



ANNEXES Cahiers n° 6 du Plan Bleu

“INFRASTRUCTURES ET DEVELOPPEMENT
ENERGETIQUE DURABLE EN MEDITERRANEE :
PERSPECTIVES 2025”

“INFRASTRUCTURES AND ENERGY
SUSTAINABLE DEVELOPMENT IN THE
MEDITERRANEAN : OUTLOOK 2025”

Novembre 2009

Plan Bleu
Centre d'Activités Régionales
PAM - PNUE

Sophia Antipolis

afd
AGENCE FRANÇAISE
DE DÉVELOPPEMENT

Sommaire

ANNEXE 1: INFRASTRUCTURES ENERGETIQUE EN MEDITERRANEE	3
I. LES RESEAUX D'INFRASTRUCTURES DESTINES AUX APPROVISIONNEMENTS ENERGETIQUES	3
I.1. <i>Les infrastructures gazières</i>	4
I.2. <i>Les infrastructures électriques</i>	9
II. LES PROJETS ENVISAGES POUR FAIRE FACE A LA DEMANDE FUTURE	12
II.1. <i>Les interconnexions gazières</i>	13
II.2. <i>L'autoroute électrique Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie</i>	17
II.3. <i>Les projets de câbles électriques sous-marins à courant continu</i>	21
CONCLUSION.....	22
ANNEXE 2 : DONNEES DETAILLEES PAR PAYS	24
ANNEXE 2 A : DONNEES DES BILANS ENERGETIQUES ET TRAITEMENTS STATISTIQUES, PAR PAYS (PAYS MEDA).....	24
<i>Introduction</i>	24
<i>Bilan énergétique</i>	26
ANNEXE 2 B : RESULTATS SCENARIOS, DONNEES DETAILLEES PAR PAYS.....	41
ANNEXE 3. EXTRAIT DE LA DIRECTIVE EUROPEENNE SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES	55
ANNEXE 4. LISTE DES PROJETS ENERGETIQUES DANS LES PAYS MEDITERRANEENS	56
ANNEXE 5 : LES PROGRES REALISES DANS LES CABLES CCHT	57
ANNEXE 6 : LA COMPTABILITE ENERGETIQUE ET LES ENERGIES RENOUVELABLES	61
ANNEXE 7 : OBJECTIFS DANS LES PAYS MEDITERRANEENS ENR ET EE	62
ANNEXE 8 : ESTIMATION DU COUT DU PLAN SOLAIRE MEDITERRANEEN	65
TABLE DES ILLUSTRATIONS	66
FIGURES	66
TABLEAUX.....	66
ENCADRE.....	67

Annexe 1: Infrastructures Energétique en Méditerranée

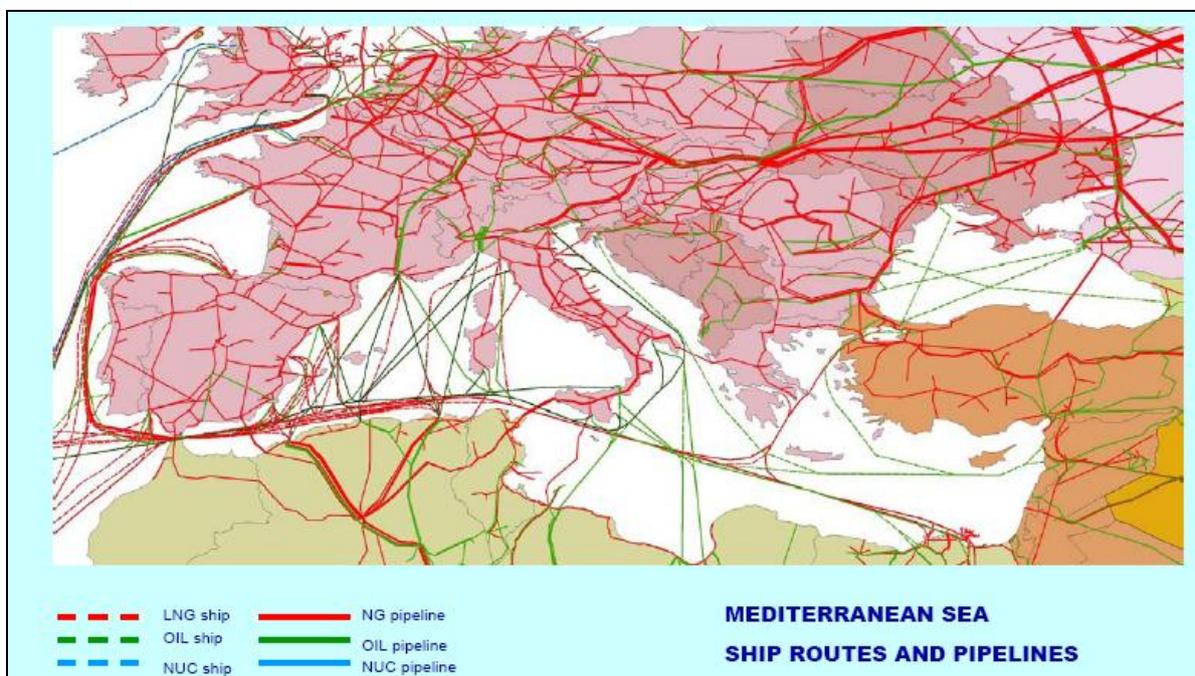
I. Les réseaux d'infrastructures destinés aux approvisionnements énergétiques

Dès la découverte des gisements géants de l'Afrique du Nord dans la Sahara algérien, vers la fin des années 1950, a émergée la prise de conscience de l'importance de ces ressources naturelles et du rôle qu'elles pouvaient jouer dans le développement économique et social, au plan local mais aussi pour l'ensemble de la région méditerranéenne. De grands travaux ont immédiatement commencé pour préparer l'exploitation et le transport des hydrocarbures ainsi que le raffinage du pétrole. Les premiers pipelines ont été construits pour écouler le pétrole de Hassi Messaoud vers le port pétrolier de Béjaïa, à l'est d'Alger et vers La Skhira en Tunisie. Au début des années 1960, le premier gazoduc Hassi R'Mel-Arzew-Alger devait irriguer quelques villes algériennes en gaz naturel et surtout apporter un combustible propre pour la production électrique locale. A laquelle ont succédé les projets d'exportation de gaz vers l'Europe. C'est ainsi que la première usine de liquéfaction de gaz (GNL) au Monde a été construite à l'échelle industrielle à Arzew en 1964, et qui continue à fonctionner à ce jour; elle a permis le début des exportations de gaz par méthanier, mais les volumes des méthaniers restaient limités à l'époque.

C'est à ce moment-là qu'est née l'idée de réaliser des gazoducs sous-marins pour transporter du gaz naturel en Espagne, en France et en Italie par un gazoduc traversant la Tunisie et le Déroit de Sicile.

Actuellement, l'Algérie fournit l'Europe à travers deux gazoducs, notamment l'Italie à travers le Gazoduc Transméditerranéen (Enrico Mattei) et l'Espagne via le gazoduc Maghreb-Europe (Pedro Duran Farel)

Figure 1. Infrastructures Energétiques en Méditerranée (routes maritimes et pipelines)



Source: E. Lavagno, L. Schranz – EU FP7 REACCESS (Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security)

I.1. Les infrastructures gazières

Le gazoduc Transmed, le premier en Méditerranée

Conçu dès les années 1960, le Transmed est le premier gazoduc trans-Méditerranée qui a vu le jour en 1983. Il constitue la partie sous-marine (170 Km) du gazoduc transcontinental Enrico Mattei qui transporte sur 2 500 Km le gaz naturel algérien, depuis le gisement géant de Hassi R'mel jusqu'au nord de l'Italie, après avoir traversé le territoire algérien (550 Km), le territoire tunisien (370 Km), le détroit de Sicile, la Sicile (350 Km) puis le détroit de Messine et, enfin, la Péninsule italienne (1060 Km). Il alimente également la Tunisie et la Slovénie. Le Transmed fonctionne depuis 26 ans sans interruption ni incident notable, dans des conditions techniques et économiques satisfaisantes pour les parties concernées.

Le Gazoduc Enrico Mattei (Transmed), reliant l'Algérie à l'Italie, via la Tunisie, a vu donc le jour en 1983, avec une capacité de 15 milliards m³/an, sera en mesure de transporter 33 milliards de m³/an à la fin 2010. Depuis sa mise en service, les volumes transportés à travers ce gazoduc, sont estimés à plus de 450 milliards de m³. Il couvre entre le quart et le tiers des importations italiennes de gaz

Tableau 1. Part du Transmed dans les consommations italiennes de gaz

Année	1994	1996	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Transport Transmed (milliard de m³)	11,5	19,1	20,9	24,6	25,6	22,2	20,7	20,8	23,0	24,5	23,8	21,8	24,4
Consommation Italie (milliard de m³)	49,5	56,2	62,4	67,8	70,7	70,9	70,5	77,1	80,3	86,3	84,5	84,9	85
% Transmed	23,3	33,9	33,4	36,3	36,2	31,2	29,4	27,0	28,7	28,4	28,1	25,7	28,7

Source : Sonatrach

Le gazoduc Pedro Duran Farell

Le gazoduc Pedro Duran Farell (appelé à l'origine GME : gazoduc Maghreb-Europe, aujourd'hui GPDF) relie les gisements de Hassi R'Mel au Maroc, à l'Espagne et au Portugal. Avec une capacité initiale de 8 Gm³ par an, les premières livraisons vers l'Espagne et le Portugal ont commencé en Novembre 1996. La capacité du gazoduc a déjà été portée à près de 12 Gm³/an et pourrait atteindre 18 à 20 Gm³/an avec l'installation de stations de compression additionnelles. Environ 11,4 Gm³ ont été transportés en 2008 (près de 9 Gm³ pour l'Espagne, 1,9 Gm³ pour le Portugal et 0,5 Gm³ pour le Maroc). Les volumes de gaz transportés depuis sa mise en service en 1996 à fin 2008 s'élèvent à plus de 100 milliards de m³.

Le gazoduc Libye-Italie (GreenStream)

La canalisation sous-marine (700 m de profondeur et 550 Km de longueur) part de la Libye vers la Sicile, pour être reliée au réseau italien. Les productions provenant du complexe off-shore de Bouri et du gisement on-shore de Wafa sont acheminées, via une unité de traitement sur la côte libyenne, vers l'Italie. Le GreenStream a été mis en service en

Octobre 2004 avec une capacité de 8 Gm³/an. Les livraisons totales cumulées jusqu'à la fin 2008 ont été de près de 32 milliards de m³. En 2008, il a livré 9,87 bcm de gaz libyen à l'Italie.

Figure 2. Infrastructures gazières en Méditerranée



Source : OME 2008 (carte de fond Plan Bleu)

Les gazoducs alimentant la Turquie.

La Turquie, qui est devenue progressivement un important consommateur de gaz naturel, est alimentée par le gazoduc venant de la Russie, d'une capacité initiale de 6 Gm³ en 1997. Son renforcement a permis d'accroître les importations de gaz naturel à 10 Gm³ en 2000 puis à plus de 14 Gm³ en 2007. La Turquie importe également du gaz directement de Russie à travers le gazoduc sous-marin Blue Stream, mis en service depuis 2003. Ont été réalisés également deux autres gazoducs, le gazoduc à l'Est de l'Anatolie, liant la Turquie à l'Iran, achevé à la fin de 2001, et qui a permis à la Turquie d'importer 6,2 Bcm de l'Iran en 2007; cette canalisation atteindra sa capacité maximale en 2010 avec 10 Gm³/an. Le deuxième gazoduc liant la Turquie à l'Azerbaïdjan via la mer Caspienne a commencé ses livraisons en 2007 avec 1,3 Gm³ (3,4 Gm³ ont été livrés sur les 9 premiers mois de 2008). Contractuellement, il permettra à la Turquie d'importer près de 7 Gm³ par an.

La Turquie s'est dotée d'une infrastructure importante et diversifiée combinant le transport par gazoducs de diverses sources et le gaz naturel sous forme liquéfiée (GNL).

En 2007, la Turquie a importé près de 35,3 Gm³ dont 23,5 Gm³ en provenance de la Russie, 6,2 Gm³ de l'Iran, 4,45 Gm³ d'Algérie, 1,42 Gm³ du Nigéria, 0,08 Gm³ de l'Egypte et de 0,06 Gm³ de Trinidad & Tobago. A l'avenir, elle aura la possibilité de s'approvisionner auprès de 8 sources différentes. Il existe des projets avec l'Asie centrale, l'Irak et l'Egypte (par gazoduc). A l'horizon 2025, la consommation dépassera les 50 milliards de m³ de gaz, ce qui la positionnera comme 3ème marché après l'Italie (71 milliards) et la France (55 milliards).

Les infrastructures de GNL

Pour des volumes importants et sur des distances de plusieurs milliers de km, le transport du gaz par gazoduc est plus économique. Mais il s'agit d'infrastructures lourdes qui nécessitent des contrats commerciaux de long terme. Certaines zones de grosse consommation ne sont pas accessibles par gazoduc. C'est ainsi que s'est développé le commerce international de gaz sous forme liquéfiée, plus souple et qui peut atteindre des lieux de consommation éloignés. Les exportations de gaz vers l'Europe sont également assurées sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) à partir de l'Algérie, de l'Égypte et de la Libye.

Le gaz est liquéfié à très basse température (- 160°C) dans le pays producteur. Il est transporté sous forme liquide dans des réservoirs placés sur des méthaniers (1 mètre cube liquéfié est équivalent à 600 mètres cubes gazeux). Une fois arrivé à destination, le gaz est regazéifié et reprend sa forme d'origine pour être transporté vers les lieux de consommation au moyen d'un réseau de gazoducs.

Une part importante de l'infrastructure mondiale de GNL se trouve en Méditerranée. Près de 39% du nombre d'usines GNL dans le Monde sont installées dans les PSEM (en Algérie, Égypte et Libye).

