



OBSERVATOIRE MÉDITERRANÉEN
DE L'ÉNERGIE

La Région Méditerranéenne en 2020 et
son Rôle dans le Réseau Énergétique
Européen

VOLUME II

LA PRODUCTION ET LES ÉCHANGES
DE PÉTROLE, DE GAZ NATUREL
ET D'ÉLECTRICITÉ :

SITUATION ACTUELLE ET PERSPECTIVES
DANS LES PSEM ET LES PAYS DU GOLFE

Référence du contrat: 4. 1032 /E/93 - 001

OME, Mai 1994

Ce volume II est divisé en 2 parties:

- la première partie traite des réserves, des ressources et des perspectives de production de pétrole et de gaz naturel dans les PSEM, ainsi que les échanges pétroliers, gaziers et électriques.

- et la seconde partie traite des approvisionnements gaziers et pétroliers à partir de la région du Golfe, entre autres est examiné le rôle de la région méditerranéenne et du Golfe dans les approvisionnements gaziers lointains et à long terme de l'Europe, ainsi que l'importance et le poids des pays du CCG dans les approvisionnements pétroliers .

TABLE DES MATIERES

Première partie	1
I - Introduction.....	3
II - Le pétrole : les réserves, les ressources et les perspectives de production	4
II - 1 - Les réserves de pétrole.....	4
II - 2 - Les champs et les bassins pétroliers.....	8
II - 3 - Les ressources de pétrole restant à découvrir.....	16
II - 4 - Conclusion sur les réserves et ressources pétrolières.....	19
II - 5 - Les perspectives de production de pétrole	19
II - 6 - Les échanges pétroliers.....	22
II - 7 - Les infrastructures de raffinage	26
III - Le gaz naturel : les réserves, les ressources et les perspectives de production.....	29
III - 1 - Les réserves de gaz naturel.....	29
III - 2 - Les champs et les bassins	31
III - 3 - Les ressources de gaz naturel restant à découvrir.....	34
III - 4 - Conclusion sur les réserves et ressources de gaz naturel.....	36
III - 5 - Les profils de production de gaz naturel.....	37
III - 6 - Les échanges de gaz naturel et les infrastructures gazières.....	38
• Les gazoducs.....	39
• La chaîne GNL.....	40
• Les perspectives des exportations gazières	42
IV - Les échanges d'électricité.....	46

Deuxième partie	51
- A - Approvisionnement gaziers lointains et à long terme en Europe : le rôle de la région méditerranéenne et du Golfe	53
I - Perspective de la demande de gaz naturel.....	55
II - Capacités planifiées de l'offre de gaz	58
III - Coût du transport de gaz naturel.....	63
III - 1 - Gaz naturel liquéfié (GNL).....	63
a) Usine de liquéfaction	63
b) Méthanier.....	64
c) Terminal de regazéification.....	64
d) L'ensemble de la chaîne.....	64
III - 2 - Canalisation.....	67
IV - Offre potentielle de gaz à long terme	70
• Russie	
• Asie Centrale	
• Iran	
• Irak	
• Péninsule Arabique	
• Nigéria	
V - Conclusions.....	80
- B - Les approvisionnements pétroliers : l'importance et le poids des pays du CCG	83
I - Introduction.....	85
II - Les réserves et ressources.....	86
III - La demande d'énergie.....	88
IV - La production de pétrole.....	88
V - Les exportations des hydrocarbures et le développement des infrastructures d'échanges.....	89
VI - Conclusions	92
CONCLUSION GENERALE.....	99

Première partie

I- INTRODUCTION

Ouverts par les premiers transports de pétrole d'Algérie et de Libye, vers l'Europe méditerranéenne il y a plus de trente ans, les échanges d'énergie entre les deux rives de la Méditerranée se sont considérablement amplifiés, et connaissent depuis quelques années une modification profonde par l'importance croissante des "liaisons fixes": gazoducs transméditerranéens, chaînes de gaz naturel liquéfié, interconnexions électriques.

En effet, les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée - PSEM¹ - (notamment ceux d'Afrique du Nord et la Syrie) disposent, en effet, d'un important potentiel pétrolier et gazier. Il faut noter les points suivants:

1) d'importantes réserves-ressources d'hydrocarbures:

- *les réserves prouvées de pétrole brut et de condensats sont appréciables, 5700 Mt à fin 1992 (dans les 5 pays producteurs des PSEM: Libye avec plus de 50% suivie par ordre décroissant de l'Algérie, de l'Egypte, de la Syrie et de la Tunisie).*
- *les réserves de gaz naturel sont aussi concentrées que celles du pétrole, 5650 Gm³ (mais cette fois, c'est l'Algérie qui est en tête avec 59 % du total, suivie par ordre décroissant des réserves de la Libye, de l'Egypte, puis de la Syrie et de la Tunisie).*
- *des ressources restant à découvrir de plus de 3300 Mt de pétrole et condensats selon les experts (valeurs moyennes de Masters 1991) pour ces 5 pays, ce qui représentent 50% des réserves prouvées actuelles.*
- *des ressources restant à découvrir d'environ 3400 Gm³ de gaz naturel (selon les estimations de Masters 1991, valeurs moyennes) dans ces 5 pays est, ce qui correspond à plus de 60% des réserves prouvées actuelles.*

2) d'importantes infrastructures de production et d'exportation vers l'Europe:

- *une production de pétrole de 217 Mt/an (en 1992),*
- *une production de gaz naturel de 66 Gm³/an (en 1992),*
- *une capacité de raffinage de 146 Mt/an,*

¹ Les Pays du Sud et Est de la Méditerranée (PSEM) sont: Turquie, Syrie, Israel, Jordanie, Egypte, Libye, Tunisie, Algérie, Maroc, Liban, Chypre et Malte.

- 5 usines GNL d'une capacité nominale de 35 Gm³/an,
- 20 méthaniers servant dans le commerce du GNL ,
- un grand gazoduc trans-méditerranéen, entre l'Algérie et l'Europe du Sud, via la Tunisie et la Sicile, et prochainement la mise en service d'un deuxième, à travers le Maroc, ces gazoducs représenteront une capacité équivalente à celle des usines GNL, soit 40 Gm³/an,
- et enfin en 1995 une liaison d'interconnexion électrique entre le Maroc et l'Espagne.

Ces infrastructures permettent actuellement des exportations totales vers toutes destinations confondues de 162 Mt de pétrole et de 37 Gm³ de gaz naturel. Les échanges entre les pays sud méditerranéens et l'Europe s'élèvent à plus de 92 Mt de pétrole et de produits pétroliers et de 35,6 Gm³ de gaz naturel, soit plus de 120 Mtep en 1992.

Les pays producteurs du Sud et de l'Est de la Méditerranée fournissent ainsi plus de 24 % des approvisionnements pétroliers des pays sud européens (Espagne, France, Italie, Grèce et Portugal), et 42% de leurs approvisionnements gaziers (Espagne, France, Italie, et bientôt le Portugal et la Grèce).

L'ampleur des enjeux et des investissements, mais aussi des risques partagés, a créé un réseau de solidarités, que viennent renforcer la coopération technologique et les partenariats industriels, et qui pourrait déboucher demain sur un "pont" d'échanges entre les deux rives et à un "maillage de solidarité" des pays riverains.

II - LE PETROLE : LES RESERVES, LES RESSOURCES ET LES PERSPECTIVES DE PRODUCTION

II - 1 - LES RESERVES DE PETROLE

Les réserves de pétrole et de gaz naturel sont malheureusement imparfaitement connues. L'intérêt beaucoup plus grand, et beaucoup plus ancien, porté au pétrole a eu pour résultat que les réserves de pétrole sont généralement beaucoup mieux connues que les réserves de gaz, encore que cette situation soit progressivement en train de changer à cause de l'intérêt croissant pour le gaz naturel.

Un certain nombre de pays publient leurs chiffres officiels de réserves. Mais à l'échelle d'une région, ces chiffres ne sont pas toujours comparables, parce qu'établis éventuellement à partir de définitions différentes selon les pays.

Quelques rares organismes professionnels publient des statistiques annuelles des réserves de pétrole et de gaz pour des groupes de pays (comme l'OPEP), généralement à partir de données nationales, ou plus rarement pour le monde entier, avec ou sans les ex-pays socialistes. On peut citer "World Oil", "Oil and Gas Journal" et les statistiques annuelles de la BP (ces deux dernières sources généralement très comparables), "Petroconsultants" (dans le cadre d'une énorme base de données pétrolières organisée à l'échelle mondiale). Toutes ces sources utilisent à la fois les données nationales et leurs propres données et/ou estimations.

Les réserves prouvées de pétrole (y compris les condensats et les LGN) pour les pays d'Afrique du Nord et la Syrie sont données dans le tableau suivant selon diverses sources. Si on prend la dernière valeur "Oil and Gas Journal" (OGJ) à fin 1992, soit 5650 Mt au total pour ces pays, on peut constater que ces réserves, non négligeables, ne représentent néanmoins qu'environ 4,2% des réserves mondiales à la même date.

De ces cinq pays des PSEM, la Libye est le plus gros producteur de pétrole (après une production cumulée estimée déjà à plus de 2500 Mt), possédant les plus grandes réserves pétrolières et condensats de toute cette région (3180 Mt), représentant 55% des réserves de la région.

En deuxième position vient l'Algérie (1500 Mt), suivie par l'Egypte (880 Mt) et ensuite par la Syrie (250 Mt) et la Tunisie (230 Mt).

En ce qui concerne l'Algérie, les valeurs données sur le pétrole brut par OGJ et par les statistiques BP sont identiques et se rapprochent des valeurs publiées par la Sonatrach. Par contre, on remarquera sur le tableau les valeurs plus élevées données par Petroconsultants, soit 1562 Mt de réserves de pétrole brut, quelque 300 Mt de plus que les deux autres sources.

Du point de vue évolution historique, les réserves algériennes de pétrole ont atteint des valeurs élevées dès la découverte du grand gisement d'Hassi Messaoud, en Juin 1956. Depuis cette date, les statistiques de réserves n'ont pas augmenté dans une proportion notable et ceci jusqu'en 1974, année de découverte du gisement de Mereksen, depuis une stagnation du niveau des réserves par manque de découvertes dû non pas à un faible potentiel du sous-sol algérien mais plutôt à une diminution dans l'intensité de recherche et d'exploration; mais ceci a beaucoup évolué avec les nouvelles lois d'Août 1986 complétée par celle de Décembre 1991.

Près d'une quarantaine de contrats de recherche et d'association dans le domaine des hydrocarbures ont été signés depuis l'entrée en vigueur de ces lois dont 13 contrats depuis les amendements de 1991. En effet, Sonatrach a lancé le 26/02/1992, son premier appel d'offres international pour l'exploration du pétrole et du gaz: 6 blocs couvrant une surface de 38900 km² ont été offerts dans ce premier tour: à fin Avril 1993, 8 contrats ont été signés portant sur 36286 km².

En Mai 1993, après une autre promotion faite portant sur 8 périmètres d'une superficie totale de 203 000 km², il a été passé dix autres contrats de prospection sur des périmètres de 68650 km² (dont 6 contrats avec TOTAL sur 15000 km²).

En ce qui concerne les estimations des réserves de pétrole brut d'Egypte, les valeurs données par OGJ et par les statistiques BP sont identiques 850 Mt. Par contre, on remarquera sur le tableau les valeurs plus faibles données par Petroconsultants, soit 480 Mt de réserves, quelque 370 Mt de moins que les deux autres sources. Les réserves devraient continuer à croître, tant par des réestimations éventuelles que par de nouvelles découvertes, de nombreuses zones restant à explorer ou à mieux connaître quant à leur potentiel réel.

Les estimations des réserves de pétrole brut en Syrie données par OGJ et par les statistiques BP sont pratiquement équivalentes (230 Mt), mais ne représentent que 56% de celles affichées par la compagnie pétrolière syrienne SPC, soit 410 Mt de réserves: alors que celles de Petroconsultants sont encore plus faibles (100 Mt). Ce niveau des réserves pour la Syrie, devraient continuer à croître, tant par des réestimations éventuelles que par de nouvelles découvertes, de nombreuses zones restant à explorer, des permis d'exploration étant octroyés à des compagnies étrangères.

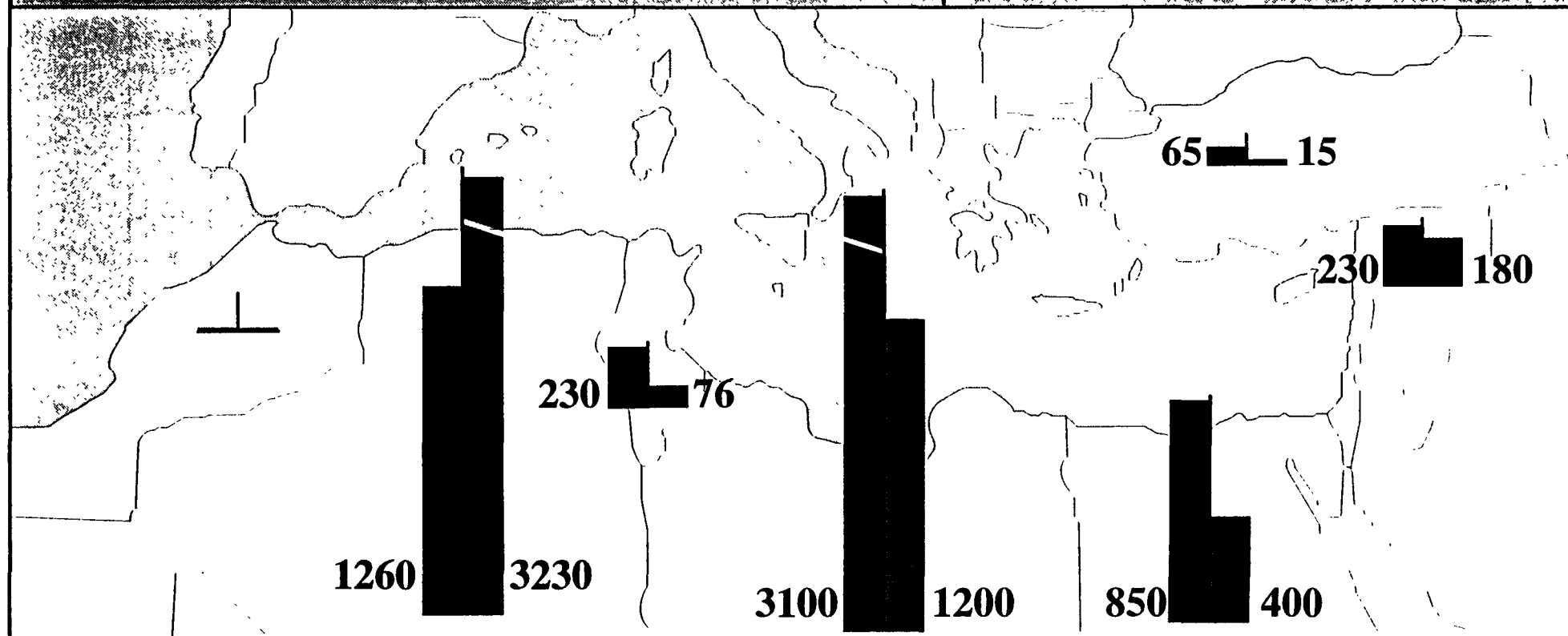
Comparaison des réserves de pétrole selon diverses sources (Mt)

	Libye	Algérie	Egypte	Tunisie	Syrie	Total Région	Monde
<u>BP Statistiques</u> (fin 1992)	3123	1 260	849	233	233	5 699	136 581
<u>Petroconsultants</u> (fin 1991): - Réserves	2 877	1 562	479	85	97	5 100	114 841
<u>Oil & Gas Journal</u> (fin 1992)	3123	1 260	849	233	233	5 699	136 581
Production cumulée à fin 1991	2468	1180	765	120	218	4751	

RESERVES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL (1/1/1993)

RESERVES

- DE PETROLE
 - DE GAZ NATUREL
- (en MTep)



II - 2 - LES CHAMPS ET LES BASSINS PETROLIERS

Les tableaux suivants donnent pour ces pays (Libye, Algérie, Egypte et Syrie) les listes des principaux champs pétroliers parmi les plus importants selon les estimations de Oil & Gas Journal (Déc. 1992) ou selon des sources nationales. La Libye et l'Algérie, qui sont donc les plus importants de la région au point de vue de leurs réserves pétrolières et de leur superficie des bassins sédimentaires (plus de 3,4 Millions de km² pour les deux pays), sont traités d'une façon plus détaillée.

La Libye est découpée en 6 bassins sédimentaires à dominance pétrole: le bassin de Sirte (extrêmement exploré), le bassin "Pélagien" (modérément exploré), le bassin de Ghadames (modérément exploré), le bassin de Murzuk (peu exploré), le bassin de Kufra et la plate-forme Cyrénaïque.

Avec une surface de 500 000 km², le bassin de Sirte est la plus riche province de la Libye. Les réserves en hydrocarbures du bassin sont évaluées à 4340 Mt (?) pour l'huile et à 591 Gm³ pour le gaz. Le bassin de Sirte regroupe la quasi totalité des champs productifs de pétrole et de gaz (63 pour l'huile et 3 pour le gaz) de la Libye; le gaz est principalement du gaz associé. La province comprend 17 champs géants de pétrole et un seul, Hateiba, en gaz sur un total de 210 découvertes pour l'huile et 9 pour le gaz. La première découverte d'un champ de pétrole, Bahi, a eu lieu en 1958 et en 1959 pour le champ 032-G-001 de gaz. Le champ de pétrole le plus important est celui de Sarir découvert en 1961 et possédant 615 Mt de réserves récupérables. Le principal champ de gaz sec est Hateiba découvert en 1963; le réservoir est constitué de carbonates du Crétacé supérieur. Le champ est crédité de 141,6 Gm³ de réserves récupérables.

Situé au nord-ouest du pays, le bassin "Pélagien" couvre une surface de 73 500 km² dont les trois quart offshore dans des eaux dont la profondeur maximum est de 200 m. Le niveau des réserves est pour l'huile de 205 Mt et pour le gaz de 106 Gm³. Huit champs de gaz et de pétrole ont été découvert en 1978 pour le gaz (champ 137-K-001) et en 1971 pour l'huile (champ 137-A-001). Un seul champ est productif, Bouri, découvert en 1977, avec des réserves estimées à 103 Mt d'huile et 70,8 Gm³ de gaz, dès 1988 pour le pétrole et 1990 pour le gaz.

Le bassin de Ghadames ayant une surface totale de 357 800 km² est à cheval sur les frontières de la Libye, l'Algérie et de l'Egypte. La majeure partie du bassin (60%) est située en Libye (les chiffres cités par la suite ne concerneront que la zone libyenne du bassin). Les réserves récupérables du bassin sont estimées à 151 Mt et 61,3 Gm³ de gaz. Les premières découvertes, Tahara pour l'huile, datent de 1958 et de 1959 pour le champ de gaz d'Oued Chebbi. Le plus important, El Hamra, découvert en 1960 est crédité de réserves estimées à 11 Mt d'huile. En 1990 sur les 61 champs d'huile découverts, seul 15 étaient productifs. Aucun des 7 champs de gaz découvert n'est productif (en 1990). Le champ de gaz le plus grand est NC-007A-V-001; ses réserves sont estimées à 14,2 Gm³.

Situé au sud ouest du pays, le bassin de Murzuk couvre une surface de 223 600 km²; aucun champ de gaz associé ou sec n'a été découvert dans le bassin. La première découverte d'huile, NC-058-A-001, date de 1978 et la plus importante, NC-101-J-001, de 1984 avec des réserves évaluées à 3,4 Mt d'huile. Le nombre total des découvertes est de 5, toutes non productives affichant au total des réserves récupérables de 10 Mt.

Les deux bassins restants sont peu documentés; le bassin de Kufra est situé au sud est de la Libye et a une surface de 450 000 km², alors que celui de Cyrénaïque, situé au nord est du pays, en prolongement du bassin de Sirte, l'étude de cette plate-forme "Cyrénaïque" peut se faire simultanément avec le Désert Occidental situé lui du côté de la frontière égyptienne; sa surface peut-être obtenue par différence entre la surface du pays et les 5 autres bassins soit 144640 km². Ce bassin n'a pas connu un grand succès en exploration: beaucoup de puits ont été forés mais ils ont été presque tous abandonnés. Les nouvelles découvertes dans le Désert Occidental (en Egypte) vont sûrement relancer l'exploration dans ce bassin.

En conclusion, on peut dire que l'exploration en Libye a principalement concerné le Bassin de Sirte en onshore, où il reste encore sans doute un potentiel important; mais les perspectives sont également prometteuses dans l'offshore du golfe de Sirte, dans l'offshore au Nord de Tripoli (zone de la découverte du gisement de Bouri) ainsi que dans la zone du Bassin de Ghadames à l'Ouest libyen.

En ce qui concerne l'Algérie, il existe 9 provinces très inégalement explorées: le bassin triasique (150 000 km², zone productrice avec les 2 gisements supergésants Hassi Messaoud et Hassi R'Mel, densité de forage de 9 forages au 10000 km²), le bassin d'illizi (117 000 km², la zone productrice la plus explorée avec 23 forages pour 10000 km²), le bassin du Grand Erg Oriental (140 000km²), le bassin de "Ghadames/Ahnet/Mouydir (136 000 km², Mouydir est pratiquement inexplorée), le bassin du Grand Erg

Occidental/Timimoun (132 000 km²), le bassin de Reggane (136 000 km²), le bassin de Béchar/Tindouf (316 000 km², très peu exploré), le bassin du Sud Hoggar (70 000 km², inexploré), le bassin Nord Algérie (345 000 km²), et le bassin Offshore (30 000 km², inexploré). La plus grande partie de la production provient de deux d'entre eux: le bassin triasique et le bassin d'Illizi.

Du point de vue évolution historique, les réserves de pétrole brut algériennes n'ont pas augmenté dans une proportion notable après la découverte du grand gisement d'Hassi Messaoud, en Juin 1956 et ceci jusqu'en 1974, année de découverte du gisement de Mereksen sur un permis de 39 km² par Sonatrach/CFP(49%).

Le profil du champ pétrolier de Hassi Messaoud, le plus important du pays, et les estimations des résultats acquis jusqu'ici permettent d'évaluer à 3000 km² la superficie du gisement qui s'étend sur un carré de plus de 50 km de côté. Sa production a toujours été de loin la plus importante dans le pays représentant plus de la moitié de la production nationale; elle dépasse les 24 Mt/an pour les gisements Hassi Messaoud Nord et Sud.

Les principaux autres gisements exploités sont Tin Fouyé Tabankort (découvert en 1966, 3,3 Mt/an), Zarzaitine (découvert en 1958, 2 Mt/an), Stah (découvert en 1971, 1,5 Mt/an), El Gassi El Agreb (découvert en 1959, 1,4 Mt/an), Gassi Touil (découvert en 1963, 1,2 Mt/an), Rhourde El Baguel (découvert en 1962, 1,1 Mt/an), Guelala (découvert en 1972, 1,1 Mt/an), Mereksen (découvert en 1974, 1,1 Mt/an), Haoud Berkaoui (découvert en 1965, 1,1 Mt/an) puis des gisements de taille plus petite comme Oued Noumer (découvert en 1969, 0,5 Mt/an) et Edjeleh (découvert en 1956, 0,4 Mt/an)...

De larges zones restent encore à explorer en Algérie comme le montre la carte, en particulier au Sud-Est avec la zone de l'Erg Oriental et au Sud et Sud-Ouest avec la zone de l'Erg Occidental et de Tadmaït. Un grand nombre de concessions ont été et/ou seront bientôt attribuées à des compagnies pétrolières, ce qui permettra une intensification de l'exploration.

Pour l'Egypte, les principaux champs producteurs de pétrole sont ceux de Belayin (On-shore et off-shore) produisant à eux deux 10 Mt/an, soit près de 25% de la production égyptienne, découverts en 1955 et 1961; ils ne sont rentrés en production à une cadence de plus de 5 Mt/an que depuis les années 80, leur production reste toujours en évolution; ils sont exploités par la compagnie Petrobel.

Parmi les 4 zones productrices de pétrole en Egypte, la plus importante est celle du Golfe de Suez avec 35,3 Mt/an soit 80% de la production totale; les trois autres sont le Désert Occidental (4,9 t/an), le Sinai (2,2 Mt/an mais sa capacité réelle est de 10 Mt/an réalisée entre 1985 et 1989) et le Désert Oriental (1,5 Mt/an).

Les principaux autres gisements productifs sont celui d'October Suez Gulf 195 (découvert en 1978, 6,1 Mt/an), Morgan (1965, 3,3 Mt/an), July (1973, 2,6 Mt/an), Badri Suez Gulf 315 (1981, 2,05 Mt/an en évolution), Ras Badran (1979, 2,1 Mt/an), Suez Gulf 172 (1989, rentré en production en 1990 avec 0,4 Mt et 1,57 Mt en 1991), Oil Gulf (1982, 1,6 Mt/an), Bapteco-Badr el Din (1982, 1,6 Mt/an en évolution), Khalda Salam (1986, 1,4 Mt/an en évolution).. :

Les réserves ont régulièrement augmenté et de nouvelles découvertes ont été récemment faites dans le delta du Nil et dans le désert occidental.

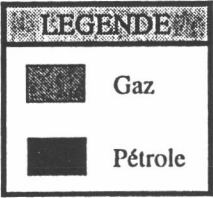
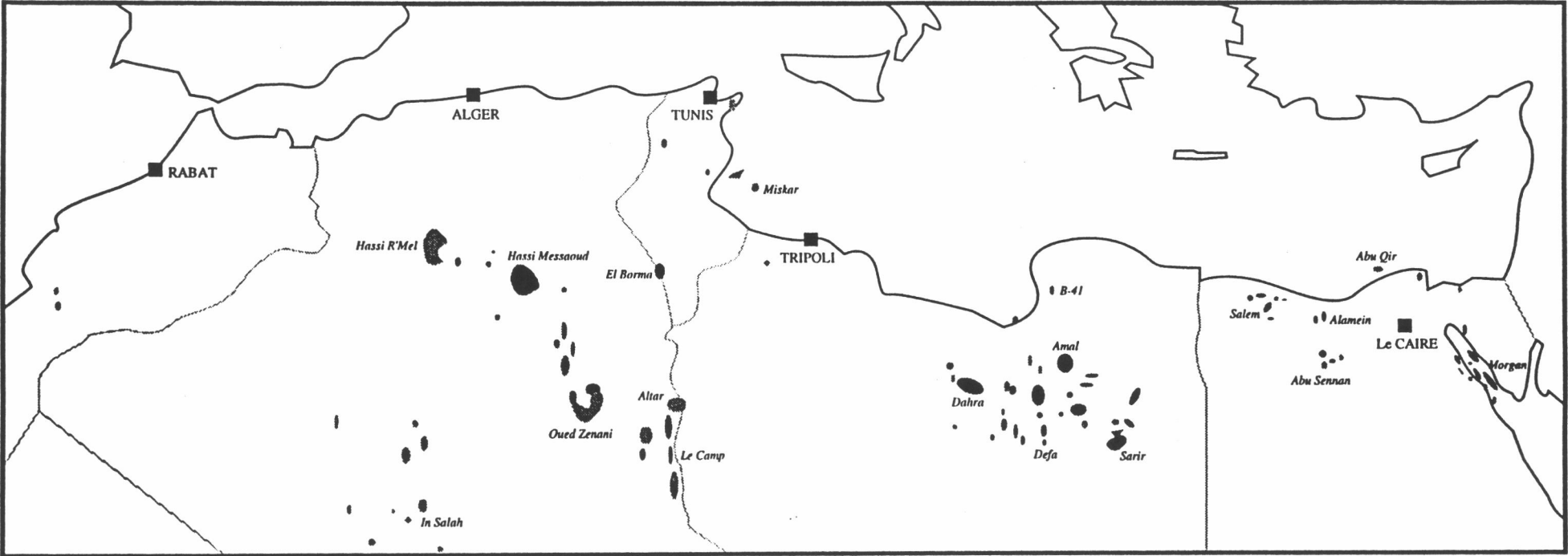
Afin de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement égyptien. En plus des zones traditionnelles du Delta, du Golfe de Suez et du désert occidental, de nouvelles zones seront explorées : le Sud du désert occidental et son offshore, la région de Haute Egypte, le Sinai et le littoral de la Mer Rouge. Cette politique devrait permettre d'augmenter très nettement les réserves égyptiennes.

Pour la Syrie, parmi les principaux champs producteurs de pétrole figure celui de Thayyem à l'Est du pays, découvert en 1983 et exploité par la société Al Furat Oil Co (Shell); il produit 3,8 Mt/an soit plus de 15% de la production syrienne.

Les principaux autres gisements exploités par la même compagnie Al-Furat (Shell) sont celui de Maleh (découvert en 1990, 1,8 Mt/an), Sijan (1989, 1,5 Mt/an), les 3 gisements Omar (découverts en 1987, 1989 et 1990, 1,4 Mt/an), El Isaba (1988, 1,3 Mt/an), El Ward (1986, 1,3 Mt/an), Tanak (1987, 1,2 Mt/an) et celui de Sarhit (1988, 0,5 Mt/an), et plus de 7 autres gisements exploités par la SPC (découverts entre 1956 et 1976, 8,7 Mt/an)

Ain de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement syrien sur de nombreuses zones restant à explorer, ainsi des licences d'exploration sur 33900 km² ont été octroyés sur les champs d'Al-Bishri, de Deir ez Zor, d'Ash Sham, etc.

