actuellement, la Sonatrach élabore un modèle de gestion des futurs découvertes de gaz naturel qui seront mises en valeur en partenariat. Un partenariat qui intégrera tous les segments de la chaîne gazière : exploration, mise en valeur et production, transport et commercialisation.

Le jalon déjà concret, c'est le potentiel d'extension de la capacité d'exportation de 15 milliards de mètres cubes par an, par simple ajout de stations de compression sur les deux gazoducs d'exportation, le Transmed (6 milliards de mètres cubes) et le Maghreb-Europe (9 milliards de mètres cubes).

Le marché européen pourrait ainsi disposer dès le début du siècle, d'un apport fiable de 15 milliards de mètres cubes.

6.2-Importance de la diversification et optimisation des moyens d'exportation

Comme nous l'avons déjà signalé dans les chapitres précédents, l'Algérie perçoit le Bassin Méditerranéen comme son marché naturel. C'est pour cela qu'elle participe à l'approvisionnement gazier de la plupart des pays de cette région : la France, l'Espagne, l'Italie, la Grèce, la Turquie, l'ex. Yougoslavie, la Tunisie et le Maroc.

Cet approvisionnement se fait sous deux formes : par méthaniers, mais aussi par gazoduc transméditerranéen qui relie la Tunisie à l'Italie et par un autre gazoduc passant par le Maroc et par le détroit de Gibraltar. En plus du marché de l'Europe du Sud, l'Algérie pénètre aussi le marché américain ainsi que d'autres pays de l'Europe, tels que la Belgique.

Nous constatons donc qu'en plus de la diversification des clients, la valorisation du gaz naturel algérien doit passer par la diversification des moyens d'exportation, ainsi que leurs utilisations rationnelles.

Néanmoins la priorité doit être donnée aux exportations par gazoducs, étant donné que ces derniers présentent des coûts moindres par rapport à ceux par méthanier.

En plus des coûts moindres, le gazoduc présente une meilleure sécurité d'approvisionnement des clients, qui constitue l'un des critères de la stratégie des pays acheteurs pour le choix de leurs fournisseurs.

Par contre pour les clients très éloignés, ainsi que pour ceux dont la demande est assez faible ou conjoncturelle, l'exportation par méthanier reste le mode le mieux adapté, même si la rentabilité se trouve amoindrie à cause des frais de transport relativement élevés ; c'est le cas des Etats-Unis et du Japon.

En 1997, le nombre de clients pour le gaz naturel algérien a dépassé la dizaine. La date de signature, la date de première livraison, le volume et la date d'expiration des contrats gaziers sont représentés sur le tableau 36.

Tableau 36
Contrats d'exportation de gaz naturel algérien

Acheteur	Date de signature	date de la 1^{ère} livraison	Volume (10⁹ m³/an)	Date D'expiration
<u>A- G N L</u>				
Gaz de France				
G D F 1	1964	1965	0.53	2002
G D F 2	1971	1976	3.50	2013
G D F 3	1976	1982	5.15	2013
G D F 4	1991	1992	1.06	2002
Distrigaz (Belgique)	1975	1982	4.50	2013
Enagas (Espagne)	1975	1978	3.80	2013
Botas (Turquie)	1988	1994	2.00	2013
D E P A (Grèce)	1988	1998	0.60	2013
Distrigas (Etats-Unis)	1970	1988	1.28	2003
Panhandle (Etats-Unis)	1975	1989	0.80	2005
Snam (Italie)	1994	1997	1.80	2013

B- Gaz naturel

Snam (Italie)	1980	1983	19.50	2019
Enel (Italie)	1992	1996	4.00	2016
Geoplin (Slovénie)	1984	1984	0.1 à 0.4	1996
ETAP (Tunisie)	1990	1992	0.35	2007
Enagas (Espagne)	1992	1996	6.00	2020
Trangas (Portugal)	1994	1997	2.50	2020
Sodugas (Maroc)	-	1998	1.00	2020 (en discussion)

Source : Sonatrach-commerciale

D'après le tableau 36, nous constatons que les clients pour le gaz algérien sont au nombre de treize, dont plus de la moitié appartiennent à l'Union européenne. Les livraisons pour les clients de l'Union s'élèvent à $46.94 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ($20.94 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ par méthaniers et $26 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ par gazoduc) soit 80 % du total des livraisons, qui est de l'ordre de $58.57 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, dont $25.02 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ sous forme G N L et 33.55 sous forme gaz naturel.