Les usines de liquéfaction en Algérie. L'Algérie, fait partie des plus grands exportateurs de GNL au monde, compte quatre complexes de GNL en fonctionnement et deux autres en projet. La capacité des quatre usines est d'environ 27 Gm³/an. En 2008, elles ont produit et exporté 22 Gm³ à destination de la France, de la Belgique, de l'Espagne, de la Turquie, de l'Italie, de la Grèce, du Royaume-Uni, des USA et de l'Asie.

Tableau 2. Algérie – Usines GNL (capacité en milliards de m³ /an)

	Démarrage	1964	2007	2014
Arzew GL4Z	1964	1,7	1,7	1,7
Skikda GL1 &2K	1972-1981		4	4
Bethioua GL1Z	1978		10,5	10,5
Bethioua GL2Z	1981		10,5	10,5
Projet Gassi Touil/Arzew (GL3Z)	2013			6,2
Projet Nouveau train Skikda	2012			6,2
Capacité Totale GNL		1,7	27	39

Source : Sonatrach, GIIGNL

Sonatrach annonce avoir enregistré une production cumulée de GNL de plus d'un milliard de m³ liquide (soit 600 milliards de m³ gazeux) depuis le démarrage du premier complexe GNL en 1964. Le vaste programme de rénovation des quatre complexes de Sonatrach, pour un coût total d'environ 2200 M\$, a largement contribué à atteindre cet objectif.

Les usines de liquéfaction en Libye La Libye dispose également d'une usine de liquéfaction à Marsat Brega d'une capacité de 1 milliard de m³ avec des projets d'extension. Les exportations de GNL libyennes sont destinées à l'Espagne, et ont été de 0,53 Gm³ en 2008.

Tableau 3.Libye - Usines GNL

Usine GNL	Lieu	Année de démarrage	Capacité Gm3/an	Nb de trains	commentaires
Marsat El Brega	Marsat El Brega	1971	1	3	réhabilitation prévue
Extension et réhabilitation	Marsat El Brega	2013	3,3		

Source : OME, GIIGNL

Les usines de liquéfaction en Egypte. Deux usines GNL destinées à l'exportation ont été construites en Egypte avec des partenaires étrangers : Spanish Egyptian Gas Company (Segas-Damietta) en décembre 2004 et Egyptian LNG (ELNG-Idku) en mai 2005. L'Egypte a exporté, depuis la mise en service de ces 2 usines, un total de 61 Gm3 à fin 2008 dont la moitié était destinée à l'Europe (Espagne et France). En 2008, les volumes de GNL produits ont été de 14 Gm3. Globalement en 2008, usines GNL et pipelines confondus, près de 19 milliards de m³ ont été livrés dont 11 vers les pays méditerranéens.

Tableau 4. Egypte – Usines GNL

Usine GNL	Lieu	Année de démarrage	Capacité Gm3/an	Nb de trains
SEGAS Train 1	Damietta	2005	6,8 à 7,5	1
Egyptian LNG (ELNG)	Idku	2004 & 2005	9,9	2
SEGAS-Train 2	Damietta	2011	6,8	1
ELNG Train 3	Idku	2012	5,0	1
TOTAL			29	5

Source : Pétrole et gaz arabes, GIIGNL

Tableau 5. Exportations de gaz à partir d’Egypte

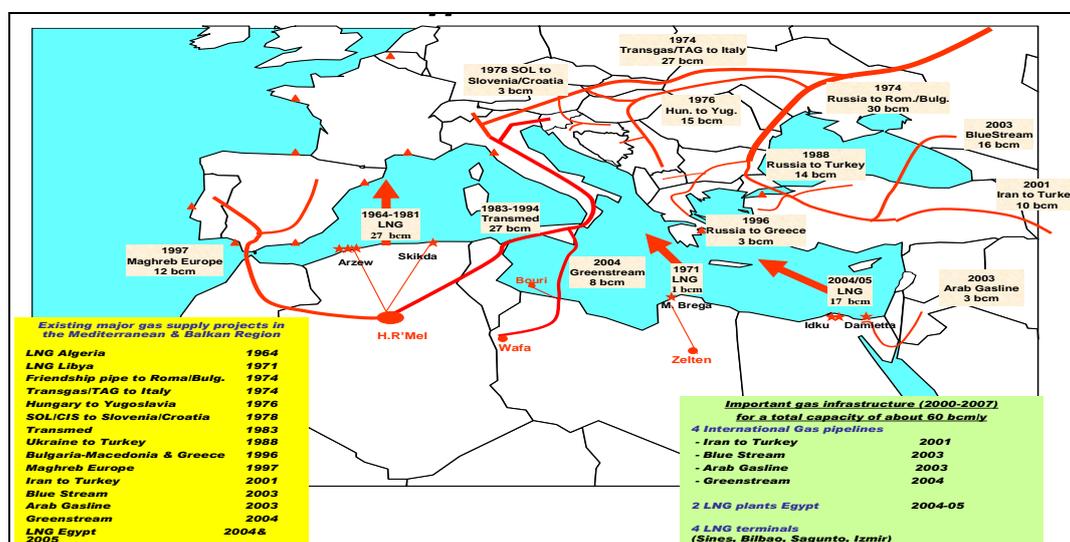
A partir d’Egypte en Gm3	2003	2005	2006	2007	2008	2010	2012	2015
Spain		3,5	4,8	4,04				
Italy			0,1					
France		1,1	2,3	1,21				
UK			1,0	0,08				
Belgium		0,1	0,3	0,3				
Grèce			0,1	0,31				
Amérique Nord		2,1	3,8	4,23				
Asia		0,3	2,8	3,58				
Total LNG Europe	0,0	4,7	8,5	5,8	6,5	13,0	20,6	23,0
Total LNG others destinations	0,0	2,4	6,5	7,81	7,6	4,0	4,0	4,0
LNG total	0	7,0	15,0	13,61	14,1	17,0	24,6	27,0
Arab Gas Pipeline	0,5	1,3	2,0	2,35	3,0	5,0	5,0	7,0
Egypt-Israel Pipeline	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	3,0
Tot Gas Exports	0,5	8,3	17,0	16	19,0	24,0	31,6	37,0

Source : CEDIGAZ, OME, EGAS, GIIGNL

Les terminaux de regazéification ont été construits en Espagne (Huelva - Cartagena - Barcelona), en France (Fos et Montoir de Bretagne), en Italie (La Spezia), en Turquie (Marmara – Ereğlisi) et en Grèce (Revithoussa). D’autres projets ont suivi parmi lesquels un au Portugal à Sines en 2003, 3 en Espagne : Bilbao en 2003, Sagunto en 2006 et le dernier est celui de Ferrol en Espagne mis en service en 2007 avec une capacité initiale de 3,6 Gm3 extensible à 7,2 Gm3, destiné à l’approvisionnement de 2 centrales électriques tout en opérant la jonction avec le réseau espagnol.

De nombreux projets sont envisagés, voire même en cours de construction avec une mise en service qui interviendra avant 2011, comme le terminal de Fos-Cavaou en France, deux terminaux en Italie (Brindisi et Rovigo) et d’autres au Royaume-Uni.

Figure 3. Infrastructures & Approvisionnements Gaziers en Méditerranée (2006)



Source : OME

Tableau 6. Terminaux GNL en exploitation en Méditerranée et en Europe

	Pays	Site	Cap		Etat
			Gm3/an	Démarrage	
1	France	Fos Sur Mer	7,0	1972	Existant
2	France	M. de Bretagne	10,0	1980	Existant
3	Grèce	Revithoussa	2,2	1999	Existant
4	Italie	Panigaglia	3,5	1970	Existant
5	Portugal	Sines-Galp A.	5,5	2003	Existant
6	Espagne	Barcelona	14,5	1969	Existant
7	Espagne	Cartegena	10,5	1989	Existant
8	Espagne	Huelva	11,7	1988	Existant
9	Espagne	Bilbao	6,9	2003	Existant
10	Espagne	Sagunto	6,6	2006	Existant
11	Espagne	Mugaros/Ferrol	3,6	2007	Existant
12	Turquie	Marmara Ereglisi	5,2	1994	Existant
13	Turquie	Aliaga (Izmir)	6,0	2006	Existant
14	Belgique	Zeebrudge	7,9	1987	Existant
15	UK	Isle of Grain	4,6	2005	Existant
16	UK	Teesside GasPort	4,0	2007	Existant
	pays	Site	Cap Gm3/a	Année	Etat
	Belgium	Zeebrugge extension	1,1	2008	En construction
	UK	Isle Grain extension	9,0	2008	En construction
	France	Fos-Cavaou	8,3	2009	En construction
	Italy	Brindisi	8,0	2011	En construction
	Italy	Rovigo (Adriatic)	8,0	2008	En construction
	UK	Dragon LNG	6,1	2008	En construction
	UK	South Hook (M.H)	10,8	2009	En construction
	UK	South Hook(phase2)	10,8	2010	En construction

Source : CEDIGAZ, GIIGNL

Enfin, concernant les infrastructures gazières, sur la période de 2000 à aujourd'hui, une très importante infrastructure a vu le jour dans les pays méditerranéens : 4 gazoducs (Iran-Turquie en 2001, Blue Stream/ Russie-Turquie en 2003, AGP/Egypte-Jordanie en 2003, et le GreenStream/Libye-Italie en 2004), ainsi que deux usines GNL en Egypte et 4 terminaux GNL (Bilbao, Sagunto & Ferrol/Espagne en 2007, et enfin Izmir/Turquie)

1.2. Les infrastructures électriques

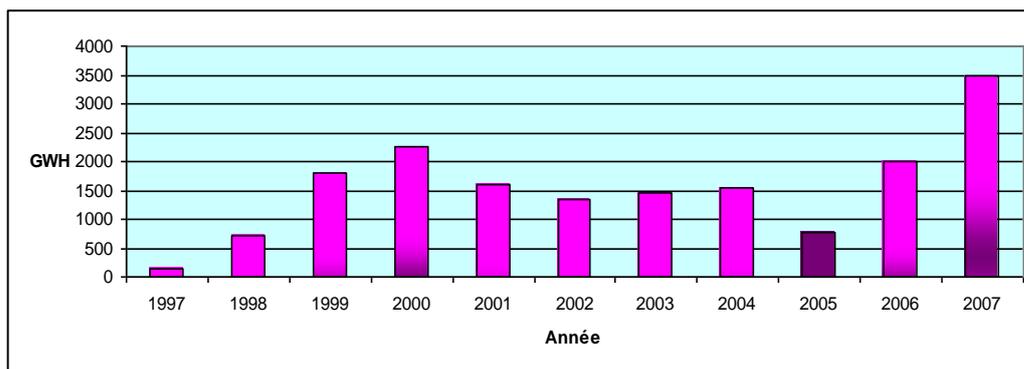
Ces dernières années, les PSEM se sont engagés à relier leurs réseaux électriques afin de développer les échanges d'électricité. Plusieurs interconnexions électriques sont déjà exploitées et d'autres en cours de construction. En plus des interconnexions déjà existantes, principalement au Maghreb (Algérie-Tunisie 4 liaisons, Algérie-Maroc 2 liaisons), des interconnexions ont été mises en service récemment, incluant celles reliant l'Espagne au Maroc, la Libye à l'Egypte, l'Egypte à la Jordanie, et la Syrie à la Jordanie et au Liban.

Plusieurs nouveaux projets d'interconnexion en cours de construction relient le Maroc à l'Algérie, l'Algérie à la Tunisie, la Tunisie à la Libye, la Libye à l'Egypte, la Syrie à la Turquie, et la Turquie à la Grèce. Pour ce qui concerne les interconnexions actuellement prévues en 220 kilovolts, leur tension est projetée pour passer ultérieurement à 400 kilovolts afin d'optimiser les échanges.

Depuis la mise en service de la liaison Espagne-Maroc en 1997 (doublée en Juillet 2006), les deux rives méditerranéennes sont déjà reliées. L'interconnexion entre les deux rives sera encore renforcée par le futur triplement de la ligne Espagne-Maroc, et avec les projets câbles sous-marins reliant l'Algérie à l'Espagne et à l'Italie, la Tunisie à l'Italie, la Libye à l'Italie et le Monténégro à l'Italie. Tous ces nouveaux projets permettront aux principaux PSEM de se connecter au réseau européen, accomplissant ainsi l'achèvement de la «boucle électrique» autour de la Méditerranée probablement dès 2010.

L'interconnexion électrique Espagne-Maroc. Une liaison sous-marine à 400 kV en courant alternatif, passe sous le détroit de Gibraltar à une profondeur de 615 m et relie Tarifa en Espagne et Fardioua au Maroc. Elle a été financée en partenariat entre l'Espagne et le Maroc. Un réseau électrique à très haute tension (THT) en territoire marocain complète l'interconnexion sous-marine et renforce le réseau marocain. La capacité maximale de transit de l'interconnexion en régime permanent est de 700 MW en base, supportant une surcharge de 200 MW pendant une durée de 20 minutes. L'interconnexion a été construite en alternatif (CA) avec possibilité de passer en courant continu (CC). La capacité pourrait atteindre 2400 MW si l'interconnexion est reconvertie en courant continu. Pendant les premières années, cette interconnexion a permis un transit d'énergie de l'Espagne vers le Maroc de plus de 3,5 TWh, soit l'équivalent d'une tranche thermique de 400 MW en base. Depuis sa mise en service en 1997, cette interconnexion a permis un transit d'énergie de l'Espagne vers le Maroc de plus de 17 TWh, soit l'équivalent de la production thermique annuelle actuelle du Maroc.

