



OBSERVATOIRE MÉDITERRANÉEN
DE L'ÉNERGIE

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

Résumé et conclusions

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

OME, Mai 1994

Cette étude est divisée en 3 volumes:

- le premier volume analyse la demande d'énergie dans les Pays du Sud et de l'Est Méditerranéen -PSEM¹ - (Horizons 2000-2010-2020), selon deux scénarios de développement (projectif et alternatif).

- le second volume traite l'offre d'énergie des PSEM et des pays du CCG ainsi que de l'Iran/Irak.

Sont traitées donc les réserves, les ressources et les perspectives de production de pétrole et de gaz naturel dans les PSEM, ainsi que les échanges pétroliers, gaziers et électriques.

Les 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 .

- le troisième volume récapitule les résultats des scénarios sous forme de tableaux chiffrés des bilans énergétiques de synthèse des PSEM et des pays du CCG.

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.

TABLE DES MATIERES

I - Introduction.....	1
II - Le développement socio-économique des PSEM.....	2
III - Le scénario projectif de demande d'énergie et d'électricité	3
a) La demande d'énergie primaire dans les PSEM.....	3
b) La demande d'électricité dans les PSEM.....	4
c) Conclusions sur les perspectives de demande d'énergie et d'électricité dans les PSEM.....	5
IV - Le scénario alternatif dans les PSEM.....	6
V - Réserves, Ressources et Perspectives de production de pétrole et de gaz dans les PSEM	8
a) Les réserves d'hydrocarbures.....	8
b) Les ressources d'hydrocarbures	10
c) La production d'hydrocarbures.....	11
VI - Les perspectives d'échanges de pétrole et de gaz des PSEM	12
a) Le pétrole.....	12
b) Le gaz naturel	13
VII - Approvisionnements gaziers lointains et à long terme en Europe : le rôle de la Méditerranée.....	15
VIII - Approvisionnements Pétroliers : l'importance et le poids des pays du Conseil de Coopération du Golfe et également de l'Iran et de l'Irak	16
X - Conclusions	23

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.

Les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée - PSEM - (notamment ceux d'Afrique du Nord et la Syrie) disposent, en effet, d'un important potentiel pétrolier et gazier.

Il convient de souligner leurs importantes réserves d'hydrocarbures (*des réserves prouvées à fin 1992 de 6030 Mt de pétrole et condensats et de 5650 Gm³ de gaz naturel*).

D'importantes infrastructures de production (217 Mt/an de pétrole et 66 Gm³/an de gaz naturel en 1992), et d'exportation vers l'Europe composées essentiellement de 5 usines GNL (capacité de 35 Gm³/an), de 20 méthaniers, de raffineries (capacité de 146 Mt/an) et de terminaux pétroliers.

Pour développer les échanges gaziers entre les pays méditerranéens, *de nouveaux gazoducs (capacité de 40 Gm³/an) 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. Et enfin, en 1995, une liaison d'interconnexion électrique entre le Maroc et l'Espagne entrera en fonction.*

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 DEVELOPPEMENT SOCIO-ECONOMIQUE DES PSEM

Le développement énergétique d'une région se situe évidemment dans ses perspectives de développement socio-économique.

Tout d'abord, quelques chiffres permettront de saisir l'ampleur du phénomène démographique dans les PSEM: leur population était de 70 Mhab en 1950, de 121 en 1971 et a atteint quelque 200 Mhab en 1991.

Selon les prévisions établies par la Division Population des Nations Unies à l'horizon 2020, la population des PSEM devrait atteindre quelque 340 millions d'habitants selon la variante moyenne (forte 370 Mhab et faible 300 Mhab). Les taux de croissance des prévisions nationales, respectivement de 2,5%, 1,9% et 1,5% pour les 3 décennies à venir conduiraient à une population de 350 Mhab en 2020.

Plus que les niveaux de populations, les chiffres peut-être les plus frappants sont les nombres d'emploi à créer au cours des prochaines décennies. Au total, chaque année, quelque 2,4 millions d'emplois masculins devraient être créés dans six pays étudiés (Algérie, Egypte, Maroc, Syrie, Tunisie, Turquie) d'ici 15 ans environ, contre 1,7 million actuellement. Mais la problématique ne s'arrête pas là, car si l'instruction féminine augmente - condition même de la baisse de la fécondité - il est probable qu'un nombre croissant de jeunes femmes se portera sur le même marché de l'emploi. Les chiffres précédents, qu'il faudrait majorer de 20 à 30% pour tenir compte de l'emploi féminin d'ici 2000, devraient l'être davantage pour 2005, peut être de 40% ou plus.

Les incertitudes restent importantes, et l'éventail des possibles est relativement ouvert. Mais il est évident que la démographie, l'emploi et la pression migratoire continueront à peser lourdement sur les perspectives de développement économique et social des PSEM.

En ce qui concerne le développement économique, les prévisions nationales indiquent un taux de croissance annuel moyen du PNB de 5,5% d'ici 2000 et 4,9% entre 2000 et 2010 puis 3,9% entre 2010 et 2020.

Compte tenu des besoins énormes à satisfaire, un tel développement peut être considéré comme relativement modeste.

En effet, à cause de la croissance démographique, un taux annuel moyen de croissance économique de 4,7% (2,8% à 5,7% selon les pays) entre 1991 et 2020 serait en fait insuffisant pour permettre un développement soutenu des PSEM. Le revenu per capita passerait entre 1991 et 2010 de 1540 à 2680 \$ (dollars 1987) puis à 3370 \$ en 2020. L'écart serait encore de 1 à 6 entre les deux rives de la Méditerranée à cet horizon.

Il convient ainsi de souligner les incertitudes qui pèsent sur le développement économique futur de ces pays. Un développement économique accéléré pourrait être possible dans le cadre d'une intégration économique forte avec l'Europe, ce qui amènerait des taux de croissance plus élevés de l'ordre de 7% par an (soit près de 5% pour le revenu per capita). Par contre la poursuite d'une crise socio-économique entraînerait une stagnation du taux de croissance autour de 3% par an, soit une quasi stagnation du revenu par capita.

III - LE SCENARIO PROJECTIF DE DEMANDE D'ENERGIE ET D'ELECTRICITE

A partir des projections faites par les compagnies nationales du secteur de l'énergie, l'OME a élaboré un scénario tendanciel dit "projectif" de la demande d'énergie et d'électricité dans les PSEM à l'horizon 2020.

A) LA DEMANDE D'ENERGIE PRIMAIRE

Dans l'hypothèse d'une croissance économique modérée, la demande d'énergie primaire de l'ensemble des PSEM de 155 Mtep en 1991, passerait à 244 Mtep en 2000 et 357 Mtep en 2010, puis 472 Mtep en 2020. La consommation d'énergie triplerait donc sur trente ans avec une progression de la consommation de 320 Mtep, ce qui est supérieur au total des exportations actuelles de pétrole et de gaz de ces pays.

Ceci montre bien l'enjeu de développer la production d'énergie dans ces pays et aussi de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie si l'on souhaite maintenir une capacité d'exportation.

La croissance moyenne annuelle de la consommation d'énergie serait ainsi de 5,2% jusqu'en 2000, de 3,9% entre 2000 et 2010 puis de 2,8% entre 2010 et 2020. La part de la production d'électricité dans la consommation d'énergie primaire passerait à 30% en 2000, 37% en 2010 et 41% en 2020, ce qui montre l'importance du développement du secteur électrique.