Champs gazier & Pétrolier



PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS EN ALGERIE

NOM	
• Hassi Messaoud Nord & Sud	
• Rhourde El Baguel & Mesdar & Nezla & Hassi Touil (au Sud-Est Hassi Messaoud)	
• El Gassi & Zotti & El Agreb (au Sud d'Hassi Messaoud)	
• El Borma & Keskassa (Frontière Tunisienne)	
• Mereksen & Stah & Alrar (Frontière Libyenne)	
• Tin Fouye & Tabankort & Tamendjel & Amasak & Hassi Mazoula & Djoua (Ouest d'Alrar)	
• Ohanet & Acheb & Kreb & In Amenas & Tiguentourine	
• Zarzaitine & Edjeleh & Amasralad (Frontière Libyenne)	
• Rhourde Nouss* & Hassi Chergui (au Sud d'Hassi Messaoud)	
• Haoud Berkaoui & Benkahla & Guelel & Guelala & N'Goussa (Région d'Ouargla)	
• Oued Noumer & Makouda & Djorf (Région de Ghardaia)	
• Djebel Onk & Ras Toumb (Tébessa, frontière tunisienne)	
• Oued Zine & Touat & Ilatou & Sbâa (au Sud Ouest, près d'Adrar)	
• Et autres gisements	
Total production en 1991=	41 Mt en 1991
Total Production cumulée (à fin 1991)	1180

Source : Sonatrach et Oil & Gas Journal Décembre 1992

PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS (en LIBYE)

NOM	Production en 1991 (Mt)
<i>Opérateur: Agip</i>	
Bouri	4,2
Bu Attiffel	9,0
Rimal & Kattib	0,2
S/Total Agip=	13,4 Mt
<i>Opérateur: NOC</i>	
Arshad	
Jebel	
Majid	
Don Mansour Unit	
Nasser	
Lehbib- Dor Marada Unit	
Raguba	
Beda	
Bualawin	
Dor	
Kotia	
Sahabi B & D	
Sarir	
Amal	
Ora	
Ghani	
Bahi	
Belhedan	
Dahra	
Defa	
Gialo	
Harsh	
Khalifa	
Masrab	
Samah	
Wafa	
Zaggut	
Balat	
Ali	
Almas	
Intissar A&B&C&D&E	
Nafoora-Auglia	
Aswad	
Sabah	
Zella	
Fidaa	
Hakim	
Et autres gisements	
S/Total NOC=	62 Mt
Total production Agip+NOC =	75,4 Mt
Prod. cumulée (à fin 1991)	150 + 2318 = 2468

Source : Oil & Gas Journal Décembre 1992

PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS EN EGYPTE

NOM	Production en 1991 (Mt)
Belayin Offshore	8,07 Mt
Belayin onshore	2,04
October Suez Gulf 195	6,10
Morgan	3,77
July	2,61
Badri Suez Gulf 315	2,05
Ras Badran	2,1
Oil Gulf	1,7
Suez Gulf 172	1,6
Bapetco (Badr El Din)	1,6
Khalda (Salam)	1,4
Ramadan	1,3
Hellal Southern Ghara 404	1,3
Esso (Suez Gulf)	1,06
Egeptco	0,89
Ras Fanar	0,83
Et autres gisements	5,4
Total production en 1991	45 Mt
Prod. cumulée (à fin 1991)	765

Source : EGPC 1991 et Oil & Gas Journal Décembre 1992

PRINCIPAUX CHAMPS PETROLIERS EN SYRIE

NOM	Production en 1991 (Mt)
Thayyem	3,8
Maleh	1,8
Omar & Omar N & Omar NE	1,4
Sijan	1,5
El Isba	1,3
El Ward N	1,3
Tanak	1,2
Autres gisemenst exploités par la SPC	8,7
Total production en 1991	23,4 Mt
Prod. cumulée (à fin 1991)	218

Source : Oil & Gas Journal Décembre 1992

II -3 - LES RESSOURCES DE PETROLE RESTANT A DECOUVRIR

Les réserves connues de pétrole ou de gaz naturel ne représentent pas la totalité de ce qu'on peut finalement espérer produire. Sans parler d'évolutions possibles des techniques de récupération (plus importantes pour le pétrole, où la récupération moyenne est de l'ordre de quelque 30 à 35 % même 22% pour l'Algérie actuellement, que pour le gaz où elle dépasse fréquemment 80 %), tout n'a pas encore été découvert.

Malheureusement, les ressources restant à découvrir sont encore plus mal connues que les réserves prouvées. Et cependant, c'est sur leur existence implicite que s'appuient de nombreux scénarios énergétiques à moyen ou long terme...

S'appuyant sur des méthodes d'estimations diverses (statistiques de production et de découvertes, analogies géologiques, analyses prospectives probabilistes des bassins sédimentaires ou des "zones pétrolières", et récemment, des "systèmes pétroliers", etc), diverses estimations ont été publiées au cours des dernières décennies.

Il faut avouer qu'elles se font de plus en plus rares. Une certaine convergence s'est dégagée sur les travaux du groupe de Charles Masters, de l'US Geological Survey, s'appuyant sur la large expérience des géologues américains et étrangers. Le tableau ci-après résume les estimations les plus récentes (Masters 1991, de BP 1992 et de Perrodon-Laherere) des ressources de pétrole restant à découvrir pour les pays d'Afrique du Nord et de la Syrie.

En ce qui concerne les estimations du groupe Masters publiées en 1991 et de BP en 1992, les ressources restant à découvrir sont données pour trois cas: avec une probabilité de 95% (quasi-certitude), la valeur modale (ou la moyenne), et avec une probabilité de 5% (valeur cible offrant de l'intérêt pour l'exploration).

Dans ce tableau intitulé "ressources restant à découvrir", on pourra noter que toutes les valeurs (quelquesoit le cas de probabilité) données par Masters et celles de BP sont presque identiques pour la Libye alors qu'elles (Masters "moyenne") sont plus importantes par rapport aux estimations BP (moyenne) en ce qui concerne l'Egypte et la Tunisie mais de loin plus faible pour l'Algérie.

La valeur totale (probabilité 5%) pour la région (Afrique du Nord et Syrie) de BP 1992 représente les 2/3 de la valeur Masters.

Les ressources (pétrole brut sans les LGN) restant à découvrir, tels qu'estimées par les experts (Masters 1991, valeurs moyennes et Perrodon-Laherere pour la Syrie) sont de 2822 Mt pour l'ensemble de ces 5 pays: Libye (1096 Mt), Egypte (630 Mt), Tunisie (521 Mt) et Algérie (329 Mt) en plus de la Syrie (247 Mt). A cela s'ajoutent, des ressources de 550 Mt de LGN dont 290 Mt uniquement pour l'Algérie.

Nous pensons que les chiffres de Masters sont relativement conservatifs, la différence est importante entre les valeurs ("moyenne") de Masters 1991 et de BP 1992, notamment pour l'Algérie où le rapport est de 2:1 (329 Mt pour le premier et 616 Mt pour le second). On retiendra pour nos calculs, par la suite, les estimations BP (moyenne) pour l'Algérie et les valeurs Masters (moyennes) pour les autres pays.

Le tableau suivant compare les productions cumulées (1992-2020) avec les ressources totales, somme des réserves identifiées et des ressources restant à découvrir (valeur moyenne ou modale).

Les efforts d'exploration restent insuffisants pour l'Afrique du Nord et la Syrie, il reste à faire un gros effort pour mieux connaître, mieux apprécier les ressources de pétrole restant à découvrir, base indispensable pour établir des scénarios valables à moyen et long terme. Nous citons ci-après quelques signes montrant une volonté d'intensification de la recherche d'exploration menée dans les pays d'Afrique du Nord et de la Syrie.

**RESSOURCES DE PETROLE RESTANT A DECOUVRIR
(EN MILLIONS DE TONNES)**

	Syrie	Egypte	Libye	Tunisie	Algérie	Total Région
<u>Masters 1991</u>						
95 %		137	548	137	68	890
mode		274	822	274	205	1575
moyenne		<i>630</i>	<i>1096</i>	<i>521</i>	<i>329</i>	2575
5 %		1644	2055	1233	685	5616
<u>BP 1992</u>						
95 %		123	479	41	329	973
moyenne		253	1096	110	<i>616</i>	2068
5 %		685	2000	205	904	3795
<u>Perrodon- Laherere</u>						
1992	247 ?					1000
95 %						3014
moyenne						6000
5 %						

* Valeurs en italique sont celles utilisées dans nos calculs.

Liquides du Gaz Naturel (Mt)

	Réserves	Ressources (moyenne)	TOTAL Réserv.+ Ress.
Syrie	14		14
Egypte	27	68	95
Libye	55	55	110
Tunisie		41	41
Algérie	233	55	288
Total Région	329	219	548

II - 4 - CONCLUSION SUR LES RESERVES ET RESSOURCES PETROLIERES

En conclusion sur les réserves et ressources pétrolières, on peut souligner que cinq pays disposent de quantités appréciables de pétrole brut et condensat: Algérie (1850 Mt), Egypte (480 à 950 Mt selon les sources), Libye (3000 à 3230 Mt), Syrie (110 à 250 Mt) et Tunisie (125 à 275 Mt), le total étant de 5660 à 6250 Mt à fin 1992. La Libye à elle seule en concentre de loin plus de la moitié des réserves.

Les rapports réserves/production sont très variables, de l'ordre de 10 à 45 ans pour les PSEM. Le rapport est bien plus élevé pour les pays disposant de grosses réserves ce qui est cohérent avec leur position d'exportateurs.

A l'échelle de la Méditerranée, il semble que les réserves de pétrole soient bien entamées, malgré des découvertes attendues encore importantes. Les experts estiment que de nombreuses découvertes intéressantes, quoique de taille moyenne, sont encore possibles dans beaucoup de pays riverains de la Méditerranée. En effet, selon les valeurs moyennes des experts (Masters 1991 et BP 1992), les ressources restant à découvrir de pétrole et condensats seraient pour la Libye de 1150 Mt, pour l'Algérie de 680 Mt, pour l'Egypte de 700 Mt, pour la Tunisie de 560 Mt et pour la Syrie de 250 Mt. Globalement (3330 Mt), cela représente plus de 55 % des réserves prouvées actuelles.

L'OME estime que les divers chiffres de Masters (essentiellement, les valeurs 95% et modales ou moyennes) pour les pays d'Afrique du Nord sont **relativement conservatifs**.

Pour l'Algérie entre autres, et après discussions avec des spécialistes, l'OME a retenu des valeurs raisonnablement supérieures, à savoir 616 Mt en moyenne pour le pétrole (dans ses hypothèses de travail).

L'analyse des perspectives énergétiques à moyen et long terme rend nécessaire à l'avenir une étude plus précise des réserves et ressources potentielles d'hydrocarbures restant à découvrir dans la région méditerranéenne.

II - 5 - LES PERSPECTIVES DE PRODUCTION DE PETROLE

Les cinq pays ont produit 217 Mtep en 1992, soit 93 % du total du Bassin Méditerranéen.

Il y a lieu de noter que les productions cumulées jusqu'en 1992 dans ces pays correspondent à environ aux réserves prouvées actuelles de pétrole brut : en effet, 1180 Mt ont été produits en Algérie contre 1260 Mt de réserves

actuelles, Libye (2468 Mt contre 3123 Mt), Egypte (765 Mt contre 849 Mt de réserves), Syrie (218 Mt contre 233 Mt) et Tunisie (120 Mt contre 233 Mt).

Les capacités installées de production de pétrole brut sont très importantes en Libye (plus de 140 Mt/an), en Algérie (plus de 60 Mt/an) et en Egypte (plus de 50 Mt/an). En effet, au cours des années 70 et 80, la Libye et l'Algérie sont arrivées à produire à un rythme équivalent à ces capacités.

En ce qui concerne les perspectives de production, à partir des valeurs des réserves connues aujourd'hui et des ressources restant à découvrir, nous avons retenu les hypothèses de production suivantes, qui devraient en même temps satisfaire la demande du marché intérieur et dégager des quantités à l'exportation:

Pour le pétrole, la production resterait à un niveau stable ou augmenterait légèrement à 220-230 Mt/an sur la période 1992 à 2020. La production cumulée de pétrole (y compris les GPL issus du gaz naturel) jusqu'à l'horizon 2020 serait de 6110 Mt dont 2200 Mt pour la Libye, 1800 Mt pour l'Algérie, 1070 Mt en Egypte, 940 Mt en Syrie et 100 Mt pour la Tunisie.

On peut également comparer ces valeurs à la somme des réserves prouvées et des ressources restantes à découvrir (valeurs moyennes estimées par l'USGS), 4310 Mt pour la Libye et 2160 Mt pour l'Algérie, 1570 Mt pour l'Egypte, 790 Mt pour la Tunisie et 500 Mt pour la Syrie.

Scénario de production de Pétrole (en Mt)

Pays	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020	Réserves+ Ressources*
Syrie	23,2	30	36	43	939	491
Egypte	46,2	41	35	33	1068	1570
Libye	75	75	80	85	2202	4307
Tunisie	5,4	4	3	3	100	793
Algérie	62,2	64	66	65	1803	2156
TOTAL	212	213	220	229	6112	9318

* Y compris les Liquides du Gaz Naturel (LGN: Condensats et GPL)

On remarquera que:

- pour la Syrie, la production cumulée de pétrole est supérieure à la somme des réserves et ressources. Ceci est lié au potentiel mal connu du sous-sol syrien, où les autorités mènent depuis 1988 une politique très soutenue dans la recherche, l'exploration et la production.

- pour l'Algérie, la production cumulée de pétrole serait presque équivalente aux réserves et ressources (1800 Mt contre 2160 Mt), mais les ressources algériennes devraient se situer vers des fourchettes plus hautes.

L'intensification de l'exploration devrait accroître la taille des ressources. L'objectif est de forer 100 puits/an en Algérie pour découvrir autant de pétrole qu'on produit et maintenir le niveau des réserves, alors que jusqu'à maintenant, par faute de moyens, l'Algérie n'a foré que 20 puits/an depuis environ une décennie.

En réalité ces profils de production risquent d'être revus si les efforts d'exploration, menés dans chaque pays, aboutissent à de nouvelles découvertes importantes permettant de réévaluer les réserves. Ci-après sont donnés, des exemples d'engagements intensifiant les travaux de recherche et d'exploration dans ces pays.

En Libye, trois accords avec des compagnies canadiennes pour un programme prévoyant une campagne sismique et le forage de 12 puits sur un périmètre de 15800 km², et 3 autres accords supplémentaires ont été signés fin Mai 1992 pour l'exploration et le partage de production sur 21884 km²: deux sur la bassin de Sirte et le troisième est situé dans le bassin de Cyrénaïque au Nord-Est de la Libye. Des découvertes ont été déjà annoncées ces dernières années par les compagnies internationales OMV (Autriche) et VEBA.

En Algérie, à fin décembre 1991, les permis de recherche et d'exploration attribués ont couvert une superficie de 952 000 km² dont 820 000 km² sur lesquels la Sonatrach exerce le rôle d'opérateur. Depuis la promulgation de la loi de Février 1986, Sonatrach a conclu 30 accords avec des compagnies pétrolières de diverses nationalités portant sur près de 240 000 km², soit 16% du domaine minier. 24 sont des contrats de recherche et 6 contrats de prospection.

Ses partenaires s'engagent à investir près de 900 M\$ sur une période de 3 à 6 ans et à forer un minimum de 110 puits d'exploration, soit en environ 4 puits d'exploration pour une surface moyenne de 7900 km² par permis. Après les amendements de la loi en Décembre 1991, 13 contrats d'association (l'objectif de Sonatrach était de 50 contrats) ont été signés en 1992 et 1993 avec plus de 10 compagnies américaines principalement, qui s'ajoutent à ceux signés en majorité jusqu'ici par des sociétés européennes.

Sonatrach espère que le nombre de puits forés passera de 55 par an d'ici 1995 et à 100 à l'horizon 2000. Sonatrach a foré 22 puits dont 3 en association en 1992, elle prévoyait 41 en 1993 dont 14 en association. Sonatrach estime le bilan positif des découvertes à 46 Gm³ de gaz et 51 Mt de pétrole en 1991, puis 33 Gm³ de gaz et 82,3 Mt de pétrole en 1992 (des études sont en cours

pour confirmer ces chiffres préliminaires correspondant aux réserves en place).

En Egypte, huit accords d'exploration et partage de production ont été approuvés par les autorités égyptiennes en Avril 1993; ces permis accordés couvrent une surface totalisant 19056 km². Les compagnies concernées par ces autorisations ont convenu d'engager 90,5 M\$ au moins dans des activités d'exploration qui comprennent le forage de 22 puits durant la période d'exploration de 7 à 8 ans. Des découvertes ont été déjà annoncées ces dernières années par AEOC, Shell, IP.

En Syrie, depuis 1988 et afin de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement syrien sur de nombreuses zones restant à explorer, à travers la compagnie pétrolière nationale syrienne SPC et aussi les compagnies étrangères puisqu'à fin Mai 1993, des licences d'exploration sur 33900 km² ont été octroyés sur les champs d'Al-Bishri, de Deir ez Zor, d'Ash Sham, etc.

II - 6 - LES ECHANGES PETROLIERS

Les infrastructures permettent actuellement des exportations totales vers toutes destinations confondues de 170 Mt de pétrole sur une production de 212 Mt.

Ces principaux pays exportateurs de pétrole et produits pétroliers dans le Bassin Méditerranéen sont la Libye, l'Algérie, l'Egypte, la Syrie et le Tunisie.

Ce niveau d'exportation devrait légèrement baisser à l'horizon 2020 pour atteindre 132 Mt, mais le niveau des exportations dépendra du niveau de la demande intérieure dans ces pays et évidemment du niveau de la production.

Plus de 92 Mt de pétrole et de produits pétroliers ont été exporté en 1992 vers l'Europe par ces pays: entre autres du pétrole brut et produits pétroliers vers les pays sud-européens comme l'Espagne (8,2 Mt), la France (10,8 Mt), l'Italie (41,6 Mt), et également du pétrole brut vers l'Allemagne (11,6 Mt de pétrole brut), la Belgique (1,5 Mt), la Grande Bretagne (4 Mt), les Pays Bas (3,6 Mt), etc.

Les approvisionnements pétroliers nets de 278 Mtep en 1992 des 5 pays Sud-européens (France-Portugal-Espagne-Italie-Grèce) provenaient à 24% de pays Sud méditerranéens (66 Mtep), à 32% du Moyen Orient (90 Mtep) et à 12% de l'ex-URSS (34 Mtep); on peut donc noter la part prépondérante des pays du Moyen-Orient. Globalement, les pays Sud méditerranéens et du Golfe représentent 56% des approvisionnements pétroliers, part qui devrait croître dans l'avenir; ceci montre leur rôle fondamental.

Il convient de souligner que les pays du Sud et Est Méditerranéen sont des pays de transit pour une partie des exportations pétrolières du Golfe (Canal de Suez, oléoduc SUMED, oléoduc Irak-Turquie, etc.)

En effet, un rôle important de transit joue l'Egypte à travers le Canal de Suez et l'oléoduc SUMED où les quantités transitées par ces routes ont un niveau de 80 Mt/an chacune, et il est prévu de les augmenter au cours de la prochaine décennie de 50% chacune soit un total de 240 Mt/an au lieu de 160 Mt/an actuellement: pour le pipeline SUMED, l'extension est en cours, par contre pour le Canal de Suez on parle de plusieurs options (56, 62, 68 et 72 ft) dont la plus intéressante est celle d'un drainage de la profondeur de 53 à 56 ft qui peut se faire sans interruption du trafic en 2 années.

Un oléoduc a été également construit en Turquie pour exporter du pétrole irakien produit à Kirkuk et d'autres régions irakiennes vers la côte méditerranéenne précisément vers le terminal Ceyhan à Yumurtalik en Turquie. Cet oléoduc, composé de 2 lignes d'une longueur de 986 kms et de 890 kms (mises en service en 1977 et en 1987), a une capacité de 70,9 Mt/an, le terminal turc dispose d'un stockage total de 1,62 Mm³.

Echanges pétroliers en 1992 dans le Bassin Méditerranéen (Mt)

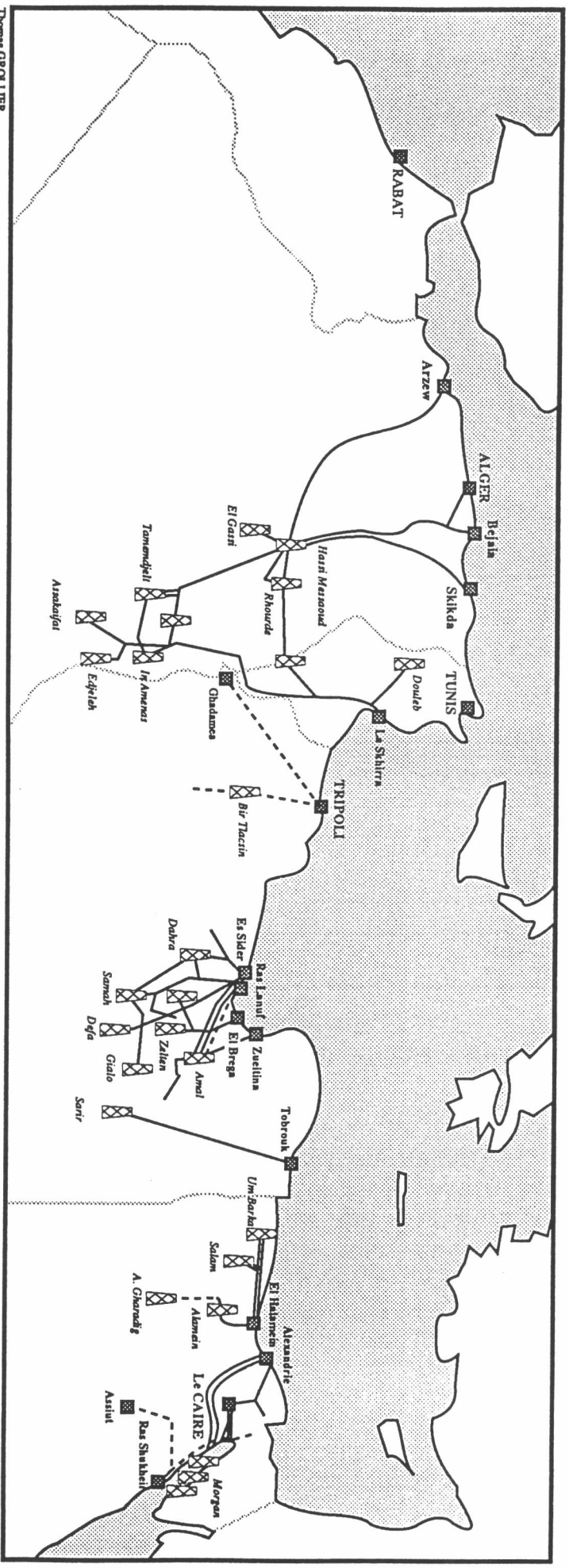
PAYS EXPORTATEURS										
PAYS	Egypt	Libye	Alger.	Syrie	Tunis.	Medit.	ex-URSS	M.Or.	Autres	Tot*.
Portugal	0,9	0,1	0,6	0	0	1,6	0	4,2	11	17
Espagne	0,8	6,5	0,9	0	0	8,2	4,1	12,2	39	64
France	1,2	3,2	6,2	0,2	0	10,8	11,2	34,3	50	106
Italie	6,0	25,7	8,3	0,5	1,1	41,6	16,7	30,7	24	113
Ex-Youg.	0	0,2	0	0,4	0	0,6	2,7	3,9	1,2	8,4
Grèce	0,5	3,1	0	0	0	3,5	2,0	8,7	7	22
Turquie	0,04	1,8	1,1	0	0	3,0	1,2	13,3	4	21
Maroc	0,1	0	0	0	0	0,1	0	6,8	0	6,9
Israël	1,5	0	0	0	0	1,5	0	0	8	9,7
Jordanie	0,01	0	0	0	0	0	0	2,4	1	3,2
Méditer.	11	41	17	1,1	1,1	70,9	38	116	145	<u>371</u>
Autres	15	35	37	15	2,7	104,5				
TOTAL	25,5	76	54	16,1	3,8	175,4**				

Source: OME, OPEC/1992, CPDP/Pétrole 1992 et AIE 1990 avec chiffres arrondis

(*) Ces pays exportent 72 Mt soit une importation nettes de 299 Mt en 1992

(**) Ce chiffre représente les exportations brutes et ne tient pas compte des importations de produits raffinés (par ex, en 1992, la France a exporté 1,72 Mt de raffinés vers B.M sur 13,5 Mt d'exports totaux et elle a importé du B.M 4,86 Mt de produits raffinés sur 32,6 Mt).

Le Réseau de Pipelines en Afrique du Nord



Légende	
—	Pipeline en service.
- - -	Pipeline en construction ou en projet.
⊠	Puits de Pétrole.



Thomas GROLLIER

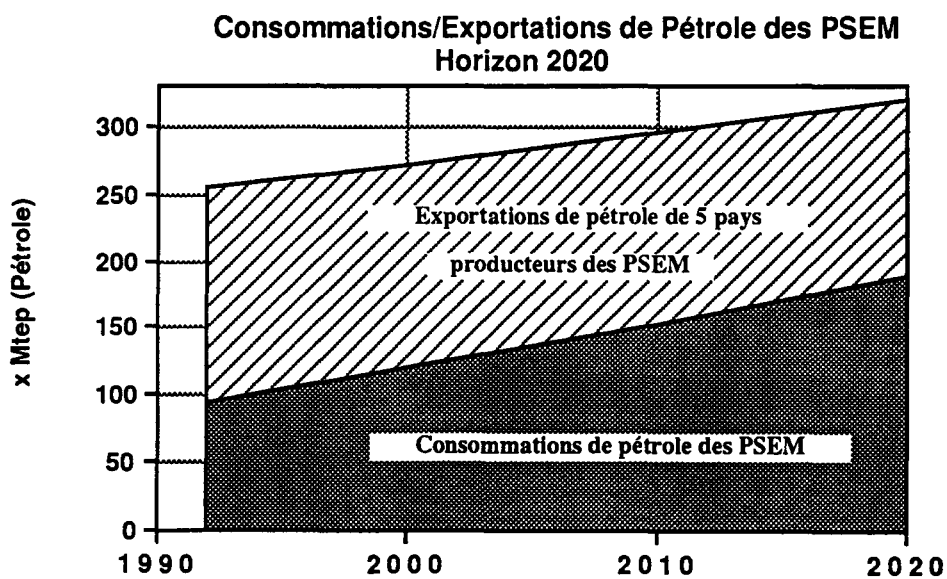
Les exportations pétrolières de ces pays resteraient, entre 1992 et 2020, à un niveau stable d'environ 150 à 160 Mt/an selon le scénario alternatif, ou même diminueraient dans le scénario projectif de 160 Mt à 130 Mt/an.

Ce qui correspond dans le cadre de ce scénario projectif, entre 1992 et 2020, pour les différents pays, à une évolution de 68 à 74 Mt/an pour la Libye, de 14 à 20 pour la Syrie, de 52 à 38 Mt/an pour l'Algérie et de 24 à 0 pour l'Égypte.

Les capacités d'exportation pourraient être augmentées si l'action est portée, dans les PSEM, sur la maîtrise de l'énergie afin de réduire la croissance de la demande locale; c'est ce qui est développé dans le scénario alternatif. *L'Algérie, l'Égypte, la Libye et la Syrie dégageraient des quantités additionnelles à l'exportation de 16 Mt/an de pétrole.*

schémas d'exportations pétrolières (Mt)
(scénario projectif)

Pays	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
Syrie	14,4	20,0	20,0	19,0	532
Égypte	23,7	14,8	7,3	0,0	301
Libye	68,6	66,0	70,0	74,2	1940
Tunisie	1,7				
Algérie	52,2	50,5	46,5	37,7	1317
TOTAL	161	151	144	131	4090



Source: OME

II - 7 - LES INFRASTRUCTURES DE RAFFINAGE

Le raffinage est un maillon essentiel de la chaîne pétrolière. En 1992, la capacité mondiale de raffinage était d'environ 3659 Mt de pétrole brut par an, en diminution d'environ 10% par rapport au maximum atteint en 1980.

Un peu moins de 13%, soit 474 Mt, étaient installés dans les pays méditerranéens, en diminution d'environ 21% par rapport au maximum de 1980. Les réductions les plus importantes (environ 40%) ont eu lieu dans les pays du Nord: diminution de 48,5% en France, de 38% en Italie et de 19% en Espagne, ces 3 pays représentant encore 57% du total méditerranéen, après en avoir représenté plus de 82% en 1970.

La Turquie, l'Égypte et l'Algérie sont parmi les rares pays à avoir augmenté sensiblement leurs capacités au cours des dernières années (près de 17 Mt en 1980, environ 36 Mt en 1992 pour la Turquie; 14,5 Mt en 1980 et 26,6 Mt en 1992 pour l'Égypte; 21,9 Mt en 1980, 26,5 Mt en 1992 en Algérie).

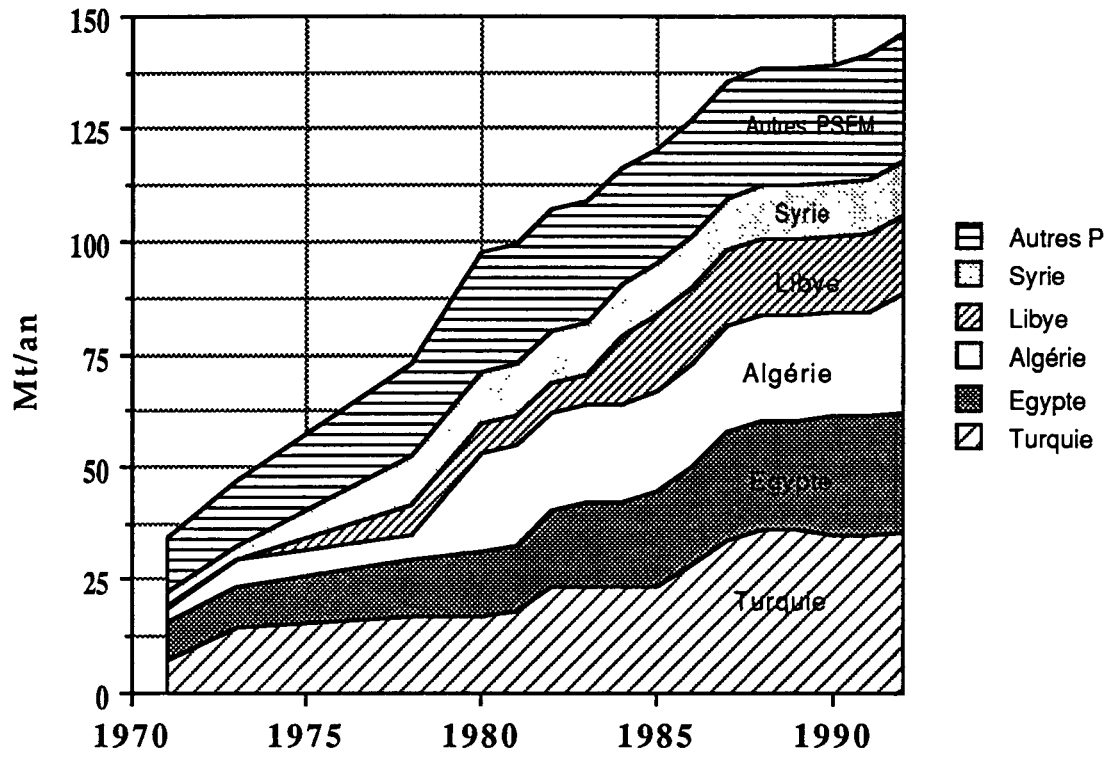
Les capacités de raffinage des PSEM sont progressivement passées de 33,5 Mt en 1970 à près de 146 Mt en 1992. Elles devraient continuer d'augmenter d'ici le début du prochain siècle, tant pour les besoins du marché intérieur des pays que pour l'exportation de produits pétroliers, se substituant progressivement aux exportations de brut; l'Algérie, par exemple, compte valoriser les condensats (meilleure charge pour la production des carburants) et envisage de réaliser une raffinerie spécialement pour ces produits dont le production est de plus en plus importante.