Figure 4. Bilan des échanges électriques Espagne-Maroc (1997–2007)



Source : UAPDTE

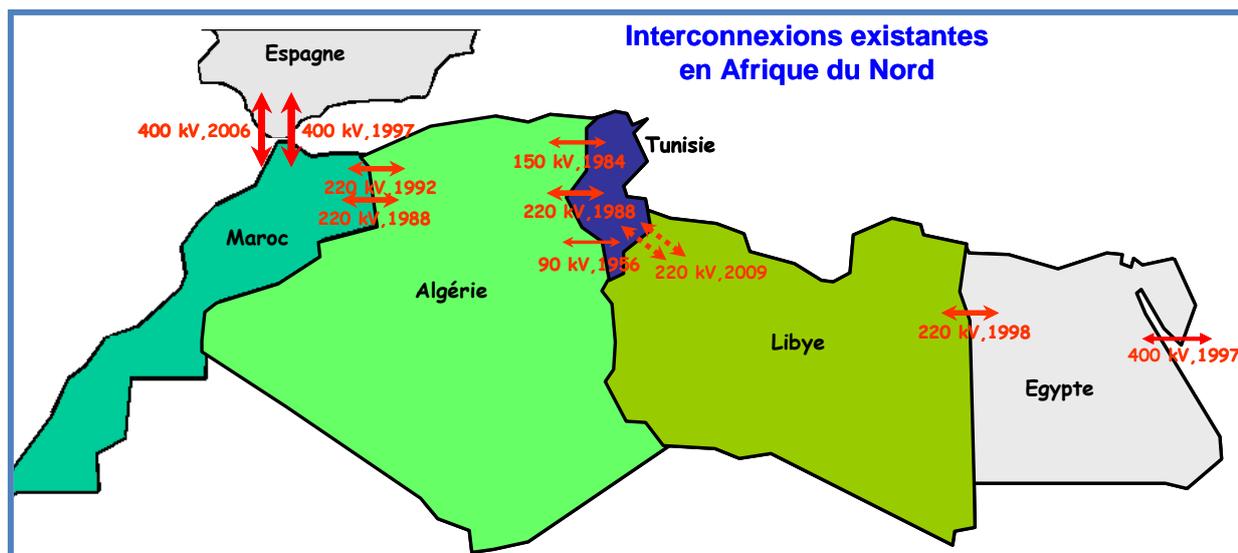
Le bilan est la balance import-export. La baisse de 2005 résulte de la mise en service de la nouvelle centrale de Tahaddart, et les fortes hausses de 2006 et 2007 traduisent le déficit croissant d'électricité du Maroc, d'environ 170 MWe chaque année ; aucun nouvel ouvrage important de d'électricité n'a été mis en service,

Les interconnexions électriques, une tradition ancienne au Maghreb

L'interconnexion des réseaux électriques procure des avantages significatifs tels que le secours instantané de puissance à chacun des réseaux, la réduction du coût de production par la mise en commun de la réserve tournante, les économies d'investissement. Les entreprises publiques de trois pays, l'office national de l'électricité (ONE, Maroc), la société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz, Algérie), la société tunisienne de l'électricité et du gaz (STEG) ont créé, en 1972, le Comité maghrébin de l'Electricité (COMELEC). La Sonelec (Mauritanie) et Gecol (Libye) les ont rejoints. Le COMELEC a pour missions « de promouvoir et coordonner, à l'échelle maghrébine et vis à vis des institutions internationales, les relations sur les plan technique, économique, commercial, industriel, du management, de la formation et des relations sociales ».

Au cours de la décennie écoulée, les PSEM se sont engagés à relier leurs réseaux électriques. Plusieurs interconnexions électriques sont déjà exploitées, développées d'abord dans une perspective d'échanges, de secours et de mise en commun des réserves de puissance. Cela a contribué à organiser l'entretien des réseaux et les délestages de solidarité et permis une harmonisation des règles d'exploitation et la mise en place de procédures pour l'échange d'information techniques nécessaires au bon fonctionnement des réseaux synchrones. Il reste que les échanges d'énergie se situent à un niveau limité, malgré leur progression et que l'interconnexion fonctionne bien en deçà de ses possibilités.

Figure 5. Interconnexions électriques existantes en Afrique du Nord



Source : Medelec, COMELEC

Sur un plan géostratégique, les grands ouvrages constitués par les trois gazoducs sous-marins Enrico Mattei, Pedro Duran Farell, GreenStream et par le câble électrique sous-marin Espagne - Maroc, sont le fruit d'une belle œuvre de coopération à l'échelle régionale et contribuent puissamment au renforcement des liens entre le Nord et le Sud de la Méditerranée.

D'une manière générale, les infrastructures qui existent en Méditerranée fonctionnent correctement et reflètent des efforts fructueux de coopération qui ont permis des rapprochements régionaux de long terme.

Il subsiste que, s'agissant de réalisations techniques sophistiquées et soumises aux aléas et aux risques naturels, elles doivent faire l'objet d'un contrôle et d'une surveillance attentive, non seulement au regard des impératifs de sécurité des approvisionnements mais aussi par rapport aux objectifs de développement durable. A cet égard, si l'on dispose de nombreuses informations à caractère technique et commercial sur le fonctionnement des ouvrages, les volumes transportés et la sécurité des approvisionnements, il existe peu de publications et de documents consacrés aux conséquences sur l'environnement.

II. Les projets envisagés pour faire face à la demande future

Les développements précédents permettent de prendre la mesure des efforts accomplis, de l'importance des travaux réalisés et des investissements financiers consentis pour mettre en place les infrastructures. Pourtant, ces infrastructures restent modestes par rapport aux projets en cours et en prévision. La tendance lourde est à la multiplication des projets d'infrastructure au Nord comme au Sud, des projets, de grande taille, qui intègrent une composante technologique ambitieuse. Dans cette partie sont détaillés les projets d'infrastructures électriques et gazières en cours de réalisation ou en prévisions pour faire face à la demande future en énergie.

II.1. Les interconnexions gazières

Le projet de Gazoduc Algérie-Europe via Espagne (Medgaz)

La construction d'un nouveau gazoduc «Medgaz » reliant directement l'Algérie et les marchés européens via l'Espagne, sans transiter par le Maroc, est en cours. D'un coût total estimé à 900 millions d'euros, les travaux du gazoduc Algérie-Espagne, MEDGAZ, sont achevés. Il reliera ainsi Beni Saf (Algérie) et Almeria (Espagne). Il aura une longueur totale de 1050 km dont 550 km en territoire algérien et 210 km en mer en eau profonde, jusqu'à 2160 m. Cet ouvrage permettra d'acheminer vers l'Europe 8 milliards de m³ /an en gaz à la fin de l'année 2009.

Le projet de gazoduc Algérie-Italie via Sardaigne (Galsi).

Le projet de gazoduc GALSI devant relié l'Algérie au Nord de l'Italie via la Sardaigne aura une capacité de 8 milliards de m³ /an, et pourrait passer à 10 milliards par an. Toutes les études relatives à cet ouvrage ont été achevées, en étroite collaboration entre les deux partenaires du projet, l'Algérie et l'Italie. Les premières livraisons du gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne (Galsi) et la Corse devraient intervenir probablement en 2014. Sa longueur est de 900 km dont 300 km sous-marine. Le projet Galsi a été inclus parmi la liste des projets prioritaires de l'Union Européenne (Trans-European Network Energy). Il figure également parmi les projets stratégiques d'infrastructures nationales pour les gouvernements Italien et Algérien.

Avec la mise en service du gazoduc Galsi, et l'extension du gazoduc Enrico Mattei, l'Algérie pourra exporter environ 40 milliards de m³ à l'horizon 2014 vers l'Italie et au-delà.

Les projets d'exportation de gaz naturel à partir de l'Egypte et les Pays Voisins de l'Est Méditerranéen, par gazoducs et/ ou sous forme GNL.

Des projets d'exportation, par gazoducs, du gaz égyptien vers les pays voisins de l'Est Méditerranéen ont été construits ces dernières années pour l'approvisionnement de la Jordanie et d'Israël. Il est également envisagé de prolonger la première partie de l'Arab Gas Pipeline pour livrer du gaz à la Syrie, au Liban et à la Turquie. La première partie du gazoduc arabe a été achevée avec un début des livraisons en Août 2003 à la Jordanie. En 2008, l'Egypte a livré un volume de 2,8 Gm³ à la Jordanie via le gazoduc AGP. La partie alimentant le Liban à partir de la Syrie a été terminée mais la mise en service est prévue incessamment. En attendant, le Liban a contracté des livraisons de fioul à partir de l'Algérie pour le fonctionnement de ses centrales.

Figure 6. Projet de gazoduc " Arab Gas Pipeline"



Arab Gas Pipeline Phases :

-Over all lengths = 1500 kms

-Nominal capacity : 10 bcmy

→phase1: Arish-Aqaba (264 km) July 2003

→phase 2: Aqaba –Rehab (394 km) Feb 2006

→phase 3: Rehab-Syrian borders (30 km) Mar 2008

→phase 4: Rehab-AIRayan/Homs (320 km)

Nov 2009

→phase 5: Homs-Kills (250 km) planned 2010

→phase 6: Kills-Turkish borders (90 km) under tendering

→Lebanon branch: completed, gas in end 2009

Source : EUROGAS conference 2008, Bruxelles, 25 sept 2008 & Plan Bleu update

Le projet de gazoduc Syrie-Liban

Plusieurs projets ont été proposés pour l'approvisionnement en gaz naturel du Liban. L'un des projets consiste en l'approvisionnement des deux nouvelles centrales à cycle combiné mises en service en 1998 avec du gaz syrien.

Une étude est en cours pour le projet d'un gazoduc provenant de la Syrie et assurant l'alimentation de la centrale à cycle combiné (435 MW) située à Deir Amar au Nord du Liban. Une disponibilité de 3 Mm3 de gaz syrien par jour à livrer au Liban est prévue, ce qui permet d'assurer la totalité des besoins de la centrale précitée. EDL envisage aussi, ultérieurement, l'alimentation d'une centrale à cycle combiné (435 MW) au Sud du Liban et l'alimentation d'une centrale à vapeur (600 MW à Zouk) fonctionnant actuellement avec du fuel lourd. Les deux centrales à cycle combiné utilisent actuellement le diesel mais sont prévues aussi pour brûler du gaz naturel. Début 2009, le Liban avait signé un accord avec l'Egypte permettant au pays de recevoir 600 millions de m3 de gaz naturel, via le "Arab Gas Pipeline". Les approvisionnements devraient commencer incessamment.

Le projet de gazoduc Syrie-Irak

Un projet de gazoduc irako-syrien d'un coût de \$196 millions est à l'étude. Le projet aurait une capacité initiale de 2 Gm3/an dès la première année de sa mise en service. Il sera capable par la suite d'exporter jusqu'en Turquie.

Le gazoduc Nigéria- Algérie : un projet "utopique"?

Ce projet intitulé " Gazoduc Trans Saharan Gas Pipeline" (TSGP) a pour objectif de rapprocher du marché européen le gaz du Nigéria, y compris les ressources gazières qui sont actuellement brûlées; ce torchage est estimé actuellement à 31 millions de m3 par jour, soit environ plus de 11 Gm3/an.

Long de 4200 km, ce projet TSGP doit assurer le transport du gaz nigérian à travers le Niger et l'Algérie jusqu'à la côte méditerranéenne, pour alimenter l'Europe. Il sera opérationnel entre 2015 et 2017.

Ce projet contribuera au renforcement de la sécurité et de la diversification de l'approvisionnement énergétique de l'Europe, et induira des retombées socioéconomiques importantes dans les pays de transit, dans le respect de la protection de l'environnement et du développement durable.

D'une capacité de 20 à 30 milliards de m³ par an, le coût de ce projet est estimé entre 10 et 12 milliards de dollars.

Classé comme «projet prioritaire» dans le programme du Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD), le TSGP a suscité l'intérêt de l'Union Européenne et de plusieurs grands groupes gaziers dans le monde, qui ont d'ores et déjà, manifesté leur intérêt à s'impliquer dans la réalisation de ce transsaharien.

La signature de l'accord intergouvernemental entre l'Algérie, le Nigéria et le Niger, le 03 juillet 2009, constitue une étape importante vers la concrétisation de ce projet.

Il reste de nombreux préalables à lever sur la voie de la concrétisation de cet ambitieux projet que certains experts n'hésitent pas à qualifier "d'utopique" : difficultés politiques, institutionnelles liées à la nécessaire stabilité des législations et à l'harmonisation des régimes fiscaux, problèmes d'allocations des ressources en gaz, étant entendu que si le Nigeria affirme disposer des réserves gazières nécessaires, il développe simultanément de nombreux et importants projets gaziers tournés vers l'exportation de GNL, vers le marché local et régional (gazoduc ouest-africain WAGP).

Les projets d'infrastructures GNL

Au total, les exportations de gaz algérien devraient atteindre 85 milliards de m³ en 2012, 100 milliards de m³ d'ici 2015 contre 62 actuellement. Sonatrach a déjà lancé la réalisation de 2 grands projets de GNL : un méga train à Skikda, d'une capacité de production de 4,5 Mt/an et un méga train à Arzew (GL3Z à Arzew), d'une capacité de 4,7 Mt/an. Ces deux grands projets devraient entrer en production d'ici 2013-2014. Avec l'arrivée de ces deux nouveaux trains, la capacité totale d'exportation de GNL en Algérie augmenterait de 40% dans les 5 prochaines années, passant de 27 milliards de m³/an à près de 39 milliards de m³/an.

En Egypte est envisagé le doublement de la capacité de l'usine de liquéfaction de Damietta avec un deuxième train d'ici 2011, et un 3ème train à l'usine d'Idku, ce qui porterait la capacité totale à 28-29 Gm³/an d'ici fin 2012. En Libye, il est prévu la réhabilitation de l'usine existante depuis les années 70, et la construction envisagée d'une nouvelle usine.