La consommation d'énergie par habitant dans ces pays est actuellement très faible: 780 kep en moyenne contre 2900 kep dans les pays de la rive Nord de la Méditerranée et elle resterait encore faible à l'horizon 2020 avec environ 1350 kep. Ce chiffre est inférieur à la consommation par habitant des pays de la rive Nord en 1971, 2080 kep.

La moitié de l'accroissement de la demande d'énergie primaire serait constituée de gaz naturel qui progresserait vivement entre 1991 et 2020 passant, de 33 Mtep à 177 Mtep (+144 Mtep). Le domaine d'utilisation majeur du gaz naturel serait le secteur de la production d'électricité, suivi par le secteur industriel et par le secteur résidentiel/tertiaire.

La demande de pétrole augmenterait également (les deux tiers par rapport au gaz) passant de 96 Mtep actuellement à 202 Mtep en 2020.

B) LA DEMANDE D'ELECTRICITE

En ce qui concerne les hypothèses de croissance de la consommation d'électricité dans les PSEM, le taux moyen prévu pour la période 1991-2000 est de 7,1%, certains pays ayant même des prévisions de plus de 8 % par an.

Là encore, la faible croissance économique depuis le début des années 90 a entraîné des taux de croissance réels nettement plus faibles, parfois inférieurs à 5%/an. On peut donc penser que les scénarios à l'horizon 2000 de consommation d'électricité sont optimistes (à moins d'une forte croissance économique vers la fin de la décennie).

Le taux moyen prévu pour la période 2000 à 2010 est de 6%, certains pays dépassant 6% comme la Turquie (7,6%), l'Algérie (6,6%) et la Syrie (6,4%). Pour la décennie 2010-2020, le taux moyen des PSEM serait de 3,7%/an, certains pays avoisinant les 5% (Tunisie, Egypte, Maroc, Syrie) et même plus de 6%/an (Algérie 6,3%).

Pour ce scénario projectif, la production totale d'électricité dans les PSEM pourrait ainsi passer de 194 Twh en 1991 à 358 Twh en 2000, 646 Twh en 2010 et 932 Twh en 2020 (correspondant au niveau actuel de production des pays de la rive Nord du Bassin Méditerranéen). En 30 ans la production d'électricité serait multipliée par cinq avec une augmentation de 737 Twh.

La consommation per capita passerait de 970 kwh/hab à 1440 kwh en 2000, 2140 kwh en 2010 puis 2660 kwh en 2020, mais resterait toujours faible par rapport aux consommations moyennes sur la rive Nord. En 2020, la consommation d'un habitant des PSEM serait encore à un niveau inférieur à celui d'un habitant de la rive Nord du Bassin Méditerranéen en 1971.

En ce qui concerne la structure de la production d'électricité, les projets concernent principalement des centrales au gaz naturel, les centrales au charbon étant prévues seulement en Turquie, en Israel et au Maroc.

La production d'électricité à partir du gaz naturel passerait ainsi de 55 Twh actuellement à 159 Twh en 2000 et 457 Twh en 2020. La consommation de gaz dans les centrales électriques atteindrait ainsi 103 Mtep en 2020, ce qui est considérable, contre seulement 14 Mtep en 1991.

La production électrique à partir des centrales au charbon pourrait quant à elle passer de 35 Twh en 1991 à 90 Twh en 2000 et 233 Twh en 2020. La production serait toutefois concentrée en Turquie qui représenterait 64 % du total et en Israel avec 24% du total .

Le développement des centrales au charbon pourrait toutefois être retardé du fait des contraintes environnementales (autorisation pour les sites, limitation des émissions dans l'atmosphère, etc) et du coût de ces centrales. Il faudrait de plus faire appel soit à du charbon national de très mauvaise qualité et de plus en plus coûteux (cas de la Turquie) soit à du charbon importé, ce qui pose le problème de la construction de ports charbonniers sur un littoral déjà très sollicité (villes, zones touristiques, etc).

Les besoins en nouvelles centrales représenteraient plus de 100 GW soit un investissement de près d'une centaine de milliards de \$, ce qui est considérable et ne pourra vraisemblablement être rendu possible que dans le cadre de partenariat avec des partenaires européens et étrangers.

C) CONCLUSIONS SUR LES PERSPECTIVES DE DEMANDE D'ENERGIE ET D'ELECTRICITE

En conclusion, les perspectives de consommation d'énergie et d'électricité dans les PSEM à horizon 2020 montrent une très forte croissance, liée au développement socio- économique attendu.

Toutefois cette croissance de la demande pourrait être ralentie par des contraintes sur la croissance de la production d'énergie et d'électricité étant donnée l'ampleur des investissements nécessaires pour la construction des infrastructures (développement de champs gaziers et pétroliers, gazoducs, centrales électriques, réseaux de distribution).

Les investissements totaux pourraient atteindre plus cent milliards de \$, alors que ces pays sont déjà lourdement endettés. Il faudra donc vraisemblablement développer des coopérations dans le secteur énergétique avec les pays européens.

Le développement de la demande intérieure d'énergie risque également de réduire les possibilités d'exportation d'hydrocarbures, d'où l'importance de promouvoir dans ces pays l'utilisation rationnelle de l'énergie et de l'électricité. Il serait ainsi possible, avec le même développement socio-économique, de limiter la croissance de la demande d'énergie.

IV - LE SCENARIO ALTERNATIF

Ce scénario repose sur l'utilisation de nouvelles technologies énergétiques plus efficaces dans l'ensemble des secteurs consommateurs: production d'électricité, industrie, transport, résidentiel/tertiaire .

Il a été estimé que la mise en oeuvre de ces technologies permettrait de réduire la demande d'énergie de 20% à 25% à l'horizon 2020 par rapport au scénario projectif.

Parmi les technologies à mettre en oeuvre on peut citer :

Dans le secteur de la production d'électricité: cycles combinés et unités de cogénération. A plus long terme, utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité (centrales géothermiques, solaires et éoliennes).

Dans le secteur industriel: nouveaux process performants (pétrochimie, aciéries, cimenteries, briqueteries, usines d'engrais, etc), et utilisation du gaz naturel et de l'électricité, qui permettent d'améliorer les rendements; utilisation de la cogénération

Dans le secteur des transports: promotion des transports publics, contrôle des moteurs, développement des véhicules utilisant les GPL et le gaz naturel comprimé (bus, taxis), développement du transport par train.

Dans le secteur résidentiel/tertiaire: bâtiments bioclimatiques, capteurs solaires, équipements électriques performants (lampes, électroménager), climatisation au gaz naturel, etc.

Le potentiel d'économie lié à la diffusion de ces technologies est très important :

L'utilisation massive des cycles combinés (à la place des centrales à vapeur), en supposant une augmentation de 90 Twh de la production avec ce type de centrale par rapport au scénario projectif, permettrait une économie de combustibles de 4,2 Mtep/an à l'horizon 2020.

Le développement de la cogénération dans les industries et les grands bâtiments (pour le chauffage et la climatisation) permettrait de produire, à l'horizon 2020, 138 Twh (hypothèse de 15% de la production totale d'électricité), d'où une économie de 13 Mtep/an grâce à la valorisation de la chaleur produite.