CAPACITE DE RAFFINAGE DANS LE BASSIN MEDITERRANEEN (Mt)

PAYS	1980	1985	1990	1992
PORTUGAL	18	14,4	14,4	14,7
ESPAGNE	78,1	64,4	62,2	63,1
FRANCE	166,1	108,8	84,4	85,4
ITALIE	195,6	123,4	117,0	121,5
ALBANIE	3,7	3,7	3,7	3,7
Ex-YOUGOSLAVIE	20,2	14,8	19,8	19,8
GRECE	21,3	19,5	18,2	19,8
TURQUIE	16,8	23,6	35,1	35,7
SYRIE	11,1	11,4	11,9	11,1
ISRAEL	9,5	8,5	9,0	11,1
JORDANIE	4,6	5,0	5,0	5,0
LIBAN	2,6	1,9	1,9	1,9
EGYPTE	14,5	21,2	26,2	26,6
LIBYE	6,5	17,0	17,0	17,4
TUNISIE	1,7	1,7	1,7	1,7
ALGERIE	21,9	21,9	23,2	26,5
MAROC	7,7	7,7	7,7	7,8
CHYPRE	0,8	0,8	0,8	1,0
TOTAL	601	470	459	474

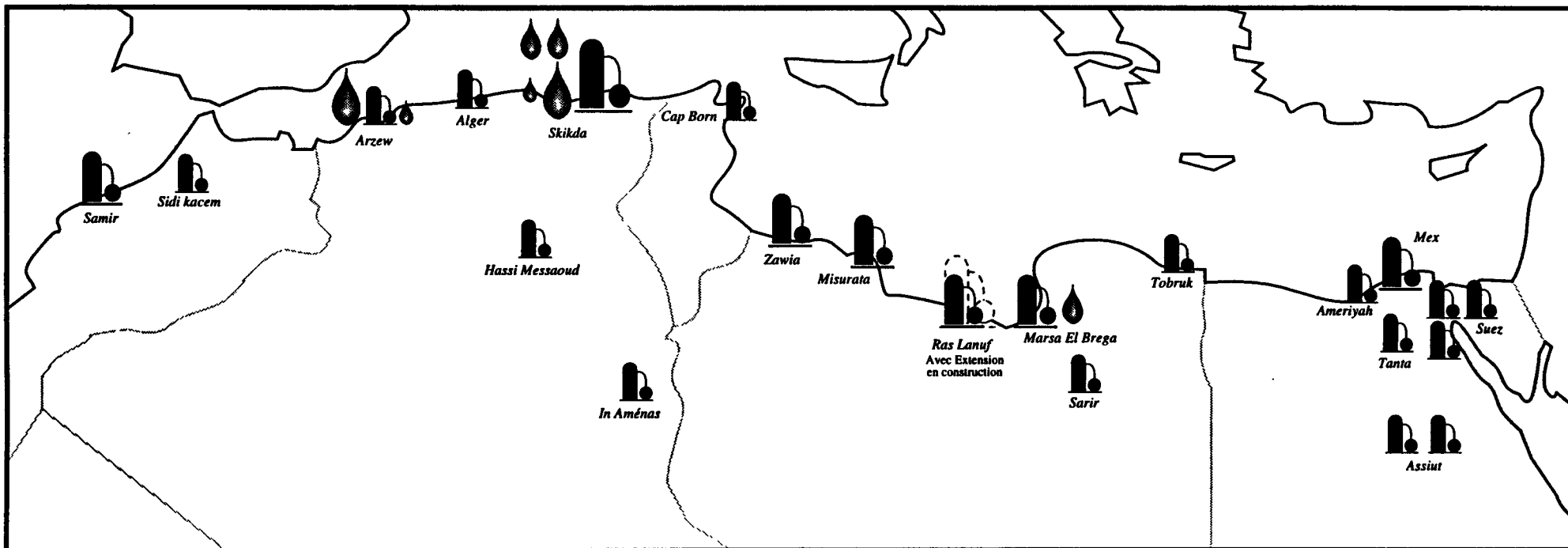
Source: CPDP 1992, Statistiques de l'industrie pétrolière

Evolution de la capacité de raffinage dans les PSEM

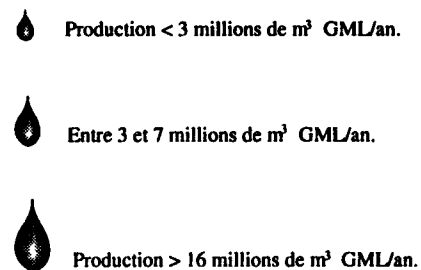
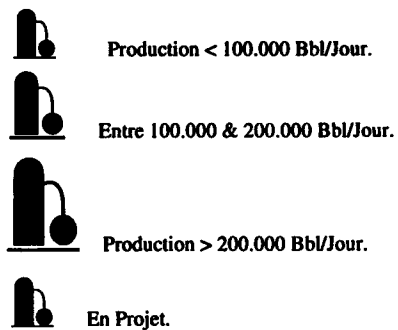


Source: Oil & Gas Journal, et CPDP 1992

RAFFINERIES & USINES DE LIQUEFACTION 1992



LEGENDE



III - LE GAZ NATUREL: LES RESERVES, LES RESSOURCES ET LES PERSPECTIVES DE PRODUCTION

III - 1 - LES RESERVES DE GAZ NATUREL

Les réserves prouvées de gaz naturel pour les PSEM (les pays disposant de ressources sont les pays d'Afrique du Nord et la Syrie) sont données dans le tableau suivant selon diverses sources. Si on prend la dernière valeur "Oil and Gas Journal" (OGJ) à fin 1992, soit 5650 Gm³ au total pour ces pays du Sud et Est méditerranéen, on peut constater que ces réserves, non négligeables, ne représentent néanmoins qu'environ 4,1% des réserves mondiales à la même date.

Des ces cinq pays producteurs des PSEM, l'Algérie possède, et de beaucoup, les réserves les plus importantes avec 3617 Gm³ (après une production cumulée estimée déjà à plus de 500 Gm³). En deuxième position vient la Libye (1306 Gm³), suivie par l'Egypte (435 Gm³), la Syrie (198 Gm³) et la Tunisie (relativement faibles, 92 Gm³).

En ce qui concerne l'Algérie, les valeurs données par OGJ et par les statistiques BP sont pratiquement équivalentes aux valeurs publiées par la Sonatrach. Par contre, on remarquera sur le tableau les valeurs plus élevées données par Petroconsultants, soit 4.700 Gm³ de réserves, quelque 1 100 Gm³ de plus que les deux autres sources.

A noter que OGJ (et également BP) a révisé, courant 1992, ses estimations d'environ + 300 Gm³, de 3290 Gm³ fin 1991 à 3600 Gm³ à fin 1992 (incluant des réévaluations).

Du point de vue évolution historique, les réserves de gaz algériennes ont atteint des valeurs élevées dès la découverte du grand gisement d'Hassi R'Mel, en 1956. Depuis cette date, les statistiques de réserves ont fluctué autour de la fourchette 3.000-3.500 Gm³, réduite à 3.000-3.200 Gm³ depuis les 6 dernières années, et actuellement révisées à plus de 3600 Gm³. Ceci voudrait dire que les découvertes annuelles compensent à peu près la production commercialisée, en l'absence de nouvelles découvertes plus importantes. Il nous paraît important, dans une suite éventuelle de cette étude, de mieux analyser et de mieux comprendre la situation exacte des réserves de gaz algériennes.

Plus gros producteur de pétrole des PSEM, possédant les plus grandes, et les plus belles réserves pétrolières de toute cette région, la Libye ne s'est

intéressée à son gaz naturel que récemment. Le potentiel reste à notre avis relativement important. Alors qu'elles étaient estimées à quelque 200 Gm³ au début des années 60, et à quelque 800 Gm³ pendant presque toute la décennie 70, les réserves de gaz naturel de la Libye ont été révisées à la hausse au début des années 80, pour atteindre fin 1992 un peu plus de 1300 Gm³ (ici aussi, révision d'OGJ, courant 1992, de ses estimations d'environ + 100 Gm³, de 1200 Gm³ fin 1991 à 1300 Gm³ à fin 1992).

Les premières estimations des réserves de gaz de l'Égypte (principalement du gaz associé) datent du milieu des années 1960, d'environ 75 Gm³. Elles ont été régulièrement révisées à la hausse à la fin des années 60, et atteignent environ 435 Gm³ actuellement. Elles devraient continuer à croître, tant par des réestimations éventuelles que par de nouvelles découvertes, de nombreuses zones restant à explorer ou à mieux connaître quant à leur potentiel gazier. Des nouvelles découvertes intéressantes ont d'ailleurs eu lieu courant 1993.

Les estimations des réserves de gaz de la Syrie (50% environ de gaz non associé) sont restées au même niveau jusqu'à fin 1985, d'environ 36 Gm³. Elles ont été révisées à la hausse à la fin de 1986, à 120 Gm³, et sont de 200 Gm³ actuellement. En ce qui concerne donc la Syrie, les valeurs données par OGJ, par les statistiques BP et par Petroconsultants sont pratiquement équivalentes, et représentent environ moins du tiers de celles données par la compagnie pétrolière syrienne SPC, soit 700 Gm³ de réserves.

Ces chiffres de l'OGJ, pour la Syrie, devraient continuer à croître, tant par des réestimations éventuelles que par de nouvelles découvertes, de nombreuses zones restant à explorer, des permis d'exploration sont octroyés à des compagnies étrangères.

Comparaison des réserves de gaz naturel selon diverses sources (Gm³)

	Algérie	Libye	Égypte	Syrie	Tunisie	TOTAL Région	Monde
<u>BP Statistiques</u>							
fin 1990	3 200	1 200	400	198		4 998	119 400
fin 1992	3 617	1 306	435	198	92	5648	138 060
<u>Petroconsultant</u>							
fin 1991	4700	1189	396	113	85	6484	133 529
<u>Oil & Gas Journal</u> (fin 1992)	3 617	1 306	435	198	92	5648	138 060

III- 2 - LES CHAMPS ET LES BASSINS

Les tableaux suivants et la carte donnent pour ces pays (Algérie, Libye, Egypte et Syrie) les listes des principaux champs gaziers les plus importants classés par ordre décroissant des réserves, selon les estimations de Petroconsultants ou d'autres sources signalées.

Pour l'Algérie, le principal champ gazier est Hassi R'Mel avec 2940 Gm³ selon Petroconsultants et 2415 Gm³ selon d'autres sources, suivi par Rhourde Nousse (200 Gm³, 372 Gm³ selon d'autres sources), Alrar (146 Gm³, 218 Gm³ selon d'autres sources), Taouratine (140 Gm³), Tin Fouye (114 Gm³), In Amenas (112 Gm³), In Salah (98 Gm³) et Hamra (98 Gm³).

De larges zones restent encore à explorer en Algérie comme le montre la carte sur les champs, en particulier au Sud-Est avec la zone de l'Erg Oriental et au Sud et Sud-Ouest avec la zone de l'Erg Occidental et de Tadmaït. Un grand nombre de concessions ont été et/ou seront bientôt attribuées à des compagnies pétrolières, ce qui permettra une intensification de l'exploration.

Pour la Libye, le principal champ gazier est celui d'Hateiba (140 Gm³, découvert en 1963), suivi par Amal (56 Gm³), Bu Attifel (42 Gm³), Augila (42 Gm³), Intissar (54 Gm³); ces champs, mis à part Hateiba, sont des champs de gaz associé. Les réserves de gaz ont augmenté régulièrement ces dernières années et les perspectives de nouvelles découvertes sont très bonnes.

L'exploration a principalement concerné le Bassin de Sirte en onshore, où il reste encore sans doute un potentiel important ; mais les perspectives sont également prometteuses dans l'offshore du golfe de Sirte, dans l'offshore au Nord de Tripoli (zone de la découverte du gisement de Bouri) ainsi que dans la zone du Bassin de Ghadames à l'Ouest libyen.

Pour l'Egypte, les principaux champs gaziers sont Abu Madi (90 Gm³), Abu El Gharadiq (48 Gm³), Abu Qir (34 Gm³), Badr El Din (28 Gm³). Abu Madi et Abu Qir se situent dans la zone du delta du Nil, les autres dans le désert occidental.

Depuis 1975, les réserves ont régulièrement augmenté et de nouvelles découvertes ont été récemment faites dans le delta du Nil et dans le désert occidental.

Afin de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement égyptien. En plus des zones traditionnelles du Delta, du Golfe de Suez et du désert occidental, de nouvelles zones seront explorées: le Sud du désert occidental et son offshore, la région de Haute Egypte, le Sinaï et le littoral de la Mer Rouge. Cette politique devrait permettre d'augmenter très nettement les réserves égyptiennes.

Pour la Syrie, les principaux champs gaziers sont Central Area (autour de la région de Palmyra, 103 Gm³), Deir ez Zor (54 Gm³), Suwaidiyah (34 Gm³) et Jubaisseh & Al-Hol & Al-Ghona (22 Gm³).

Depuis 1988 et afin de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement syrien sur de nombreuses zones restant à explorer, à travers la compagnie pétrolière nationale syrienne SPC et aussi les compagnies étrangères puisqu'à fin Mai 1993, des licences d'exploration sur 33900 km² ont été octroyés sur les champs d'Al-Bishri, de Deir ez Zor, d'Ash Sham...(source AOGD 1993).

PRINCIPAUX CHAMPS GAZIERS EN ALGERIE

NOM	RESERVES (Gm ³)
Hassi R'Mel	2940
Hassi Messaoud*	218
Rhourde Nouss	200
Alrar	146
Tauratine	140
Tin Fouye*	114
In Amenas Nord	112
In Salah I	98
Hamra	98
Zarzitine *	78
Hassi Mazoula	56
Dineta Ouest	55
Tin Zemone	42
Tenere	40
Rhourde Chouff	28
Rhourde El Baguel*	28
Rhourde Adra	22

* Gaz Associé.

Source : Pétroconsultant

PRINCIPAUX CHAMPS GAZIER EN LIBYE

NOM	RESERVES (Gm ³)
Hateiba	140
Amal*	56
Intissar*	54
052-D	45
Bu Attifel*	42
Augila*	42
088-D	42
Nasser*	31
Jebel*	18
Gialo*	17
Messla*	16
Sarir*	16
Raduga	16
NC 007A	16
Defa*	16
006-H	15

* Gaz Associé

PRINCIPAUX CHAMPS GAZIER EN EGYPTE

NOM	RESERVES (Gm ³)
Abu Madi	90
Abu El Gharadiq	48
Abu Qir	34
Badr El Din	28
Alexandria North	22
Qara	19
Zeit Bay*	14
Port Faod	11
Abu Qir North	11
Shuhin	10

* Gaz Associé. Source Petroconsultants

PRINCIPAUX CHAMPS GAZIER EN SYRIE

NOM	RESERVES (Gm ³)
Central Area (Palmyra)	71
Palmyra	32
Deir ez Zor*	54
Suwaidiyah*	34
Jubaisseh, Al-Hol, Al-Ghona	22
Marqada	13
Bishri*	1

* Gaz Associé.

Source : Arab Oil & Gas Directory 1993

III-3 - LES RESSOURCES DE GAZ NATUREL RESTANT A DECOUVRIR

Les réserves connues de gaz naturel ne représentent pas la totalité de ce qu'on peut finalement espérer produire, tout n'a pas encore été découvert comme dans le cas du pétrole.

Diverses estimations ont été publiées au cours des dernières décennies. Une certaine convergence s'est dégagée sur les travaux du groupe de Charles Masters, de l'US Geological Survey, s'appuyant sur la large expérience des géologues américains et étrangers.

Le tableau ci-après résume les estimations les plus récentes (Masters 1991, BP 1992 et Colitti-Simeoni 1981-1991 et quelques valeurs globales de Mobil et de Perrodon-Laherere) des ressources de gaz naturel restant à découvrir pour les pays d'Afrique du Nord et de la Syrie.

En ce qui concerne les estimations du groupe Masters publiées en 1991 et de BP 1992, les ressources restant à découvrir sont donnés pour trois cas: avec une probabilité de 95% (quasi-certitude), la valeur modale (ou la moyenne), et avec une probabilité de 5% (valeur cible offrant de l'intérêt pour l'exploration).

Dans ce tableau intitulé "ressources restant à découvrir" sont aussi données à titre de comparaison les valeurs correspondantes établies par Colitti en 1981 (rapport Simeoni 1991). celles de Mobil (modales) et celles de Perrodon-Laherere publiées en 1992. En ce qui concerne celles de Colitti-Simeoni, on pourra noter que les valeurs uniques données par ce dernier rapport sont relativement fortes pour l'Algérie et la Libye (plus fortes que les valeurs 5% de Masters), comparables au mode pour l'Égypte, et plus faibles pour la Tunisie. La valeur totale Colitti/Simeoni pour l'Afrique du Nord de 4782 Gm³ se situe entre les valeurs moyenne et 5% de Masters (2856 et 5750 Gm³).

Les ressources de gaz naturel restant à découvrir, tels qu'estimées par les experts (Masters 1991, valeurs moyennes et Perrodon-Laherere pour la Syrie) sont de 3256 Gm³ au total ces 5 pays: Égypte (856 Gm³), Libye (762 Gm³), Algérie (745 Gm³, estimation jugée faible), Tunisie (493 Gm³) et la Syrie (400 Gm³). Ce qui représente 3420 Gm³ (en tenant compte de la rectification signalée ci-après pour l'Algérie), soit presque les réserves récupérables actuelles algériennes.

Nous pensons que les divers chiffres de Masters sur les ressources restant à découvrir (essentiellement, les valeurs 95% et modales ou moyennes) pour les pays d'Afrique du Nord sont relativement conservatifs (opinion qu'ont accepté Ch. Masters et ses collaborateurs lors de discussions à Washington fin 1991).

Pour l'Algérie entre autres, et après discussions avec des spécialistes de la BP, nous retenons des valeurs raisonnablement supérieures, à savoir: 460 Gm3 (valeur 95%), 910 Gm3 (moyenne), et 1785 Gm3 (valeur 5%). Les valeurs totales pour l'Afrique du Nord sont peu changées, à cause d'une révision à la baisse des valeurs pour la Tunisie. Il ne s'agit de toutes façons que d'hypothèses de travail.

Le tableau suivant compare les productions cumulées (1992-2020) avec les ressources totales, somme des réserves identifiées et des ressources restant à découvrir (valeur moyenne ou modale).

Une remarque peut être faite comme dans le cas du pétrole : tant pour l'Afrique du Nord que pour la plupart des autres pays dans le monde, il reste à faire un gros effort pour mieux connaître, mieux apprécier les ressources de gaz naturel (ou de pétrole) restant à découvrir, base indispensable pour établir des scénarios valables à moyen et long terme.

RESSOURCES DE GAZ RESTANT A DECOUVRIR (GM³)

	Syrie	Egypte	Libye	Tunisie	Algérie	Total Région
<u>Masters 1991</u>						
95 %		227	200	142	159	728
mode		595	510	340	510	1 955
moyenne		856	762	493	745	2 856
5 %		1 700	1 560	990	1 500	5 750
<u>BP 1992</u>						
95 %		187	170	20	460	837
moyenne		535	312	71	910	1 828
5 %		1 076	680	125	1 785	5 390
<u>Colitti-Simeoni</u> 1981 - 1991		459	1 600	790	1 923	4 782
<u>Mobil</u> mode						1 560
<u>Perrodon-Laherere</u> 1992						
95 %	400 (95%?)					700
moyenne						3 000
5 %						5 800

* Valeurs en italiques sont celles retenues dans nos calculs

III - 4 - CONCLUSION SUR LES RESERVES ET RESSOURCES DE GAZ

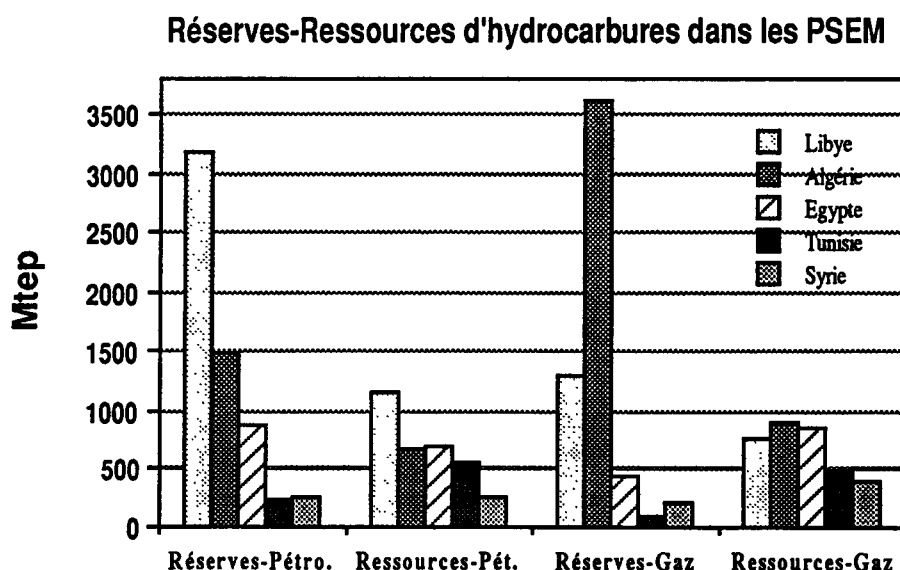
En conclusion, les réserves et ressources de gaz naturel sont aussi concentrées que celles du pétrole: les cinq premiers pays (Algérie, Libye, Egypte, Syrie et Tunisie).représentent 91% du total du Bassin Méditerranéen. Mais cette fois, c'est l'Algérie qui est en tête avec 59% du total, suivie par ordre décroissant des réserves par la Libye, l'Egypte, puis la Syrie et la Tunisie.

Le potentiel gazier de l'Algérie - pays de loin le plus important de la Méditerranée - est le mieux connu, encore qu'on ne puisse exclure de nouvelles découvertes, ainsi qu'en Libye et en Egypte (où a eu lieu récemment une série de découvertes intéressantes).

Selon les estimations des experts, la valeur moyenne des ressources de gaz naturel restant à découvrir seraient pour l'Algérie de 910 Gm³, pour l'Egypte de 856 Gm³, pour la Libye de 762 Gm³, pour la Tunisie de 493 Gm³ et la Syrie de 400 Gm³. Globalement (3420 Gm³), cela représente 61% des réserves prouvées actuelles.

L'OME estime que certains chiffres des experts notamment ceux de Masters (essentiellement, les valeurs 95% et modales ou moyennes) pour les pays d'Afrique du Nord sont **relativement conservatifs**.

Pour l'Algérie entre autres, et après discussions avec des spécialistes, l'OME a retenu des valeurs raisonnablement supérieures, à savoir une moyenne de 910 Gm³ de gaz naturel (dans ses hypothèses de travail).



Source: OGI, USGS- Masters 1991 & BP 1992 .

III - 5 - LES PROFILS DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL

La production commerciale des PSEM, qui a été de 68 Gm³ en 1992, est dûe à l'Algérie avec 50 Gm³ suivie de l'Egypte avec 9 Gm³ et la Libye 7 Gm³.

En ce qui concerne les perspectives de production, à partir des valeurs des réserves connues aujourd'hui et des ressources restant à découvrir, nous avons retenu les hypothèses de production suivantes, qui devraient en même temps satisfaire la demande du marché intérieur et dégager des quantités à l'exportation:

La production du gaz naturel passerait ainsi de 66 Gm³ en 1992 à 238 Gm³ en 2020.

L'augmentation de la production serait donc très importante (x3,5 fois) avec + 170 Gm³; la croissance serait forte notamment en Algérie (de 50 à 112 Gm³/an en 2020, ce chiffre serait encore plus important si on tient compte des quantités extraites de GPL), en Libye (de 7 à 55 Gm³/an) et en Egypte (de 9 à 47 Gm³/an).

La production cumulée de gaz naturel, sur la période, serait de 4540 Gm³ pour ces pays producteurs dont 2560 Gm³ pour l'Algérie, 800 Gm³ pour la Libye, 750 Gm³ pour l'Egypte, 350 Gm³ pour la Syrie et 73 Gm³ pour la Tunisie.

On peut comparer ces valeurs à la somme des réserves prouvées et des ressources restant à découvrir (valeurs moyennes estimées par l'USGS-Masters en 1991 et BP 1992 citées plus haut) 4530 Gm³ pour l'Algérie, 2070 Gm³ pour la Libye, 1300 Gm³ pour l'Egypte, 600 Gm³ pour la Syrie et 585 Gm³ pour la Tunisie.

Scénario de production de gaz naturel (Gm³)

Pays	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020	Réserves+ Ressources
Syrie	1,5	9	15	23	354	598
Egypte	8,7	19	31	47	750	1291
Libye	6,2	17	35	55	802	2068
Tunisie	0,3	2	3	5	73	585
Algérie	49,7	88	101	112	2562	4527
Maroc	0,0	0,1	0,1	0,1	1	
TOTAL	66	134	185	242	4542	9069

III - 6 - LES ECHANGES DE GAZ ET LES INFRASTRUCTURES GAZIERES

En raison de l'abondance relative des ressources gazières mondiales et méditerranéennes, de la croissance vive des consommations de gaz naturel et de ses impacts moins sévères sur l'environnement, le gaz naturel est en train de changer le paysage énergétique méditerranéen.

Par le développement de ses liaisons "fixes" (gazoducs et chaînes GNL), le gaz naturel crée des solidarités entre les pays, et devrait contribuer à la stabilité de la région.

La complémentarité évidente entre le Sud et le Nord en matière de gaz naturel a donné lieu à la création de courants d'échanges importants. L'Algérie exporte du gaz naturel par méthanier vers l'Espagne, la France et la Belgique (et bientôt vers la Turquie et la Grèce), et par gazoducs vers la Tunisie, l'Italie et la Slovénie (et bientôt l'Espagne et le Portugal). De son côté, la Libye exporte du GNL vers l'Espagne.

L'Algérie et la Libye exportent 37 Gm³ actuellement dont 35 Gm³ vers quatre pays européens (Belgique, Espagne, France et Italie), soit plus de 40% de leurs importations qui se sont élevées à plus de 85 Gm³ en 1992.

Environ 30 Gm³ étaient destinés aux pays sud-européens, soit 42% des importations de l'ensemble France-Italie-Espagne (sur un total de 73 Gm³ importés en 1992); ceci montre bien le rôle prépondérant joué par l'Algérie.

Les importations de gaz naturel des pays sud-européens et de la Turquie se sont élevées en 1992 à 80,7 Gm³ dont 31,2 Gm³ intraméditerranéen (soit 38,7%), 31,8 Gm³ importés de l'ex-URSS et 17,7 Gm³ de Norvège et des Pays Bas. Les exportations libyennes et algériennes de gaz naturel étaient destinées à 84% aux pays méditerranéens, avec 31,2 Gm³ sur 37 Gm³ en 1992.

Echanges de gaz naturel en 1992 dans le Bassin Méditerranéen (Gm³)

PAYS EXPORTATEURS

	Algérie	Libye	S/Total	Ex-Urss	Norvège	Pays-Bas	TOTAL
Espagne	3,94	1,84	5,78	0	0	0	5,78
France	9,21	0	9,21	11,43	6,0	6,17	32,81
Italie	15,34	0	15,34	13,66	0	5,53	34,53
Ex-Yougos.	0,15	0	0,15	2,22	0	0	2,37
Turquie	0	0	0	4,44	0	0	4,44
Tunisie	0,7	0	0,7	0	0	0	0,7
S/T Méditer.	29,3	1,8	31,2	32	6	11,7	81
AUTRES	5,83	0	6,8	67,3			
TOTAL	35,2	1,8	37,0	99,1			

* Source: "Le GN dans le monde, 1992", CEDIGAZ

L'infrastructure d'exportation du gaz naturel permet au gaz d'être transporté soit par gazoducs sous forme gazeuse et/ou par méthaniers sous forme liquéfiée, à très basse température (GNL). Les méthaniers sont les moyens de transport reliant, dans le cadre de la chaîne GNL, l'usine de liquéfaction et le terminal de regazéification. *Dans ce qui suit, sont décrits tous les éléments de la chaîne GNL: les gazoducs, les usines GNL, les méthaniers et les terminaux de regazéification.*

LES GAZODUCS

Pour les gazoducs, un développement très important a été l'achèvement en 1983 du gazoduc algéro-italien "Transmed" (baptisé parfois l'"autoroute du gaz méditerranéen"), d'Hassi R'Mel à La Spezzia, à travers l'Algérie (550 km), la Tunisie (370 km), le Canal de Sicile (155 km, avec des fonds de 600 m), la Sicile (350 km), le Détroit de Messine (15 km) et la péninsule italienne (915 km), soit une longueur totale de 2355 km, dont 170 km sous-marins à des profondeurs importantes (3 tronçons de 20" à chaque fois, au lieu des 42" ou 48" des sections terrestres). Depuis Février 1992, la Slovénie reçoit du gaz algérien par cette voie (0,6 Gm³/an).

Pour développer les échanges gaziers entre les pays méditerranéens, de nouveaux gazoducs sont prévus, entre l'Algérie et l'Italie (doublement du gazoduc Transmed), entre l'Algérie, le Maroc et l'Espagne (Gazoduc Maghreb- Europe) et éventuellement entre la Libye et l'Italie.

En effet, les deux partenaires du gazoduc "Transmed" (Sonatrach et Snam) ont décidé en 1991 de doubler pratiquement la conduite. La capacité du gazoduc Transmed passerait ainsi de 12,5 Gm³ par an à 25 Gm³ d'ici 1995 et ultérieurement à 30 Gm³ (à partir de 1996, sur les 25 Gm³ prévus 23,5 Gm³ sont destinés à l'Italie dont 4 Gm³ pour l'ENEL).

Un second projet de gazoduc transméditerranéen a été décidé au début des années 90, le "Gazoduc Ouest" ou "Gazoduc Maghreb-Europe (GME)", reliant Hassi R'Mel à Séville, et destiné à alimenter en gaz algérien le Maroc, l'Espagne et le Portugal, et ultérieurement les pays d'outre Pyrénées.

Dans un premier temps a été créé, en Décembre 1990 la société OMEGAZ, à l'initiative de cinq sociétés partenaires (SNPP-Maroc, SONATRACH-Algérie, GDF-France, GDP-Portugal et RUHRGAS-Allemagne) dans le but de déterminer le tracé et l'ingénierie de base du gazoduc Maghreb-Europe.

En ce qui concerne le tracé, le GME aura une longueur de 1265 km, dont environ 530 km en Algérie (diamètre 48"), 550 km au Maroc (diamètre 48"), 27 km de Détroit de Gibraltar (2 conduites de 20"), et le reste en Espagne (diamètre 44").

La mise en service et les premières livraisons au Maroc, à l'Espagne et au Portugal sont prévues à partir de la fin 1995 (premiers contrats déjà signés avec l'Espagne pour 6 Gm³/an, Portugal 2,5 Gm³/an), et pourraient atteindre 10 Gm³ par an; la capacité atteindre 20 Gm³ par an ultérieurement par adjonction de stations de compression dans le cadre d'exportations vers la France et l'Allemagne.

A propos des crédits, la Banque Européenne d'Investissement (BEI) qui assure le financement de grandes réalisations industrielles gazières, financera entre autres le projet du doublement du gazoduc "Transmed" puis celui de 2 tronçons du gazoduc Maghreb-Europe: le premier prêt de 1,3 GFF pour la construction du tronçon algérien qui sera réalisé par la Sonatrach (530 km avec 2 stations de compression), puis le second de 2,9 GFF pour la partie marocaine (525 km avec 2 stations).

La Libye et l'Italie sont quant à elle en train d'étudier la construction éventuelle d'un troisième gazoduc transméditerranéen, reliant les champs pétroliers (à gaz associé) offshore libyens du complexe de Bouri avec l'Italie: gazoduc entièrement sous-marin, de 570 km de long et de 6 Gm³/an (une autre possibilité étant de rejoindre, par gazoduc terrestre le long du littoral, le Transmed en Tunisie).