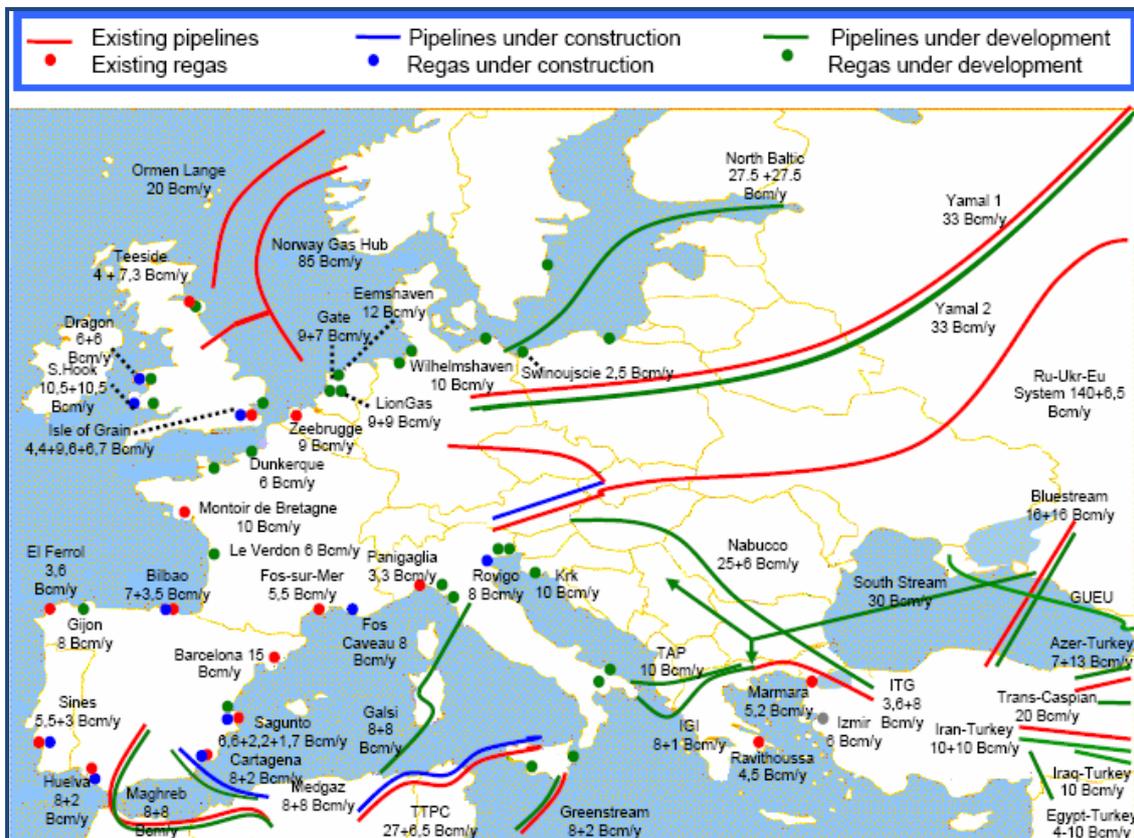
Les différents projets d'importation de gaz en Turquie

Actuellement la Turquie reçoit du gaz de 5 pays: Russie, Algérie, Iran, Nigéria et d'Azerbaïdjan. A l'avenir, d'autres sources viendront s'ajouter comme le Turkménistan, l'Irak et l'Egypte, et ceci grâce à plusieurs projets en cours, permettant d'augmenter les importations de gaz naturel.

La Turquie est aussi la route vers l'Europe des gaz de l'Iran, de l'Irak et des projets Nabucco (Turquie-Bulgarie-Roumanie- Autriche) et de l'ITGI (Interconnector Turquie Grèce Italie). Les différents projets de gazoducs sont les suivants :

- Le gazoduc à l'Est de l'Anatolie, liant la Turquie à l'Iran, été mise en service fin 2001. La Turquie a importé 6,2 Gm³ en 2007. La canalisation atteindra sa capacité maximale en 2010 avec 10 Gm³/an.
- Le gazoduc liant la Turquie à l'Azerbaïdjan via la mer Caspienne a commencé ses livraisons en 2007 qui ont été de 1,3 Gm³ (3,4 Gm³ sur les 9 premiers mois de 2008). Contractuellement, il permettra à la Turquie d'importer près de 7 Gm³ par an.
- Un gazoduc oriental "Trans-Caspian Gas Pipeline-TCP", liant la Turquie au Turkmenistan est envisagé. Il permettra à la Turquie d'importer 16 Gm³ de gaz. Au besoin, un volume additionnel de 14 Gm³ pourrait également être transporté par cette canalisation pour des exportations vers l'Europe.
- Un projet de gazoduc à partir de l'Irak (avec 10 Gm³/an) a été évoqué.
- un approvisionnement gazier à partir de l'Egypte est également envisagé par prolongation du gazoduc AGP (Arab Gas Pipeline).
- Un doublement du gazoduc Blue Stream2 (Russie-Samsun en Turquie), en discussion, qui irait jusqu'à Ceyhan pour y approvisionner une future usine de GNL.

Figure 7. Les Projets d'importation de gaz en Turquie



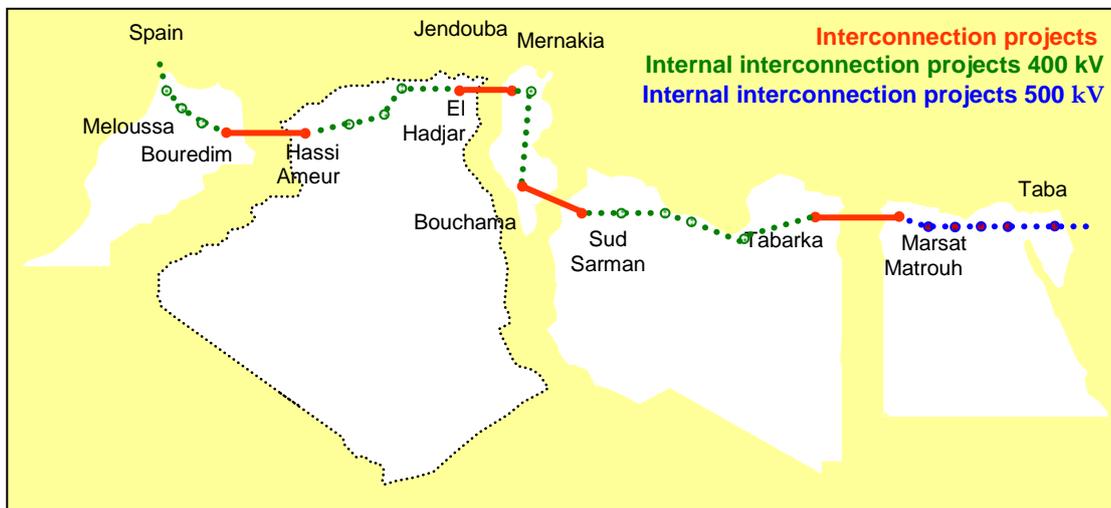
Source : EUROGAS annual conference 2008, Bruxelles, 25 septembre 2008

Avec l'ensemble de ces projets, la Turquie pourrait se trouver avec un excès de gaz, et qui serait éventuellement évacué grâce au projet de gazoduc Nabucco, qui relie la Turquie à l'Autriche via la Bulgarie, la Roumanie, et la Hongrie. Avec un coût estimé entre \$7 et 8 milliards, sa capacité serait de 10 à 30 Gm³ par an avec une mise en service en 2015.

II.2. L'autoroute électrique Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie

Dans le cadre des perspectives d'augmentation des échanges et de la préparation de l'intégration du marché maghrébin au marché européen, il y a lieu de noter le développement d'une autoroute en 400 kV Espagne-Maroc-Algérie-Tunisie avec un renforcement des réseaux internes en 400 kV et une augmentation envisagée de l'interconnexion Maroc-Algérie par le rajout d'un troisième câble de 700 MW, faisant passer la capacité des deux câbles de 1400 MW à 2100 MW.

Figure 8. Projet d'interconnexions électriques en 400 kV en Afrique du Nord



Source : Medelec, COMELEC

En plus des interconnexions déjà existantes, principalement au Maghreb, celles reliant l'Espagne au Maroc, la Libye à l'Egypte, l'Egypte à la Jordanie et la Syrie à la Jordanie et au Liban, ont été mises en service plus récemment. A cela s'ajoutent les principaux projets en cours et qui concernent les liaisons en 400 kV des pays d'Afrique du Nord et aussi les interconnexions de la Tunisie à la Libye et puis de la Tunisie à l'Algérie, de l'Algérie au Maroc, de l'Algérie à la Libye et de la Syrie à la Turquie.

Concernant les **interconnexions électriques au Maghreb**, l'Algérie joue un rôle croissant dans le développement des grands réseaux de transport d'électricité dans l'espace méditerranéen. Les échanges avec les pays voisins de la rive sud, le Maroc, la Tunisie et la Libye sont en plein essor et font partie des plans de développement. Pour les interconnexions Algérie-Tunisie, on dénombre actuellement quatre interconnexions, dont la première remonte à 1952. Celles-ci seront renforcées par une 5ème liaison en 400 kV, dont la mise en service est prévue pour 2010.

En ce qui concerne avec le Maroc, les réseaux algérien et marocain, interconnectés depuis 1988, sont raccordés par deux lignes 225 kV d'une capacité de 200 MW chacune. Elles ont été mises en service respectivement en 1988 et en 1992.

Compte tenu des avantages évidents des interconnexions, l'Algérie et le Maroc ont procédé à l'extension de ces réseaux très haute tension, par la réalisation d'une 3^{ème} interconnexion de 400 kV mise en service récemment (en fin d'année 2009). Aux termes de ces réalisations, la capacité de transit serait portée à 1200 MW. Ceci contribuera, non seulement à l'amélioration des échanges électriques entre les pays du Maghreb, mais également à la constitution d'un premier jalon pour le futur marché Maghrébin de l'électricité. En effet, ces interconnexions constituent un préalable essentiel à l'émergence d'un marché régional de l'électricité. Le passage au palier 400kV donne effectivement un nouveau rôle commercial aux interconnexions électriques entre les pays du Maghreb. L'expérience des interconnexions entre la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc d'une part et entre le Maroc et l'Espagne d'autre part constitue aujourd'hui un appui précieux pour les travaux relatifs à la construction d'un marché euromaghrébin

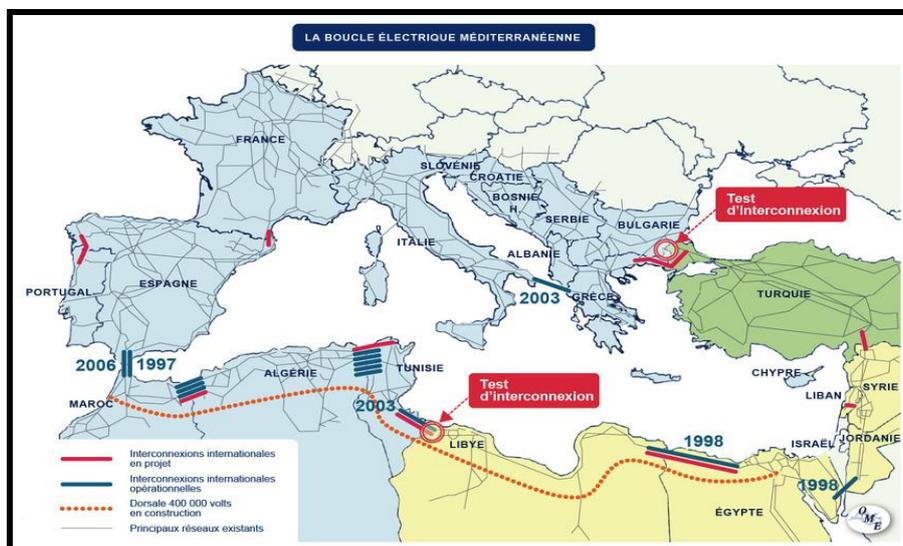
En ce qui concerne la Libye, une interconnexion électrique Algérie- Libye est en cours d'étude.

Avec le doublement de l'interconnexion Espagne-Maroc, les deux rives de la Méditerranée sont déjà interconnectées avec deux câbles. Elle sera renforcée à l'avenir avec les projets d'interconnexion entre la Turquie et la Grèce, mais également avec les projets de lignes (CCHT à l'étude) entre l'Algérie et l'Espagne, l'Algérie et l'Italie, la Tunisie et l'Italie, et la Libye et l'Italie.

En Turquie, les essais de l'interconnexion sont prévus en 2010 pour une connexion au système continental européen (réseau UCTE) en 2011. Les pays du Maghreb sont déjà reliés en courant alternatif à l'Espagne. Mais il reste le bloc (Libye-Egypte-Jordanie-Liban-Syrie) pour lequel il faudra encore de nombreux essais et dont la connexion avec l'Europe sera de toute façon postérieure à 2011. Ces interconnexions sont un élément indispensable à la construction du marché euro méditerranéen de l'électricité.

La Turquie, la Grèce et tous les pays de l'ex-Yougoslavie seront "les ponts" entre les réseaux électriques des Balkans et la boucle méditerranéenne. D'ici 2011, la plupart des PSEM seront interconnectés grâce à une "boucle électrique" méditerranéenne, reliée au réseau européen. L'étude «Med-Ring» relative au comportement de la boucle qui a bénéficié d'un soutien de la Commission Européenne, a été achevée en Mai 2003.