A l'horizon 2020, une politique volontariste de développement des centrales utilisant les énergies renouvelables (centrales géothermiques, éoliennes, centrales solaires thermiques et centrales photovoltaïques) permettrait d'atteindre une part de 10% de la production totale d'électricité. La production de ces centrales serait alors de 92 Twh avec 30 GW installés, ce qui permettrait d'économiser 21 Mtep/an. Un tel programme représenterait en moyenne sur la période 2000-2020 la mise en service de 1,5 GW par an (soit 15 unités de 100 MW), ce qui serait possible dans le cadre d'une coopération avec l'industrie européenne.

D'autre part, la valorisation du potentiel hydroélectrique de l'Afrique équatoriale permettrait grâce à la construction de lignes d'interconnexion électrique entre le site d'Inga au Zaïre et l'Égypte d'exporter 25 Twh par an vers l'Égypte, ce qui permettrait d'économiser 5,6 Mtep/an de combustibles.

L'énergie solaire pourrait également être largement utilisée pour le chauffage de l'eau sanitaire comme c'est déjà le cas en Grèce, à Chypre et en Israël (380 000 tep/an de combustibles économisés actuellement en Israël). Une hypothèse d'économie de 10% des consommations dans le secteur résidentiel/tertiaire grâce à l'utilisation massive des capteurs solaires pour le chauffage de l'eau permettrait ainsi des économies de l'ordre de 10 Mtep/an à l'horizon 2020.

En prenant en compte les technologies efficaces dans les usages finaux dans l'ensemble des secteurs (industrie, transport, résidentiel/tertiaire), la diffusion de technologies plus performantes permettrait une réduction de 25% de la demande finale en 2020 soit une économie d'environ 120 Mtep par rapport au scénario projectif.

A l'horizon 2020, la demande d'énergie serait alors seulement de 356 Mtep et d'électricité de 720 Twh contre 472 Mtep et 932 Twh pour le scénario projectif.

Ceci montre bien l'importance et l'intérêt de promouvoir dans ces pays la maîtrise de l'énergie grâce à une coopération étroite avec l'Europe.

Ces technologies dont la plupart sont déjà largement utilisées en Europe permettraient donc des économies d'énergie de 19 Mtep en 2000, 60 Mtep en 2010 et 120 Mtep en 2020

On peut comparer ces chiffres des économies d'énergie aux exportations actuelles de pétrole et de gaz de ces pays (Algérie, Libye, Egypte, Syrie et Tunisie) de 192 Mtep .

Le cumul des économies de combustibles serait, de 2000 à 2020, de 1200 Mtep, que l'on peut comparer aux réserves de gaz d'environ 5100 Mtep (5650 Gm3).

En réduisant la demande interne d'hydrocarbures, une telle politique permettrait d'augmenter les capacités d'exportation des PSEM. Globalement plus de 120 Mtep/an ne seraient pas consommées localement.

Plus précisément, l'Algérie, l'Egypte, la Libye et la Syrie dégageraient des quantités additionnelles à l'exportation de 53 Mtep dont 16 Mtep/an de pétrole et 37 Mtep de gaz naturel.

D'autre part, des pays comme la Turquie, le Maroc, Israel, la Jordanie, la Tunisie, le Liban et Chypre importeraient annuellement moins d'énergie, la réduction étant de 67 Mtep, dont 29 Mtep de pétrole, 26 Mtep de charbon et 12 Mtep de gaz naturel à l'horizon 2020.

V - RESERVES, RESSOURCES ET PERSPECTIVES DE PRODUCTION DE PETROLE ET DE GAZ

A) LES RESERVES D'HYDROCARBURES

Les réserves prouvées de gaz naturel ainsi que celles de pétrole et des liquides du gaz naturel pour les pays producteurs des PSEM sont de 5650 Gm3 de gaz naturel et de 6030 Mt de pétrole et condensats (selon OGJ à fin 1992). On peut constater que ces réserves, non négligeables, ne représentent néanmoins qu'environ 4,1% des réserves mondiales de pétrole et de gaz naturel.

Comparaison des réserves de pétrole et de gaz naturel

	Libye	Algérie	Egypte	Tunisie	Syrie	Total Région	Monde
Pétrole * (Mt)	3 178	1 493	876	233	247	6 028	136 581
Gaz naturel (Gm3)	1 306	3 617	435	92	198	5 648	138 060

* y compris les LGN

Source: Oil & Gas Journal (fin 1992)

En ce qui concerne le pétrole, on peut souligner que cinq pays disposent de réserves prouvées appréciables de pétrole brut et condensats: Algérie (1493 Mt), Egypte (876 Mt), Libye (3178 Mt), Syrie (250 Mt) et Tunisie (233 Mt), le total étant de 6030 Mt à fin 1992. La Libye à elle seule concentre plus de la moitié des réserves pétrolières.

Les réserves de gaz naturel sont aussi concentrées que celles du pétrole; mais cette fois, c'est l'Algérie qui est en tête avec 64% du total (5650 Gm³ pour les 5 pays), suivie par ordre décroissant des réserves par la Libye (1306 Gm³), l'Egypte (435 Gm³), puis la Syrie (200 Gm³) et la Tunisie (92 Gm³).

Ces chiffres des réserves de gaz naturel et de pétrole devraient continuer à croître, tant par des réestimations éventuelles que par de nouvelles découvertes, de nombreuses zones restant à explorer. Une intensification de l'exploration se traduit par l'octroi de permis d'exploration à des compagnies étrangères.

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 Algérie, de larges zones restent encore à explorer, 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.

En Egypte, en plus des zones traditionnelles du Golfe de Suez, du Delta, et, du Désert Occidental, de nouvelles zones seront explorées: le Sud du désert occidental, offshore, la région de Haute Egypte, le Sinaï et le littoral de la Mer Rouge. Cette politique pourrait permettre d'augmenter très nettement les réserves égyptiennes.

En Syrie, afin de développer les réserves, une politique active d'attribution de concessions et de promotion de l'exploration est menée par le gouvernement sur de nombreuses zones restant à explorer. Des licences d'exploration ont été octroyées sur les champs d'Al-Bishri, de Deir ez Zor, d'Ash Sham, etc.

B) LES RESSOURCES D'HYDROCARBURES

Les ressources restant à découvrir sont malheureusement beaucoup 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...

En ce qui concerne les estimations des ressources restant à découvrir de gaz naturel et de pétrole, le groupe Masters de l'USGS (1991) et la BP (1992) les ont étudiées en distinguant 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).

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

RESSOURCES RESTANT A DECOUVRIR

	Algérie	Libye	Egypte	Tunisie	Syrie	Total Région
Gaz Naturel (Gm3)	910	762	856	493	400	3421
Pétrole * (Mt)	671	1151	698	562	247	3329

Source: (1) BP 1992 (valeurs moyennes) pour l'Algérie

(2) Masters 1991 (valeurs moyennes) pour la Libye, l'Egypte et la Tunisie

(3) Perrodon-Laherere 1992 pour la Syrie

* y compris les LGN

La valeur moyenne des ressources de gaz naturel restant à découvrir serait 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 pour la Syrie de 400 Gm3. Globalement (3420 Gm3), cela représente 61% des réserves prouvées actuelles.

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 les valeurs moyennes de 910 Gm³ pour le gaz naturel et 616 Mt pour le pétrole (dans ses hypothèses de travail).

C) LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES

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

- Production de gaz naturel (des 5 pays producteurs): elle passerait de 66 Gm³ en 1992 à 242 Gm³ en 2020.