D'autres projets d'interconnexion gazière sont à l'étude entre la Libye et l'Egypte, et de l'Egypte vers Israel et les Territoires Occupés.

A l'Est de la Méditerranée, sont à l'étude des projets de gazoducs entre la Turquie et la Syrie, et entre la Turquie et l'Iran, ce qui permettrait de relier les importantes réserves du Golfe Arabo-Persique à l'Europe via la Turquie. De même, des projets sont envisagés reliant l'Arabie Séoudite avec l'Egypte.

La Turquie est actuellement approvisionné en gaz par un gazoduc la reliant au réseau russe via la Bulgarie.

Tous ces projets laissent entrevoir un réseau de gazoducs permettant de sécuriser les approvisionnements européens à travers un réseau reliant tous les pays méditerranéens, à partir de l'Afrique du Nord à l'Europe, et ultérieurement l'Europe et l'Afrique du Nord aux pays du Golfe Arabo-Persique, via la Turquie et l'Egypte.

LA CHAÎNE GNL

L'infrastructure d'exportation gazière par GNL est composée en 1993 de 5 usines de liquéfaction de gaz naturel dont quatre en Algérie et une en Libye, avec une capacité totale installée de 35 Gm³ par an.

Ces usines GNL n'ont fonctionné qu'à 61% de leur capacité en 1992 puisqu'elles n'ont produit que 21,4 Gm³. La réhabilitation des 4 usines algériennes de GNL est en cours de réalisation (pour un coût total d'environ 1,5 G\$) et elles devraient produire à leur capacité nominale de 32 Gm³/an en 1995.

Trois usines sont implantées à Arzew avec une capacité de design de 24 Gm³ et une capacité de stockage de 683 000 m³ de gaz liquéfié. Une quatrième usine est à Skikda avec 8 Gm³/an et 308 000 m³ de stockage de gaz liquéfié. L'usine de Marsat El Brega, en Libye, dispose d'une capacité de 3,4 Gm³ de gaz et un stockage de 96 000 m³ de gaz liquéfié.

En plus de ces usines de liquéfaction sur la rive Sud, ces chaînes GNL comprennent également des moyens de transport maritime (les *méthaniers*) et des moyens de regazéification (les terminaux) sur l'autre rive. Pour assurer les exportations de GNL algérien et libyen, une vingtaine de méthaniers circulent en Méditerranée, dont 8 avec une capacité d'environ 125 000-130 000 m³, 6 d'une capacité de 40 000 m³, et 6 de 30 000 m³.

Parmi ces méthaniers, plus de douze sont utilisés pour un commerce entre l'Algérie et l'Europe (un 125 000 m³ peut faire 32 à 36 voyages et transporter entre 2,4 et 2,7 Gm³ de gaz par an sur un trajet comme Arzew-Montoir).

En ce qui concerne les terminaux de regazéification (30 dans le monde dont 6 dans les pays méditerranéens), il faut noter les installations suivantes:

- Barcelone (Espagne) avec une capacité de regazéification de 10 Gm³/an et une capacité de stockage de 240 000 m³ de gaz liquide. Cette usine, construite en 1969, est alimentée par du gaz algérien de Skikda et du gaz libyen de Marsat El Brega;
- Carthagène (Espagne) avec une capacité de regazéification de 0,3 Gm³/an et 55 000 m³ de capacité de stockage. Ce terminal est récent (1989) est alimenté par du GNL algérien de Skikda et d'Arzew.
- Huelva (Espagne), mise en service en 1988, dispose d'une capacité de regazéification de 0,8 Gm³/an et d'une capacité de stockage de 60000 m³ (en cours d'augmentation de 100 000 m³) et reçoit du GNL d'Arzew.
- La Spezia (Italie), construite en 1969, dispose d'une capacité de regazéification de 3,6 Gm³/an et d'une capacité de stockage de 100 000 m³. Elle recevait du GNL libyen par le passé, et reçoit actuellement des livraisons spot algériennes (livraisons à long terme en cours de discussion).

- Fos-Sur-Mer (France), qui date de 1972, avec une capacité de regazéification de 7,3 Gm³/an et d'une capacité de stockage de 152 000 m³. Elle reçoit du GNL algérien de Skikda et d'Arzew.

- et enfin Montoir de Bretagne sur le littoral atlantique (France), mis en service en 1980, avec une capacité de 11,9 Gm³/an et d'une capacité de stockage de 360 000 m³. Ce terminal reçoit du GNL algérien de Skikda et d'Arzew.

Du gaz algérien est également exporté par GNL vers la Belgique (terminal de Zeebrugge), les exportations ont atteint 4,6 Gm³ en 1992.

De nouveaux terminaux de regazéification sont en construction ou en projet: en Turquie (Marmara-Ereglisi, 0,6 Gm³/an, pour recevoir le gaz algérien en 1993/94, en Grèce (Revithousa, 0,8 Gm³/an et en Italie (Montalto di Castro en 1997 et Brindisi ou Trieste ultérieurement).

LES PERSPECTIVES DES EXPORTATIONS GAZIERES

Au vu de ces profils de production de gaz naturel et de la demande du marché intérieur, les exportations gazières pourraient augmenter nettement passant de 37 Gm³ en 1992 à plus de 100 Gm³ ou 140 Gm³ en 2020 selon le scénario de la demande intérieure.

Le principal exportateur serait l'Algérie avec des exportations de 72 Gm³/an en 2020; elles seraient encore plus fortes, 86 Gm³/an, si la croissance de la demande intérieure est modérée

La Libye pourrait également dégager des exportations de 31 Gm³ en 2020; elles seraient encore plus fortes, 38 Gm³/an, si la croissance de la demande locale est modérée

L'Égypte pourrait exporter du gaz en 2010-2020, si la demande du marché intérieur est modérée.

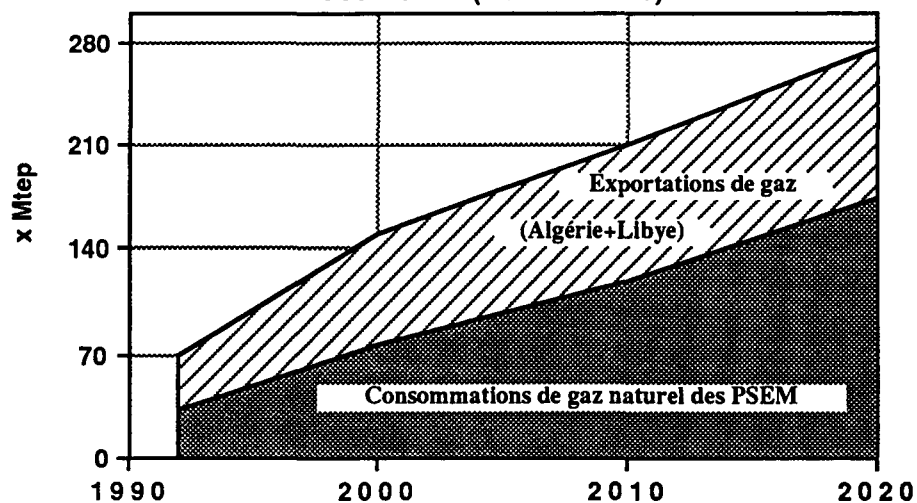
En effet en gardant ces mêmes profils de production, les capacités d'exportation du gaz naturel peuvent être maintenues et augmentées si l'action est portée sur la maîtrise de l'énergie qui permettra de réduire la demande locale de ces pays; c'est ce qui a été développé dans le scénario alternatif. L'Algérie, l'Égypte, la Libye et la Syrie dégageront ainsi des quantités additionnelles à l'exportation 36 Mtep (40 Gm³) de gaz naturel.

Des exportations plus importantes pourraient être développées dans le cadre d'une augmentation des réserves, suite à des campagnes d'exploration et à des constructions nouvelles de capacités d'exportation (GNL ou gazoducs):

**Scénarios des exportations gazières (Gm3)
(scénario projectif)**

Pays	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
Libye	1,8	6,6	19,6	30,7	416
Algérie	35,2	66,0	71,5	71,8	1 797
TOTAL	37,0	73	93	104	2 279

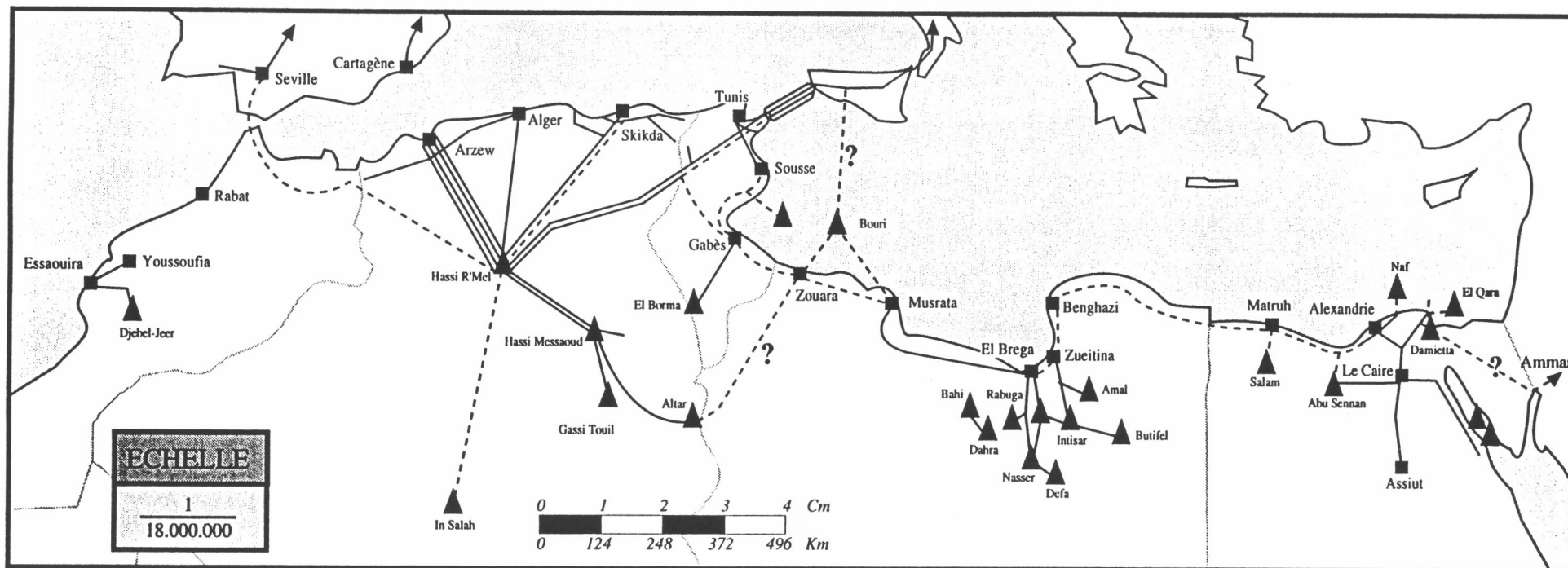
**Consommations-Exportations de gaz naturel
des PSEM (Horizon 2020)**



Source: OME

Le Réseau de gazoducs en Afrique du Nord

1992



ECHELLE
1
18.000.000

0 1 2 3 4 Cm
0 124 248 372 496 Km

LEGENDE

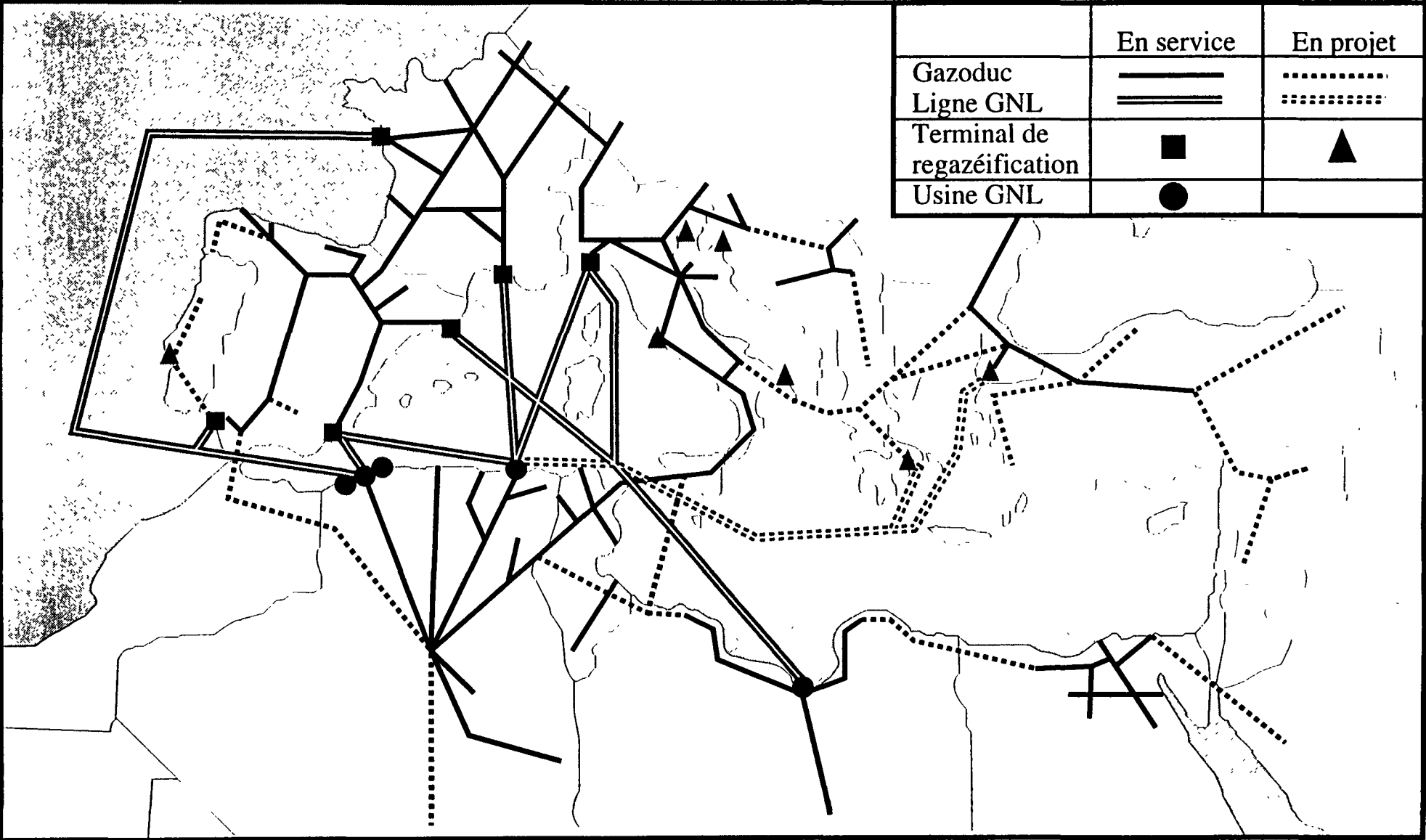
- Ville
- ▲ Gisement de Gaz naturel
- Gazoduc en service au 1.1.92
- - - Gazoduc en construction ou en projet

SOURCES :

O.M.E.
International Petroleum Encycloedia



LE RESEAU GAZIER DES PAYS MEDITERRANEENS



IV - LES ECHANGES D'ELECTRICITE

Avec le développement de la production d'électricité, les PSEM ont entrepris d'interconnecter leurs réseaux électriques afin de développer les échanges (voir carte des interconnexions électriques existantes autour du Bassin Méditerranéen).

La capacité nominale des interconnexions existantes dans le bassin méditerranéen avoisine 15 GW dont seulement 0,7 GW pour les PSEM.

Au Maghreb où les réseaux électriques du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie sont interconnectés, les échanges sont encore modestes mais ont presque doublé ces dernières années (0,51 Twh en 1990, 0,9 Twh en 1991 et 1,2 Twh en 1992 avec une capacité d'échanges de 0,6 GW) et pourraient dépasser les 2 Twh d'ici 1995.

Pour l'ensemble de la région méditerranéenne, la réalisation des interconnexions déjà décidées, et à moyen terme, le renforcement de leur capacité amènera des bénéfices appréciables ; les échanges seront en conséquent plus importants. En particulier dans les pays du Sud et de l'Est méditerranéen, les échanges totaux pourraient atteindre quelques dizaines de Twh avec une capacité d'échanges de 6,7 GW.

Grâce à ces projets, il sera possible d'optimiser l'exploitation des parcs de production ainsi que les investissements pour la construction de nouvelles centrales; ceci nécessitera une collaboration renforcée tant au niveau du financement et de la construction des interconnexions que de leur gestion.

Les interconnexions des réseaux électriques des pays méditerranéens se développent rapidement car elles permettent donc de limiter le suréquipement, de diminuer le coût d'exploitation, et de planifier en commun les nouvelles centrales.

Les principaux projets concernent le renforcement des interconnexions en 225 kV des pays de l'Afrique du Nord, du Maroc à l'Egypte, et la construction des lignes à 400 kV entre les pays de l'Est du Bassin, de l'Egypte à la Turquie, en passant par la Jordanie et la Syrie.

De plus les deux rives de la Méditerranée seront interconnectées grâce à la liaison décidée entre l'Espagne et le Maroc et, éventuellement la liaison entre la Tunisie et l'Italie, et la liaison entre la Turquie et la Grèce.

Le coût de ces projets dépend de la longueur et du type de la liaison, les liaisons aériennes en courant alternatif étant beaucoup moins coûteuses que les liaisons sous-marines qui nécessitent en général le passage au courant continu et donc la construction de stations de conversion.

Etant donné les coûts beaucoup plus importants liés à la construction des centrales électriques et à leur exploitation, ces interconnexions sont particulièrement rentables.

Avec la mise en service de ces projets, la plupart des PSEM seront interconnectés grâce à une "boucle électrique" autour de la Méditerranée qui sera reliée au réseau européen.

Ces échanges d'électricité pourraient s'accompagner d'actions communes sur le financement des centrales, les transferts de technologie, le développement des infrastructures, etc, et participeraient ainsi au renforcement de la coopération entre les pays méditerranéens.

A plus long terme les réseaux électriques des PSEM pourraient être interconnectés aux réseaux des pays du Golfe, ce qui leur permettrait d'importer de l'électricité produite à partir des réseaux de gaz de cette région et aussi aux réseaux des pays d'Afrique équatoriale (Zaire, Ethiopie), ce qui leur permettrait d'importer sur de grandes distances de l'électricité d'origine hydraulique (projet Zaire-Egypte).

**Echanges physiques de l'énergie électrique
entre les PSEM en 1992 (Twh)**

Pays Import	Turquie	Syrie	Tunisie	Algérie	Maroc	Export 1992
Turquie		0,050				0,050
Syrie						0
Tunisie				0,121		0,121
Algérie			0,125		0,008	0,133
Maroc				0,940		0,940
Pays tiers	0,800					0,800
Import	0,800	0,050	0,125	1,061	0,008	
Solde (E - I)	- 0,750	- 0,050	- 0,004	- 0,928	0,932	

Source: COMELEC, SONELGAZ et OME

Interconnexions électriques existantes dans le Bassin Méditerranéen

Liaisons	Tension (kV)	capacité limite thermique (MVA)*	mise en service
Maroc-Algérie	225	200	1975 (1988)
Maroc - Algérie	225	100	1992
Tunisie-Algérie	90	80	1952
Tunisie-Algérie	90	80	1956
Tunisie-Algérie	225	200	1980
Tunisie-Algérie	150	80	1983
Syrie-Liban	150	100	1972
Turquie-Géorgie	220	300	1979
Turquie-Arménie	220	300	1987
Turquie-Azerbaïdjan	36	10	
Turquie-Azerbaïdjan	150	100	prévue 1993
Turquie-Bulgarie	380	500	1970

* Capacité limite thermique donnée par l'UCPTE
Sources : OME, UCPTE, COMELEC

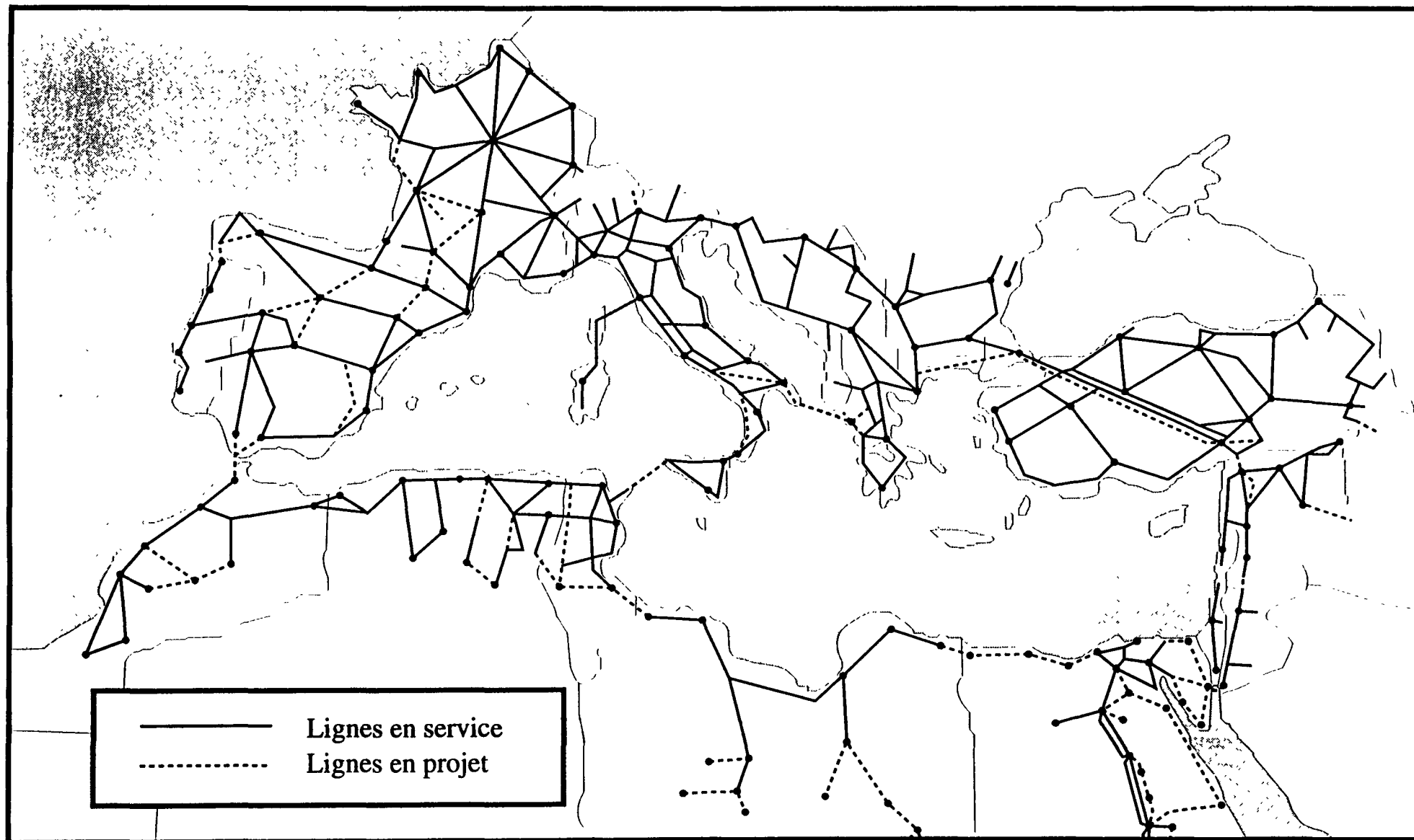
Principaux projets d'interconnexions dans le Bassin Méditerranéen

Liaison	Statut *	Capacité d'échange (MW)	Type	Tension (kV)	Longueur (km)	Mise en service
Espagne-Maroc	D	300 (600)	CA	400	24	1994
Maroc-Béchar (Alger)	D		CA			
Algérie-Tunisie	D	200	CA	220	60	
Tunisie-Libye	D	150	CA	220	200	vers 1996
Libye-Egypte	D	170	CA	220	230	vers 1995
Egypte-Jordan (1)	D	600	CA	400	312 (dont 20 sm)	1994
Jordanie-Syrie (1)	D	600	CA	400	95	vers 1996
Syrie-Turquie (1)	D	600	CA	380	124	1995
Turquie-Irak	E	600	CA	380	129	
Turquie-Iran	E	1000	CC	380	718	
Italie-Tunisie	E	1000	CC	300	160 (s.m)	
Grèce-Turquie	E	1000	CA	400	200	

* : D : projet décidé, E : projet envisagé

(1) Dans le cadre projet EIJST (Egypte,Irak, Jordanie, Syrie, Turquie)

LE RESEAU ELECTRIQUE DES PAYS MEDITERRANEENS



Deuxième partie

*Les approvisionnements
gaziers et pétroliers
à partir de la région du Golfe*

**- A - APPROVISIONNEMENTS GAZIERS
LOINTAINS ET A LONG TERME EN EUROPE:
LE ROLE DE LA REGION
MEDITERRANEENNE ET DU GOLFE**

I - PERSPECTIVES DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

Des scénarios socio-économiques et énergétiques à moyen et long terme (2000-2010-2025) pour les pays du Bassin Méditerranéen, réalisés à l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie, ont montré que ces pays continueraient à connaître une forte croissance énergétique au cours des prochaines décennies : d'environ 700 millions de tep en 1990, à quelque 1100-1200 millions de tep en 2010 (selon le type de développement). Cette croissance énergétique devrait s'accompagner d'une croissance encore plus rapide du gaz naturel, d'environ 110 Gm³ en 1990 à quelque 240-290 Gm³ en 2010.

De même, l'Agence Internationale de l'Energie prévoit une augmentation de la consommation de gaz naturel en Europe, de 335 Gm³/an en 1990 à 570-650 Gm³/an en 2010 (de 255 Gm³/an à 450-480 Gm³/an en Europe OCDE et de 75 à 170 Gm³/an en Europe de l'Est).

Le secteur à plus fort potentiel de croissance pour le gaz naturel est le secteur électrique. Ceci est dû, entre autres, à l'apparition dans les années 1980 des centrales à cycle combiné. Ces centrales, qui associent une turbine à gaz à une turbine à vapeur utilisant la chaleur des gaz d'échappement de la première, consomment principalement du gaz naturel et se caractérisent par leur fiabilité croissante, leur faible coût d'investissement et un rendement énergétique élevé (pouvant dépasser 50%). Ces centrales créent pour le gaz un nouveau débouché à forte valorisation, lié au double avantage du faible coût d'investissement et du rendement élevé. Les parités à coûts complets d'une centrale classique brûlant un charbon à 50 \$/tec, ou d'une centrale brûlant du fioul à 100 \$/tep et d'un cycle combiné à gaz révèlent en effet une valorisation du gaz naturel entre 4 et 5 \$/MBTU. En outre, l'avantage du gaz naturel doit être souligné en ce qui concerne son impact plus faible sur l'environnement.

Le développement du gaz naturel n'est cependant pas limité au seul secteur électrique: les secteurs résidentiel/tertiaire et industriel représentent aussi des débouchés à valorisation élevée (notamment pour son emploi en cogénération).

Les scénarios de la demande future de gaz ont été continuellement révisés à la hausse ces dernières années. A titre d'exemple, le niveau de consommation de gaz naturel en Europe des douze à l'horizon 2010 a été estimé par la CEE (DG XVII) en 1988 à 250 Gm³/an, en 1990 entre 277 et 308 Gm³/an, et en 1992 à 356 Gm³/an (à noter que cette dernière valeur correspond à l'horizon 2005); voir figure 1 donnant l'évolution des scénarios.

La demande de gaz à l'horizon 2025 pour le bassin Méditerranéen était estimée par Cédigaz en 1988 entre 202 et 233 Gm³/an et par l'OME en 1989 à 240 Gm³/an. En 1992 les estimations de l'OME, basées sur les programmes nationaux prévoyaient atteindre un niveau de consommation de 258 Gm³/an déjà en 2010.

Le tableau 1 ci-après donne les fourchettes des estimations récentes de la demande de gaz en Europe et dans le bassin Méditerranéen, établies par l'AIE, la CEE, Cédigaz, Gasunie, BP, Shell, Ruhrgas et l'OME. Les écarts importants de ces fourchettes sont liés à la diversité des sources analysées.

**Tableau 1 -
Fourchettes des estimations récentes de la demande de gaz
en Europe et en Méditerranée**

Gm ³ /an	1990	2010	accroissement
Europe Occidentale	255	370-475	120-220
dont Europe Méditerran.*	170	230-295	65-125
Europe de l'Est (hors CEI)	75	120-170	45-95
PSEM **	35	100-125	65-90
Total Europe	330	490-645	160-315
Total Europe + PSEM	365	590-770	225-405

* du Portugal à la Grèce

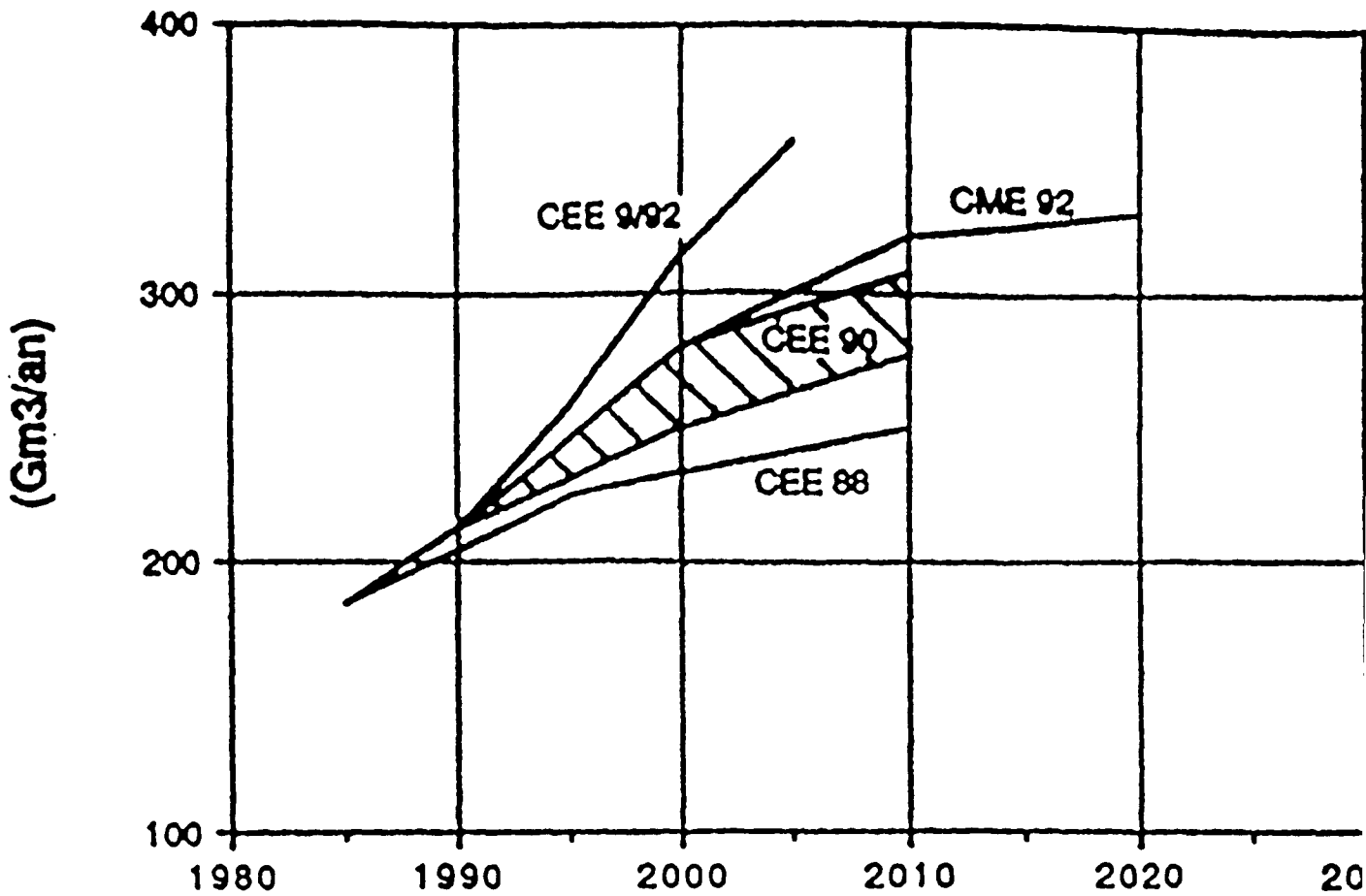
** PSEM: Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (du Maroc à la Turquie)

Source : AIE, CEE, Cédigaz, Gasunie, BP, Shell, Ruhrgas, OME

Une demande potentielle pour l'Europe entre 490 et 645 Gm³/an à l'horizon 2010 correspond à un accroissement de 160-315 Gm³/an en 20 ans.