Figure 9. Interconnexions électriques en Méditerranée



Source: Medelec, OME 2009, www.econostrum.info

Tableau 7. Liste des interconnexions électriques dans les PSEM

Du Pays A	de la S/station A	au Pays B	à la s/station B	Type CA/CC	Voltage [kV]	Thermal limit (A) winter	Date de MES
<i>Algérie</i>	Ghazaouet	Maroc	Oujda	CA	225	640	1988
Algérie	Tlemcen	Maroc	Oujda	CA	225	640	1992
Algérie	Hassi Ameur	Maroc	Bourdim	CA	225 (400)	1720x2	2006 (Fin 2009)
Algérie	Djebel Onk	Tunisie	Metlaoui	CA	150	510	1984
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	225	640	1988
Algérie	El Aouinet	Tunisie	Tajerouine	CA	90	380	1952
Algérie	El Kala	Tunisie	Fernana	CA	90	510	1956
Algérie	El Hadjar	Tunisie	Jendouba	CA	220 (400)	1720x2	2005 (2010)
Algérie		Libye					à l'étude
Maroc	Melloussa	Espagne	Tarifa	CA	400	1400 MW	1996
Maroc	Melloussa/2	Espagne	Tarifa/2	CA	400	960	2006
Tunisie	Medenine	Libye	Abukamash	CA	220	2x620	2003*
Tunisie	Tataouine	Libye	Rowis	CA	220	620	2003*
Libye	Tobruk	Egypte	Saloum	CA	220	2x630	1998
Egypte	Taba	Jordanie	Aqaba	CA	400	1270	1997
Egypte	Rafah	Palestine	Rafah	CA	22	17 MW	--
Jordanie	Suweimeh S/S	Palestine	Jericho**		33 (132)	20 MW	Fev 2008
Jordanie	Irbed	Syrie	Cheikmiskin	CA	230	770	1980
Jordanie	Amman North	Syrie	Der Ali	CA	400	1450	2001
Liban	Deir Nebouh	Syrie	Tartus	CA	230	770	1972
Liban	Kesara	Syrie	Dimas	CA	400 (**)	1660	2009
Liban	Anjar	Syrie	Dimas	CA	2x66	960 (***)	1972
Syrie	Aleppo	Turquie	Birecik	CA	400	n.a.	2007.
Turquie	Babaeski	Bulgarie	Maritsa East	CA	400	500 MW	
Turquie	Hamitabat	Bulgarie	Maritsa East (III)	CA	400	2000 MW	2002
Turquie	Hopa	Géorgie	Batum	CA	220	300 MW	
Turquie	Kars	Arménie	Leninakan	CA	220	300 MW	
Turquie	PS3	Irak	Zakho	CA	400	500 MW	
Turquie	Igdir	Nahcievan	Babek	CA	400	100 MW	
Turquie	Dogubeyazit	Iran	Bazargan	CA	154	100 MW	
Turquie	Baskale	Iran	Khoy	CA	154	200 MW	
Grèce	Arachthos	Italie	Galatina	CC	400	500 MW	fin 2001
Grèce	Kardia	Albanie	Elbasan	CA	400	600 MW	
Grèce	Thessaloniki	Macedonie	Negotino	CA	400	1400 MW	
Serbie&M.	Prizen	Albanie	Fierza	CA	220	300 MW	
Serbie&M.	Podgorica	Albanie	Vau Dejes	CA	220	275 MW	

Source : MedRing Avril 2010 ; Medelec, COMELEC, UAE, OME *achevée mais non encore mis en service ; **Double circuit côté libanais et un circuit côté syrien ; *** Capacité thermique de 110 MVA mais la ligne est exploitée avec limite échanges 50 MW.

Les études engagées confirment la faisabilité d'un système électrique euro-méditerranéen synchronisé, mais la concertation se poursuit au sein du comité méditerranéen de l'électricité (Medelec) à l'effet d'étudier son opérationnalité et de définir un cadre de cohérence au sein duquel chaque opérateur, tout en respectant les règles communes, préservera la liberté de ses choix pour le développement de son propre système.

Les projets futurs dans les PSEM visent à constituer un nouveau corridor 400/500 kV du Maroc à l'Egypte pour permettre d'augmenter les échanges électriques. D'autre part, depuis le début des années 2000, des études sont engagées afin d'examiner la possibilité d'effectuer des transferts énergétiques importants entre le Sud et le Nord, en particulier entre l'Algérie et la Libye d'une part, l'Europe d'autre part, sous forme électrique, par câbles sous-marins HVDC.

Ci-après est donnée une synthèse des projets d'interconnexions électriques permettant de compléter la boucle électrique méditerranéenne et aussi le renforcement des interconnexions UCTE-Sud&Est Méditerranéen.

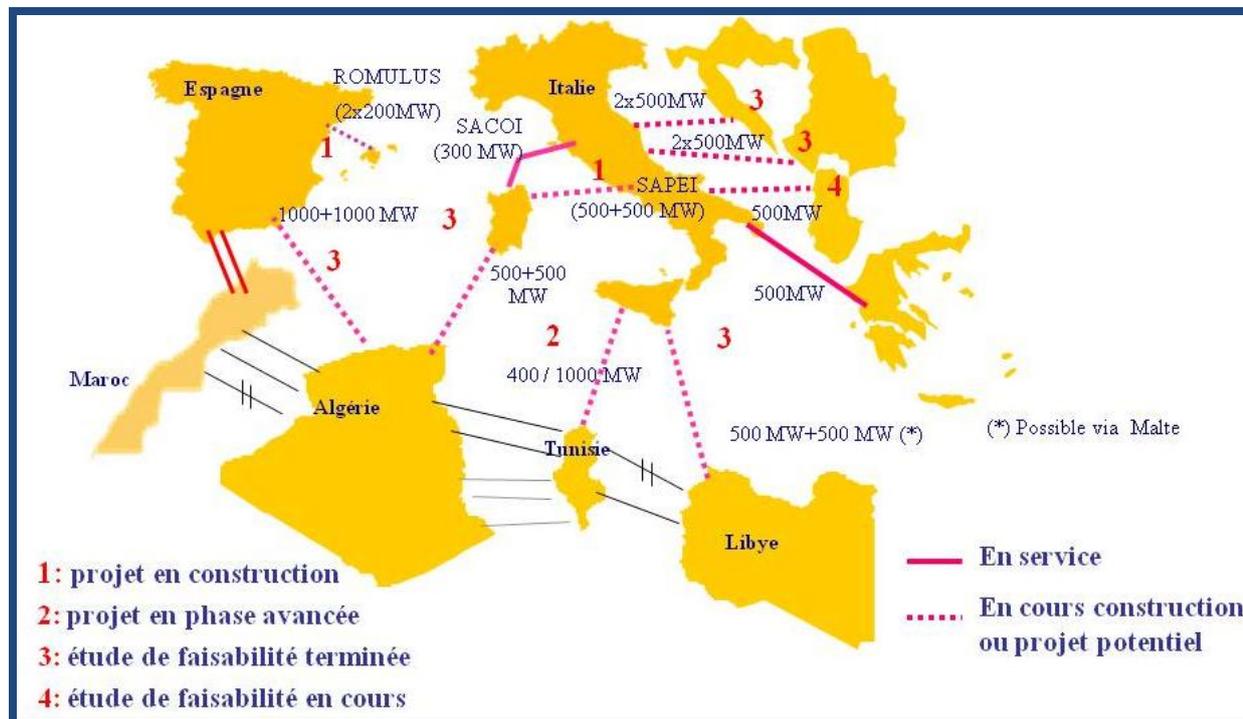
Tableau 8. Projets d'interconnexions électriques pour compléter la boucle

Pays 1	via	à Pays 2	Capacité	Type de liaison	Coût estimé En MEuros	Année prévue MES
<i>Algérie</i>	direct	<i>Espagne</i>	2x 1000 MW	CCHT	675	2010+
<i>Algérie</i>	Sardaigne	<i>Italie</i>	2x 500 MW	CCHT	700	
<i>Tunisie</i>		<i>Italie</i>	1000 MW	CCHT		>2015
<i>Libye</i>	Malte? Et autres tracés	<i>Italie</i>	2x 500 MW	CCHT	1200	
<i>Libye</i>		<i>Tunisie</i>		Dos à dos en CC	40	Solution au pb technique actuel de la liaison entre les blocs Ouest & Est 2012 ?
<i>Turquie</i>		<i>UCTE</i>	1000		200	>2015
<i>Monténégro</i>		<i>Italie</i>		CCHT		En cours d'étude

Source : COMELEC, Medelec, UAPDTE

II.3. Les projets de câbles électriques sous-marins à courant continu

Figure 10. Interconnexions électriques, câbles CCHT



Sources : Bruno COVA (CESI RICERCA), Medelec

Une étude effectuée en 2003, a conclu à la faisabilité technique d'une liaison CCHT de 1000 MW de capacité à 500 KV entre Terga en Algérie et Alméria en Espagne, avec une liaison 200 MW AC traversant le Maroc. La décision dépend de Sonelgaz and Red Electrica de Espana et surtout du coût de l'énergie à prendre en compte.

Entre l'Algérie et le Sud de la Sardaigne, une autre étude de faisabilité a été réalisée en 2004 pour un câble de 500 à 1000 MW de capacité à 400 kV. L'étude pour une liaison de 600 MW de capacité entre la Tunisie et l'Italie a été finalisée en février 2006. Enfin, une étude pour l'interconnexion électrique Libye-Italie a été achevée en mai 2007. C'est une liaison de deux câbles de 500 MW qui prévoit passer par Malte.

Cette liste de projets est impressionnante par l'ampleur des infrastructures à réaliser, l'importance des moyens à mettre en œuvre, le montant des investissements et par les défis qu'ils engagent sur le plan politique et géostratégique à l'échelle d'une région ou d'un continent, voire de deux continents. Si sur le plan technologique, il n'y a pas d'impossibilité majeure¹, il reste à évaluer chacun des projets par rapport à d'autres solutions éventuelles, plus économiques et surtout, plus respectueuses des défis environnementaux. Ainsi, si le projet de gazoduc TSGP est qualifié par certains experts "d'utopique", on peut se demander s'il est raisonnable de proposer des liaisons électriques entre chacun des pays d'Afrique du Nord et l'Europe alors que d'autres projets de transport de gaz sont envisagés quasiment sur les mêmes tracés.

¹ Maîtrise des technologies de pose d'infrastructures énergétiques (pipelines, câbles) à plus de 2000 m de profondeur.

Il n'existe aucune coordination au niveau régional, ni entre les filières, ni à l'intérieur de chaque filière. Le développement des infrastructures est nécessaire pour répondre aux besoins croissants de la région mais il est souvent présenté comme étant la solution unique aux questions énergétiques. Or, si les infrastructures sont utiles, elles ont aussi un impact environnemental fort et, compte tenu de leur durée de vie et de leur capacité à « sculpter » la demande, elles engagent la région sur le long terme.

Conclusion

Ces routes énergétiques qui sont mises en place et qui relient le Sud et le Nord, créent une interdépendance qu'il est nécessaire de mettre à profit, dans un esprit de complémentarité, car elles offrent des opportunités commerciales pour les deux rives. Elles sont le chemin vers la concrétisation d'un partenariat économique mutuellement bénéfique notamment en termes de coopération technologique et de transfert de technologie.

En ce qui concerne les interconnexions Maghreb – Europe, la complémentarité énergétique entre les pays du Maghreb et l'Europe, pourrait être réalisée en partie par une intégration des réseaux électriques maghrébins et européens, moyennant un développement plus soutenu des interconnexions dans le cadre d'une démarche stratégique qui viserait, d'une part, à accroître les échanges d'énergie électrique et d'autre part, à mettre en place un marché Maghreb - Europe de l'électricité. A cet effet, la réalisation des infrastructures permettant la possibilité d'effectuer des transferts énergétiques importants entre le Sud et le Nord, en particulier entre le Maghreb d'une part, l'Europe d'autre part, sous forme électrique, par câbles sous-marins CCHT, est indispensable. Ces infrastructures, outre le fait d'intensifier les échanges commerciaux d'énergie électrique, permettront : (i) d'améliorer la sécurité d'approvisionnement, (ii) d'assurer la liberté de circulation de l'électricité entre les pays ; et (iii) d'améliorer la compétitivité des opérateurs utilisateurs d'énergie et ce, au bénéfice des consommateurs.

Ces projets d'interconnexions ont besoin d'une attention particulière de l'Union Européenne et d'un soutien financier approprié. Dans ce cadre, il est attendu, une approche nouvelle en matière de financement dont la rentabilité économique n'est pas évidente à court terme, mais dont la projection dans la vision plus vaste du plan solaire méditerranéen « PSM » ouvre de nouveaux horizons aux énergies propres. Les interconnexions réalisées, et celles programmées, ont favorisé le lancement de l'initiative « marché maghrébin de l'électricité » à travers le protocole d'accord, signé en 2003 à Rome, entre la Commission Européenne et les trois pays concernés (Algérie, Maroc et Tunisie). Ce projet financé par la Commission Européenne, est en cours de réalisation jusqu'en 2011 (l'Algérie étant mandatée pour assurer le rôle de maître de l'ouvrage du projet). Sa concrétisation, qui est en bonne voie, est partie intégrante de l'objectif général de création de l'espace de libre échange entre les pays méditerranéens et l'Union Européenne.

L'un des résultats acquis par ce projet, par exemple, est sa capacité à construire des espaces de dialogue permanent entre les pays bénéficiaires sur un sujet très sensible comme le marché de l'électricité. Toutefois, il reste des défis à relever par ces pays compte tenu la complexité du projet, notamment en matière de législation qui reste un pré requis pour la mise en place d'un marché dans et entre les pays bénéficiaires en vue de leur intégration dans le marché intérieur de l'union Européenne

La réalisation de ces projets permettra de mettre en connexion l'Europe avec le réservoir potentiel infini d'énergie solaire au Sud. Ce qui pourrait assurer pour toute la région, à très long terme, une sécurité d'approvisionnement basée sur la constitution d'un robuste réseau électrique.

Les pays du Sud se sont attelés à la construction de lignes d'interconnexions de puissance adéquate, de manière à permettre l'échange de grandes quantités d'énergie entre leurs entreprises énergétiques et ce, en vue d'une meilleure utilisation des ressources primaires et des moyens disponibles.

En matière d'énergie renouvelables, les pays du sud envisagent de préparer leur avenir énergétique et l'après-pétrole, par l'intégration progressive dans leur mix énergétique des énergies renouvelables d'une part, et à travers des efforts en matière d'efficacité énergétique d'autre part. L'éolien et le solaire constituent les énergies renouvelables les plus disponibles et les mieux réparties sur les territoires du Sud et dont le gisement est estimé à des milliers de TWh. La promotion et le développement des énergies renouvelables constituent l'un des axes importants de la politique énergétique et environnementale que suivront les pays PSEM. Cette volonté, qui répond aux objectifs du Plan Solaire Méditerranéen, commence à se traduire par des actes sur le terrain.

Annexe 2 : Données détaillées par pays

Annexe 2 a : Données des bilans énergétiques et traitements statistiques, par pays (pays MEDA²)

Cet annexe portant sur l'analyse régionale des données de l'énergie dans la région MEDA est divisée en trois parties conformément à l'établissement d'un bilan énergétique national, à savoir : les approvisionnements de l'énergie (production d'énergie primaire, échanges d'énergie –importations/exportations-, et la consommation d'énergie primaire), les transformations de l'énergie (raffineries et centrales électriques), et enfin la consommation finale dans les différents secteurs de l'industrie, des transports, et du secteur résidentiel et tertiaire (incluant les ménages et les services –public, commercial et agriculture-).