Ceci démontre la volonté de l'Algérie à pénétrer le marché européen, ainsi que l'intérêt donné au gaz naturel algérien par les pays de l'Union européenne.

Ce tableau nous montre aussi la diversification des moyens d'exportations, puisque 57.3 % des livraisons se font par gazoducs, contre 42.7 % par méthaniers. Néanmoins, la part des exportations par gazoducs devrait augmenter d'ici 2010, du fait de la préférence donnée au gazoduc.

CONCLUSION

Entre le marché nord-américain, encore très largement auto-suffisant et le marché de l'Extrême-Orient, déjà très dépendant des échanges internationaux, l'Europe Occidentale voit sa dépendance vis-à-vis d'importations extérieures, s'accroître rapidement 1 % en 1980, 30% en 1990, et probablement près de 50 % en 2010.

Le gaz naturel n'y constituera plus une énergie essentiellement domestique et la problématique de sa sécurité d'approvisionnement se rapprochera de celle du pétrole brut avec toutefois des schémas infrastructurels beaucoup plus rigides et un nombre de fournisseurs très largement inférieur.

Les réponses à cette évolution déjà très largement entamée, sont encore insuffisamment mises en œuvre en Europe :

- interconnexion des réseaux nationaux : celle-ci est loin d'être achevée, notamment entre pays du nord et pays méditerranéens, entre l'Angleterre et le continent et entre l'Europe Occidentale et l'Europe Orientale.

- diversification des approvisionnement extérieurs : au-delà des deux seuls fournisseurs extérieurs actuels, l'Algérie et la Russie, les exportateurs de gaz vers l'Europe pourraient être potentiellement beaucoup plus nombreux.

- Diversification des modes d'importation de ces approvisionnements : dans cette région le G N L ne représente encore qu'une partie très négligeable des importations.

Entre les potentialités du long terme et les contraintes du court terme, il est bien difficile de discerner la trajectoire de croissance du gaz naturel dans le monde et, plus encore, sur ses marchés régionaux, au cours des prochaines décennies. D'un côté, des ressources abondantes pour des marchés fortement demandeurs. De l'autre, des distances de transport croissantes et un nécessaire développement des échanges internationaux, au travers de chaînes gazières de plus en plus coûteuses et donc de rentabilité incertaine avec les prix actuels du gaz naturel.

La flambée des prix du pétrole brut et des produits pétroliers de l'hiver 1990-1991 n'a suscité que des espérances biens éphémères.

Le retour rapide à des approvisionnements pétroliers sereins, et que l'on prévoit durablement stables, laisse peu d'espoir pour des hausses de prix à caractère providentiel.

En revanche, le resserrement progressif des contraintes environnementales, voir fiscales, constitue un champ d'évolution moins hypothétique et beaucoup plus prometteur pour l'expansion du gaz naturel, mais pour son prix, qui pourrait bénéficier d'une prime d'efficacité et de propreté.

De même, des progrès technologiques substantiels pourraient réduire de façon appréciable les investissements et les coûts des chaînes industrielles de gaz.

Dans cette course au progrès technologique, les institutions de recherche et les groupes industriels européens se situent en excellente position.

Mieux localisée que les autres grands marchés importateurs par rapport aux ressources les plus abondantes de la planète, l'Europe dispose de nombreuses options d'approvisionnement et d'un excellent potentiel scientifique et technique.

Elle paraît finalement donc bien en mesure de relever les défis actuels et de développer une politique ambitieuse de développement de l'utilisation du gaz naturel, de ses technologies, de ses projets internationaux et finalement de sa place dans le bilan énergétique européen.

Il paraît tout à fait raisonnable de considérer des perspectives d'exportation de gaz naturel algérien plus importantes et pouvant atteindre les 100 milliards de mètres cubes par an, eu égard aux potentialités du sous-sol algérien.

Cet accroissement des exportations touchera surtout le marché européen.

Le marché américain constituera un débouché complémentaire. Évidemment, la géographie ne permet pas, pour le moment, d'envisager la présence du gaz naturel algérien dans la zone Asie-Océanie, même si, il faut rappeler que l'Algérie a livré du G N L au Japon pendant toute l'année 1989.