La croissance serait forte en Algérie, en Egypte et en Libye. La production cumulée de gaz naturel, sur la période, serait de 4540 Gm³ 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 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.

- Production pétrolière: elle a été de 212 Mt en 1992, en deça de la capacité installée dans ces pays (moins de 80% des capacités).

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), en Egypte (environ 50 Mt/an), en évolution en Syrie (25 Mt/an) et relativement faibles en Tunisie (5 à 6 Mt/an). Au cours des années 70 et 80, la Libye et l'Algérie sont arrivées à produire à un rythme équivalent à ces capacités.

Selon ces perspectives, la production de pétrole (tableau ci-dessous) resterait à un niveau stable ou augmenterait légèrement à 220-230 Mt/an sur la période 1992 à 2020. La production cumulée (y compris les GPL issus du gaz naturel) sur la période 1992-2020 serait de 6110 Mt dont 2200 Mt pour la Libye, 1800 Mt pour l'Algérie, 1060 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 restant à découvrir (valeurs moyennes estimées par l'USGS), 4310 Mt pour la Libye et 2200 Mt pour l'Algérie, 1570 Mt pour l'Egypte et 800 Mt pour la Tunisie.

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). L'intensification de l'exploration devrait accroître la taille des ressources.

VI - LES PERSPECTIVES D'ECHANGES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL

Les 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).

A) LE PETROLE

En ce qui concerne le pétrole, les pays producteurs du Sud et de l'Est de la Méditerranée ont exporté plus de 162 Mt dont 92 Mt de pétrole brut et de produits pétroliers ont été exportés en 1992 vers l'Europe: entre autres du pétrole brut et des produits pétroliers à destination des pays sud-européens comme l'Espagne (8,2 Mt), la France (10,8 Mt), de l'Italie (41,6 Mt), de la Grèce (3,5 Mt) et du Portugal (1,6 Mt), mais 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.

Il faut souligner aussi que certains pays de l'Est méditerranéen (Egypte et Turquie) sont des pays de transit pour une partie des exportations pétrolières du Golfe (Canal de Suez, oléoduc Sumed, oléoduc Irak-Turquie).

Les exportations pétrolières des PSEM 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 était portée, dans les PSEM, sur la maîtrise de l'énergie afin de réduire la croissance de la demande locale. C'est ce qui a été 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.

B) LE GAZ NATUREL

En ce qui concerne le gaz naturel, l'Algérie et la Libye exportent actuellement 37 Gm³ dont 30 Gm³ à destination de l'ensemble France-Italie-Espagne soit 42% de leurs importations (73 Gm³ en 1992).

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 vers l'Espagne et le Portugal). De son côté, la Libye exporte du GNL vers l'Espagne.

Pour développer les échanges gaziers entre les pays méditerranéens, en plus des 5 usines GNL (capacité de 35 Gm³/an), de nouveaux gazoducs (capacité initiale de 40 Gm³/an) 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.

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 104 Gm³ en 2020 selon le scénario projectif ou 145 Gm³ selon le scénario alternatif de la demande intérieure.

En gardant les mêmes profils de production de gaz naturel dans les deux scénarios, les capacités d'exportation pourraient être augmentées dans le cadre du scénario alternatif d'environ 40 Gm³/an supplémentaires en 2020 par l'Algérie, l'Égypte, la Libye et la Syrie. Ceux-ci seraient économisés sur les consommations intérieures grâce aux mesures de maîtrise de l'énergie.

PRODUCTION DE GAZ NATUREL (en Gm3)

GAZ (Gm3)	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020	Réserves+ Ressources
Algérie	49,7	88	101	112	2562	4527
Egypte	8,7	19	31	47	750	1291
Libye	6,2	17	35	55	802	2068
Syrie	1,5	9	15	23	354	598
Tunisie	0,3	2	3	5	73	585
TOTAL	66	134	185	242	4542	9069

PRODUCTION DE PETROLE (en Mt)

PETROLE (Mt)	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020	Réserves+ Ressources*
Algérie	62,2	64	66	65	1803	2156
Egypte	46,2	41	35	33	1068	1570
Libye	75	75	80	85	2202	4307
Syrie	23,2	30	36	43	939	491
Tunisie	5,4	4	3	3	100	793
TOTAL	212	213	219	229	6112	9318

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

EXPORTATIONS PETROLIERES (Mt)

Pétrole (Mt)	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
Algérie	52,2	51	47	38	1317
Egypte	23,7	15	7	0	301
Libye	68,6	66	70	74	1940
Syrie	14,4	20	20	19	532
Tunisie	1,7				
TOTAL	161	151	144	131	4090

EXPORTATIONS GAZIERES (Gm3)

GAZ (Gm3)	1992	2000	2010	2020	Cumul Export 1992-2020
Algérie	35,2	66	72	72	1797
Libye	1,8	7	20	31	416
Total	37	73	92	103	2279

VII - APPROVISIONNEMENTS GAZIERS LOINTAINS ET A LONG TERME EN EUROPE : LE ROLE DE LA MEDITERRANEE

La croissance forte de la demande de gaz naturel en les pays méditerranéens et dans les pays européens, posera des problèmes d'approvisionnement à long terme en gaz.

Les réserves européennes sont en effet relativement limitées alors que des réserves très importantes existent en Russie, en Iran, dans les pays de la péninsule Arabique, en Asie Centrale et au Nigéria. Ces nouvelles sources de gaz sont toutefois très éloignées, nécessitant des routes de plus en plus longues et traversant de nombreux pays. 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...)

Ces approvisionnements lointains ne doivent pas pour autant faire oublier l'Afrique du Nord: des découvertes intéressantes se succèdent depuis quelque temps en Egypte, 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.

Il est évident que 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'élève à 1,70-1,80 \$/MBTU, ce qui est largement inférieur aux coûts d'approvisionnements des sources lointaines évoquées ci-dessus.

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 donc 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.

VIII - APPROVISIONNEMENTS PETROLIERS : L'IMPORTANCE ET LE POIDS DES PAYS DU CCG

Le Conseil de Coopération du Golfe (CCG) a été créé en 1981 entre les six pays: Arabie Séoudite, Bahrein, les Emirats Arabes Unis² Koweït, 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.

Nous rappelons ci-après quelques indicateurs socio-économiques principaux en 1991 pour les pays du CCG: un PNB total de 162 G\$ (\$1987) avec un PNB per capita de 7440 \$, une population de 21,8 Mhab, une production d'énergie primaire de 700 Mtep, une consommation interne d'énergie primaire de 120 Mtep soit 5300 kep/hab/an 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.

² Les Emirats Arabes Unis (EAU) sont formés (en 1971) par Abou D'habi, Dubai, Sharjah, Fujairah, Umm al-Qaiwain, Ajman et Ras-al-Khaimah.

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.

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.

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

Il existe de grandes infrastructures de production dans les pays du CCG (de l'ordre de 700 Mt/an de pétrole et de gaz) et d'exportation (de l'ordre de 600 Mt/an) composées 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).

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).

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 des pays du CCG en matière de pétrole et de gaz naturel.

Dans l'hypothèse d'une croissance économique modérée, la demande d'énergie primaire 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.

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.

En réalité une des meilleures façons de dégager plus de possibilités d'exportations à capacités égales 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.

Le développement des capacités d'exportation 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).