Cette analyse porte sur l'agrégation des bilans énergétiques de 9 pays méditerranéens pour les années 2004 à 2007. Ces pays du Sud et de l'Est méditerranéen, nommés pays MEDA dans la suite de cette annexe, sont : l'Algérie, l'Egypte, Israël, la Jordanie, le Liban, le Maroc, la Palestine, la Syrie et la Tunisie (soit 9 pays MEDA correspondant aux PSEM, moins la Turquie et la Libye, selon source MEDSTAT 2009, publication Eurostat 57/2009 d'Août 2009 et du rapport final du secteur énergie de MEDSTAT II incluant les bilans énergétiques 2007 des pays partenaires (<http://www.medstat-finalforum.org/publications.html>)

Introduction

Sur une superficie totale de 4,2 millions de km², les pays MEDA totalisent 191 millions d'habitants, consomment près de 189 Mtep d'énergie primaire et environ 290 TWh d'électricité en 2007.

Leur revenu moyen par habitant est de 4450 Euro par habitant, mais avec un très grand contraste entre les différents pays, entre 2800 Euro pour la Palestine à 18780 Euro pour Israël.

Tableau 9. Données socioéconomiques des pays MEDA

	Superficie x1000 km ²	Population (millions)					GDP ppa (milliards Euro2005)				GDP per capita (Euro2005/capita)			
		2003	2004	2005	2006	2007	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006
Algérie	2381,7	31,9	32,4	32,9	33,4	33,8	144,6	152,1	160,2	165,0	4534	4699	4875	4946
Egypte	1001,5	70,3	71,6	72,8	74,2	75,5	246,4	256,6	267,9	286,3	3507	3586	3678	3860
Israël	22,1	6,7	6,8	6,9	7,0	7,2	114,2	119,7	126,0	132,4	17073	17593	18195	18778
Jordanie	0,0	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5					0	0	0	0
Liban	10,4	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	28,4	30,5	30,8	30,8	7242	7688	7676	7591
Maroc	446,6	29,5	29,8	30,1	30,5	30,9	80,0	84,1	86,2	93,0	2709	2820	2858	3051
Palestine	6,0	3,4	3,5	3,6	3,8	3,9	9,3	9,8	10,5	10,6	2751	2805	2884	2809
Syrie	185,2	17,9	18,4	18,9	19,4	19,9	55,0	58,2	60,8	63,9	3073	3164	3218	3293
Tunisie	163,6	9,8	9,9	10,0	10,1	10,2	46,6	49,4	51,5	54,1	4732	4971	5132	5346
MEDA	4217	179	182	185	188	191	724	760	794	836	4057	4186	4297	4448

Source : Plan Bleu

² Les pays MEDA sont : Algérie, Egypte, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, Palestine, Syrie et Tunisie.

Entre 2004 et 2007, la population des pays MEDA est passée de 179 à environ 191 millions d'habitants (+1,7%/an), soit un accroissement de près d'une dizaine de millions d'habitants de plus ; le PIB a évolué de +4,9%/an en moyenne sur la même période, la consommation d'énergie finale de +4,5%/an et l'électricité de +5,1%/an.

Parmi les 9 pays MEDA, 3 pays sont producteurs et exportateurs d'énergie Algérie, Egypte et Syrie. Un pays est producteur, mais insuffisamment pour couvrir l'ensemble de ses propres besoins, et donc un importateur net d'énergie, c'est la Tunisie. Tous les autres pays sont des pays totalement importateurs de leur énergie.

Les 3 pays MEDA (Algérie, Egypte et Syrie) font partie donc des producteurs-exportateurs d'hydrocarbures dans la région Méditerranéenne. La part de l'Algérie dans la production mondiale est appréciable pour le pétrole brut (11ème producteur mondial avec 1,4 million barils par jour), et pour le gaz naturel (3ème exportateur avec 62 milliards de m3), et significatif pour les autres produits pétroliers (1er exportateur mondial de condensat et 2ème producteur & exportateur de GPL). L'Egypte dispose d'une production en forte croissance de gaz naturel par contre celle du pétrole est en baisse régulière (de 0,6 million barils par jour actuellement),

Pour assurer leurs exportations pétrolières et gazières, l'Algérie, l'Egypte et la Syrie disposent d'une infrastructure énergétique importante composée de 16 raffineries, de ports pétroliers, de 6 usines GNL, de 4 gazoducs internationaux reliant l'Algérie à l'Europe du Sud (Italie et Espagne, via le la Tunisie et le Maroc), et reliant l'Egypte à Israël et à la Jordanie (bientôt à la Syrie, Liban et Turquie), ainsi que des interconnexions électriques les reliant à leurs pays voisins (Maroc, Tunisie, Jordanie, et Liban).

S'agissant du gaz naturel, l'Algérie a exporté vers 13 pays différents (majoritairement européens), livré via des gazoducs (57% en 2007) et via des méthaniers sous forme GNL (43%). Quant aux GPL, en tant que deuxième exportateur mondial de GPL, l'Algérie a desservi 20 pays répartis sur 4 continents. Le marché méditerranéen des GPL demeure la principale destination des exportations algériennes (avec 63% du total en 2007), le reste a été livré vers les USA (26%), l'Amérique Latine (2%) et vers les marchés de l'Europe du Nord (9%).

Le gaz égyptien est exporté vers une dizaine de pays, livré via gazoduc (13% en 2007) et via des méthaniers sous forme GNL (87% dont une partie GNL vers la France et l'Espagne).

S'agissant du pétrole, les exportations égyptiennes sont en diminution (< 9 Mtep en 2007). Les exportations pétrolières algériennes (68 Mtep en 2007), réparties entre 65% de brut, 30% de condensats et 15% de produits pétroliers, sont destinées essentiellement aux marchés américain (65% en 2007), européen (29%) et asiatique (6%).

La période 1997-2007 a été le témoin de la construction d'une importante infrastructure énergétique en Méditerranée, entre autres, la gazoduc Maghreb-Europe en 1997, le gazoduc Arabe Egypte-Jordanie en 2003, les 2 usines GNL en Egypte en 2004 et 2005, les interconnexions électriques Maroc-Espagne en 1997, Egypte-Libye en 1998, Egypte-Jordanie en 1998, Syrie-Liban en 2001, et deux raffineries une en Egypte et une en Algérie en 2006.

Le présent article fait, ci-après, un point de situation du bilan énergétique agrégé des pays MEDA et examine les évolutions sur la période de 2004 à 2007, tout en soulignant le poids des énergies fossiles dans la zone.

Bilan énergétique

Approvisionnement de l'énergie

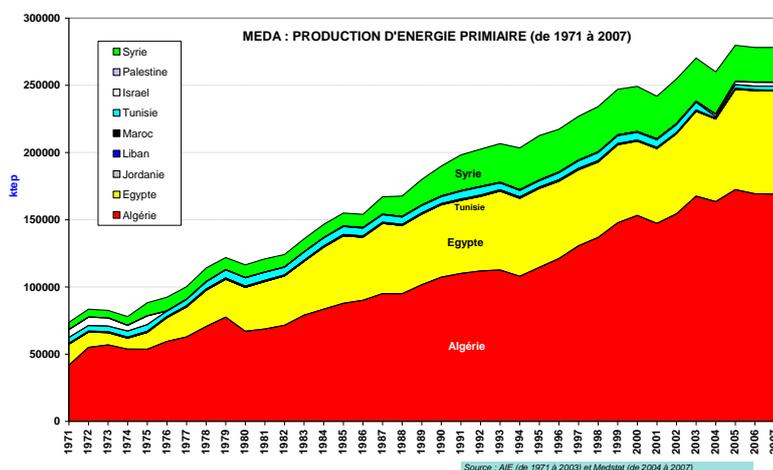
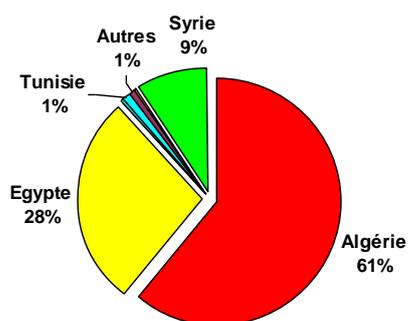
La production d'énergie primaire

Par définition dans la note méthodologique, la production primaire est le total de l'extraction de combustibles primaires dans les réserves fossiles et les sources de biocombustibles ainsi que le captage d'énergie renouvelable à partir de l'eau, du vent, du soleil, etc.

Dans le cas de la région MEDA, la plus grande partie de la production d'énergie primaire concerne les énergies fossiles (pétrole et gaz naturel) et est produite principalement par 3 pays producteurs-exportateurs l'Algérie (61%), l'Egypte (28%) et la Syrie (9%).

Figure 11. Production d'énergie primaire, par pays MEDA

MEDA : Production d'énergie primaire en 2007



Source : AIE (de 1971 à 2003) et Medstat (de 2004 à 2007)

Une production primaire centrée sur les hydrocarbures et concentrée dans trois pays MEDA

Par définition, dans la méthodologie, la production de pétrole englobe les quantités produites de pétrole brut, des liquides de gaz naturel, des condensats extraits des gaz associés ou non associés sur les gisements et les périmètres d'exploitation et du pétrole lourd extrait des schistes et sables asphaltiques, etc à l'intérieur des frontières nationales, y compris la production offshore. La production ne couvre que la production commerciale, à l'exclusion des volumes réinjectés dans les gisements. Il est tenu compte aussi **des Liquides de Gaz Naturel (LGN)** qui sont des hydrocarbures liquides obtenus à partir du gaz naturel dans les installations de séparation ou de traitement du gaz. Les liquides de gaz naturel comprennent l'éthane, le propane, le butane, le pentane et les pentanes plus (parfois appelés essence naturelle ou condensat).

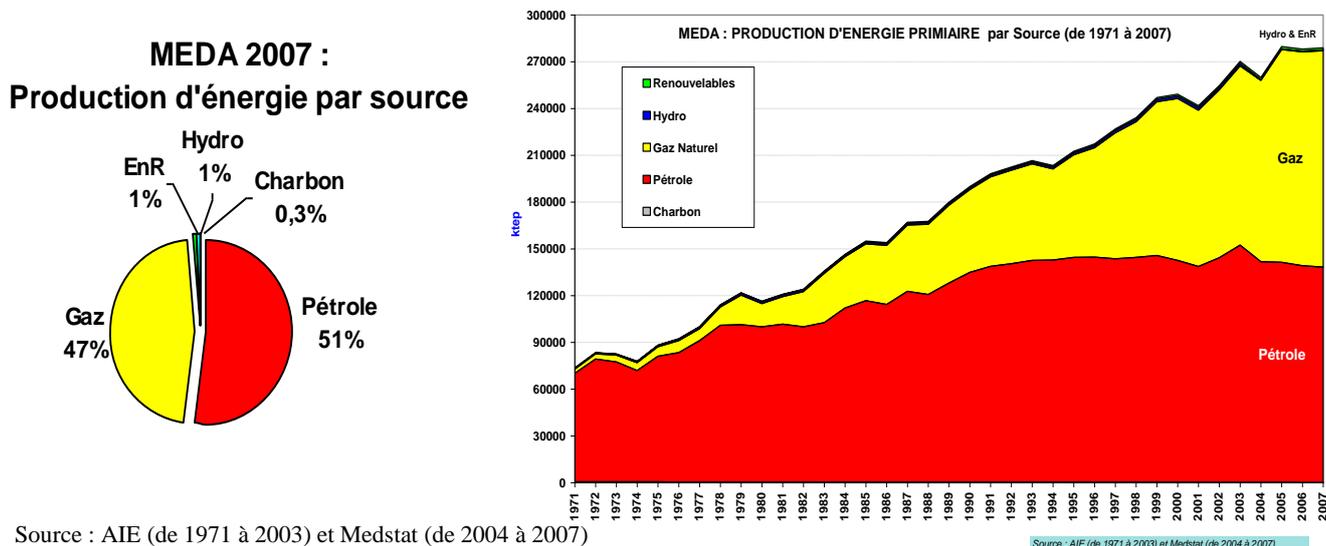
La production indique donc la totalité des quantités produites dans les gisements (onshore & offshore), considérant la partie commercialisable et excluant les volumes réinjectés dans les gisements. Dans le cas algérien, il y a une bonne partie de la production de gaz servant à la réinjection.

La production primaire des hydrocarbures liquides tient compte de la totalité des produits primaires comme celle du pétrole brut, des condensats, des liquides de gaz naturel, des GPL aux champs et du pétrole extrait des schistes et sables asphaltiques, etc.

La production d'énergie primaire dans les pays MEDA est constituée principalement d'hydrocarbures, (pétrole et gaz naturel), constituant à plus de 98% de la production totale. La production totale d'énergie primaire est restée stable sur la période 2004 à 2007 a évoluée de 273 à 295 millions de tonnes équivalents pétrole –Mtep-.

La structure de la production d'énergie primaire, constituée principalement de produits liquides (pétrole et condensats) par le passé a considérablement évolué au profit du gaz naturel qui représente actuellement presque 48%. La production d'énergie primaire est constituée en 2007 de 51% pour le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (LGN, appelés souvent condensats), et 47% pour le gaz naturel. La part des énergies renouvelables, y compris l'électricité hydroélectrique, reste très limitée moins de 1,2% de la production totale.

Figure 12. Production d'énergie primaire par source (MEDA)



Evolution de la production primaire par type de produits énergétiques

Production de pétrole et liquides du gaz naturel (LGN) :

Par définition, ce sont les quantités produites de pétrole brut, des liquides de gaz naturel, des condensats et du pétrole lourd extrait des schistes et sables asphaltiques, etc à l'intérieur des frontières nationales, y compris la production offshore. La production ne couvre que la production commerciale, à l'exclusion des volumes réinjectés dans les gisements.

La production d'hydrocarbures liquides (pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de GPL aux champs) dans la région MEDA a progressé rapidement durant les dix dernières années du fait de l'exploitation de nouveaux gisements dans les 3 pays producteurs de la zone MEDA. En 2007, La production pétrolière a atteint environ 152 Mtep, un niveau pratiquement inchangé par rapport à celui des années 2004 à 2006.