Pour l'ensemble Europe et PSEM (Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée), la consommation de gaz passerait de 365 Gm³/an à un niveau entre 590 et 770 Gm³/an en 2010, c'est-à-dire un accroissement entre 225 et 405 Gm³/an, soit entre 60 et 100% de plus.

figure No 1: Evolution des scénarios de demande de gaz en CEE-12



- CEE 88 Maters - CEE, DG XVII, Seminaire OME Antibes Nov.1988
- CEE 90 "Energy for a New Century", DG XVII, 3-4 May 1990
- CME92 Conseil Mondial de l'Energie - Congrès Madrid 1992
- CEE 9/92 "Energy in Europe": DG XVII, Sept.1992

II - CAPACITES PLANIFIEES DE L'OFFRE DE GAZ

La production commercialisée de gaz naturel en Europe (hors CEI) a atteint en 1990 à peu près 230 Gm³, dont 72 Gm³ aux Pays-Bas, 50 Gm³ au Royaume-Uni, 28 Gm³ en Roumanie, 27 Gm³ en Norvège, 23 Gm³ en Allemagne (réunifiée) et 17 Gm³ en Italie. Parmi ces pays seule la Norvège semble en mesure d'accroître sa production de gaz dans les décennies à venir, alors que pratiquement tous les autres pays européens seraient condamnés à voir leur niveau de production stagner, voire même baisser.

En 1990, l'Europe Occidentale a importé 66 Gm³ de gaz naturel de la CEI et 28 Gm³ de l'Algérie (dont 17 Gm³ en GNL), et l'Europe Orientale a importé 41 Gm³ de la CEI.

La Norvège disposait en 1990 d'une capacité de transport de 37,2 Gm³/an :

- 21,7 Gm³/an à travers le système de Statpipe-Norpipe, reliant les champs du Nord (Statfjord, Gullfaks) à ceux du Sud (Ekofisk) et transportant ensuite le gaz, à Emden en Allemagne,
- 15,5 Gm³/an à travers le Frigg-System qui transporte le gaz de Frigg et autres vers St Fergus en Ecosse.

A l'horizon 2000, la capacité du Frigg-System sera progressivement portée à 27 Gm³/an, celle du Norpipe à 24 Gm³/an. De plus, en 1993/94, le système Zeepipe, réseau de transport du gaz de Sleipner et de Troll jusqu'à Zeebrugge, sera opérationnel avec une capacité de 15 Gm³, qui sera portée à 22 Gm³ en 1998.

La Norvège doublera donc ses capacités d'exportation en 10 ans de 37 Gm³/an en 1990 à 73 Gm³/an en 2000.

L'Algérie disposait en 1990 d'une capacité de transport à l'exportation de 33,5 Gm³, dont 19 Gm³ par GNL et 14,5 Gm³ par le gazoduc Transmed reliant l'Algérie à l'Italie en passant par la Tunisie et le Canal de Sicile. A la fin des programmes de "revamping", les capacités de liquéfaction retrouveront en 1994 leur niveau de 1983, soit 30,8 Gm³/an. Un doublement du Transmed est en cours, ce qui permettra de porter sa capacité à 25 Gm³/an d'ici 1995. Le gazoduc Ouest, prévu pour fin 1995, reliera les champs algériens à l'Europe en passant par le Maroc et le détroit de Gibraltar. Dans sa première phase, ce

gazoduc aura une capacité de 8 Gm³/an, mais elle pourra, dans une deuxième phase, être portée à 18 Gm³/an avec l'adjonction d'installations de compression, afin de pouvoir approvisionner non seulement le Maroc et la péninsule ibérique, mais aussi les autres pays européens importateurs de gaz.

Pour l'Algérie, les capacités additionnelles à l'exportation seront donc vraisemblablement de 32 Gm³/an en 2000 et 42 Gm³/an en 2010, qui s'ajouteront aux 34 Gm³/an de capacité actuelle.

La CEI dispose d'un réseau de transport spécialisé dans l'approvisionnement de l'Europe. Sa capacité départ champs de production est entre 172 et 195 Gm³/an (la valeur élevée se référant à des stations de compression supplémentaires sur certaines artères). Le réseau international d'exportation est constitué des artères suivantes :

- Siyanie-Severa (liaison Urengoy-Ivatsevichi, capacité de 90 Gm³/an),
- Progress (liaison Yamburg-Uzhgorod, capacité de 32 Gm³/an),
- Yamal (liaison Urengoy-Uzhgorod, capacité de 32-45 Gm³/an),
- Soyuz (liaison Orenburg-Uzhgorod, capacité de 18-28 Gm³/an). Les champs d'Asie Centrale sont reliés au gazoduc Soyuz.

La capacité totale du réseau international arrivée "frontière ouest" était en 1990 de 126 Gm³/an, dont 54 Gm³/an pour l'Europe de l'Est et 72 Gm³ pour l'Europe de l'Ouest. En 1990, le taux d'utilisation de ces capacités était estimé à 88 %.

Du fait d'une stagnation de son niveau de production, l'Europe hors Norvège aura besoin d'accroître ses importations, entre 150 et 300 Gm³/an d'ici 2010 selon la plupart des experts. Comme on vient de le voir, les trois fournisseurs ayant le potentiel pour augmenter leur production (Norvège, Algérie et CEI), prévoient d'accroître leur capacité d'exportation vers l'Europe de 197 Gm³/an en 1990 à 283 Gm³/an en 2000.

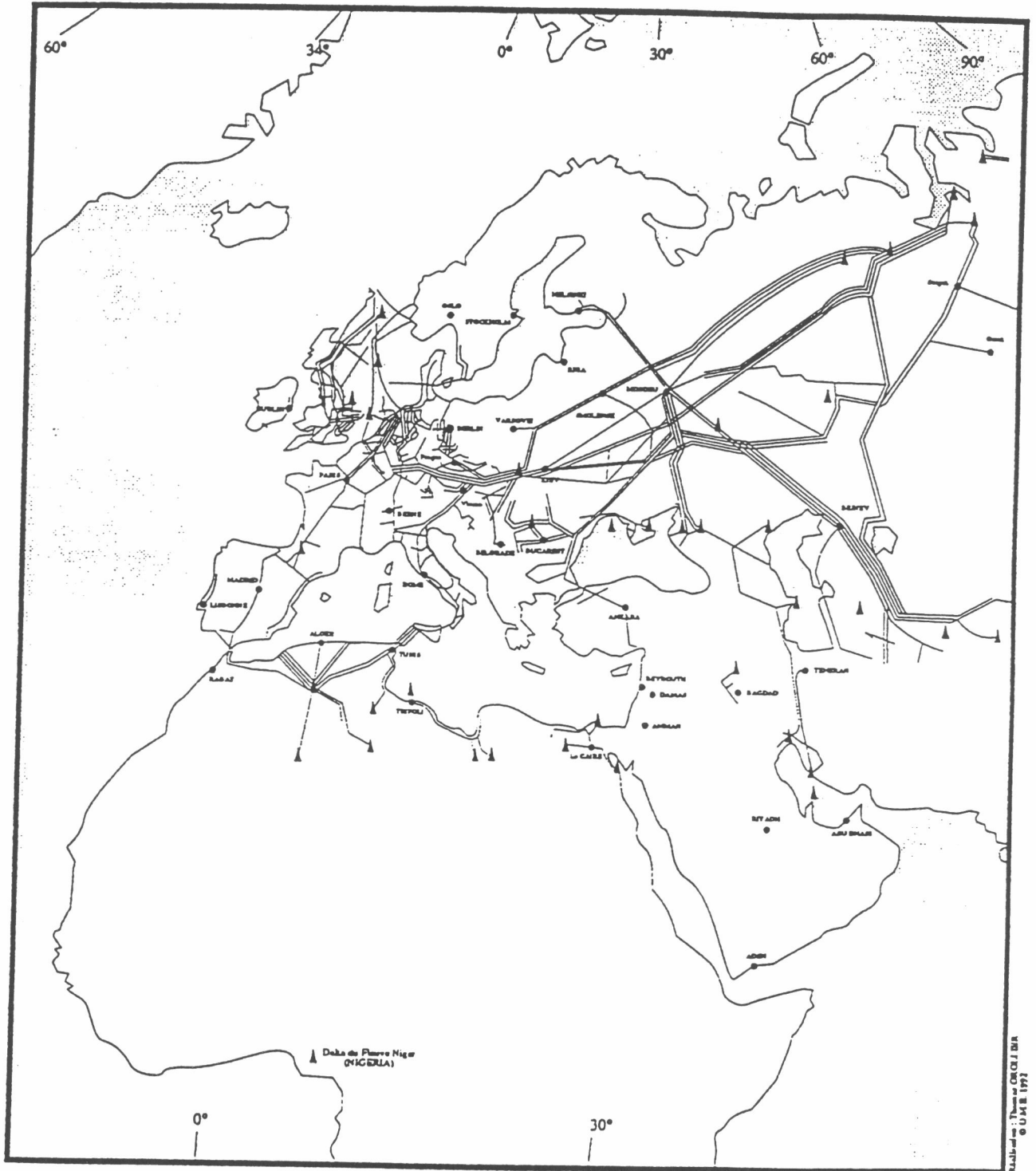
Si l'on ajoute à cet accroissement de capacité, le potentiel d'exportation non utilisé en 1990 de 32 Gm³/an, l'Europe pourra ainsi d'ici 2000 importer au maximum environ 100 Gm³/an de plus qu'en 1990, mais éventuellement moins. Dans la figure 2 est représenté le réseau gazier d'approvisionnement de l'Europe à l'horizon 2000.

Dans l'état actuel des connaissances des réserves et des ressources potentielles de gaz naturel de l'Europe et de sa proche périphérie (Norvège, Algérie, Libye), (figure 3), il paraît nécessaire pour répondre à la demande de gaz en Europe à l'horizon 2010 et au delà, d'avoir recours à de nouvelles sources de gaz plus éloignées. Ces nouvelles sources d'approvisionnement pourraient être la Russie (Yamal), l'Asie Centrale (Turkmenistan, Kazakhstan, Ouzbékistan), le Moyen-Orient (Qatar, Abu Dhabi, Arabie Saoudite, Oman), l'Iran, l'Irak, le Nigéria (et éventuellement le Vénézuéla, dont le marché naturel est les Etats-Unis)

Toutes ces sources d'approvisionnement de gaz se caractérisent par leur éloignement important et donc leur coût de transport de gaz élevé. Certains de ces pays auront le choix d'exporter par la voie terrestre (canalisation) ou par la voie maritime (GNL), d'autres seront limités à utiliser un seul moyen.

Figure 2:

LE RESEAU GAZIER (HORIZON 2000)



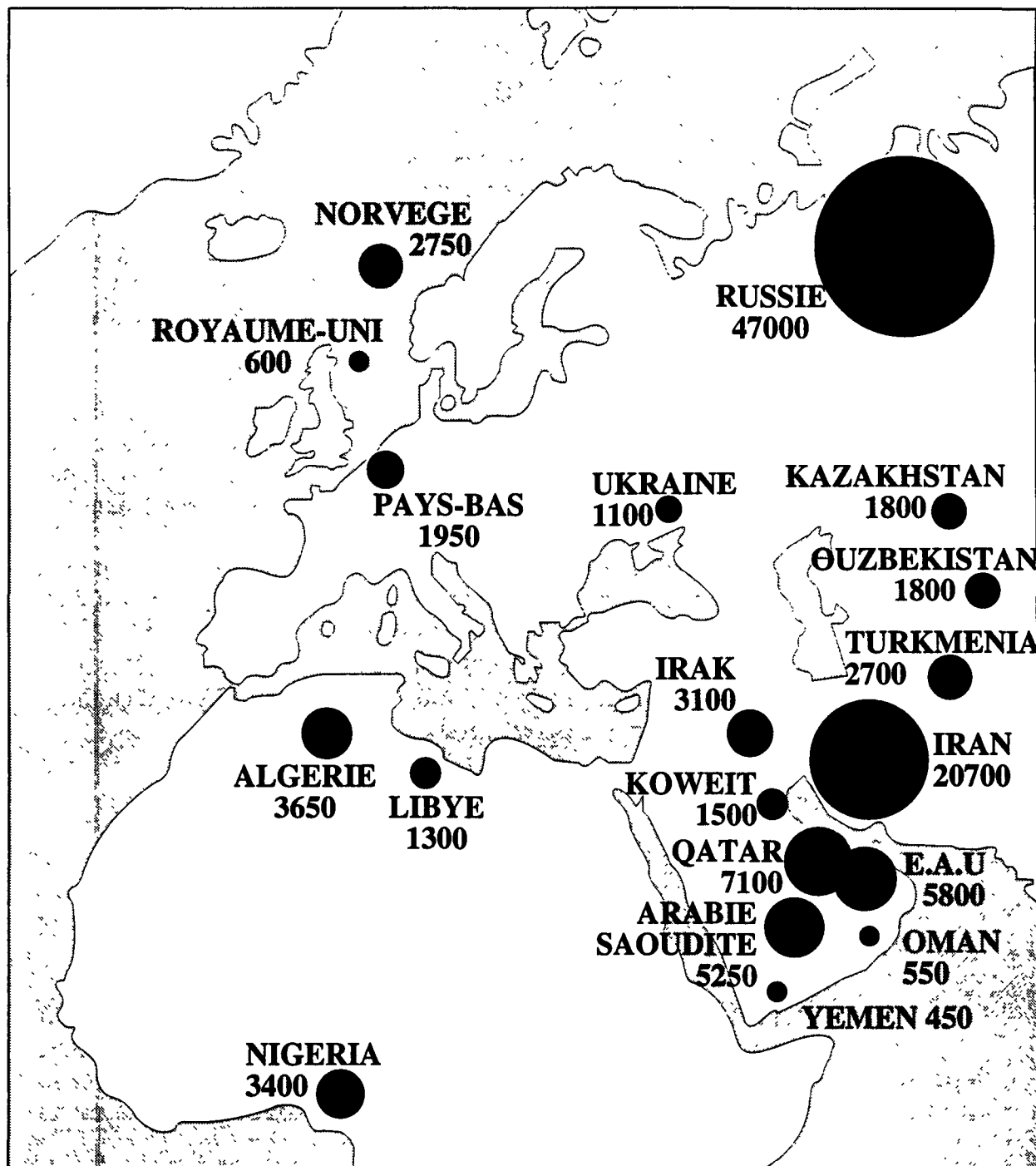
Ne sont représentés que les Gazoducs de diamètre supérieur à 20 pouces.

- ▲ Gisement de Gaz en Exploitation
- Ville



Figure 13.

**LES RESERVES PROUVEES DE GAZ NATUREL
DES PAYS POTENTIELLEMENT EXPORTATEURS
(01.01.93) (billion cubic.meter)**



Vincent NAERT
Données CEDIGAZ.

© Observatoire Méditerranéen de l'Energie
Septembre 1993

III - COUT DU TRANSPORT DE GAZ NATUREL

L'OME a récemment réalisé une comparaison technico-économique détaillée sur le transport de gaz par gazoduc et par gaz naturel liquéfié (GNL), dont quelques résultats sont résumés ci-après (tous les coûts sont donnés en monnaie constante 1990 et le taux d'actualisation utilisé est de 10%).

III - 1 - GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL)

On entend par chaîne GNL l'ensemble des installations techniques mises en jeu par le transport de gaz naturel sous forme liquide, c'est-à-dire :

- l'usine de liquéfaction de gaz naturel, située dans le pays exportateur et constituant l'alimentation de la chaîne GNL.
- les navires méthaniers qui assurent le transport maritime du produit
- le terminal méthanier permettant de regazéifier le GNL

Le coût total d'une chaîne GNL d'une longueur entre 3000 et 4000 milles marin est constitué entre 45 et 55 % par la liquéfaction, entre 30 et 40 % par le coût du transport par méthanier et environ 15 % par la regazéification.

Une chaîne GNL se caractérise par un niveau très élevé des investissements et une forte proportion capitalistique dans les coûts totaux de la chaîne. Ainsi pour une chaîne GNL d'une capacité de 6 Gm³/an (4,5 Mt/an), les investissements s'élèvent à près de 3,5 G\$ pour une distance de 4000 milles marins. Pour chaque maillon de la chaîne, la part de l'investissement représente environ trois quarts du coût total.

a) Usine de liquéfaction

La rubrique investissement de l'usine GNL est la plus importante dans le coût total de la chaîne et représente à elle seule 40 % de celui-ci. L'influence du coût d'investissement de l'usine de liquéfaction sur l'économie d'une chaîne GNL est donc primordiale.

Il est toutefois très difficile de présenter des coûts types représentatifs d'un projet moyen, car les investissements relatifs à l'usine de liquéfaction dépendent de nombreux paramètres tels que : la localisation du site et le niveau des infrastructures de service nécessaires; les conditions locales de

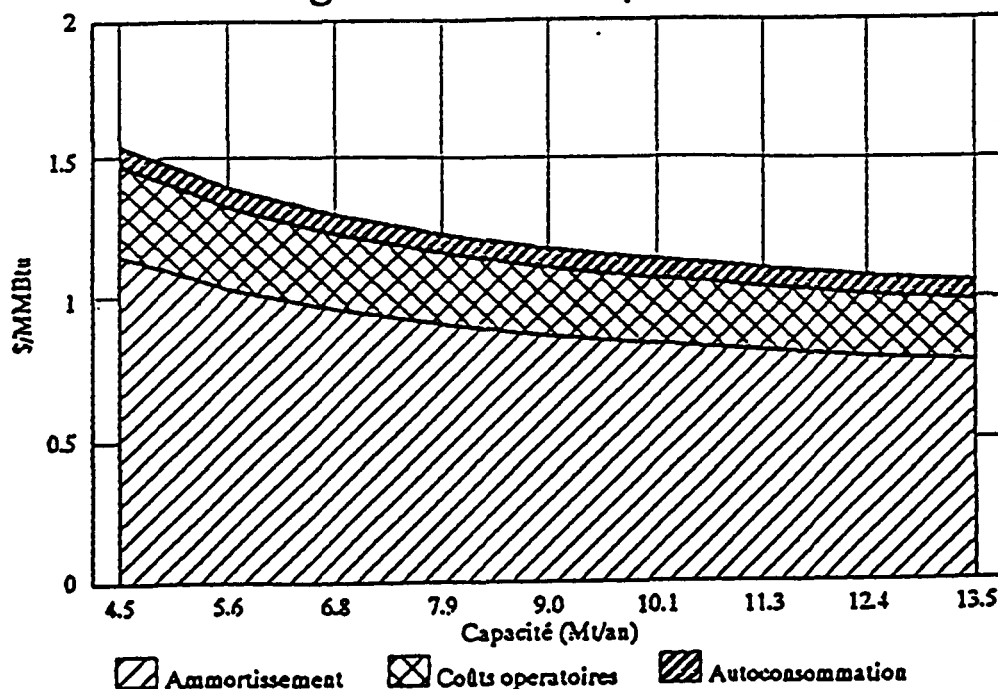
travail (coût et productivité de la main-d'oeuvre, taxes et contraintes sociales, etc); la part d'intégration des investissements payés en monnaie locale par rapport aux investissements payés en devises; la taille des réalisations et le nombre des trains de liquéfaction; le volume de stockage, fonction de la capacité unitaire des méthaniers, de leur nombre et de la régularité des chargements; le procédé de liquéfaction ainsi que la composition et la pression du gaz, etc.

L'augmentation de la taille de l'usine permet la réalisation d'économies d'échelles importantes car les investissements relatifs aux stockages, au chargement et aux terminaux restent dans une large mesure inchangés. Les coûts d'investissement d'une usine de 4,5 Mt/an (6 Gm³/an) s'élèvent à environ 2000-2400 M\$, ceux d'une usine de 9 Mt/an (12 Gm³/an) à environ 3100-3600 M\$, et ceux d'une usine de 13,5 Mt/an (18 Gm³/an) à environ 4200-4800 M\$.

Cette forte économie d'échelle pour les coûts de liquéfaction est représentée dans la figure 4. En effet, si pour une usine de 4,5 Mt/an le coût de liquéfaction s'élève à environ 1,50-1,70 \$/MBTU, il n'est que de 1,10-1,30 \$/MBTU pour une usine de 9 Mt/an et d'environ 1,0-1,2 \$/MBTU pour une usine de 13,5 Mt/an.

Insérer fig. 4 : cout de liquéfaction

Fig.4: Coût de liquéfaction



b) Méthanier

Les coûts de transport du gaz naturel liquéfié par méthanier pour une distance donnée dépendent en premier lieu du coût d'investissement du navire (environ 50 à 70 % du coût total) et en deuxième lieu des coûts opératoires (30 - 35 %). Le reste étant constitué par les charges portuaires et d'éventuels droits de passage.

La hausse des prix des méthaniers vers la fin des années 80 était due au nombre réduit de constructeurs face à une forte demande mondiale. Il semble toutefois que depuis 1990 les prix des méthaniers de la catégorie 230 000 m³ se soient stabilisés à un niveau d'environ 260 M\$ (1990).

Le coût de transport par méthanier est proportionnel à la distance et peut être caractérisé par une droite dont le terme fixe prend la valeur de 0,173 \$/MBTU et la pente de $0,204 \cdot 10^{-3}$ \$/MBTU/mile marin.

c) Terminal de regazéification

Le coût de regazéification du GNL est surtout dû aux coûts d'investissements du terminal de réception car les coûts opératoires d'une telle installation sont faibles. Le terminal méthanier et les réservoirs de stockage sont généralement situés dans les zones à haute densité de population, nécessitant de nombreuses mesures de sécurité et alourdissant le poids des investissements. Le coût d'investissement d'un terminal de regazéification est de l'ordre de 500 M\$ pour une capacité annuelle de 5 Gm³, et de 1000 M\$ pour une capacité annuelle de 10 Gm³. Le coût total de regazéification s'élève à environ 0,40 \$/MBTU.

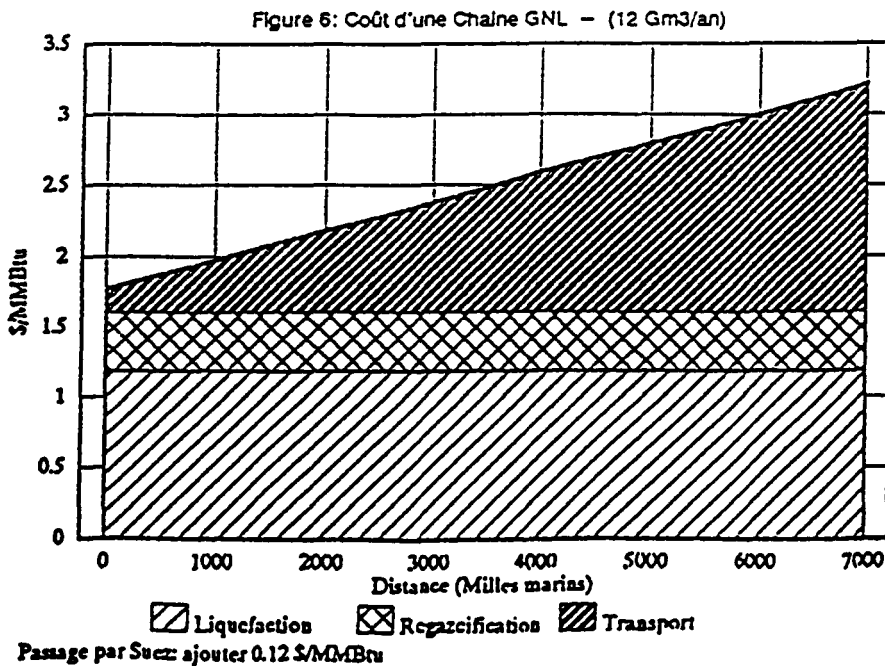
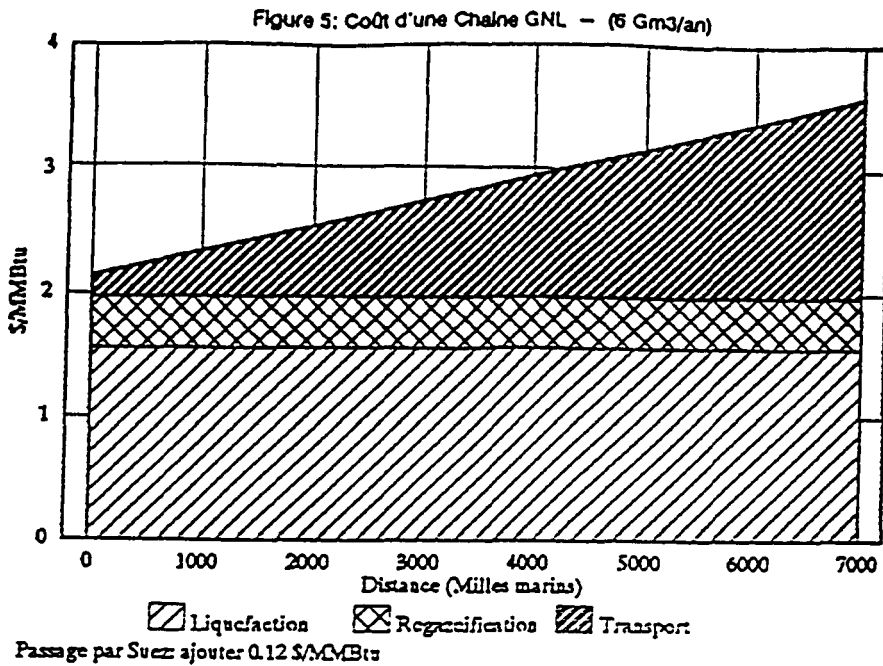
d) L'ensemble de la chaîne

Parmi les facteurs déterminant le prix de revient économique d'une chaîne GNL, les plus importants sont :

- la capacité de l'usine de liquéfaction,
- le site et les infrastructures liées au site,
- le coût du capital,
- la distance entre terminaux de chargement et de réception,
- le facteur de charge de la chaîne.

Les prix de revient d'une chaîne GNL de 6 et de 12 Gm³/an sont représentés respectivement dans les figures 5 et 6 en fonction de la distance maritime simple entre l'usine GNL et le terminal de regazéification. Ces figures donnent aussi la décomposition des prix de revient pour chacun des maillons.

Une chaîne GNL d'une distance de 4000 miles marin aurait, selon les hypothèses, un coût total de transport entre 2,80 et 3,10 \$/MBTU pour une capacité de 6 Gm³/an, alors que ce coût serait entre 2,50-2,70 \$/MBTU pour de grandes capacités (12 Gm³/an). A noter qu'une distance maritime de 4000 miles correspond environ aux routes: Golfe Arabe - Méditerranée, Nigéria - Europe, Venezuela - Europe ou encore Algérie - Etats-Unis.



III - 2 - CANALISATION

Le problème du transport d'une quantité de gaz par gazoduc se ramène en principe à rendre optimale la combinaison de trois facteurs: canalisation, station de compression et énergie de compression. En effet, on pourra poser ou bien une canalisation de faible diamètre pour lequel les pertes de charges seront importantes et qui nécessitera des stations de recompression nombreuses, ou bien d'un diamètre plus fort nécessitant moins de stations. La canalisation représente un investissement initial d'un montant très élevé, impossible à échelonner dans le temps, de durée de vie importante et de coût d'exploitation réduit. Les stations de compression au contraire peuvent être différées, modifiées (renforcées ou réduites); elles ont une durée de vie plus limitée et un coût d'exploitation élevé, essentiellement à cause de l'énergie de recompression.

Pour un diamètre donné le coût unitaire (en \$/MBTU) relatif à la canalisation décroît avec l'augmentation du débit, et le coût unitaire relatif aux stations de recompression (investissement et énergie) croît avec le débit du gaz transporté. Il existe donc, pour chaque diamètre un débit optimal où le coût du transport est minimal.

D'après Gaz de France, on obtient le coût d'investissement d'une canalisation de grand transport avec la relation: $I_{\text{canal}} = b \cdot D^c$ avec le diamètre D en mètres, et les paramètres $b = 0,8-1,0$ M\$/km et $c = 1,4-1,5$ (le coût d'investissement se décompose approximativement à raison de : 1/3 à 1/2 pour le tube nu (acier seul), 1/3 à 1/2 pour la pose, et 1/5 à 1/6 pour les postes "divers").

De même, on obtient le coût d'investissement d'une station de compression avec la relation: $I_{\text{comp}} = a \cdot P^a$, où $a = 0,6-0,8$, $a = 4-4,5$ M\$ et $P =$ puissance donnée en MW.

On démontre facilement que le coût minimal de transport est obtenu avec un diamètre D unique tout au long du parcours, des stations de recompression régulièrement espacées, le même taux de recompression pour toutes les stations, sauf éventuellement au départ de la conduite.

Le diamètre économique est fonction du débit transité mais pas de la longueur de la canalisation. Il varie à la puissance 2,5 du débit.

Le coût du mètre cube transporté varie à la puissance -2,5 du débit.

Dans toute structure optimale de transport, les charges totales se répartissent approximativement à raison de : 77% pour les canalisations (investissement et frais d'exploitation) et 23% pour la compression (investissement, exploitation et dépenses d'énergie).

La figure 7 donne les coûts de transport du gaz en fonction du débit transporté pour une série de diamètres. L'enveloppe de tous les minima donne la courbe du coût de transport à l'optimum économique. Un prix du gaz plus faible implique, à l'optimum, des taux de compression plus élevés, davantage de stations de compression, une auto-consommation plus importante et une canalisation de plus faible diamètre.

Du fait de la rigidité, de la lourdeur et de la longévité des investissements, un gazoduc n'est pratiquement jamais exploité à son optimum pendant toute sa durée de vie. Nous avons retenu pour notre comparaison un coût technique de transport de 0,35-0,40 \$/MBTU/1000 km pour de très grands débits (20 Gm³/an et plus), un coût de transport de 0,40-0,45 \$/MBTU/1000 km pour des débits entre 10 et 15 Gm³/an et un coût de 0,45-0,50 \$/MBTU/1000 km pour des débits entre 8 et 10 Gm³/an. On peut constater une importante économie d'échelle pour de grands débits et de grands diamètres.