La capacité installée de production de pétrole du CCG devrait passer de 640 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).

- 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.

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 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.

Iran et Irak

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).

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 pou l'Iran), soit une production représentant 30% de celle des pays du CCG actuellement. En ce qui cencerne 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'Énergie 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).

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% des exportations 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 les exportations du CCG) en 2010.

CONCLUSION

La demande intérieure d'énergie primaire 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 à partir de ces pays, qui ne progresseraient que de + 250 Mt/an (de 585 à 812 Mt/an entre 1992 et 2020), et ceci malgré une augmentation sensible de la production de 705 à 1145 Mt/an soit un accroissement de + 440 Mt/an.

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 +85 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 Mbbbl/j soit une production annuelle équivalente à 645 Mt).

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.

PRODUCTION DE PETROLE (en Mt)

PETROLE (Mt)	1992	2000	2010	2020	Cumul Prod. 1992-2020
Arabie S.	436,0	468	510	567	13889
Bahrein	1,8	3	4	5	91
EAU	113,0	128	147	169	3909
Koweit	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
Koweit	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
Koweit	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

X - CONCLUSIONS

L'analyse des perspectives énergétiques des PSEM fait ressortir quelques points essentiels:

1) L'importance du développement démographique, la population devant croître de 200 Mhab actuellement à plus de 340 Mhab en 2020.

Plus que les niveaux de populations, les chiffres peut-être les plus frappants sont les nombres d'emploi à créer au cours des prochaines décennies. Au total, chaque année, quelque 2,4 millions d'emplois masculins devraient être créés dans six pays étudiés (Algérie, Egypte, Maroc, Syrie, Tunisie, Turquie), d'ici 15 ans environ, contre 1,7 million actuellement, à éventuellement majorer de 20 à 30% pour tenir compte de l'emploi féminin d'ici 2000, et davantage pour 2005, peut être 40% ou plus.

2) La nécessité d'un développement économique accéléré et les incertitudes qui pèsent sur ce futur développement économique, étant donnée la crise actuelle.

La démographie, l'emploi et la pression migratoire continueront à peser lourdement sur les perspectives de développement et social des PSEM.

3) La forte croissance de la demande d'énergie qui pourrait passer de 155 Mtep à 472 Mtep en 2020; un tel développement rend impérative une forte croissance de la production d'hydrocarbures si l'on veut éviter une baisse des exportations.

4) La croissance de la production d'électricité de 194 Twh à près de 932 Twh en 2020; cet essor très important est lié au développement socio-économique attendu mais pourrait être limité par une politique active d'utilisation rationnelle d'électricité.

5) La croissance de la capacité de production électrique d'ici 2020 pourrait être de l'ordre d'une centaine de GW, ce qui représente un investissement d'une centaine de milliards de \$; étant donné l'endettement des PSEM, de tels investissements ne pourraient être réalisés que dans le cadre de partenariat avec les compagnies d'électricité, les industriels et les banques des pays développés.

6) Cet essor très important dans les consommations d'énergie et d'électricité montre bien l'importance et l'intérêt de promouvoir la maîtrise de l'énergie grâce à une coopération étroite avec l'Europe.

En réduisant la demande interne d'hydrocarbures grâce la diffusion de technologies plus performantes (déjà largement utilisées en Europe) dans les usages finaux dans l'ensemble des secteurs (industrie, transport, résidentiel/tertiaire), une telle politique permettrait d'augmenter les capacités d'exportation des PSEM.

A l'horizon 2020, la demande d'énergie des PSEM dans un tel scénario alternatif serait alors de 356 Mtep et d'électricité de 720 Twh contre 472 Mtep et 932 Twh pour le scénario projectif.

Globalement plus de 120 Mtep/an pourraient être économisées localement. Plus précisément, l'Algérie, l'Egypte, la Libye et la Syrie dégageraient des quantités additionnelles à l'exportation de 53 Mtep dont 16 Mtep/an de pétrole et de 37 Mtep de gaz naturel.

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

Les réserves prouvées de pétrole brut et condensats sont importantes, 6030 Mt à fin 1992 (par ordre décroissant dans les 5 pays producteurs des PSEM: Libye avec plus de 50% du total suivie de l'Algérie, de l'Egypte, de la Syrie et de la Tunisie). Celles du gaz naturel sont aussi concentrées que celles du pétrole, 5650 Gm³ (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 (valeurs moyennes des estimations de Masters et de BP) pour ces 5 pays, *des ressources restant à découvrir sont de plus de 3330 Mt de pétrole et condensats, ce qui dépasse la moitié des réserves prouvées actuelles de ces pays; et celles du gaz naturel restant à découvrir sont de 3400 Gm³, ce qui correspond à plus de la moitié des réserves prouvées de gaz actuelles.*

8) Sur le plan des approvisionnements et des échanges énergétiques:

Les 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).

En ce qui concerne **le gaz naturel**, 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 l'Espagne et le Portugal). De son côté, la Libye exporte du GNL vers l'Espagne. Ces deux pays exportent 37 Gm³ actuellement dont 30 Gm³ à destination de l'ensemble France-Italie-Espagne soit 42% de leurs importations (73 Gm³ en 1992).

Pour développer les échanges gaziers entre les pays méditerranéens, en plus des 5 usines GNL (capacité de 35 Gm³/an), de nouveaux gazoducs (capacité initiale de 40 Gm³/an) 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.

Au vu des 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 104 Gm³ en 2020 selon le scénario projectif ou 145 Gm³ selon le scénario alternatif de la demande intérieure.

En ce qui concerne **le pétrole**, les pays producteurs du Sud et Est de la Méditerranée ont exporté plus de 162 Mt dont 65 Mt ont été fourni aux pays du Sud-européens (Espagne, France, Italie, Grèce et Portugal) soit 24% de leurs approvisionnements pétroliers.

Il faut souligner que les pays de l'Est méditerranéen sont des pays de transit pour une partie des exportations pétrolières du Golfe (Canal de Suez, oléoduc Sumed, oléoduc Irak & Turquie).

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

En gardant ces mêmes profils de production de pétrole et de gaz entre les deux scénarios, 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 a été développé 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.

En ce qui concerne **l'électricité**, au Maghreb où le Maroc, l'Algérie et la Tunisie sont interconnectés, les échanges sont encore modestes (1,2 Twh en 1992 avec une capacité d'échanges de 0,6 GW) et pourraient dépasser les 2 Twh d'ici 1994/95 (la capacité nominale des interconnexions existantes dans 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'Égypte, et la construction des lignes à 400 kV entre les pays de l'Est du Bassin, de l'Égypte 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.

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

9) L'avantage de proximité des PSEM et leur rôle de transit dans l'approvisionnement gazier de l'Europe: 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 de transport à travers 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, 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.

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

Les pays du CCG disposent d'un important potentiel pétrolier et gazier; de gigantesques réserves prouvées d'hydrocarbures (62200 Mt de pétrole et 20200 Gm³ de gaz très faiblement entamées) et de très grandes 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% de leurs importations totales toutes origines confondues.

Pour développer les capacités d'échanges et d'exportation surtout dans le domaine du gaz naturel très faiblement développé, des projets GNL sont envisagés au Qatar, à Oman et aux EAU.