BIBLIOGRAPHIE

PERIODIQUES :

- | | | |
|--|---------|---------------|
| 1- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7247 | du 23-12-1992 |
| 2- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7286 | du 18-02-1993 |
| 3- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7384 | du 12-07-1993 |
| 4- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7385 | du 13-07-1993 |
| 5- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7618 | du 16-06-1994 |
| 6- Bulletin de l'industrie pétrolière | n° 7640 | du 19-07-1994 |
| 7- Enerpresse | n° 5947 | du 09-11-1993 |
| 8- Enerpresse | n° 6139 | du 17-08-1994 |
| 9- Enerpresse | n° 6149 | du 31-08-1994 |
| 10- Enerpresse | n° 6155 | du 08-09-1994 |
| 11- Gaz d'aujourd'hui | n° 10 | 1994 |
| 12- Gaz d'aujourd'hui | n° 2 | 1996 |
| 13- Gaz d'aujourd'hui | n° 3 | 1996 |
| 14- Gaz d'aujourd'hui | n° 9 | 1996 |
| 15- Gaz d'aujourd'hui | n° 11 | 1996 |
| 16- Gaz d'aujourd'hui | n° 3 | 1997 |
| 17- Gaz d'aujourd'hui | n° 5 | 1997 |

18- Pétrole et gaz arabes	n° 603	du 01-05-1994
19- Pétrole et gaz arabes	n° 643	du 01-01-1996
20- Pétrole et gaz arabes	n° 652	du 16-05-1996
21- Pétrole et gaz arabes	n° 664	du 16-11-1996
22- Revue de l'énergie	n° 452	septembre 1993
23- Revue de l'énergie	n° 471	octobre 1995
24- Revue de l'énergie	n° 472	novembre 1995
25- Revue de l'énergie	n° 477	Avril 1996
26- Revue de l'institut français du pétrole	n° 2	Mars 1993
27- Revue de l'Institut français du pétrole	n° 5	Septembre 1996
28- Cedigaz	« Le gaz naturel dans le monde »	Juin 1995
29- Cedigaz	« Le gaz naturel dans le monde »	Juin 1996

PUBLICATIONS :

30- A. Bouhafs	« La sonatrach et la Méditerranée » Sonatrach Mars 1994
31- A. Bouhafs	« Le gaz algérien : situation et perspectives » Sonatrach Juin 1994
32- S. Boussena	« Séminaire sur les politiques d'échanges électriques et gaziers en Méditerranée occidentale » Séville, octobre 1994
33- F. Ferrari	« Scénarios économiques et énergétiques 1996-2010 » Novembre 1996

- 34- G. Jarjour** « commercialisation du gaz algérien 1962-1989 »
Québec 1990
- 35- B. Tissot et M. valet** « L'approvisionnement mondial en gaz naturel :
Questions et réponses » I. F. P Paris 1993
- 36- Agence internationale de l'énergie** « Politiques et perspectives du gaz
naturel » Paris 1992

OUVRAGES :

- 37- N. Kousnetzoff** « Perspectives d'exportations pétrolières et gazières de
la CEI et leur impact sur le marché mondial »
Edition : Centre d'études prospectives et
d'informations internationales »
Paris 1992
- 38- B. Abdesselam** « Le gaz algérien : stratégies et enjeux »
Edition : Bouchène 1990
- 39- J. Clavel** « Le gaz naturel dans le monde : perspectives 2000 »
Edition : Technip 1987
- 40- J. P. Pauwels** « Géopolitique de l'approvisionnement énergétique de
l'Union européenne au XXI^e siècle »
Edition : Bruylant Bruxelles 1994

THESES :

- 41- Chikha Belgacem Khalifa** « Valorisation du gaz naturel algérien »
Thèse de doctorat d'état 1985
Université d'Alger
- 42- NACHET Saïd** « Dynamique du marché mondial de l'énergie :
une approche modélisée »
Thèse de doctorat en sciences économiques 1996
Université de Bourgogne

Abréviations et unités

A I E : Agence Internationale de l'Energie

GNL : Gaz naturel liquéfié

T E P : tonne équivalent pétrole

T E C : tonne équivalent charbon

B T U : British thermal unit

C'est la quantité d'énergie nécessaire, pour élever une livre
(0.453 kg) d'eau d'un degré Fahrenheit.

$$Y^{\circ} F = 1.8 X^{\circ} C + 32$$

T W h : tera Watt-heure = 10^{12} Watt-heure

G m³ : Giga mètres cubes = 10^9 mètres cubes

Equivalences énergétiques

1 TEP = 10 000 thermies

1 TEC = 6 600 thermies

1 TEP = 1.5 TEC

0.9 TEP = 1000 m³ de gaz naturel

1 m³ de gaz naturel = 10.8 KWh (PCS)

1 tonne de GNL = 1.3 TEP (PCS)

PCS : pouvoir calorifique supérieur

PCI : pouvoir calorifique inférieur