Du fait de la très forte proportion capitalistique dans les coûts totaux, ces coûts sont très sensibles au paramètre financement : un taux d'actualisation de 5 ou 15 % au lieu de 10 % se répercute par une baisse ou hausse d'environ 0,07-0,10 \$/MBTU/1000km.

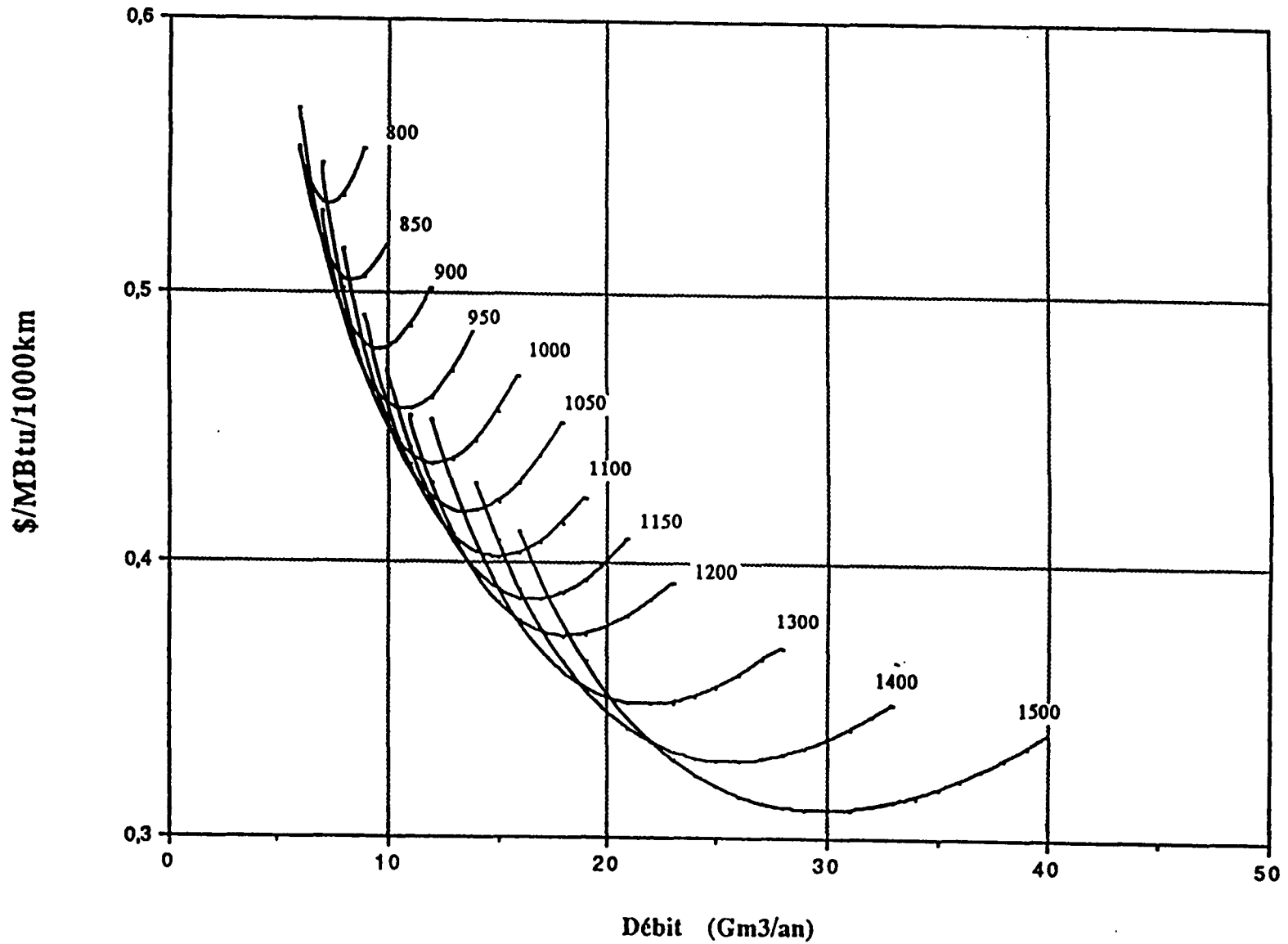
Lorsque un gazoduc traverse des pays tiers, il faut additionner aux coûts de transports purement techniques des droits de passage. Ces droits de passage peuvent se présenter sous forme de rémunération en nature ou financière (proportionnelle au débit transporté et/ou à la longueur du gazoduc) ou alors sous la forme de participation à l'investissement (partage des bénéfices).

Dans ce cadre, on peut citer plusieurs exemples, tels que le passage du gazoduc Transmed, où la Tunisie prélève une part croissante (entre 5 et 7%) selon la tranche de gaz transitée; ces prélèvements (revendus à l'Italie quand il ne peuvent pas être absorbés sur le marché domestique correspondent à un surcoût pour le transport d'environ 0,12 \$/MBTU, soit 0,032 \$/MBTU/100km.

Ce même ordre de grandeur, se retrouve pour la traversée du gaz Russe en République Slovaque (accord de Mars 1993): 0,035 \$/MBTU/100km. La Russie est en train de négocier également des droits de l'ordre de 0,04 \$/MBTU/100km pour le passage d'un gazoduc vers l'Allemagne passant par la Biélorussie et la Pologne. Quant au nouveau projet de gazoduc Iran-Europe, passant par l'Azerbaïdjan, la Russie et l'Ukraine, il serait un "joint-venture" entre l'Iran(45%), l'Ukraine (45%) et l'Azerbaïdjan (10%) qui se partageront les bénéfices, tandis que la Russie recevra environ 255 M\$/an ce qui représente environ 0,021 \$/MBTU/100km.

Fig. 7: Coût technique du transport par gazoduc sur 1000 km

Diamètres fixes (mm) - Débits variables



Valorisation du gaz: 3 \$/MMBtu

IV - OFFRE POTENTIELLE DE GAZ A LONG TERME

Les études en cours à l'OME ont essayé de dégager quelques caractéristiques en ce qui concerne l'offre de gaz à long terme: les routes possibles (figure 8) avec les problèmes associés à chaque route (économique et politique), un indicateur basé sur le nombre de pays traversés, un indicateur des réserves par tête, etc.

Le tableau 2 résume certaines de ces caractéristiques ainsi que quelques paramètres plus classiques. Ainsi, la colonne 12 dans ce tableau donne la somme des réserves et des ressources sur la population en 2025 (prévisions des Nations Unies), un paramètre caractérisant la disponibilité d'exportation à long terme d'un pays. Ce ratio est le plus élevé pour les pays du Golfe Arabo-Persique (Qatar, Abu Dhabi) et la Norvège (ainsi que la Russie, si l'on prend les ressources publiées par Gazprom). Le tableau montre également (colonne 8) que les deux grands producteurs européens (Pays-Bas et Royaume-Uni) ont déjà produit plus de 40% de leurs ressources ultimes, alors que la plupart des pays éloignés, que nous allons analyser par la suite, en sont seulement à quelques pour-cent.

Ci-après est donnée une première estimation du coût de transport de gaz à long terme (horizon 2010 et au delà) pour les sources de gaz éloignées (tableau 3). Pour cette étude nous n'avons pris en compte que les projets avec de très grandes capacités: 25 Gm³/an et plus pour les gazoducs et 12 Gm³/an et plus pour les chaînes GNL. Ceci est justifié par les distances importantes à parcourir et l'importante économie d'échelle liée à des projets de grandes tailles.

Pour de tels débits et capacités, le coût moyen de transport par gazoduc a été estimé à 0,35-0,40 \$/MBTU/1000 km. A ce coût il faut normalement ajouter des coûts supplémentaires relatifs aux droits de passages.

Vu toutefois le nombre important des pays à traverser et suite à l'éclatement de l'URSS, de la Yougoslavie et de la Tchécoslovaquie, conduisant à la création de nouveaux pays (sans parler des provinces et républiques russes autonomes), on doit se poser la question si les principes classiques des droits de passage seront maintenus, ou si de nouvelles réglementations internationales verront le jour pour ne pas trop pénaliser les transports à long distance.

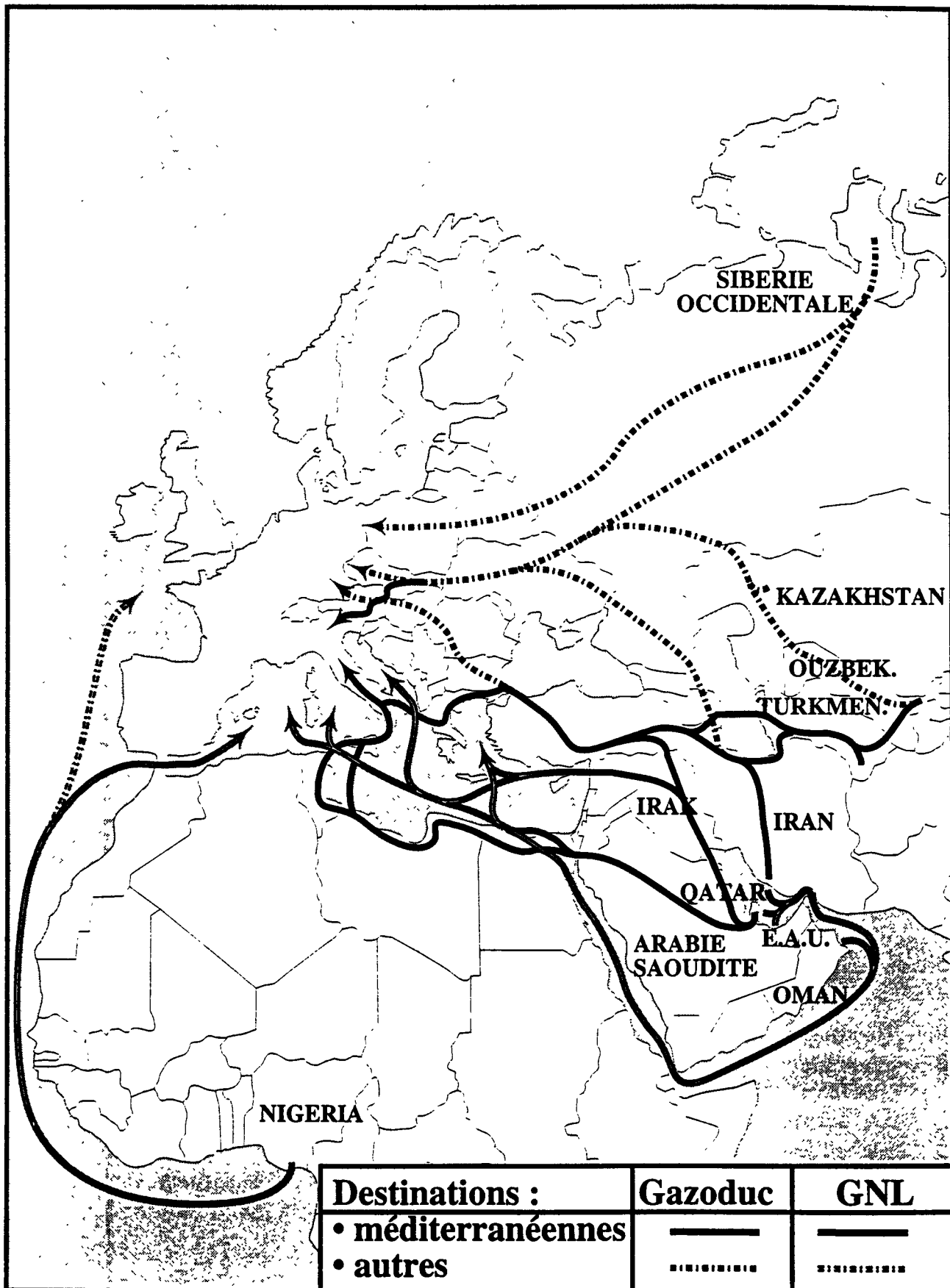
En ce qui concerne les chaînes GNL, une capacité de 12 Gm³/an et plus permet de réduire les coûts de la liquéfaction à environ 1,1 \$/MBTU. Les autres maillons de la chaîne ne sont pas affectés par l'économie d'échelle.

Tableau 2 : Indicateurs d'offre de gaz

	Production commercialisée 1992 (Gm ³ /an)	Production cumulée 1/1/1990 (Gm ³)	Réserves prouvées 1/1/1993 (Gm ³)	R/P 1992 (années)	Ressources 1/1/1991 (Gm ³)			Maturité gisements (-)	Population 1990 (x 1000)	Population 2025 (x1000)	Réserves/ Pop 1990 (1000 m ³ /hab)	(Réserves + Ressources)/ Pop 2025 1000m ³ /hab
Colonne	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Source	Cédigaz	Masters	Cédigaz	3/1	Masters			2/(2+3+6)	Banque Mondiale	Nations Unies	3/9	(3+6)/10
					95%	mode	5%					
Algérie	55,8	479	3650	65	159	510	1501	0,10	25056	51950	145	80
Libye	6,8	164	1300	191	198	510	1558	0,08	4546	12841	288	142
Nigéria	4,9	167	3400	694	2266	3852	9629	0,02	115456	396971	29	18
Qatar	11,4	82	7079	621				0,01	420	860	15305	7474
Abu Dhabi	20,1	218	5335	265	901	1416	2832	0,03	1592	2651	3351	2547
Arabie Saoudite	34	397	5250	154	5423	8510	16992	0,03	14870	44752	348	306
Iran	25	498	20700	828	8496	12744	28320	0,01	55779	113831	355	286
Koweït	2,6	156	1485	571	85	142	283	0,09	2143	3775	700	435
Irak	2,9	94	3100	1064	1699	3832	5664	0,02	18250	49992	170	119
Oman	3,3	17	550	167	142	227	510	0,02	1557	4754	308	149
Yemen			429						10480	28171	38	14
CEI	770,5	10147	56000	73	20914	34749	81024	0,10	289000	352116	190	255
Norvège	28,3	295	2756	97	2444	3455	5522	0,05	4211	4416	559	1315
Royaume U	55,7	700	610	11	266	453	1133	0,40	57395	59658	9	17
Pays Bas	83	1543	1930	23	142	187	566	0,42	14943	16819	130	127
Source	Gazprom (1991)	Gazprom (1/1/1991)	Gazprom (1/1/1991)		Gazprom (1/1/1991)				Economist (1990)	INED		
Russie	642,97	6500	47000	73	217490			0,02	148041	152	317	1740
Turkmenistan	84,32	1310	2720	32	11900			0,08	3622	7	751	2088
Kazakstan	7,88	80	1830	232	8730			0,10	16691	20	110	528
Ouzbékistan	41,88	910	1820	43	6260			0,10	20322	37	90	218
Ukraine	24,36	1490	1070	44	5380			0,19	51839	51	21	126

Figure 83

APPROVISIONNEMENT LOINTAIN ET A LONG TERME DE GAZ NATUREL POUR L'EUROPE



Russie :

Les réserves de la Russie s'élevaient au 1/1/1991 selon Gazprom à 47 000 Gm³, c'est-à-dire 85 % des ressources prouvées de la CEI. Plus de 80 % des réserves russes se trouvent dans la Sibérie Occidentale où on trouve des gisements "géants" et "super-géants" qui favorisent de très grands débits d'exploitation. Les réserves prouvées de Yamal s'élèvent à 9 500 Gm³ avec la moitié environ dans le gisement super-géant de Bovenenkovskoye. Les réserves prouvées d'Urengoy sont évaluées à 10 000 Gm³, celles de Yambourg de l'ordre de 6 000 Gm³.

En 1990, la production de la Sibérie Occidentale a atteint 570 Gm³, dont 250 Gm³/an en provenance d'Urengoy et 170 Gm³/an de Yamburg. D'ici 2000 on assistera à l'entrée en production de Yamal dont le débit devrait atteindre les 200 Gm³/an au début des années 2000. D'après Gazprom, les ressources restant à découvrir en Russie seraient de l'ordre de 217 000 Gm³, alors que d'après Ch.Masters, de l'US Geological Survey, elles seraient entre 34.750 et 81.000 Gm³ (valeur modale et probabilité 5%) pour toute la CEI.

La Sibérie Occidentale est à 5 000-6 000 km de l'Europe Occidentale (frontière Allemagne ou Italie). Deux routes pour un nouveau gazoduc livrant du gaz sibérien peuvent être envisagées, l'une traversant la Russie et la Biélorussie et l'autre traversant la Russie et l'Ukraine pour atteindre les pays de l'Europe de l'Est et ensuite continuer vers l'Europe de l'Ouest. Pour atteindre l'Allemagne, la première route devra traverser deux pays tiers sur 1600 km (Biélorussie et Pologne) alors que la deuxième route, pour atteindre l'Allemagne ou l'Italie, devra traverser trois pays tiers sur 2100 km (Ukraine + Slovaquie ou Hongrie + République Tchèque ou Autriche ou Slovénie). Le coût technique de transport a été estimé à 1,8-2,0 \$/MBTU pour la première route et à 2,0-2,2 \$/MBTU pour la deuxième.

Asie Centrale :

Les réserves prouvées en Asie Centrale s'élevaient au 1/1/1991 d'après Gazprom à 6 370 Gm³, dont 2 720 Gm³ en Turkménistan, 1 830 Gm³ au Kazakhstan et 1 820 Gm³ en Ouzbékistan. En 1990, la production commercialisée a atteint 180 Gm³, soit 22 % du total de la CEI; le Turkménistan et l'Ouzbékistan ont produit respectivement 80 et 40 Gm³. La production commercialisée de l'Asie Centrale devrait passer à 220 Gm³ à l'horizon 2000. Le réseau gazier de ces pays est relié à celui de la Russie, ce qui permettait à la région d'exporter vers l'Europe. D'après Gazprom, les ressources potentielles s'élevaient au 1/1/91 à 11 900 Gm³ en Turkménistan, à 8 730 Gm³ en Kazakhstan et à 6 260 Gm³ en Ouzbékistan (mais il y a de grandes incertitudes sur toute évaluation des ressources potentielles).

Plusieurs routes, toutes par canalisation, sont envisagées pour exporter davantage de gaz de la région vers l'Europe. Une première route reliant le Kazakhstan à l'Europe et traversant la Russie et l'Ukraine - doublant une ligne déjà existante - aurait une longueur d'environ 5 500 km (entrée Italie ou Allemagne) et traverserait au moins quatre pays tiers sur 4200 km. Son coût technique de transport s'élèverait à 1,8-2,1 \$/MBTU environ.

Une deuxième route livrant du gaz kazakhstanais passerait par la Russie et la Géorgie pour atteindre la Turquie et ensuite éventuellement remonter les Balkans pour atteindre l'Europe Occidentale. Cette route étant très longue (5000 km pour Istanbul, 8 000 km pour entrée Italie ou Allemagne) et traversant le Caucase, le Kurdistan et le haut plateau anatolien, le coût technique d'un tel transport de gaz est élevé, de l'ordre de 1,65-1,80 \$/MBTU pour la Turquie et d'environ 2,7-3,0 \$/MBTU pour l'Italie ou l'Allemagne. Le nombre minimum de pays tiers à traverser jusqu'en Turquie est de 4 et jusqu'en Italie ou Allemagne de 7.

Deux projets pour relier le Turkmenistan à l'Europe sont actuellement envisagés : le premier traversant la mer Caspienne entre Krasnovodsk et Baku (environ 400 km) puis traversant l'Azerbaïdjan, l'Iran ou l'Arménie pour atteindre la Turquie et ensuite remonter les Balkans pour atteindre l'Europe Occidentale. Cette route, traversant le Caucase, le Kurdistan et le haut plateau anatolien, aurait une longueur d'environ 3 600 km jusqu'à Istanbul et 6 300 km jusqu'en Italie ou Allemagne (dont 400 km sous-marins), le nombre minimum de pays tiers traversés serait respectivement de 2 et 7. Les coûts techniques seraient respectivement d'environ 1,40 et 2,40 \$/MBTU.

Le deuxième projet est une variante du premier longeant la Côte Iranienne au Sud de la Mer Caspienne (sans la traverser) pour ensuite rejoindre la Turquie et l'Europe. Cette variante légèrement plus longue (400 km de plus environ), a l'avantage de ne pas comprendre de tronçon sous-marin et de traverser un pays en moins.

Le coût technique du transport de gaz par cette route serait d'environ 1,3 \$/MBTU jusqu'à Istanbul et d'environ 2,45 \$/MBTU jusqu'en Europe Occidentale (entrée Italie ou Allemagne). Un approvisionnement de l'Europe à partir de l'Ouzbékistan emprunterait les mêmes tracés avec une extension de 500 km et un pays tiers supplémentaire (le Turkménistan ou l'Ouzbékistan) à traverser. Le coût technique de transport augmenterait d'environ 0,15 \$/MBTU.

Iran :

L'Iran dispose des plus grandes réserves mondiales de gaz après la Russie ; Cédigaz les estimait à 20 700 Gm³ au 1/1/93, à comparer aux 3 030 Gm³ estimés en 1970, traduisant un développement spectaculaire. Les gisements de gaz sec les plus importants sont ceux de Pars (2 850 Gm³, offshore) et Kangan (2 600 Gm³), et les grands gisements de gaz associé sont Pazanan (1400 Gm³) et Marun (1200 Gm³). Les ressources gazières de l'Iran restent encore inexploitées, voire largement inexplorées.

La production commercialisée était de 24,2 Gm³ en 1990, dont 2,2 Gm³ étaient exportés vers l'ex-URSS. Deux systèmes de gazoducs à l'exportation ont été construits, IGAT-I et IGAT-II, mais seulement le premier a été terminé. IGAT-I, complété en 1970 et long de 1070 km relie les gisements au Sud du pays (Agha Jari, Marun et Ahwaz) à Astara (frontière Azerbaïdjan). Sa capacité théorique est de 19 Gm³/an mais sa capacité de service n'est que de 10 Gm³/an. IGAT-II, achevé à 80 %, est en attente; il était prévu pour une capacité de 28 Gm³/an, partant de Kangan pour arriver à Astara, doublant ainsi IGAT-I.

Ces deux gazoducs étaient prévus pour exporter du gaz iranien vers l'Azerbaïdjan, la Géorgie et l'Arménie, mais sont aujourd'hui surtout utilisés pour satisfaire la demande domestique de l'Iran.

L'Iran a récemment exprimé plusieurs intentions de ventes de son gaz à l'Europe. En effet, la prochaine décennie devrait connaître le développement de nombreux champs (Dolan, Aghar, Pars,...) et l'Iran prévoit de produire 70 Gm³ de gaz à la fin du siècle. Dans le cas où un projet Iran-Europe serait réalisé, l'arrivée massive de gaz naturel de ce pays serait prévue à partir de 2005.

Par gazoduc, les champs de gaz iranien sont à 4000 km environ d'Istanbul (traversant le Zagros, le Kurdistan et le haut plateau anatolien) et à environ 6 500-7 000 km de la frontière italienne ou allemande. Le coût technique pour un tel transport de gaz serait donc d'environ 1,3 \$/MBTU vers la Turquie et de 2,3-2,5 \$/MBTU vers l'Europe Occidentale. Pour la Turquie aucun pays n'est à traverser alors que pour atteindre l'Italie ou l'Allemagne, au moins cinq pays sont à traverser.

Un autre projet à l'étude est celui d'un gazoduc passant par l'Azerbaïdjan, la Russie et l'Ukraine (traversant les montagnes du Zagros, du Kurdistan et du Caucase). Son coût technique arrivée Europe Occidentale serait de 2,0-2,3 \$/MBTU.

L'Iran pourrait exporter également son gaz naturel sous forme de GNL, d'autant plus que tous les grands gisements sont situés au sud du pays, dans ou à proximité du Golfe Arabo-Persique. Avec une distance maritime d'environ 3 600 miles marins de la méditerranée occidentale (Italie, France, Espagne), le coût total d'une très grande chaîne GNL à capacité importante serait d'environ 2,50-2,60 \$/MBTU vers l'Est de la Méditerranée et d'environ, 2,65-2,80 \$/MBTU vers l'Ouest de la Méditerranée (y compris le droit de passage à Suez).

Irak :

Les ressources prouvées de gaz naturel en Irak s'élèvent d'après Cédigaz (1/1/93) à 3 100 Gm³, surtout sous forme de gaz associé, comme c'est le cas à Kirkuk, Bai Hassan, Jamboor, Ain Zalah, Rumaïlia, etc. Les ressources de gaz naturel non-découvertes s'élèveraient d'après Ch.Masters à 2 830 Gm³ (valeur modale, au 1/1/91).

Aujourd'hui, la production commercialisée de gaz en Irak est faible (2,9 Gm³/an en 1992); elle a atteint son maximum historique en 1989 avec 6,10 Gm³. Il est tout à fait possible que l'Irak devienne un exportateur de gaz important au siècle prochain. Ce pays pourrait en effet exporter du gaz vers l'Europe soit par gazoduc via la Turquie et les Balkans, soit par une combinaison gazoduc/GNL (le gazoduc reliant l'Irak à la Côte Méditerranéenne en Syrie ou en Turquie). La variante gazoduc Irak-Turquie-Balkans-Europe aurait une longueur d'environ 1.900 km jusqu'à Istanbul et de 5.100 km jusqu'à la frontière italienne ou allemande; le nombre minimum de pays tiers à traverser serait de 0 et 5 respectivement. Le coût technique de transport s'élèverait à environ 0,70 \$/MBTU jusqu'à Istanbul et à environ 1,8 \$/MBTU jusqu'en Italie ou Allemagne.

Une variante mixte gazoduc/GNL pourrait consister en un gazoduc de 1.000 km de long reliant les champs gaziers irakiens à la côte Méditerranéenne en Syrie pour alimenter une chaîne GNL qui approvisionnerait la Méditerranée occidentale (Italie, France, Espagne), d'une distance maritime d'environ 1800 miles marins. Le coût technique complet de cette variante s'élèverait à 2,30 \$/MBTU dont 0,35 \$/MBTU pour le gazoduc, 1 \$/MBTU pour l'usine de liquéfaction, 0,55 \$/MBTU pour le transport par méthanier et 0,40 \$/MBTU pour la regazéification.

Péninsule Arabique :

Les réserves prouvées de la Péninsule Arabique s'élèvent à 20.650 Gm³ (Cédigaz, 1/1/93), dont 7.100 Gm³ au Qatar, 5.335 Gm³ à Abu Dhabi, 5.250 Gm³ en Arabie Saoudite, 550 Gm³ à Oman et 450 Gm³ au Yémen.

Les réserves de gaz du Qatar sont concentrées presque exclusivement dans le gisement super-géant offshore de North Field. Avec la mise en service de ce gisement en 1995, la production du Qatar devrait passer de 6,7 Gm³/an aujourd'hui à 15 Gm³/an. Quatre projets GNL, avec une capacité totale de 26 à 31 Mt/an, sont actuellement à l'étude, mais un seul de ces projets, l'"Eurogas Project", est destiné à l'Europe.

Abu Dhabi est actuellement le seul pays du Moyen-Orient ayant une usine GNL (Das Island, de 2,9 Gm³/an, construite en 1977). Un nouveau train GNL, opérationnel en 1994, portera la capacité de cette usine à 5,8 Gm³/an. Les exportations de GNL d'Abu Dhabi sont destinées au Japon, et les projets futurs sont envisagés pour répondre en premier lieu à la demande croissante du Japon, et en second lieu à celle du marché du Sud-Est asiatique.

Presque tout le gaz saoudien est sous forme associée : le champ de pétrole de Ghawar représente à lui seul 35 % des réserves de ce pays, les autres champs étant ceux de Abqaiq, Berri et Safaniyah. Des découvertes récentes de gaz sec ont été faites à Midyan, dans le nord ouest du pays. D'après Ch.Masters, les ressources de gaz restant à découvrir dans ce pays s'élèveraient à 8 510 Gm³ (valeur modale, au 1/1/91), mais d'après d'autres spécialistes, les ressources pourraient en fait y être largement supérieures. En 1992, la production commercialisée de gaz naturel de l'Arabie Saoudite était de 34 Gm³, utilisée surtout pour la production d'électricité, le dessalement d'eau de mer et l'industrie pétrochimique.

Deux autres projets d'exportation de GNL sont à l'étude dans la péninsule arabique: celui d'Oman (5 Mt/an à partir de 1999), et celui, plus spéculatif, du Yemen (également 5 Mt/an). Ces deux projets d'exportation de GNL ont l'avantage géopolitique d'être situés au delà du Déroit d'Ormuz.

Les pays du Golfe Arabo-Persique ont en principe le choix entre quatre routes possibles pour approvisionner l'Europe avec leur gaz : a) voie maritime par GNL; b) gazoduc traversant la Turquie et les Balkans; c) gazoduc traversant l'Arabie Saoudite, longeant la côte Méditerranéenne d'Afrique du Nord (Egypte, Libye, Tunisie) traversant le Canal de Sicile et remontant la péninsule italienne; d) une variante mixte gazoduc/GNL (gazoduc jusqu'à Port Saïd en Egypte et ensuite chaîne GNL).

La variante GNL départ Golfe en contournant toute la péninsule Arabique, traversant le Canal de Suez pour atteindre la Méditerranée est la même que celle présentée ci-dessus pour l'Iran. Son coût total de transport serait

d'environ 2,50 \$/MBTU vers la Méditerranée orientale (Grèce, Turquie) et d'environ 2,70 \$/MBTU vers la Méditerranée Occidentale (Italie, France, Espagne). Le fait qu'il n'y aurait pas de pays tiers à traverser, représente un avantage géopolitique et économique certain (droits de passage). Cette route passe toutefois par trois "points critiques" : les détroits d'Ormuz et de Bab-el-Mandeb, et le Canal de Suez.

Un gazoduc départ Qatar et passant par la Turquie aurait une longueur d'environ 6.500 km pour atteindre l'Italie ou l'Allemagne; son coût technique de transport serait d'environ 2,30 \$/MBTU.

Un gazoduc Qatar - Afrique du Nord - Italie du Nord serait légèrement plus court (environ 6000 km), mais comprendrait trois tronçons sous-marins (Golfe d'Aquaba: 15-20 km, traversée que pourrait remettre en cause des accords de paix au Moyen-Orient; Canal de Sicile: 160 km, Détroit de Messine: 16 km). Son coût technique s'élèverait à 2,1-2,4 \$/MBTU.

La variante mixte consisterait d'un gazoduc de 2 000 km jusqu'à Port Saïd (Egypte) d'un coût technique de l'ordre de 0,7 \$/MBTU et ensuite une liaison GNL d'environ 650 miles marin vers la Mer Egée (Grèce, Turquie; coûtant 1,70 \$/MBTU) ou d'environ 1 600 miles marin vers la Méditerranée Occidentale (Italie, France, Espagne; d'un coût de 1,9 \$/MBTU).