La demande intérieure d'énergie primaire (pétrole et gaz) des pays du CCG, qui passe de 120 à 332 Mtep/an entre 1992 et 2020 soit un accroissement important de + 212 Mtep/an, affecte plus ou moins les quantités exportables, qui progresseraient uniquement 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 (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, 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.

En 1992, 642 Mt de pétrole sont 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.

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.

11) 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 et les PSEM qui occupent également une position stratégique de transit dans les échanges énergétiques entre l'Europe et les pays du Golfe et de l'Iran; 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.

Consommation d'énergie primaire en 1991 (Mtep)

1991	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucl.	Hydro	TOTAL
Turquie	17,6	22,9	3,5	0	2,0	46,1
Syrie	0	8,8	1,4	0	0,1	10,3
Israël	2,5	8,3	0	0	0	11,3
Jordanie	0	3,1	0	0	0	3,1
Egypte	0,7	22,4	7,4	0	0,9	31,4
Libye	0	6,3	4,1	0	0	10,3
Tunisie	0,1	3,7	0,9	0	0	4,7
Algérie	0,7	9,5	15,5	0	0	25,6
Maroc	1,2	5,7	0	0	0,1	7,1
Chypre	0,1	1,6	0	0	0	1,7
Malte	0,2	0,4	0	0	0	0,6
Liban	0	2,7	0	0	0	2,9
PSEM	23,1	95,5	32,7	0	3,1	154,5

Production d'électricité en 1991 (Twh)

1991: PRODUCTION D'ELECTRICITE PAR SOURCE						Twh
Pays	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucl.	Hydro	Total
Turquie	21,6	3,3	12,6	0	22,8	60,3
Syrie	0	7,1	3,7	0	1,6	12,4
Israël	11,3	10,0	0	0	0	21,3
Jordanie	0	3,7	0	0	0	3,7
Egypte	0	19,4	16,8	0	9,9	46,1
Libye	0	8,0	3,8	0	0	11,8
Tunisie	0	3,9	1,7	0	0,1	5,7
Algérie	0	0,6	16,1	0	0,3	17,1
Maroc	1,8	6,2	0	0	1,2	9,2
Chypre	0	2,1	0	0	0	2,1
Malte	0,6	0,5	0	0	0	1,1
Liban	0	2,4	0	0	0,6	3,0
PSEM	35,4	67,3	54,6	0	36,4	193,7

Scénario Projectif
Consommations d'énergie primaire en 2000-2010-2020 (Mtep)

2000	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro	TOTAL
Turquie	27,0	32,0	18,2	0	3,6	80,8
Syrie	0	10,0	7,9	0	0,3	18,3
Israël	7,8	7,9	0	0	0	15,7
Jordanie	0	4,9	0,26	0	0	5,2
Egypte	0,9	25,8	17,1	0	0,9	44,7
Libye	0	9,0	9,0	0	0	18,0
Tunisie	0,1	5,1	3,1	0	0	8,4
Algérie	1,1	13,0	20,0	0	0,1	34,1
Maroc	2,9	6,7	1,6	0	0,2	11,4
Chypre	0,1	2,3	0	0	0	2,4
Malte	0,2	0,5	0	0	0	0,8
Liban	0	3,8	0	0	0	4,1
Sud & Est	40	121,0	77,1	0	5,2	243,4

2010	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro	TOTAL
Turquie	44,0	45,8	27,8	3,7	6,6	127,9
Syrie	0	17,0	14,0	0	0,6	31,6
Israël	12,5	8,5	0	0	0	21,0
Jordanie	0	6,6	0,42	0	0	7,0
Egypte	1,2	27,7	28,4	0,0	1,0	58,3
Libye	0	10,0	14,2	0	0	24,2
Tunisie	0,1	6,2	4,7	0	0	11,1
Algérie	1,2	19,0	27,0	0	0,1	47,1
Maroc	5,6	8,9	3,5	0	0,4	18,3
Chypre	0,1	3,4	0	0	0	3,5
Malte	0,4	0,8	0	0	0	1,2
Liban	0,0	5,7	0	0	0	6,0
Sud & Est	65	159,5	120	3,7	8,6	356,7

2020	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro	TOTAL
Turquie	51,9	56,6	36,3	3,7	9,0	157,5
Syrie	0	23,8	21,1	0	1,0	45,9
Israël	12,9	9,2	1,8	0	0	23,9
Jordanie	0	8,8	0,44	0	0	9,3
Egypte	1,4	32,5	42,5	0	1,0	77,4
Libye	0	11,1	22,4	0	0	33,5
Tunisie	0,1	7,5	7,6	0	0	15,3
Algérie	1,3	27,8	36,4	0	0,1	65,6
Maroc	9,1	11,8	8,1	0	0,5	29,5
Chypre	0,1	4,5	0	0	0	4,7
Malte	0,6	1,1	0	0	0	1,6
Liban	0,0	7,6	0	0	0	8,1
Sud & Est	77,4	202,3	176,7	3,7	11,6	471,8

* certains chiffres sont arrondis et de ce fait certains totaux peuvent ne pas correspondre.

SCENARIO ALTERNATIF: Consommations d'énergie primaire Horizon 2020 (Mtep)

2000	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	23,9	29,2	16,4	0	4,0	73,5
Syrie	0	9,3	7,3	0	0,4	17,0
Israël	6,5	7,6	0,4	0	0,1	14,6
Jordanie	0	4,6	0,3	0	0	4,8
Egypte	0,9	24,0	15,5	0	1,1	41,6
Libye	0	8,3	8,3	0	0,1	16,7
Tunisie	0,1	5,1	2,8	0	0	8,1
Algérie	1,0	12,0	18,6	0	0,1	31,7
Maroc	2,4	6,7	1,4	0	0,3	10,8
Chypre	0,1	2,1	0	0	0	2,2
Malte	0,2	0,5	0	0	0	0,7
Liban	0	3,6	0	0	0	3,6
Sud & Est	35,1	113,1	71,0	0	6,2	225,5

2010	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	36,0	34,6	23,5	0	7,3	101,4
Syrie	0	15,1	12,0	0	0,7	27,8
Israël	10,5	7,3	0,6	0	0,4	18,8
Jordanie	0	5,4	0,4	0	0,1	5,9
Egypte	1,1	23,2	24,2	0	1,4	49,9
Libye	0	9,0	11,6	0	0,3	20,9
Tunisie	0,1	5,3	4,2	0	0,0	9,7
Algérie	1,0	15,9	22,2	0	0,4	39,4
Maroc	4,1	7,4	3,8	0	0,6	15,9
Chypre	0,1	2,9	0	0	0	3,0
Malte	0,3	0,8	0	0	0	1,1
Liban	0	4,3	0	0	0,1	4,5
Sud & Est	51,7	131,2	102,4	0	11,5	296,8

2020	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	35,7	38,3	26,6	0	10,2	110,8
Syrie	0	21,2	15,8	0	1,2	37,7
Israël	7,2	7,8	1,3	0	1,2	17,4
Jordanie	0	6,5	0,4	0	0,2	7,2
Egypte	1,3	24,9	30,7	0	1,4	60,4
Libye	0	9,6	15,5	0	1,0	26,1
Tunisie	0,1	5,8	6,2	0	0,2	12,4
Algérie	1,0	23,4	23,8	0	1,5	49,8
Maroc	4,6	9,7	8,0	0	0,9	23,2
Chypre	0,1	3,6	0	0	0,1	3,7
Malte	0,3	1,0	0	0	0	1,4
Liban	0	5,4	0	0	0,2	5,6
Sud & Est	50,3	157,4	128,3	0	17,6	355,7