Production de gaz naturel

Production nationale de gaz naturel, c'est la totalité de la production de gaz commercialisable sec, mesurée après élimination des impuretés et du soufre et après extraction des LGN. Les quantités réinjectées, les pertes d'extraction et les quantités brûlées à la torche ou rejetées dans l'atmosphère sont exclues de cette rubrique, qui recouvre les quantités de gaz utilisées dans l'industrie gazière, pour l'extraction du gaz, dans les réseaux de gazoducs et dans les usines de traitement du gaz naturel.

La production de gaz naturel a été en nette augmentation durant la dernière décennie (1997 et 2007) dû principalement à la croissance de la production algérienne mais également à la forte envolée de la production en Egypte qui s'est tournée vers le gaz, après l'amorce de la baisse de sa production du pétrole.

Pour l'année 2007, la production de gaz naturel de la région MEDA a atteint 139 Mtep, un niveau plus au moins comparable à celui réalisé depuis 2005.

Tableau 10. MEDA : Production d'énergie primaire (ktep)

	Charbon	Pétrole & LGN	Gaz Nat.	EnR	Hydro	Total
2004	77	151 156	118 745	1 784	1 733	273 494
2005	1 465	152 285	137 217	1 849	1 660	294 476
2006	2 134	149 940	137 739	1 841	1 682	293 336
2007	767	151 987	138 739	1 895	1 830	295 218

Source : Medstat

Tableau 11. 2007 MEDA : Production d'énergie primaire par pays en 2007 (ktep)

	TOTAL	Charbon	Pétrole	Gaz Nat.	EnR	Hydro
Algérie	169 108		73 720	81 979	77	19
Egypte	79 102		32 070	45 865	55	1 112
Israël	3 120	45	2	2 349	724	
Jordanie	296		1	165	103	5
Liban	187				137	50
Maroc	210		13	60	24	113
Palestine	207				207	
Syrie	24 346		18 951	4 718		303
Tunisie	6 489		4 650	1 831	4	4
Total MEDA	283 066	45	129 408	136 966	1 330	1 607

Source : Medstat

Les échanges énergétiques

Globalement pour la région MEDA, les exportations en volume sont deux fois plus importants que les volumes importés. En effet, le volume global des exportations est de l'ordre de 183 Mtep par an alors que celui des importations a été entre 70 et 79 Mtep par an.

La structure des exportations est constituée de pétrole brut qui représente 44% en 2007, quant au gaz naturel & GNL (38%) et celui des produits raffinés (18%).

Tableau 12. MEDA : Exportations d'énergie par source (ktep)

	Charbon	Pétrole & LGN	Produits pétroliers	Gaz Naturel & GNL	Electricité	TOTAL
2004	314	76 706	34 940	72 749	308	185 016
2005	246	80 406	31 956	74 731	324	187 663
2006	967	76 513	30 233	72 699	318	180 730
2007	376	79 855	32 685	70 224	352	183 492

Source : Medstat

Tableau 13. MEDA : Importations d'énergie par source (en ktep)

	Charbon	Pétrole & LGN	Produits pétroliers	Gaz Nat.	Electricité	TOTAL
2004	13 181	24 576	25 764	2 638	486	66 649
2005	12 382	26 428	27 189	3 221	485	69 707
2006	12 941	25 436	26 627	3 833	631	69 472
2007	12 735	30 109	30 482	4 542	844	78 716

Source : Medstat

Les exportations pétrolières composées principalement de pétrole brut mais aussi de condensats (LGN) et de produits pétroliers ont été destinées essentiellement aux marchés américain et européen et vers l'Asie. Les exportations des condensats sont exportées pour moitié vers le continent américain et l'autre moitié vers l'Europe.

Dans les tableaux ci-dessous sont données les répartitions, par produit et par pays, des importations et des exportations, pour l'année 2007.

Les produits importés sont d'abord les produits pétroliers (39% dont 17% de diesel et 7% de GPL) et le pétrole brut (34%) suivi par le charbon 18%, le gaz naturel 6% et l'électricité 1%. Parmi les pays, les deux plus gros importateurs en 2007, dépassant à eux deux plus de la moitié des importations totales de la zone MEDA, ce sont Israël (31%) suivi par le Maroc (21%).

Tableau 14. 2007 MEDA : Par pays, Importations d'énergie (ktep)

	TOTAL	Charbon	Pétrole Brut	Tot. Prod. pétroliers	GPL	Essence	Carbu-réacteurs	Gazole/diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	Electricité
Algérie	1 930	693	365	847		279		221		347		24
Egypte	7 330	968	2 383	3 961	2 206			1 488		266		18
Israël	22 527	7 988	10 276	4 263	178	641	215	528	2 056	644		
Jordanie	6 994		4 263	789	202	68	1	518			2 241	18
Liban	3 779	108		3 586	114	1 006	134	1 268	1 023	42		84
Maroc	15 214	3 312	6 331	3 835	1 717	62	154	1 862		39	474	302
Palestine	1 191			914	157	152	5	593	3	3		274
Syrie	7 919		448	7 351		419	188	4 405	2 277	61		120
Tunisie	6 324		1 175	3 321	388	248	228	1 319	773	365	1 827	1
TOTAL	73 208	13 069	25 241	28 867	4 963	2 877	926	12 202	6 132	1 769	4 542	840
% source		18%	34%	39%	7%	4%	1%	17%	8%	2%	6%	1%

Source : Medstat

Les exportations ont concerné en première position le gaz naturel à 45% suivi par le pétrole brut 38% et les produits pétroliers 16% (dont 5% de carburants, 4% de GPL et 4% de fioul). Parmi les pays exportateurs, on trouve naturellement les trois pays producteurs d'hydrocarbures en premier et qui concentrent près de 95% des exportations totales de la

zone : l'Algérie (77%), l'Egypte (12%) et la Syrie (5%). Le reste est constitué par quelques pays disposant d'excédents dans certains produits du raffinage, Israël, Tunisie et Maroc.

Tableau 15. 2007 MEDA : Par pays, Exportations d'énergie (ktep)

	TOTAL	Char	Pétrole Brut	Tot. Prod. pétroliers	GPL	Essence	Carbur-réacteurs	Gazole/diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	Electricité
Algérie	145 908		57 161	18 531	7 842		748	87	5 980	3 875	70 193	23
Egypte	23 428	967	2 848	5 286		714	3 911		50	611	14 279	48
Israël	3 860			3 702	137	825	447	890	856	547		159
Jordanie	15											15
Liban												
Maroc	1 273			1 273				5	612	656		
Palestine												
Syrie	8 920		7 607	1 228	46		68	7	7	1 100		85
Tunisie	4 997		3 965	837					615	223	194	
TOTAL	188 400	967	71 580	30 856	8 024	1 539	5 174	989	8 119	7 011	84 666	330
% source	100%	1%	38%	16%	4%	1%	3%	1%	4%	4%	45%	0,2%

Source : Medstat

Transformation de l'énergie :

Le raffinage :

Dans les pays MEDA, il existe 24 raffineries dont deux sont l'arrêt au Liban. La capacité totale de ces 24 raffineries est d'environ près de 2 millions de barils par jour (soit 98 Mt par an). Deux raffineries ont été construites au cours la période 2004 à 2007, une en Egypte et une en Algérie (mise en service d'une 5ème raffinerie à Adrar-Algérie d'une capacité de 0,6 Mt /an en 2007).

Dans la région MEDA, 87 à 92 millions de tonnes de brut par an sont traités par l'outil de raffinage, soit un taux d'utilisation de la capacité de raffinage de 91% et 95% entre 2004 et 2007. Ce qui a permis aussi à certains pays de la zone MEDA, comme l'Algérie et l'Egypte, dont les capacités sont supérieures à leurs demandes intérieures, une excellente valorisation des produits raffinés à l'exportation, après couverture de leurs demandes nationales.

Tableau 16. MEDA : Raffineries et capacités

Raffinage			
	Nb raffineries	Capacité (b/j)	Capacité (Mt/an)
Algerie	5	450000	23
Egypte	9	726250	36
Israël	2	220000	11
Jordanie	1	90400	5
Liban*	2	37500	2
Maroc	2	154901	8
Palestine			
Syrie	2	239865	12
Tunisie	1	34000	2
MEDA	24	1952916	98

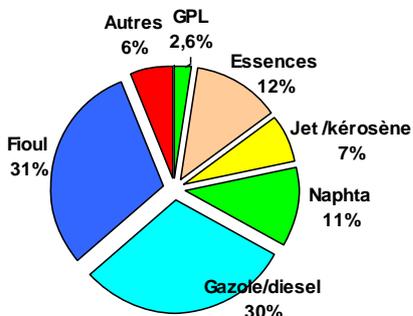
Source : OGI

*à l'arrêt

Les 22 raffineries de la zone MEDA ont transformé principalement du brut produit localement en fioul soit 31% du total, en gazole/diesel (30%), en essences (12%), en naphta (11%) et en carburéacteurs (7%).

Figure 13. Les productions des raffineries de la zone MEDA (ktep)

**MEDA 2007 :
Production des raffineries par produit**



Les productions des raffineries de la zone MEDA (x1000 tep)

	2004	2005	2006	2007
GPL	2 422	2 393	2 322	2 346
Essences	10 411	10 607	10 995	11 029
Jet	4 911	5 311	4 989	5 570
Kerosene	984	1 198	751	653
Naphta	8 783	9 058	9 349	9 954
Gazole/diesel	25 788	26 051	26 678	26 843
Fioul	27 228	27 189	26 703	27 262
Autres	4 681	5 561	5 442	5 422
TOTAL	85 207	87 368	87 228	89 079

Source : Medstat

Malgré la quantité de gazole/diesel produite par les raffineries de la région MEDA, son importation reste la plus importante parmi les produits pétroliers y compris dans les pays producteurs comme l'Algérie. Ce déficit risque d'être résorbé une fois que les projets de raffineries annoncés en Algérie, en Syrie, et en Jordanie seraient construits.

Tableau 17. Les quantités de produits pétroliers par les raffineries de la zone MEDA (ktep)

	2004	2005	2006	2007	% en 2004	% en 2005	% en 2006	% en 2007
GPL	2 422	2 393	2 322	2 346	2,8%	2,7%	2,7%	2,6%
Essences	10 411	10 607	10 995	11 029	12,2%	12,1%	12,6%	12,4%
Jet	4 911	5 311	4 989	5 570	5,8%	6,1%	5,7%	6,3%
Kérosène	984	1 198	751	653	1,2%	1,4%	0,9%	0,7%
Naphta	8 783	9 058	9 349	9 954	10,3%	10,4%	10,7%	11,2%
Gazole/diesel	25 788	26 051	26 678	26 843	30,3%	29,8%	30,6%	30,1%
Fioul	27 228	27 189	26 703	27 262	32,0%	31,1%	30,6%	30,6%
Autres	4 681	5 561	5 442	5 422	5,5%	6,4%	6,2%	6,1%
TOTAL	85 207	87 368	87 228	89 079	100%	100%	100%	100%

Source : Medstat

Dans le tableau ci-après est donnée la répartition par produit et par pays des productions des raffineries dans les pays MEDA, pour l'année 2007, ainsi que les taux d'utilisation (estimés à partir des bilans énergétiques). L'Egypte et l'Algérie, avec 58% du nombre de raffineries de la zone, sont les deux pays qui produisent le plus de produits pétroliers issus du raffinage, même si leurs taux d'utilisation de leurs raffineries sont les plus bas comparativement à ceux des pays de la zone.

Tableau 18. 2007 MEDA : Par pays, Production de produits raffinés (x 1000 t)

	Tot. Prod. pétroliers	GPL	Essence	Carbu-réacteurs	Gazole/diesel	Fioul	Autres produits	% utilisation des raffineries
Algérie	20 121	533	2 029	1 119	6 195	6 069	4 178	89%
Egypte	30 821	605	3 076	6 126	8 872	10 183	2 377	85%
Israël	12 065	532	2 773	1 243	3 344	3 094	1 079	110%
Jordanie	4 326	139	675	311	1 467	1 345	389	96%
Liban								
Maroc	6 105	182	391	302	2 050	2 221	960	79%
Palestine								
Syrie	12 037	141	149	1 562	3 900	4 108	2 176	100%
Tunisie	1 868	113	151	134	570	660	282	110%
TOTAL	87 343	2 245	9 244	10 796	26 398	27 679	11 440	91,2%

Source : Medstat

Les centrales électriques

La consommation de combustibles dans les centrales électriques a été de 64,2 Mtep en 2007 correspondant à une production thermique d'électricité de 24,8 Mtep d'électricité thermique (incluant la production publique et celle des autoproducteurs), soit un rendement moyen des centrales thermiques MEDA d'environ de 38,5%. A titre de comparaison, les rendements des cycles combinés à gaz, installés déjà dans quelques pays MEDA, atteignent 50% de rendement.

Tableau 19. Les quantités de combustibles à l'entrée des centrales électriques (ktep)

	Total Combustibles	Charbon	Pétrole	Gaz Naturel	Electricité thermique	Rendement moyen des centrales (%)
2004	55 929	11 133	13 132	31 663	21 801	39,0%
2005	60 648	11 110	13 795	35 743	22 470	37,1%
2006	64 131	11 203	15 035	37 893	23 663	36,9%
2007	64 232	11 091	14 216	38 925	24 760	38,5%

Source : Medstat

La production nationale d'électricité a crû de 4,5% entre 2004 et 2007, la production est passée de 276 TWh en 2004 à 316 TWh en 2007, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 6,5% entre 2004 et 2007. Cette production était seulement de 24 TWh en 1970.