Nigéria :

En 1993, les réserves prouvées de gaz naturel ont été estimées par Cédigaz à 3.400 Gm³. A ce potentiel de gaz principalement associé il faudrait ajouter 3.850 Gm³ de ressources non découvertes (Ch.Masters 1990, valeur modale). En 1992, la production commercialisée a atteint 4,3 Gm³, avec 22,6 Gm³ de gaz brûlé à la torche. Le projet GNL de Bonny, envisagé depuis les années 60, aurait dû se réaliser en 1996/1997 avec une capacité de 5 Gm³/an pour l'exportation vers l'Europe, mais de nouvelles incertitudes ont repoussé encore une fois la date de réalisation de ce projet. La distance maritime du Nigéria jusqu'en Méditerranée Occidentale est d'environ 4.000 miles marin, ce qui implique un coût de transport total pour une importante chaîne GNL d'environ 2,5 \$/MBTU.

Tableau 3 : Estimations des coûts d'approvisionnement du gaz lointain en Europe Occidentale (1)

Départ	Via	Longueur totale gazoduc (km)	Longueur gazoduc pays tiers (km)	Nombre min pays tiers traversé	Distance GNL (miles marin)	Coût technique (\$/MMBtu)
<u>Gazoduc</u> Russie (Yamal)	Biélorussie, Pologne	5500	1500	2		1,8-2,0
	Ukraine	6000	1900	3		2,0-2,2
Iran	Turquie, Balkans	6500-7000	4700	5		2,2-2,5
	Ukraine	6000-6300	4400	5		2,0-2,3
Qatar	Afrique du Nord	6000+160 sm	5000	4		2,1-2,4
	Turquie, Balkans	6500	6500	6		2,1-2,4
Turkménistan	Iran, Turquie, Balkans	6700	6100	6		2,2-2,5
	Mer Caspienne, Turquie, Balkans	5900+400 sm	5200	7		2,3-2,6
Kazakhstan	Ukraine	5500	4200	4		1,8-2,1
	Turquie, Balkans	8000	6700	7		2,7-3,0
Irak	Turquie	5100	4800	5		1,7-1,9
<u>Gazoduc + GNL</u>						
Qatar	Egypte (Port Saïd)	2000	1900	2	1600	2,6-2,9
Irak	Syrie	1000	650	1	1800	2,1-2,3
<u>GNL</u>						
Qatar/Iran	Canal de Suez	-	-	-	3600	2,4-2,7
Nigéria		-	-	-	4000	2,5-2,6

(1) Arrivé frontière italienne ou allemande

V - CONCLUSIONS

1) On assiste actuellement à une certaine prolifération des projets d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel sur très longue distance. Il est toutefois vraisemblable qu'une fraction seulement de ces projets sera réalisée dans les deux prochaines décennies.

En effet, pour réduire les coûts unitaires de transport et profiter des économies d'échelle, les projets portent sur de grandes capacités qui requièrent des investissements importants. Ainsi, un projet d'approvisionnement lointain par gazoduc de 25-30 Gm³/an requiert un investissement de transport de 10 à 15 milliards de dollars, et un approvisionnement par GNL de 10-12 Gm³/an requiert un investissement d'environ 6 à 8 milliards de dollars.

Les coûts techniques du transport lointain de gaz par gazoduc (distances entre 5000 et 6000 km), se situent entre 2,0 et 2,5 \$/MBTU. Les coûts techniques de transport par GNL ou par les variantes mixtes gazoduc/GNL, se situent entre 2,5 et 2,9 \$/MBTU, ce qui est supérieur aux coûts techniques par gazoducs, mais souvent inférieur aux coûts complets de transport par gazoduc compte tenu des droits de passage.

Avec, en première approximation, un prix du gaz de 1 \$/MBTU départ pays producteur (entrée gazoduc ou chaîne GNL), se répartissant environ par moitié entre coût de production et marge pour le pays producteur, et en supposant des droits de passage modérés, on pourrait assister à une offre notable de gaz arrivée Europe Occidentale en dessous de 4 \$/MBTU, offre qui serait sensiblement réduite avec des droits de passage élevés.

2) Ces exemples montrent que des gazoducs longue distance impliquant la traversée de nombreux pays tiers remettront vraisemblablement en cause les principes actuels des droits de passage établis pour un seul, ou un très petit nombre de pays traversés, afin d'acheminer le gaz à un coût raisonnable permettant la réalisation des projets.

En ce qui concerne ces divers projets, les aspects économiques ne sont toutefois pas les seuls facteurs déterminants. Les aspects géopolitiques et la stabilité politique des pays producteurs ainsi que des pays traversés sont des

éléments cruciaux pour des projets d'une telle envergure. En effet, une statistique historique menée à l'OME dans le cadre d'une étude plus générale sur la stabilité des routes énergétiques, montre qu'au Moyen Orient sur 233 années d'existence cumulée d'oléoducs à l'exportation on ne compte que 133 années de fonctionnement. Par contre, un gazoduc international, avec ses dépendances réciproques, peut aussi être vu comme élément stabilisateur dans cette région en transition.

Avec sensiblement les mêmes coûts, un transport par GNL réduit les problèmes liés à la traversée de nombreux pays (droits de passage, risque politique, etc...)

3) Si on regarde la carte des projets d'approvisionnements gaziers futurs et à longue distance, on s'aperçoit que sur 17 projets envisagés, 12 intéressent et/ou traversent des pays méditerranéens: six d'entre eux traversent la Turquie et les Balkans, et quatre l'Égypte.

4) Il ne faut pas pour autant oublier l'Afrique du Nord: des découvertes intéressantes se succèdent depuis quelque temps en Égypte, l'Algérie suscite un regain d'intérêt, et la Libye pourrait voir augmenter sensiblement ses réserves et accroître son rôle, jusque là bien modeste, sur le marché gazier. Si, comme on peut le penser, de nouvelles découvertes étaient réalisées, cette région bénéficie d'un important avantage de proximité. En effet, le coût total unitaire d'une chaîne GNL de grande taille entre l'Afrique du Nord et L'Europe du Sud, s'élèverait à 1,70-1,80 \$/MBTU, ce qui est largement inférieur aux coûts d'approvisionnements des sources lointaines.

Que ce soit comme source d'approvisionnement dont le rôle, déjà important, pourrait encore s'accroître, ou comme zone de transit pour les nouveaux projets, le bassin méditerranéen voit croître son importance sur la scène gazière européenne. Une telle évolution peut constituer un facteur important de développement, et de stabilité, pour toute la région.

**- B - LES APPROVISIONNEMENTS PETROLIERS:
L'IMPORTANCE ET
LE POIDS DES PAYS DU CCG**

I - INTRODUCTION

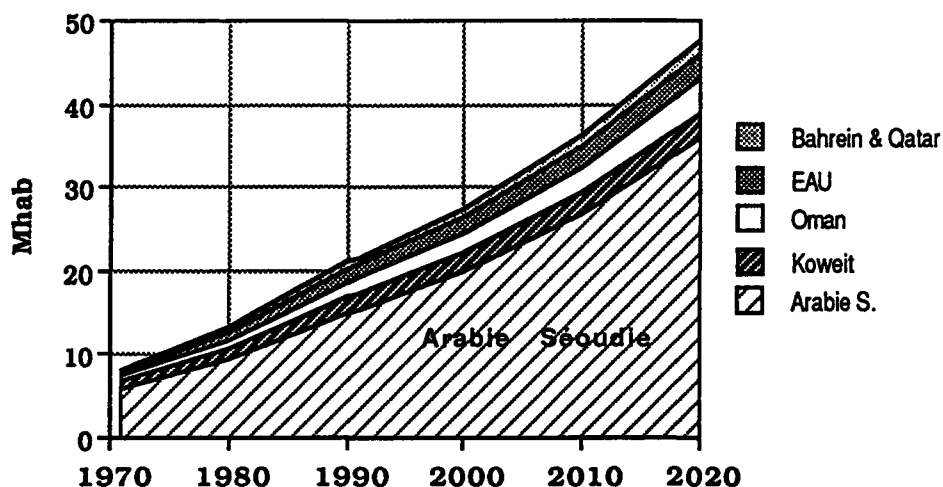
Le Conseil de Coopération du Golfe (CCG) a été créé en 1981 entre les six pays: Arabie Séoudite, Bahrein, les Emirats Arabes Unis³, Koweit, Oman et Qatar. Le CCG a été créé pour la promotion et la coordination du commerce, de l'industrie, de l'agriculture, des transports, de l'énergie et de la défense.

Quelques indicateurs socio-économiques principaux sont passés en revue ci-après.

Tout d'abord, quelques chiffres sur la démographie dans ces pays du CCG: leur population était de 8,1 Mhab en 1971, de 13,4 en 1980, 17,5 Mhab en 1985 et a atteint quelque 22 Mhab en 1991. On remarquera le taux démographique très fort (75% moyen par an sur la période 1971-1991).

Pour réaliser notre étude, les taux de croissance démographique retenus sur les prochaines décennies, de 1991 à 2020, sont très proches des taux maximum constatés dans des pays comme l'Algérie ou l'Egypte (autour de 3%); selon ces hypothèses retenues et à l'horizon 2020, la population des pays du CCG devrait atteindre 27,6 Mhab en 2000, 36,3 Mhab en 2010 et quelque 48 millions d'habitants en 2020. A titre indicatif, et si on se réfère aux prévisions des Nations Unies, qui sont faramineuses!!: de 43,8 Mhab en 2000 à 83,3 Mhab en 2025 selon hypothèse faible, ou 44,7 Mhab en 2000 à 91 Mhab en 2025 selon hypothèse forte.

Evolution démographique dans les pays du CCG



Source: Nations Unies

³ Les Emirats Arabes Unis (EAU) sont formés (en 1971) par Abou D'Habi, Dubai, Sharjah, Fujairah, Umm al-Qaiwain, Ajman et Ras al Khaimah

En ce qui concerne le PNB global, il a évolué de 84 G\$ (en dollars constants de 1987) en 1971 à 157 G\$ en 1980, 137 G\$ en 1985 puis à 162 G\$ en 1991, soit des taux de croissance économique forts sur la première décennie (1971-1980 avec 7,1%/an en moyenne) et faibles sur la deuxième décennie (1980-1991 avec 0,3%/an en moyenne).

Avec la combinaison d'un taux de croissance démographique très fort (?) et d'un taux de croissance économique faible, on se retrouve avec une diminution du PNB per capita qui est passé de 10356 \$/hab en 1971 à 11726 en 1980, 7864 en 1985 puis 7444 \$/hab en 1991. Le scénario de l'OME, et selon les hypothèses retenues, rétablit le niveau du PNB par habitant à partir de 2000 (9210 \$/hab) pour atteindre le niveau de celui réalisé en 1980 (soit environ 11730 \$/hab) vers 2020.

Les autres indicateurs de consommation d'énergie et d'électricité par habitant sont très importants et en perpétuelle évolution. De 1710 kep/hab/an en 1971 à 4030 kep/hab/an en 1980 puis à 5300 kep/hab/an en 1991 et probablement 7000 en 2020. Alors qu'en électricité, l'évolution est encore plus forte, de 750 kwh/hab/an en 1971 à 3070 kwh/hab/an en 1980 puis à 4810 kwh/hab/an en 1991 et probablement 8100 kwh/hab/an en 2020.

Actuellement ces pays du CCG assurent une production d'énergie primaire (pétrole et gaz) de 700 Mtep en 1991, une consommation interne d'énergie primaire (pétrole et gaz) de 120 Mtep et des exportations de 580 Mtep constituées presque uniquement de pétrole. Les recettes des exportations pétrolières des pays du CCG sont importantes et rapportent entre 90% et 95% de leurs recettes totales (76 G\$ en 1990). A titre indicatif, celles des pays de l'OPEP ont été de 190 G\$ et représentent plus de 77% de leurs recettes totales.

Environ 21% des importations pétrolières totales (toutes origines confondues) des pays de la Communauté Européenne (CEE-12) sont assurées par les pays du CCG; les pays les plus concernés sont la France, la Hollande et l'Italie. Cette part est appelée à croître dans l'avenir.

Les pays du CCG disposent d'un important potentiel pétrolier et gazier, à la fois sur le plan de réserves gigantesques et sur le plan d'une importante infrastructure de production et d'exportation pétrolières.

II - LES RESERVES ET RESSOURCES

En ce qui concerne les réserves prouvées, celles du pétrole sont estimées à 62200 Mt (soit 58% des réserves mondiales) et peuvent assurer environ un siècle de production à un rythme équivalent à celui de l'année 1992; alors que celles du gaz naturel sont estimées à 20200 Gm³ (soit 14% des réserves mondiales) et sont très faiblement entamées (voir Qatar).

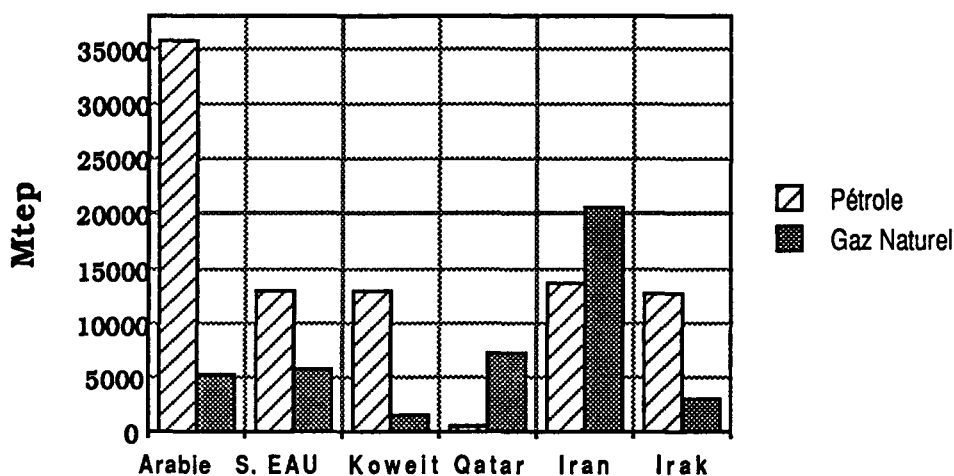
Les réserves de pétrole du CCG sont presque totalement situées (à 99%) en Arabie Séoudite, aux EAU et au Koweït, et celles du gaz naturel sont concentrées à 85% au Qatar, en Arabie Séoudite et aux EAU.

Comparaison des réserves de pétrole et de gaz naturel

	Arabie S.	Bahrein	EAU	Koweït	Oman	Qatar	CCG	Iran	Irak
Pétrole (Mt)	35721	10	12890	12870	511	614	62222	13699	12721
Gaz (Gm3)	5250	167	5671	1485	550	7079	20202	20700	3100

Source: pour le pétrole Oil & Gas Journal (fin 1992) avec 7,3 bbl/t, et pour le Gaz CEDIGAZ 1993

RESERVES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL (Golfe)



Source: pétrole OGJ et Gaz CEDIGAZ

Dans la région, on peut citer également l'Iran et l'Irak qui sont aussi importants au point de vue des réserves d'hydrocarbures que les pays du CCG. L'Iran et l'Irak disposent, à eux deux, d'environ 42% des réserves pétrolières du CCG; quant à celles du gaz naturel, elles dépassent de 18% les réserves gazières de l'ensemble du CCG. En effet, ces pays comptent à eux deux, 26420 Mt de pétrole (dont 52% en Iran) et 23800 Gm3 de gaz naturel (dont 87% en Iran, dépassant ainsi le total du CCG).

III - LA DEMANDE D'ENERGIE

Un scénario d'offre/demande d'énergie dans les pays du CCG a été élaboré par l'OME. Un tel scénario permettra de mieux comprendre les perspectives énergétiques de production, de consommation interne et des capacités d'exportations de ces pays en matière de pétrole et de gaz naturel.

Dans l'hypothèse d'une croissance économique modérée, la demande d'énergie primaire (pétrole et gaz) des pays du CCG qui a été de 14 Mtep en 1971 et 120 Mtep en 1992 passerait à 177 Mtep en 2000, 242 Mtep en 2010 puis 332 Mtep en 2020. La consommation d'énergie triplerait presque sur une trentaine d'années avec une augmentation de la consommation de + 212 Mtep, ce qui représente plus de la moitié des exportations actuelles de pétrole et de gaz de ces pays.

IV - LA PRODUCTION DE PETROLE

En ce qui concerne le scénario de production de pétrole, la complexité vient du fait qu'il ne suffit pas de connaître les capacités de production prévues pour déterminer les niveaux de production, car il faut intégrer une variable "taux d'utilisation" des capacités de production prévues. Dans notre cas, le taux d'utilisation retenu, à partir de l'horizon 2000, est égal à 85% des capacités de production développées: à titre indicatif, dans le cas des pays de l'OPEP, l'évolution de ce taux d'utilisation des capacités de production était de 92,8% (1240 sur 1335 Mt/an) en 1990 (avant la crise du Golfe), et est prévu d'être, en 2000, entre 78% et 90% (1550 à 1700 Mt/an seraient produits sur 1900 à 2000 Mt/an de capacité prévue en 2000).

En 1992, 642 Mt de pétrole ont été produits dans les pays du CCG dont plus de 85% par l'Arabie Séoudite et les Emirats Arabes Unis. D'ici 2000, en plus de l'Arabie Séoudite et des EAU, le Koweït réhabilitera ses capacités de production (+ 93 Mt/an supplémentaires) et les pays du CCG pourraient atteindre ainsi 790 Mt sur une capacité prévue de 925 Mt à cet horizon. Probablement, cette production serait de 880 Mt/an en 2010 et 970 Mt/an en 2020.

On signalera également l'importance de la production pétrolière de ces deux pays (Iran et Irak) dans la région, avec 192 Mt de pétrole en 1992 (dont 174 Mt pour l'Iran), soit une production représentant 30% de celle des pays du CCG actuellement. En ce qui concerne l'Irak, il a produit 140 Mt en 1989 lorsque il exportait du pétrole et atteint même plus de 175 Mt/an vers la fin des années 80.

Si on se réfère aux perspectives officielles iraniennes de production et d'exportation de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010, publiées lors de la Conférence Mondiale de l'Energie à Madrid (Septembre 1992), l'Iran serait producteur de 213 Mt/an en 2000 et 266 Mt/an (soit 30% de la production CCG) en 2010. Alors que la production du gaz naturel serait de 70 Gm³/an en 2000 (soit 66% de la production du CCG) et 180 Gm³/an en 2010 (soit 114% de la production du CCG).

V - LES EXPORTATIONS DES HYDROCARBURES ET LE DEVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES D'ECHANGES

De grandes infrastructures de production (de l'ordre de 700 Mt/an de pétrole et de gaz) et d'exportation (de l'ordre de 600 Mt /an) composée essentiellement d'une importante flotte de navires pétroliers pour les exportations du brut et d'oléoducs, ainsi que de 18 raffineries (d'une capacité de 155 Mt/an soit plus de 50% de la capacité de raffinage des pays arabes qui est de 297 Mt/an et 58 raffineries), d'une usine existante de GNL aux Emirats Arabes Unis (d'une capacité de 2,6 Gm³/an à Abu D'habi).

Globalement 102 Mt de pétrole et de produits pétroliers ont été exportés en 1992, des pays du CCG vers les pays de la Communauté Européenne (CEE-12), soit 20,7% de leurs importations totales toutes origines confondues (494 Mt); les 3 pays les plus concernés par ces importations sont la France (23,4 Mt), la Hollande (20,9 Mt) et l'Italie (16,1 Mt). Cette part est appelée à croître dans l'avenir.

Pour développer les capacités d'échanges et d'exportation surtout dans le domaine du gaz naturel très faiblement développé (actuellement environ 15 Gm³, 18 à 20 % sont brûlées par torchage), des projets GNL sont envisagés au Qatar (4 usines d'une capacité totale de 30 à 35 Gm³/an), à Oman (une usine de 6,5 Gm³/an et aux EAU (un projet de 2,6 Gm³/an supplémentaire).

Il faut souligner l'importance des investissements dans le développement des capacités de production et d'exportation de pétrole et de gaz naturel prévus d'ici 2000; ce développement nécessitera d'énormes moyens financiers:

- des investissements nécessaires sont estimés à 64 G\$ pour développer les capacités supplémentaires de production du pétrole d'ici 2000 (+ 250 à 300 Mt/an) et celles relatives à la réalisation des projets de production gazière (environ +40 Gm³/an).

- des investissements de plus de 3,6 G\$ (dont 2,9 G\$ en Arabie Séoudite) pour le développement de la capacité de raffinage du CCG qui serait de 214 Mt/an en 2000 soit un accroissement de + 60 Mt/an qui concernera surtout l'Arabie Séoudite où on envisage de construire une nouvelle capacité supplémentaire d'environ 48 Mt/an.

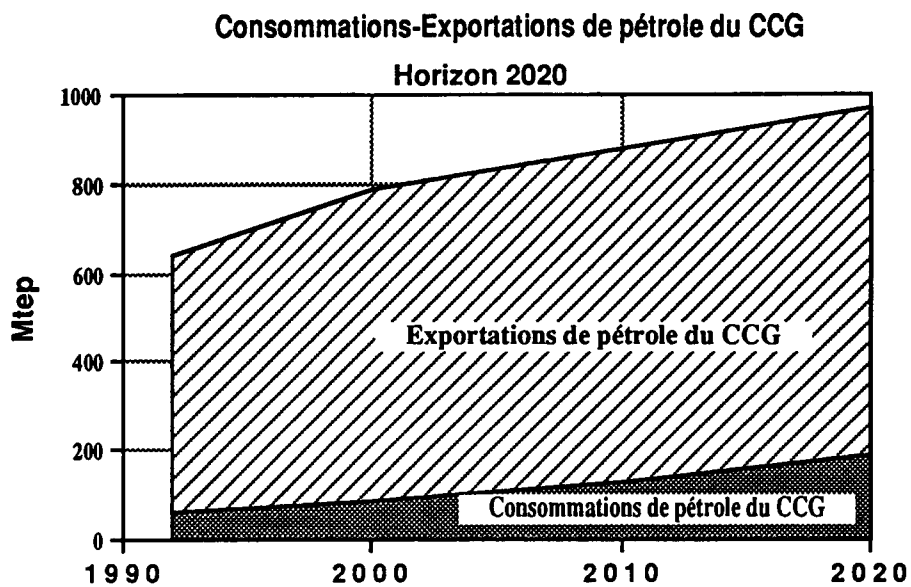
La capacité installée de production de pétrole du CCG devrait passer de 642 Mt/an actuellement à environ 925 Mt/an en 2000 (soit presque la moitié de celle prévue de l'OPEP d'environ 2000 Mt/an en 2000); probablement, cette capacité du CCG serait de l'ordre de 1030 Mt/an en 2010 et 1150 Mt/an en 2020.

Le développement des capacités de production de gaz naturel à l'exportation sont notamment les projets de GNL envisagés au Qatar (4 usines d'une capacité de 30 à 35 Gm³/an), à Oman (une usine de 6,5 Gm³/an) et aux EAU (un projet de 2,6 Gm³/an supplémentaire).

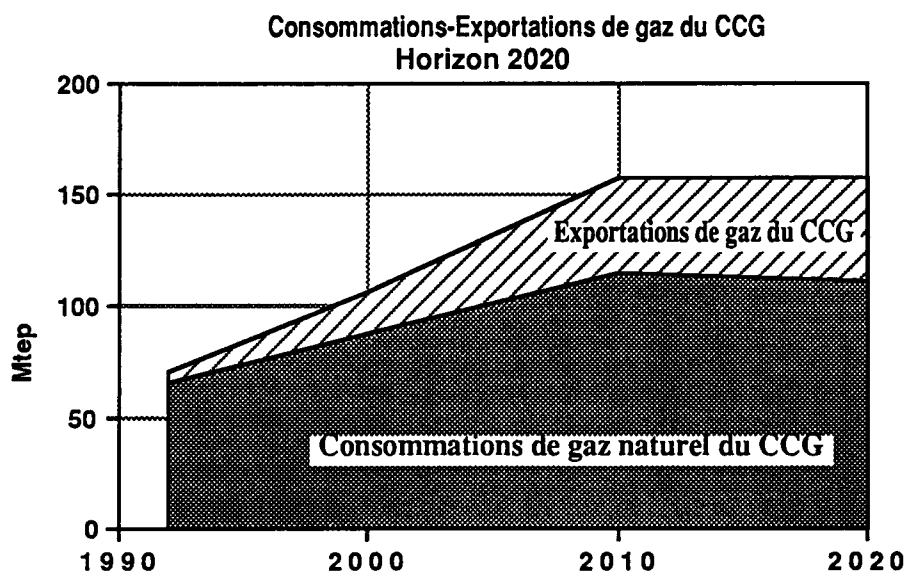
L'ensemble de ces investissements, dans les infrastructures du secteur des hydrocarbures, permettrait une évolution importante des exportations pétrolières et gazières, et où la part des approvisionnements de l'Europe serait de plus en plus croissante.

Globalement, les perspectives d'exportations pétrolières des pays du CCG passeraient ainsi de 583 Mt en 1992 à 700 Mt en 2000 puis à 783 Mt en 2020. Pour le gaz naturel, elles seraient de 20 Gm³/an en 2000 et d'environ 45 Gm³/an en 2020 contre 5 Gm³ en 1992 par les EAU.

A titre de d'information, les perspectives iraniennes d'exportation de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010 sont aussi ambitieuses. L'Iran serait exportateur de 140 Mt/an pétrole en 2000 et 161 Mt/an (soit 22% des exportations du CCG) en 2010 contre 136 Mt actuellement (23% de celles du CCG). Alors que pour le gaz naturel, l'Iran serait exportateur de 8 Gm³/an en 2000 et 45 Gm³/an (soit un peu plus que celles du CCG) en 2010.



Source: OPEP, OGJ, CEDIGAZ et OME



Source: OPEP, OGJ, CEDIGAZ et OME

VI - CONCLUSION

La demande intérieure d'énergie primaire (pétrole et gaz) des pays du CCG, qui passera de 120 à 332 Mt/an entre 1992 et 2020 soit un accroissement important de + 212 Mt/an, est à prendre avec réserves.

Ceci affecte bien sûr énormément les quantités exportables (pétrole et gaz) du CCG, qui ne progresseraient que de + 250 Mtep/an (de 585 à 825 Mtep/an entre 1992 et 2020), et ceci malgré une augmentation sensible de la production d'énergie primaire de 705 à 1145 Mtep/an soit un accroissement de + 440 Mtep/an.

Le développement des capacités de production de gaz naturel à l'exportation sont notamment les projets de GNL envisagés au Qatar (4 usines d'une capacité de 30 à 35 Gm³/an), à Oman (une usine de 6,5 Gm³/an) et aux EAU (un projet de 2,6 Gm³/an supplémentaire).

La capacité installée de production de pétrole du CCG devrait passer de 642 Mt/an actuellement à environ 925 Mt/an en 2000 (soit presque la moitié de celle prévue de l'OPEP d'environ 2000 Mt/an en 2000); probablement, cette capacité du CCG serait de l'ordre de 1030 Mt/an en 2010 et 1150 Mt/an en 2020. Plusieurs experts ont étudié les capacités de production de pétrole de ces pays; une étude récente de l'"Institute of Energy Economics -Tokyo" prévoit une capacité de production des pays du CCG de 1015 Mt/an en 2000, soit encore +90 Mt/an supplémentaire par rapport à notre étude (A titre de rappel, et selon les quotas de l'OPEP, les pays du CCG devraient produire jusqu'en Mai 1994 - de Sept. 93 à Mars 94 - 12,9 Mbbl/j soit une production annuelle équivalente à 645 Mt).

De très gros investissements (environ 70 G\$ d'ici 2000) sont prévus pour le développement des infrastructures de production du secteur des hydrocarbures, d'où une évolution importante des exportations pétrolières et gazières, et où la part des approvisionnements de l'Europe serait de plus en plus croissante (la part des pays du CCG a représenté 21% des importations pétrolières totales -toutes origines confondues- des pays de la CEE-12 en 1992).

Globalement, les perspectives d'exportations pétrolières des pays du CCG passeraient ainsi de 583 Mt en 1992 à 700 Mt en 2000 puis à 783 Mt en 2020. Pour le gaz naturel, elles seraient de 20 Gm³/an en 2000 et d'environ 45 Gm³/an en 2020 contre 5 Gm³ en 1992 par les EAU.

En réalité une des meilleures façons de dégager plus de possibilités d'exportations de pétrole à capacités égales de production, c'est de

promouvoir l'utilisation du gaz naturel dans la région. Tout d'abord parce que la plupart du gaz est associé, donc sa production est fatale à la montée en cadence de la production de pétrole et de ce fait toute quantité utilisée de ce gaz dégage une quantité supplémentaire de pétrole à l'exportation, qui a un coût de transport bien plus faible que le gaz et permet donc un prix net-back (et une marge pour le pays producteur) plus élevé.

De toute façon, la promotion de l'utilisation du gaz naturel localement n'affecterait en rien les possibilités d'augmentation des exportations gazières (le gaz est abondant et pas du tout entamé). Il ira à l'encontre de la forte croissance de la demande de gaz en Méditerranée et en Europe qui pourrait poser des problèmes d'approvisionnement à long terme en gaz. Les réserves européennes de gaz naturel sont en effet relativement limitées alors que des réserves très importantes existent, comme on l'a vu, entre autres dans ces pays de la péninsule Arabique et en Iran.

L'OME a effectué une étude comparative des coûts de transport du gaz naturel à longue distance par gazoduc et/ou GNL pour approvisionner l'Europe, car on assiste actuellement à une certaine prolifération des projets d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel sur très longue distance. En regardant de près ces projets d'approvisionnement, on s'aperçoit que sur 17 projets envisagés, 12 intéressent et/ou traversent des pays méditerranéens: six d'entre eux traversent la Turquie et les Balkans, et quatre l'Egypte. Il est toutefois vraisemblable qu'un nombre limité seulement de ces projets sera réalisé dans les deux prochaines décennies.

En effet, pour réduire les coûts unitaires de transport et profiter des économies d'échelle, les projets portent sur de grandes capacités qui requièrent des investissements très importants.

Ainsi, un projet d'approvisionnement lointain par gazoduc de 25-30 Gm³/an requiert un investissement de transport de 10 à 15 milliards de dollars, et un approvisionnement par GNL de 10-12 Gm³/an requiert un investissement d'environ 6 à 8 milliards de dollars. Les coûts techniques du transport lointain de gaz par gazoduc (distances entre 5000 et 6000 km), se situent entre 2,0 et 2,5 \$/MBTU. Les coûts techniques de transport par GNL ou par les variantes mixtes gazoduc/GNL, se situent entre 2,5 et 2,9 \$/MBTU, ce qui est supérieur aux coûts techniques par gazoducs, mais souvent inférieur aux coûts complets de transport par gazoduc compte tenu des droits de passage.

En ce qui concerne ces divers projets, les aspects économiques ne sont toutefois pas les seuls facteurs déterminants. Les aspects géopolitiques et la stabilité politique des pays producteurs ainsi que des pays traversés sont des éléments cruciaux pour des projets d'une telle envergure. Avec sensiblement les mêmes coûts, un transport par GNL réduit les problèmes

liés à la traversée de nombreux pays (droits de passage, risques politiques, etc...)

Dans le cadre des pays de la Péninsule Arabique et de l'Iran, le Bassin Méditerranéen pourrait encore voir croître son rôle comme zone de transit pour les nouveaux projets approvisionnant l'Europe, et qui peut devenir, ainsi, incontournable sur la scène gazière européenne.