Scenario Alternatif : PRODUCTION D'ELECTRICITE 2000-2010-2020 (Twh)

2000	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	40,7	2,7	33,4	0	46,3	123,1
Syrie	0	1,0	20,3	0	5,0	26,3
Israel	23,9	7,5	1,7		1,3	34,3
Jordanie	0	4,3	1,0	0	0,2	5,6
Egypte	0	7,8	38,9	0	13,3	59,9
Libye	0	8,0	15,5	0	0,9	24,5
Tunisie	0	3,6	4,5	0	0,4	8,5
Algérie	0	0,7	23,9	0	1,7	26,2
Maroc	6,2	2,0	4,0	0	3,0	15,1
Chypre	0	2,9	0	0	0,1	3,0
Malte	0,9	0,8	0	0	0,1	1,7
Liban	0	4,3	0	0	0,1	4,3
SUD & EST	71,6	45,6	143,1	0	72,2	332,5

2010	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	85,5	0,7	62,8	0	84,9	233,9
Syrie	0	5,7	29,8	0	7,8	43,3
Israel	32	5,4	2,6	0	5,3	45,3
Jordanie	0	5,8	1,4	0	1,0	8,2
Egypte	0	6,2	66,1	0	15,8	88,0
Libye	0	10,0	19,7	0	3,9	33,6
Tunisie	0	4,8	10,0	0	0,5	15,4
Algérie	0	1,1	35,9	0	4,9	41,9
Maroc	10,7	0	10,4	0	7,5	28,6
Chypre	0	4,3	0	0	0,3	4,5
Malte	1,2	1,2	0	0	0,1	2,6
Liban	0	4,3	0	0	1,5	5,9
SUD & EST	129,3	49,5	238,8	0	133,5	551,1

2020	Charb.	Pétr.	Gaz	Nucl.	Hydro & ENR	TOTAL
Turquie	90,6	0,6	71,5	0	118,5	281,2
Syrie	0	18,7	37,2	0	7,5	63,5
Israel	31,6	3,9	5,8	0	13,7	55
Jordanie	0	5,8	2,0	0	2,9	10,6
Egypte	0	4,9	89,5	0,0	16,3	110,7
Libye	0	12,5	21,1	0	11,5	45,1
Tunisie	0	5,8	14,4	0	2,7	22,8
Algérie	0	1,7	50,8	0	17,5	70,0
Maroc	10,8	0	20,9	0	10,3	42,0
Chypre	0	5,8	0	0	0,8	6,7
Malte	1,3	1,9	0	0	0,4	3,6
Liban	0	5,4		0	2,5	7,9
SUD & EST	134,3	66,9	313,1	0	204,8	719,1

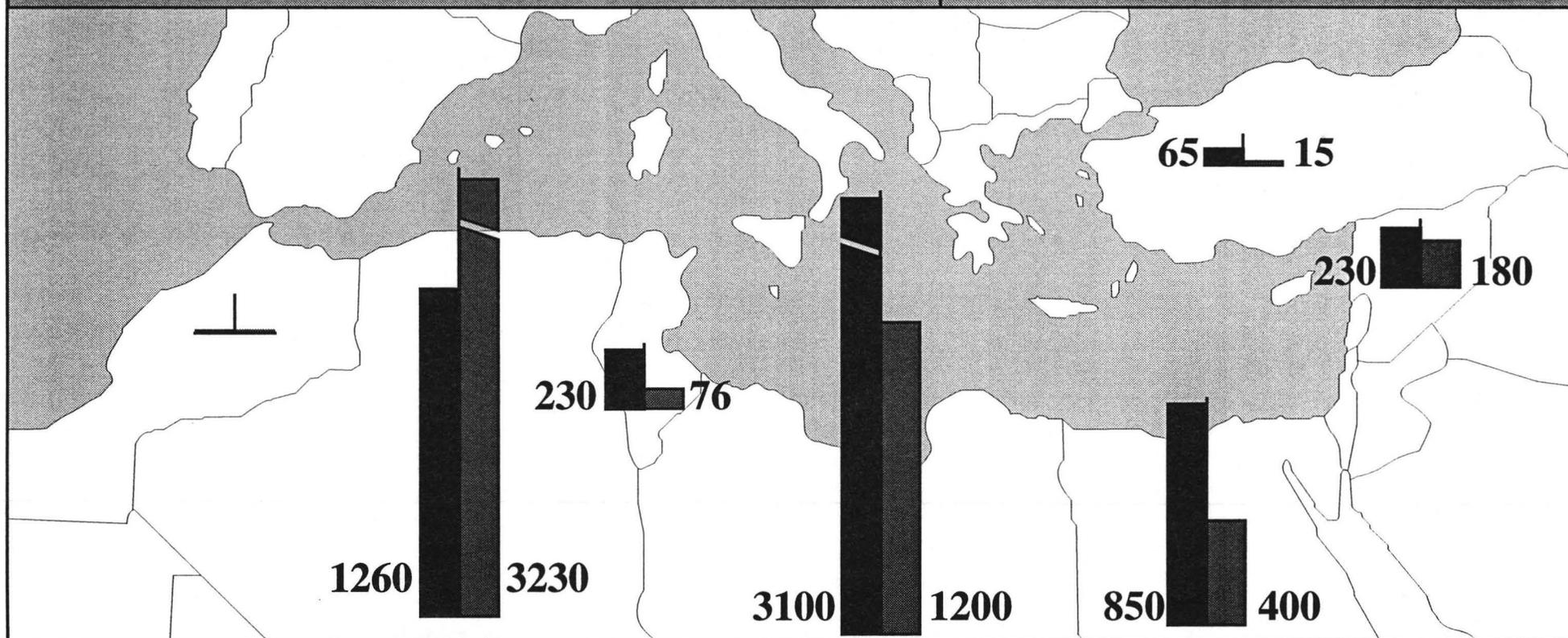
Quantités dégagées grâce au scénario alternatif (Mtep)

2020	Quantités en plus à l'exportation		Quantités importées en moins			TOTAL
	Pétrole	Gaz	Charbon	Pétrole	Gaz	
Turquie			16,2	18,3	9,7	44,3
Syrie	2,6	5,3				7,9
Israël			5,7	1,4	0,5	7,6
Jordanie				2,3	0,0	2,3
Egypte	7,6	11,8				19,4
Libye	1,5	6,9				8,4
Tunisie				1,7	1,5	3,1
Algérie	4,3	12,6				17,0
Maroc			4,5	2,1	0,1	6,7
Chypre				0,9		0,9
Liban				2,1		2,1
Sud & Est	16,0	36,6	26,4	28,9	11,8	120