Les pays du CCG disposent d'un important potentiel pétrolier et gazier, à la fois sur le plan de réserves gigantesques et sur le plan d'une importante infrastructure de production et d'exportation pétrolières. Mais également dans la région, on peut citer deux autres pays l'Iran et l'Irak qui sont aussi importants au point de vue des réserves, de la production et des exportations des hydrocarbures que les pays du CCG.

En effet, l'Iran et l'Irak disposent, à eux deux, d'environ 42% des réserves pétrolières et de 118% des réserves de gaz naturel du CCG. L'Iran et Irak ont produit 192 Mt de pétrole en 1992 soit 30% de celle des pays du CCG.

Les prévisions officielles iraniennes de production et d'exportation de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010 représenteraient le tiers de celle du CCG soit 213 Mt/an en 2000 et 266 Mt/an en 2010. Alors que la production du gaz naturel risque de dépasser celle du CCG avec 70 Gm³/an en 2000 et 180 Gm³/an en 2010. Les exportations de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010 sont aussi ambitieuses: 140 Mt/an pétrole en 2000 et 161 Mt/an (soit 22% des exportations du CCG) en 2010 contre 136 Mt actuellement, alors que pour le gaz naturel, elles seraient de 8 Gm³/an en 2000 et 45 Gm³/an en 2010.

PRODUCTION DE PETROLE (en Mt)

PETROLE (Mt)	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020
Arabie S.	436,0	468	510	567	13889
Bahreïn	1,8	3	4	5	91
EAU	113,0	128	147	169	3909
Koweït	35,4	128	149	156	3558
Oman	36,0	39	42	46	1141
Qatar	19,9	24	26	27	685
CCG	642,1	788	877	970	23273
Iran*	174	213	266		

* Prévisions iraniennes publiées à la CME, Madrid 1992

PRODUCTION DE GAZ NATUREL (Gm3)

GAZ (Gm3)	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020
Arabie S.	29,7	39,6	53,2	71,6	1366
Bahrein	5,0	5,5	7,3	9,2	188
EAU	22,0	30,5	36,5	40,0	927
Koweït	2,1	5,7	6,5	7,4	162
Oman	3,2	7,0	7,9	8,9	200
Qatar	8,3	17,6	46,2	53,3	920
CCG	70,4	105,9	157,6	190,4	3763
Iran*	15	70	180		

* Prévisions iraniennes publiées à la CME, Madrid 1992

EXPORTATIONS PETROLIERES (Mt)

Pétrole (Mt)	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
Arabie S.	375,0	400	407	411	11233
Bahrein	0,7	1	1	2	37
EAU	105,3	120	138	158	3664
Koweït	33,3	122	143	148	3405
Oman	34,2	36	38	39	1037
Qatar	18,4	22	23	28	628
CCG	583,3	701	750	783	20058
Iran*	136	140	161		

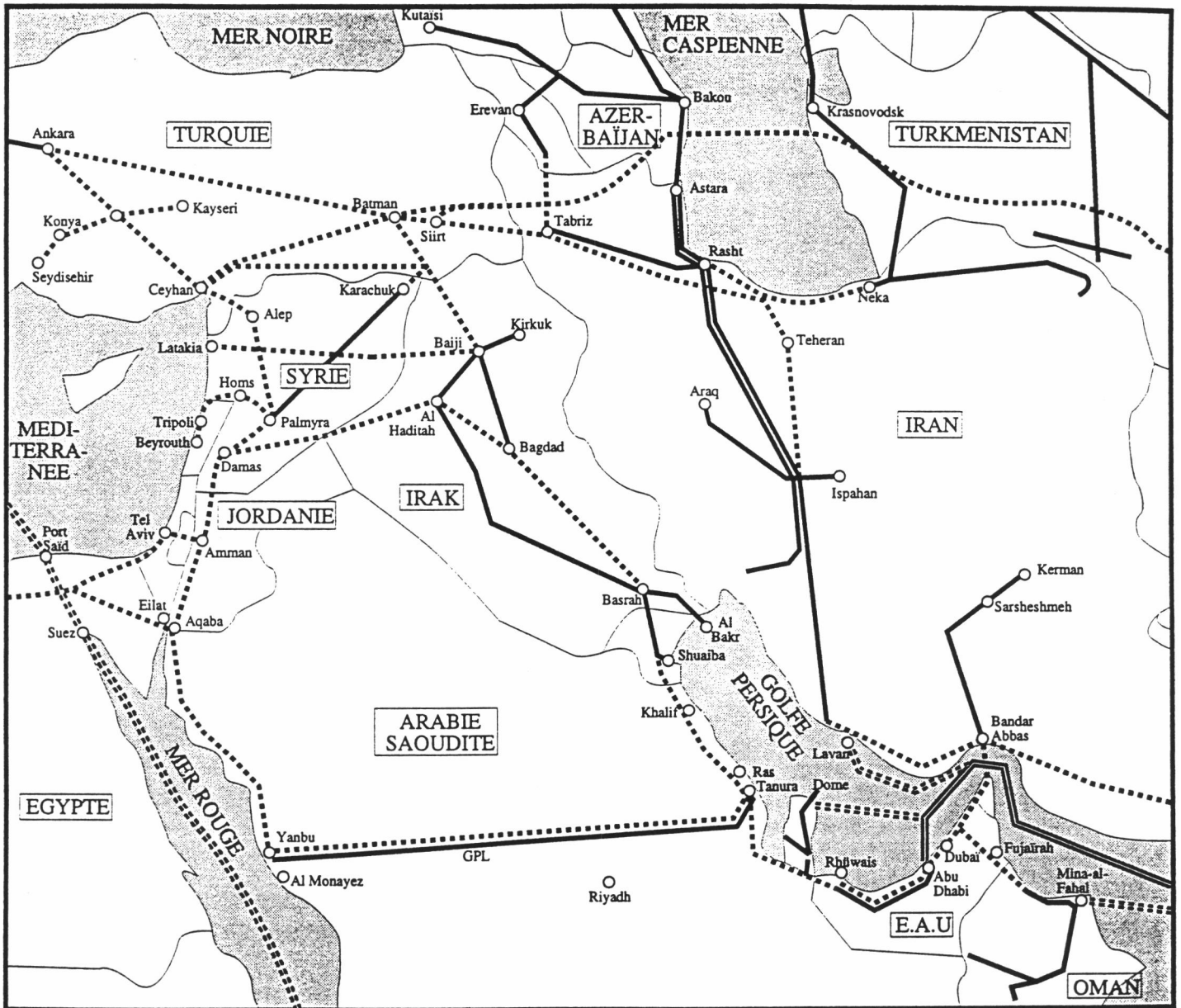
* Prévisions iraniennes publiées à la CME, Madrid 1992

EXPORTATIONS GAZIERES (Gm3)

Gaz (Gm3)	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
EAU	5,0	5,5	5,6	5,6	145
Oman		3,3	3,3	3,3	78
Qatar		8,8	34,3	37,3	616
CCG	5,0	17,6	43,2	46,1	840
Iran*	2	8	46		

* Prévisions iraniennes publiées à la CME, Madrid 1992

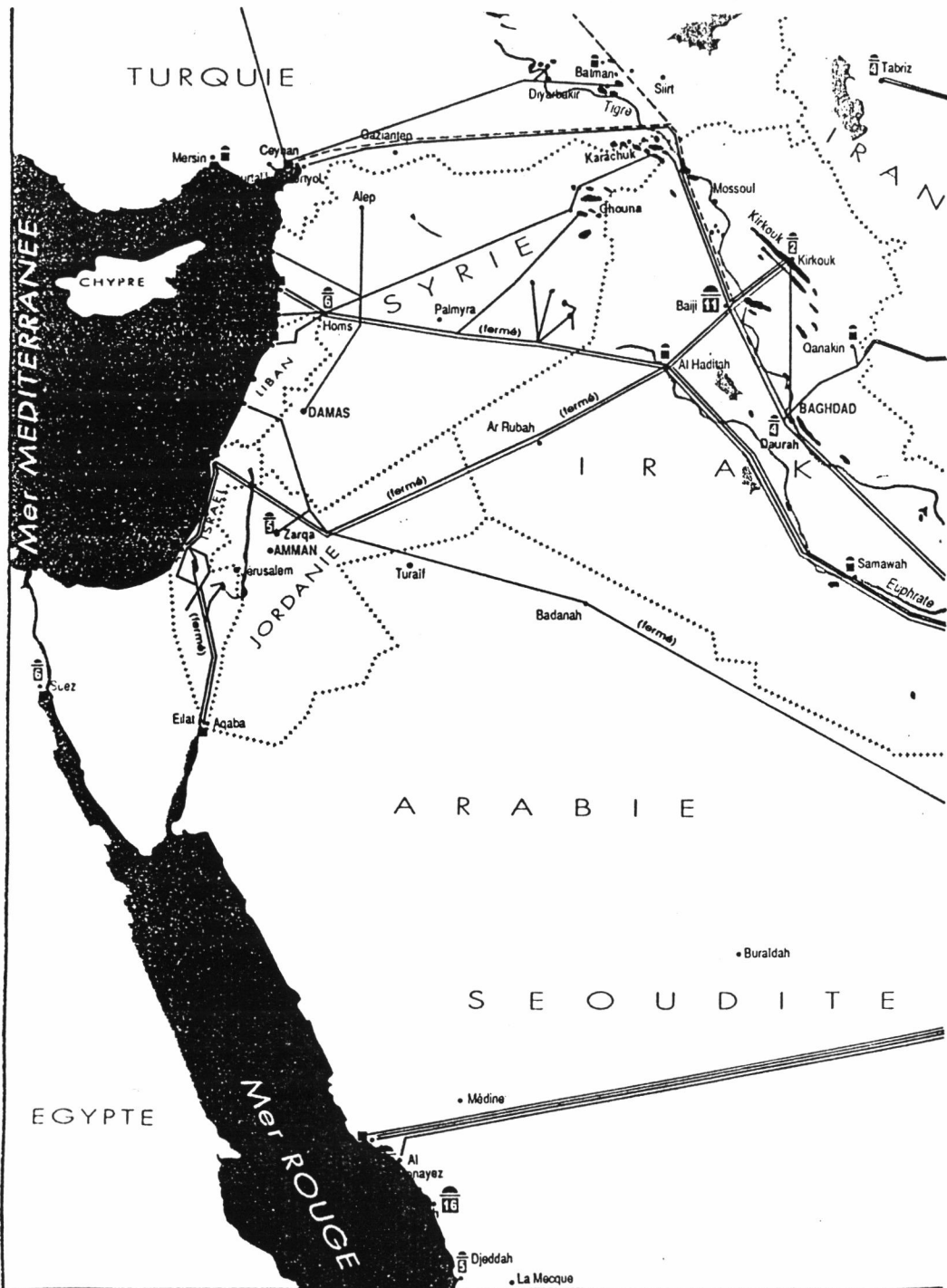
GAZODUCS ET LIGNES GNL EXISTANTS ET EN PROJET AU MOYEN-ORIENT



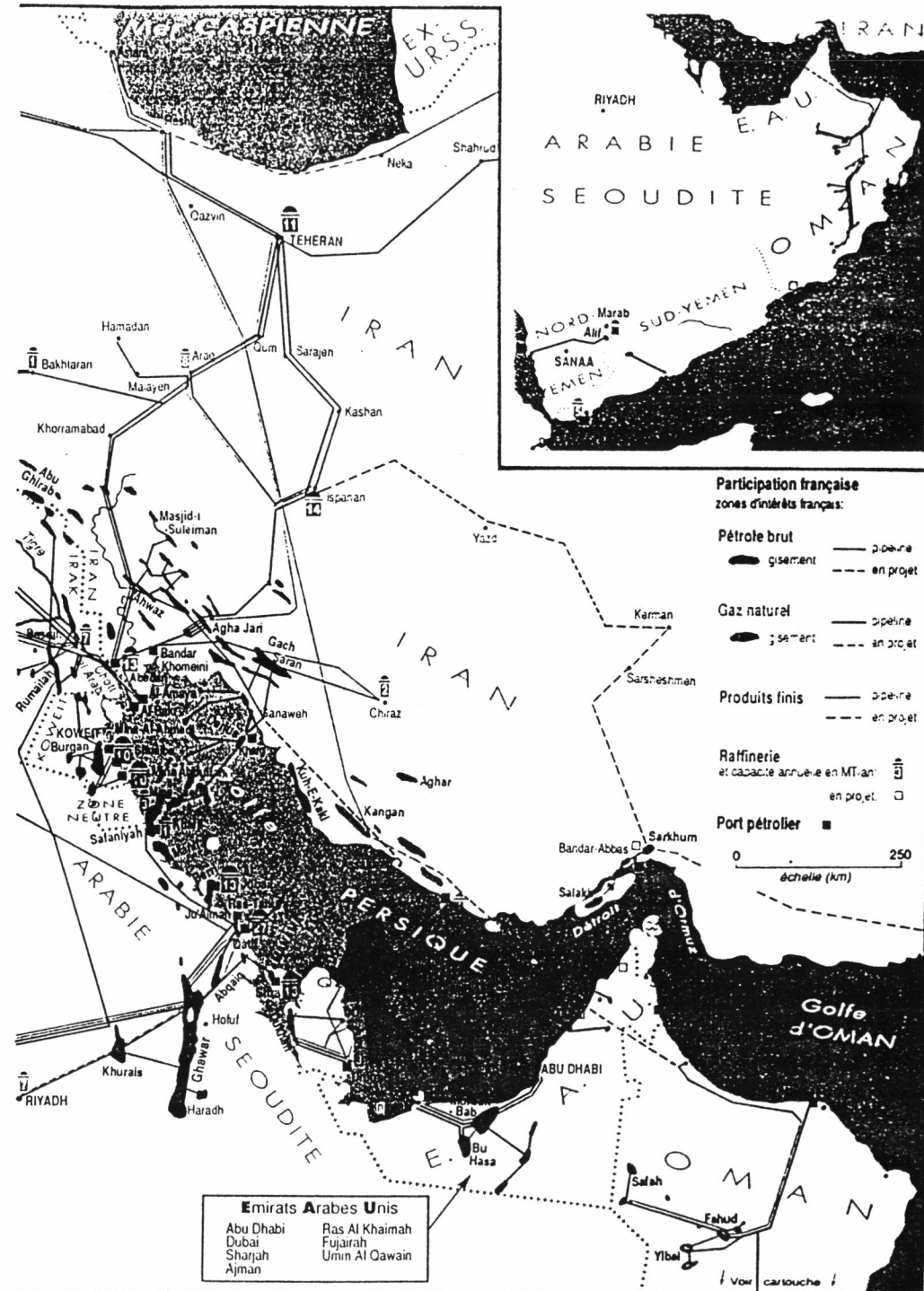
© Observatoire Méditerranéen de l'Energie
Février 1994

	En service	En projet
Gaz naturel	————
Ligne GNL	————

moyen-orient et golfe arabo-persique



situation début 1993



COMITE PROFESSIONNEL DU PETROLE

***CONCLUSION
GENERALE***

L'analyse des réserves, des ressources, de la production du pétrole et du gaz naturel ainsi que des capacités d'exportation des PSEM et des pays du Golfe a fait ressortir quelques points essentiels :

1) L'importance des réserves d'hydrocarbures des pays d'Afrique du Nord

Les réserves prouvées de pétrole brut et de condensats sont importantes, 6030 Mt à fin 1992 (Libye avec plus de 50% du total suivie par ordre décroissant des réserves par l'Algérie, l'Egypte, la Syrie et la Tunisie).

Les réserves prouvées de gaz naturel sont du même ordre de grandeur, soit 5650 Gm³ (5085 Mtep), et aussi concentrées que celles du pétrole. Mais cette fois, c'est l'Algérie qui est en tête avec 64% du total, suivie par ordre décroissant des réserves par la Libye, l'Egypte, puis la Syrie et la Tunisie.

Selon les experts, les ressources restant à découvrir pour ces cinq pays seraient de plus de 3330 Mt de pétrole et condensats, valeur supérieure à la moitié des réserves prouvées actuelles de ces pays); et celles de gaz naturel de 3400 Gm³, ce qui correspond à plus de la moitié des réserves prouvées de gaz actuelles. Dans un cas comme dans l'autre, il s'agit des valeurs moyennes des estimations de Masters et de BP; des valeurs plus élevées sont également données, liées à de plus faibles probabilités d'occurrence. Il est vraisemblable que ces valeurs soient raisonnablement conservatrices.

2) Sur le plan des approvisionnements et des échanges énergétiques

Les infrastructures existantes permettent actuellement des exportations totales toutes destinations confondues de 162 Mt de pétrole et de 37 Gm³ de gaz naturel. Les échanges entre les PSEM et l'Europe s'élèvent à plus de 92 Mt de pétrole et de produits pétroliers et de 35 Gm³ de gaz naturel, soit plus de 120 Mtep (en 1992). Les pays producteurs des PSEM fournissent ainsi plus de 24% des approvisionnements pétroliers des pays sud-européens (Portugal, Espagne, France, Italie et Grèce) et 42 % de leurs approvisionnements gaziers (Espagne, France, Italie et bientôt Portugal et Grèce).

L'Algérie exporte du gaz naturel, par méthaniers vers l'Espagne et la France (et bientôt vers la Turquie et la Grèce), et par gazoducs vers la Tunisie, l'Italie et la Slovénie (et bientôt vers l'Espagne et le Portugal). De son côté, la Libye exporte du GNL vers l'Espagne. Ces deux pays exportent actuellement 37 Gm³, dont 30 Gm³ à destination de l'ensemble France-Italie-Espagne, soit comme dit ci-dessus 42% des importations gazières de ces trois pays (73 Gm³ en 1992).

Pour continuer à développer les échanges gaziers entre les pays méditerranéens, en plus des 5 usines GNL (capacité actuelle de 35 Gm³/an), de nouveaux gazoducs sont en construction, entre l'Algérie et l'Italie (doublement du gazoduc Transmed), entre l'Algérie, le Maroc et l'Espagne (Gazoduc Maghreb- Europe), la capacité de ces deux gazoducs atteignant 40 Gm³/an, et éventuellement entre la Libye et l'Italie .

Au vu des profils de production de gaz naturel et de la demande des marchés intérieurs, les exportations gazières pourraient augmenter nettement, passant de 37 Gm³ en 1992 à plus de 100 Gm³ en 2020 selon le scénario projectif ou même 145 Gm³ selon le scénario alternatif.

Les PSEM producteurs ont exporté plus de 162 Mt de pétrole, dont 65 Mt ont été fournis aux pays sud-européens (Espagne, France, Italie, Grèce et Portugal), représentant 24% de leurs approvisionnements pétroliers.

De plus, certains pays de la Méditerranée orientale (Egypte, Turquie notamment) sont des pays de transit pour une partie des exportations pétrolières du Golfe (Canal de Suez, oléoduc Sumed, oléoduc Irak-Turquie).

Entre 1992 et 2020, les exportations pétrolières de ces pays resteraient à un niveau stable d'environ 150 à 160 Mt/an selon le scénario alternatif, mais pourraient éventuellement diminuer de 160 à 130 Mt/an selon le scénario projectif.

En gardant les mêmes profils de production de pétrole et de gaz dans les deux scénarios, les capacités d'exportation pourraient être augmentées si l'action était portée, dans les PSEM, sur la maîtrise de l'énergie afin de réduire la croissance de la demande locale. Cette hypothèse a été effectivement développée dans le scénario alternatif.

L'Algérie, l'Egypte, la Libye et la Syrie dégageraient ainsi des quantités additionnelles à l'exportation de 53 Mtep, dont 37 Mtep (40 Gm³) de gaz naturel et 16 Mt de pétrole (valeur en fin de période).

En ce qui concerne l'électricité, le Maroc, l'Algérie et la Tunisie sont déjà interconnectés, mais les échanges sont encore modestes (1,2 Twh en 1992, avec une capacité d'échange de 0,6 GW); ils pourraient dépasser 2 Twh en 1994/95.

La capacité nominale des interconnexions existantes dans tout le bassin méditerranéen avoisine 15 GW, dont seulement 0,7 GW pour les PSEM. Avec le développement de la production d'électricité, les PSEM ont entrepris d'interconnecter leurs réseaux électriques afin de développer les échanges. Les principaux projets concernent le renforcement des

interconnexions en 225 kV des pays de l'Afrique du Nord, du Maroc à l'Egypte, et la construction de lignes à 400 kV entre les pays de l'Est du Bassin, de l'Egypte à la Turquie, en passant par la Jordanie et la Syrie.

De plus les deux rives de la Méditerranée seront interconnectées grâce à la liaison décidée entre l'Espagne et le Maroc et, éventuellement la liaison entre la Tunisie et l'Italie, ainsi que la liaison éventuelle entre la Turquie et la Grèce.

Avec la mise en service de ces projets, la plupart des PSEM seront alors interconnectés grâce à une "boucle électrique" faisant le tour de la Méditerranée, et reliée au réseau européen.

Ces échanges de pétrole, de gaz naturel et d'électricité pourraient être accompagnés d'actions communes pour le financement des projets de production d'hydrocarbures et de construction des centrales, ainsi que de transferts de technologies, etc, et contribuer de façon importante au renforcement de la coopération entre les pays méditerranéens.

3) L'avantage de proximité des PSEM face à leur rôle de transit dans l'approvisionnement gazier de l' Europe.

Si, comme on peut le penser, de nouvelles découvertes de pétrole et de gaz naturel étaient réalisées au cours des prochaines années, il faut souligner que cette région bénéficie d'un important avantage de proximité.

Dans une étude séparée sur les approvisionnements lointains et à long terme en gaz naturel pour l'Europe, l'OME a comparé les coûts techniques (transports terrestres ou maritimes) et les problèmes (techniques, politiques, etc) d'approvisionnement à partir de sources lointaines, telles la péninsule de Yamal, les Républiques Centre Asiatiques (Turkménistan), l'Iran, le Qatar, Les Emirats Arabes Unis, l'Oman, etc. Il en ressort que le coût total unitaire de transport à travers de nouvelles chaînes GNL de grande taille entre l'Afrique du Nord et l'Europe du Sud, s'élèverait à 1,70-1,80 \$/MBTU, largement inférieur aux coûts d'approvisionnement des sources lointaines.

4) L'importance et le poids des pays du CCG dans les approvisionnements pétroliers

Les pays du Conseil de Coopération du Golfe (Arabie Séoudite, Bahrein, les Emirats Arabes Unis, Koweït, Oman et Qatar) disposent d'un important potentiel pétrolier et gazier: de gigantesques réserves prouvées d'hydrocarbures (plus de 62.200 Mt de pétrole et de 20.200 Gm³ de gaz, ces dernières très faiblement entamées), et de très importantes infrastructures de production et d'exportation.

Globalement 102 Mt de pétrole et de produits pétroliers ont été exportés en 1992 des pays du CCG vers les pays de la Communauté Européenne (CEE-12), soit 20,7% des importations totales communautaires, toutes origines confondues.

Pour développer les capacités d'échanges et d'exportation surtout dans le domaine du gaz naturel, encore relativement peu développé à ce jour, des projets GNL sont en cours ou envisagés au Qatar, en Oman, etc, complétant les installations actuelles d'Abu D'Habi (EAU).

La demande intérieure d'énergie primaire (pétrole et gaz) des pays du CCG pourrait passer de 120 à 332 Mtep/an entre 1992 et 2020, soit un accroissement important de 212 Mtep/an, et affecter plus ou moins les quantités exportables, qui ne progresseraient que de 250 Mtep/an (de 585 à 825 Mtep/an entre 1992 et 2020), et ceci malgré une augmentation sensible de la production, de 705 à 1145 Mtep/an (pétrole et gaz naturel), soit un accroissement de 440 Mtep/an.

De très gros investissements (environ 70 G\$ d'ici 2000) sont prévus pour le développement des infrastructures de production du secteur des hydrocarbures, pour permettre cet accroissement des exportations pétrolières et gazières, où la part des approvisionnements de l'Europe serait de plus en plus croissante.

En 1992, 642 Mt de pétrole ont été produits dans les pays du CCG dont plus de 85% par l'Arabie Séoudite et les Emirats Arabes Unis. D'ici 2000, en plus de l'Arabie Séoudite et des EAU, le Koweït aura achevé la réhabilitation de ses capacités de production (+ 93 Mt/an supplémentaires) et les pays du CCG pourraient ainsi atteindre 790 Mt pour une capacité prévue de 925 Mt à cet horizon. Cette production de pétrole pourrait atteindre 880 Mt/an en 2010 et 970 Mt/an en 2020.

Globalement, les perspectives d'exportations pétrolières passeraient ainsi de 583 Mt en 1992 à 700 Mt en 2000 puis à 783 Mt en 2020. Ces capacités seront-elles suffisantes pour faire face à l'accroissement des consommations mondiales?

Les perspectives d'exportation de gaz naturel des pays du CCG seraient de 20 Gm³/an en 2000 et d'environ 45 Gm³/an en 2020 contre 5 Gm³ en 1992 par les EAU.

En résumé, que ce soit comme source d'approvisionnement dont le rôle, déjà important, pourrait encore s'accroître, ou comme zone de transit pour de nouveaux projets plus lointains, les PSEM voient croître leur importance sur la scène gazière européenne. Une telle évolution peut constituer un facteur important de développement, et de stabilité, pour toute la région.

5) Le rôle de l'Irak et de l'Iran dans les approvisionnements pétroliers et gaziers de l'Europe

En plus dans la région du Golfe, on peut citer également deux autres pays l'Iran et l'Irak qui sont aussi importants au point de vue des réserves, de la production et des exportations des hydrocarbures que les pays du CCG.

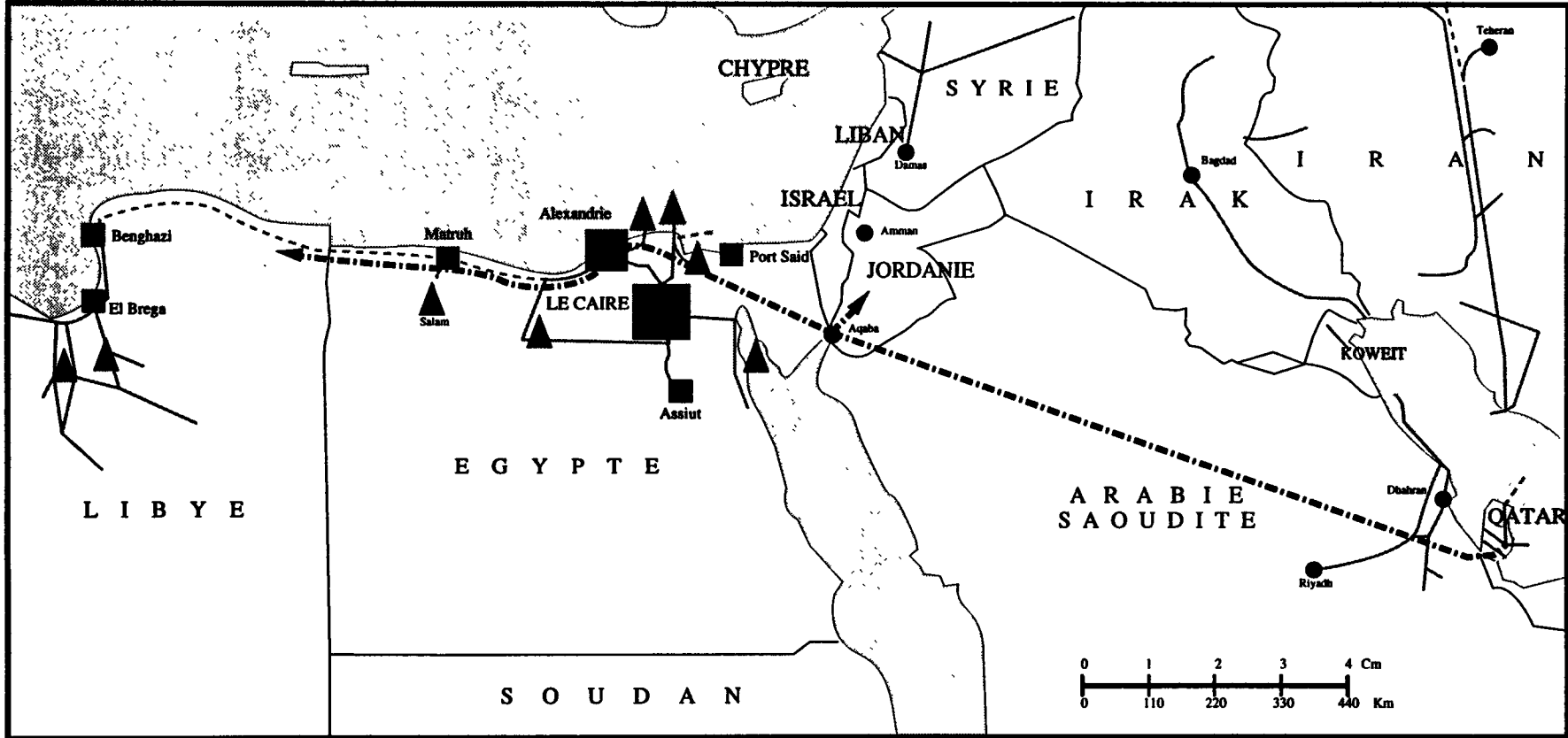
En effet, l'Iran et l'Irak disposent, à eux deux, d'environ 42% des réserves pétrolières et de 118% des réserves de gaz naturel du CCG. L'Iran et Irak ont produit 192 Mt de pétrole en 1992 soit 30% de celle des pays du CCG (en ce qui concerne l'Irak, la capacité de production pétrolière des années 80 était d'environ 180 Mt/an).

Les prévisions officielles iraniennes de production et d'exportation de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010 représenteraient le tiers de celle du CCG soit 213 Mt/an en 2000 et 266 Mt/an en 2010. Alors que la production du gaz naturel risque de dépasser celle du CCG avec 70 Gm³/an en 2000 et 180 Gm³/an en 2010.

Les exportations iraniennes de pétrole et de gaz naturel à Horizon 2010 sont aussi ambitieuses: 140 Mt/an pétrole en 2000 et 161 Mt/an (soit 22% des exportations du CCG) en 2010 contre 136 Mt actuellement, alors que pour le gaz naturel, elles seraient de 8 Gm³/an en 2000 et 45 Gm³/an en 2010.

L'ensemble de l'étude a bien montré l'enjeu de développement futur des échanges énergétiques entre l'Europe d'une part, les PSEM et les pays du Golfe et de l'Iran d'autre part; le Bassin Méditerranéen voit de plus en plus croître son rôle comme zone de transit pour les nouveaux projets approvisionnant l'Europe, et peut devenir, ainsi, incontournable sur la scène énergétique (et particulièrement gazière) européenne.

**Principaux Lieux de Production
et de Consommation de Gaz
en Egypte.
Horizon 2000
Connexions avec le Moyen Orient.**



Réalisation : Thomas GROLLIER
© O.M.E. 1992

Zones de Production de Gaz :	Zones de Consommation de Gaz :	Gazoducs :
▲ < 2 Milliards de M ³ /an	■ < 2 Milliards de M ³ /an.	— Gazoduc en Service.
▲ Entre 2 et 10 Milliards de M ³ /an.	■ Entre 2 et 7 Milliards de M ³ /an.	- - - Gazoduc en construction.
▲ > 10 Milliards de M ³ /an.	■ > 7 Milliards de M ³ /an.	— (avec des triangles) Gazoduc Trans Nord Africain en V1 SAOUDI