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

RESERVES

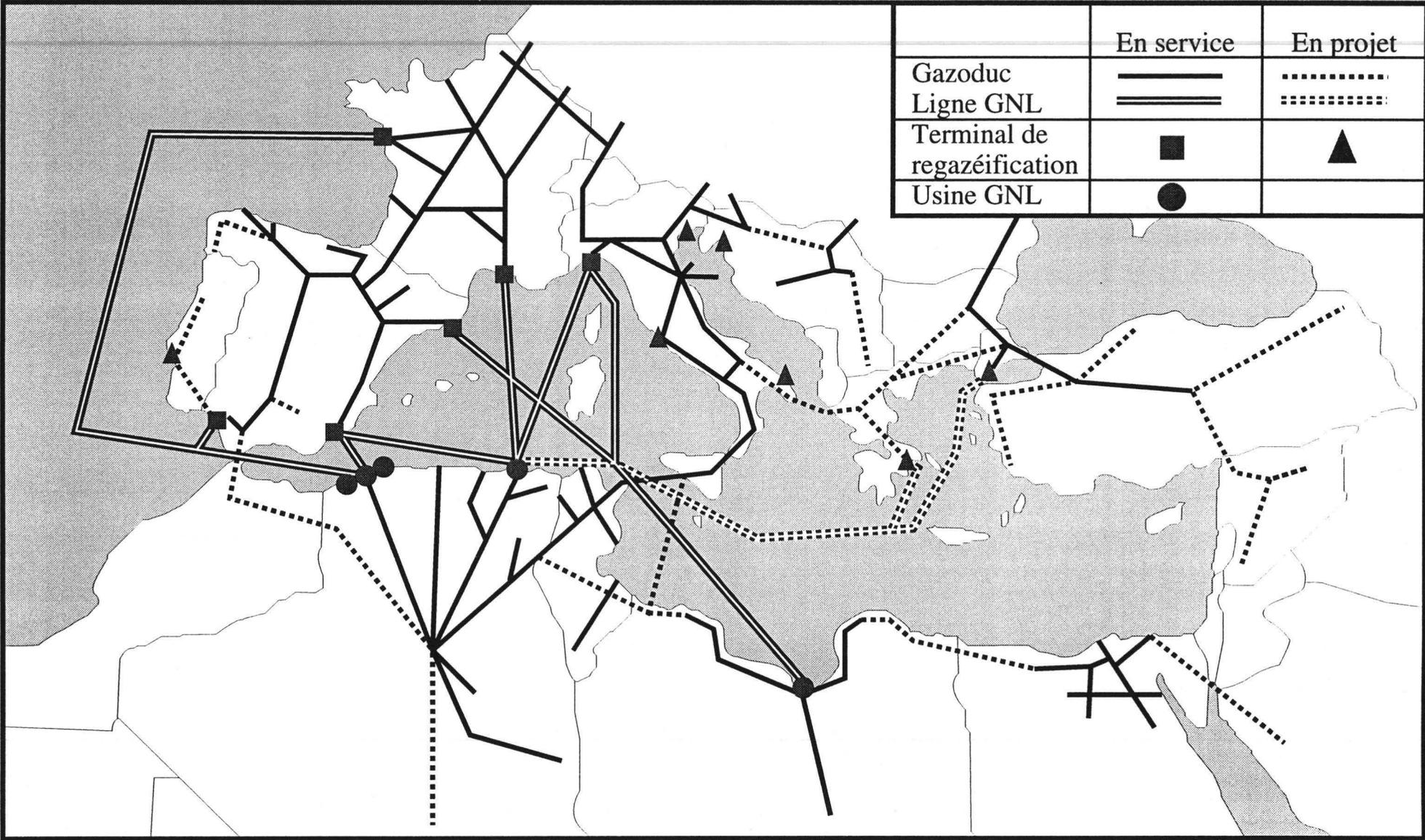
- DE PETROLE
- (en MTep)
- DE GAZ NATUREL



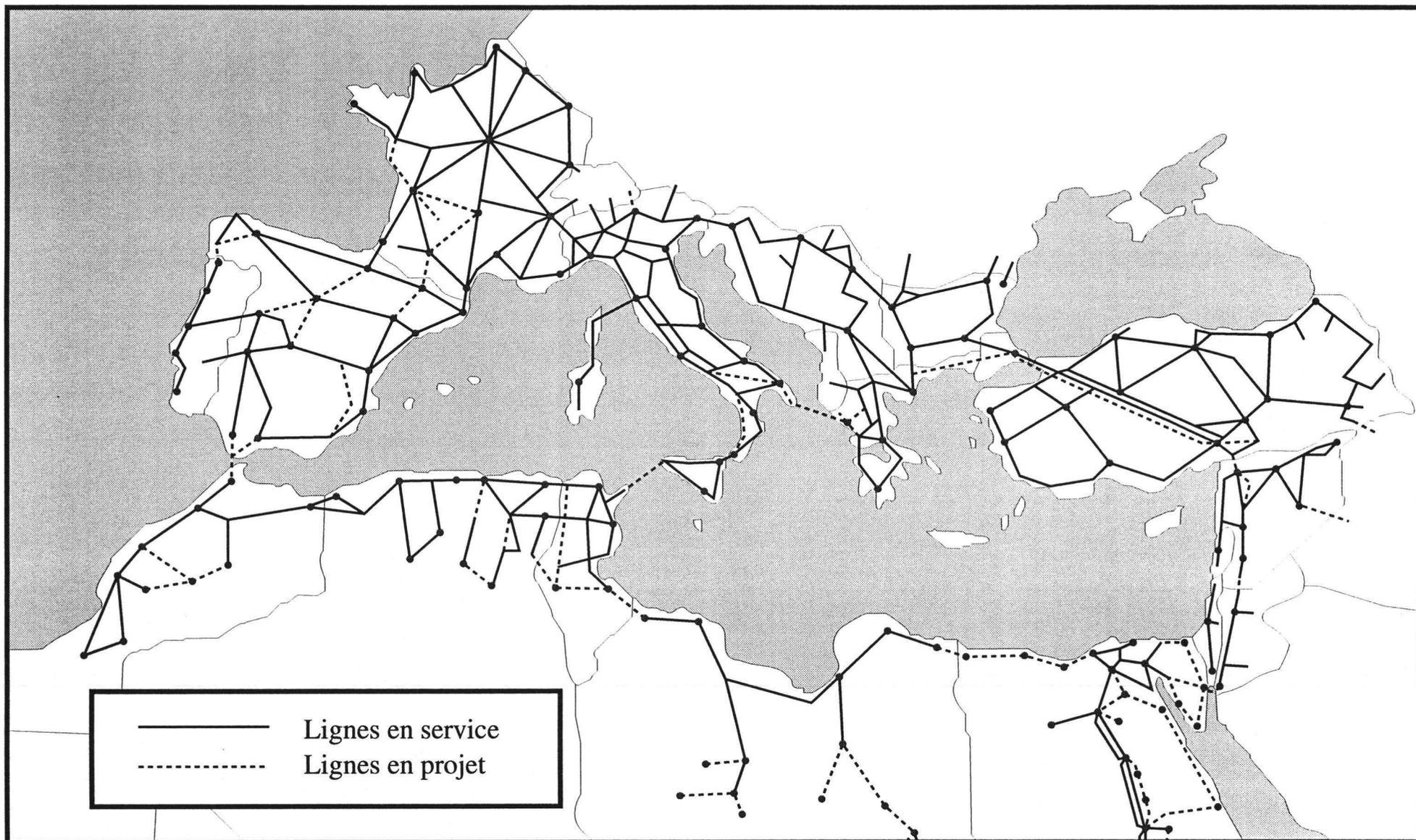
Source : Oil and Gas Journal

© Observatoire Méditerranéen de l'Energie - Octobre 1993

LE RESEAU GAZIER DES PAYS MEDITERRANEENS



LE RESEAU ELECTRIQUE DES PAYS MEDITERRANEENS



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