Tableau 20. Production d'électricité détaillée par filière (GWh)

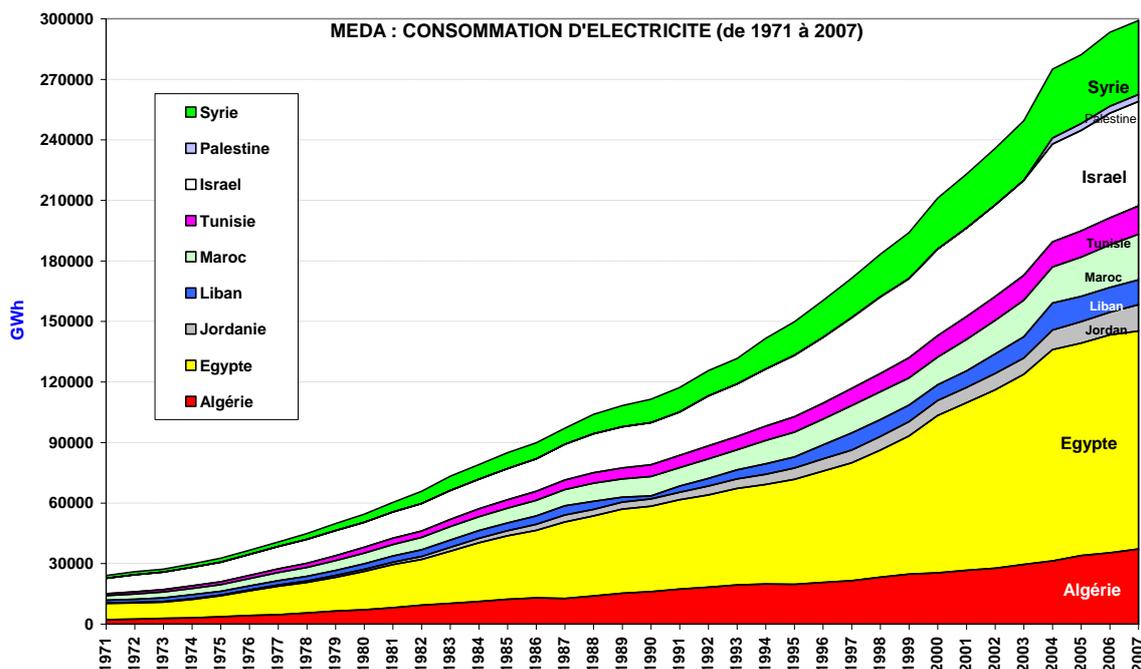
	Thermique	Renouve-lables	Hydro	TOTAL	Import. nettes	Total Disponible	Conso. des Auxiliaires	Pertes réseaux	Conso. Finale
2004	253505	778	20149	274433	2074	276506	-13915	-38602	223989
2005	261280	813	19304	281398	1878	283276	-19857	-33630	229790
2006	275156	859	19560	295574	3638	299212	-18828	-36778	243606
2007	287903	1156	21276	310335	5710	316045	-18419	-36935	260690

Source : Medstat

La production d'électricité brute en 2007 est d'environ de 310 TWh dont 21,3 TWh d'hydroélectricité, et le reste 288 TWh de production thermique basée sur du gaz naturel (61%), du fioul/diesel (22%) et du charbon (17%). Les importations nettes d'électricité ont été de 5,7 TWh. Ce qui totalise une disponibilité d'électricité de l'ordre de 316 TWh en 2007.

L'acheminement de cette production d'électricité, à des millions de clients dans l'ensemble des pays MEDA via les réseaux de transport et de distribution (HT, MT et BT), entraîne des pertes sur ces réseaux de lignes électriques. Ces pertes de transport et de distribution ont connu une légère amélioration passant de 14% en 2004 à 11,7% en 2007 des quantités d'électricité brutes disponibles.

Figure 14. MEDA : Consommation d'électricité (de 1971 à 2007)



Source : AIE (de 1971 à 2003) et Medstat (de 2004 à 2007)

La production d'électricité dans la zone est assurée par trois sources principales : thermique (288 TWh en 2007) hydraulique (21 TWh, principalement en Egypte, en Syrie et au Maroc) et renouvelables (1,2 TWh, essentiellement éolienne, en Egypte, au Maroc et en Tunisie). Dans le tableau ci-dessous est donnée la répartition des combustibles à l'entrée des centrales électriques thermiques par pays et par source d'énergie.

Cette production thermique d'électricité en 2007 a été basée essentiellement sur le gaz naturel à 59% suivi par le fioul/diesel à 23% (dont 20% fioul) et par le charbon à 17%.

Trois pays (Egypte, Algérie et Israël) utilisent plus des deux tiers des combustibles fossiles consommés en entrée centrales. A noter que deux pays (Algérie et Egypte) sont à plus de 80% d'électricité thermique au gaz naturel. Et deux autres pays (Israël et Maroc) sont à plus de 70% d'électricité thermique au charbon, mais Israël comme le Maroc, ont commencé à utiliser le gaz depuis 2005 avec des quantités de plus en plus croissantes de gaz dans la production d'électricité.

Tableau 21. 2007 MEDA, combustibles dans les centrales électriques (ktep)

	TOTAL	Charbon	Tot. Prod. pétroliers	Diesel	Fioul	Gaz Nat.	% Pays
Algérie	10 162		96	96		10 066	16%
Egypte	21 833		4 363	117	4 246	17 470	34%
Israël	11 791	7 976	1 544	638	906	2 271	18%
Jordanie	3 120		714	90	624	2 406	5%
Liban	2 145		2 145	1 122	1 023		3%
Maroc	4 401	3 115	724	4	720	474	7%
Palestine	106		106	106			0,2%
Syrie	7 792		4 957	7	4 950	2 835	12%
Tunisie	2 865		339	1	339	2 526	4%
TOTAL	64 216	11 091	14 988	2 182	12 806	38 048	100%
%source	100%	17%	23%	3%	20%	59%	

Source : Medstat

La consommation finale de l'énergie

Par définition, la consommation finale concerne la consommation des secteurs utilisateurs finaux: industrie, transports, et autres «Foyers domestiques, commercial & tertiaire, administration publique, agriculture».

La consommation finale d'énergie dans les pays MEDA pour l'année 2007 est de 124 Mtep. L'industrie absorbe 28% de la consommation, les transports 28%, alors que les autres secteurs (ménages, commerce, administration publique, agriculture) représentent 44%. Le graphique ci-dessous illustre la structure de la consommation finale de l'énergie dans la région.

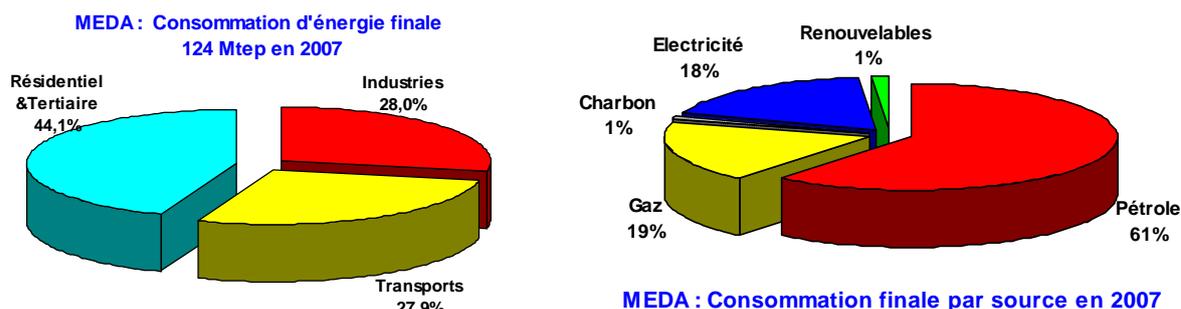
Sur la période de 2004 à 2007, globalement la consommation finale a crû de 14%, qui se répartit pour le secteur des transports, de +16%, pour le secteur résidentiel et tertiaire (incluant les administrations publiques et l'agriculture) de +15%; quant au secteur industriel, de +12% sur la même période.

Tableau 22. MEDA, Consommation finale par secteur (ktep)

	unité	2004	2005	2006	2007
Industries	ktep	31069	32380	33413	34664
Transports	ktep	29827	31819	33537	34571
Résidentiel & Tertiaire	ktep	47523	47587	50470	54552
<i>dont Ménages</i>	<i>ktep</i>	<i>16011</i>	<i>16478</i>	<i>16867</i>	<i>18018</i>
TOTAL	ktep	108419	111786	117420	123787

Source : Medstat

Figure 15. Part de la consommation finale de l'énergie en 2007



Source : Medstat

En 2007, la consommation finale d'énergie est essentiellement basée sur des produits pétroliers à 61% suivi par la gaz naturel à 19%, l'électricité à 18% puis les renouvelables 1,4% et enfin le charbon qui constitue uniquement 1,1% à 2% est destiné principalement pour l'industrie sidérurgique.

Tableau 23. 2007 MEDA, CFT: Par pays et par source, Consommation finale d'énergie (ktep)

	TOTAL	Charbon	Tot. Prod. pétroliers	GPL	Essences	Carbu-réacteurs	Gazole / diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	EnR	Electricité
Algérie	21 217	477	11 497	1 757	2 056	395	6 368	328	593	6 770	77	2 397
Egypte	48 561	827	25 630	4 223	3 516	1 397	10 779	3 871	1 844	13 638		8 466
Israël	11 630		7 436	647	2 293	1 132	2 495	683	185	7	724	3 443
Jordanie	4 804		3 816	347	762	246	1 782	519	159		95	894
Liban	2 668	108	1 591	114	1 006	134	213	124			118	851
Maroc	10 477	197	7 581	1 890	446	501	3 860	874	10	60		1 766
Palestine	911		464	157	132	5	170				187	254
Syrie	14 722		11 596	17	957	1 743	7 911	842	126	477		2 649
Tunisie	5 685		3 818	511	442	358	1 879	418	209	941		925
TOTAL	120 676	1 610	73 429	9 663	11 610	5 913	35 458	7 659	3 126	21 892	1 200	21 646
% source	100%	1%	61%	8%	10%	5%	29%	6%	3%	18%	1%	18%

Source : Medstat

Les produits pétroliers se répartissent principalement dans le secteur des transports pour 45%, suivi par le secteur industriel pour 17%, le secteur résidentiel et tertiaire à 37% (dont 10% pour les ménages). Quant à l'électricité, la consommation finale reste concentrée dans le secteur industriel pour 32%, suivi par le secteur résidentiel pour plus de 61% et le secteur tertiaire et autres pour 6%, et les transports pour moins de 1%. Le gaz naturel est consommé entre 42% dans les ménages et 57% dans les industries; quant au charbon, il est consommé totalement dans le secteur industriel.

La consommation d'énergie du secteur industriel est dominée par les industries grosses consommatrices d'énergie, principalement les matériaux de construction (cimenteries, briqueteries...) la sidérurgie (fer et acier), l'industrie des produits chimiques. Les principaux produits énergétiques utilisés dans le secteur industriel sont le gaz naturel (38%), les produits pétroliers (37%), l'électricité (21%) et le charbon (4%).

Tableau 24. 2007 Industries: Consommation d'énergie dans l'Industrie (ktep)

	TOTAL	Charbon	P. pétroliers	Gaz N.	Electricité
Algérie	4 775	477	1 133	2 327	838
Egypte	17 484	827	5 809	8 702	2 973
Israël	1 801		844	7	950
Jordanie	1 182		945		237
Liban	488	108	124		255
Maroc	2 823	197	1 747	60	819
Palestine	49		31		18
Syrie	2 719		1 400	477	842
Tunisie	1 919		861	704	355
TOTAL	34 067	1 610	12 895	12 275	7 287
<i>% source</i>	<i>100%</i>	<i>5%</i>	<i>38%</i>	<i>36%</i>	<i>21%</i>

Source : Medstat

Dans le secteur des transports, 88% de l'utilisation de l'énergie est destinée au transport routier ; la part de l'aérien est de près 10%. Quant aux sources d'énergie, les carburants sont la principale utilisation ; le gazole/diesel représente 47% suivi par les essences qui représentent 31%, les carburéacteurs 17%. Les GPL et le gaz naturel ont été déjà introduits dans le secteur des transports et sont utilisés en tant que carburant en Algérie, en Tunisie et en Egypte, et représentent environ 2%.

Tableau 25. 2007 Transports : Consommation d'énergie dans les Transports (ktep)

	TOTAL	P. pétroliers	GPL	Essence	Carbu-réacteurs	Gazole / diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	Electricité
Algérie	6 000	5 965	330	2 056	395	2 799	142	242		35
Egypte	9 164	8 837		3 516	1 397	3 231	415	278	282	44
Israël	5 571	5 571		2 293	998	2 280				
Jordanie	1 831	1 831		762	255	802	12			
Liban	1 271	1 271		1 006	134	131				
Maroc	3 290	3 263		446	501	2 316				27
Palestine	264	264		130		134				
Syrie	4 866	4 866			1 743	3 115	8			
Tunisie	1 817	1 812	43	442	229	1 062	36			5
TOTAL	34 072	33 680	373	10 651	5 653	15 870	613	520	282	110
<i>% source</i>	<i>100%</i>	<i>99%</i>	<i>1%</i>	<i>31%</i>	<i>17%</i>	<i>47%</i>	<i>2%</i>	<i>2%</i>	<i>1%</i>	<i>0,3%</i>

Source : Medstat

Dans le secteur Résidentiel et Tertiaire (comprenant l'ensemble des catégories «foyers domestiques, commerce, administrations, etc. »..), les ménages représentent à eux seuls plus du tiers du total. Dans ce secteur, les sources d'énergie sont principalement les produits pétroliers (GPL et gazole/diesel) avec 52%, de l'électricité (28%), du gaz naturel (18%) et des renouvelables 3%. Les ménages, quant à eux, consomment des produits pétroliers (GPL et gazole/diesel) avec 41%, de l'électricité (28%), du gaz naturel (26%) et des renouvelables 5%.

A noter que le premier pays par sa consommation dans le secteur résidentiel/tertiaire dans la zone est l'Egypte avec 40%, ce qui correspond au poids de sa population (71 sur les 191 millions d'habitants de la zone en 2007). Cette proportion n'est pas gardée, quand on compare l'Algérie et le Maroc, avec environ une population identique (31 à 34

millions, soit 16 à 18% de la zone pour chacun des pays), la consommation dans ce secteur résidentiel/tertiaire est de 20% pour l'Algérie et de 8% pour le Maroc.

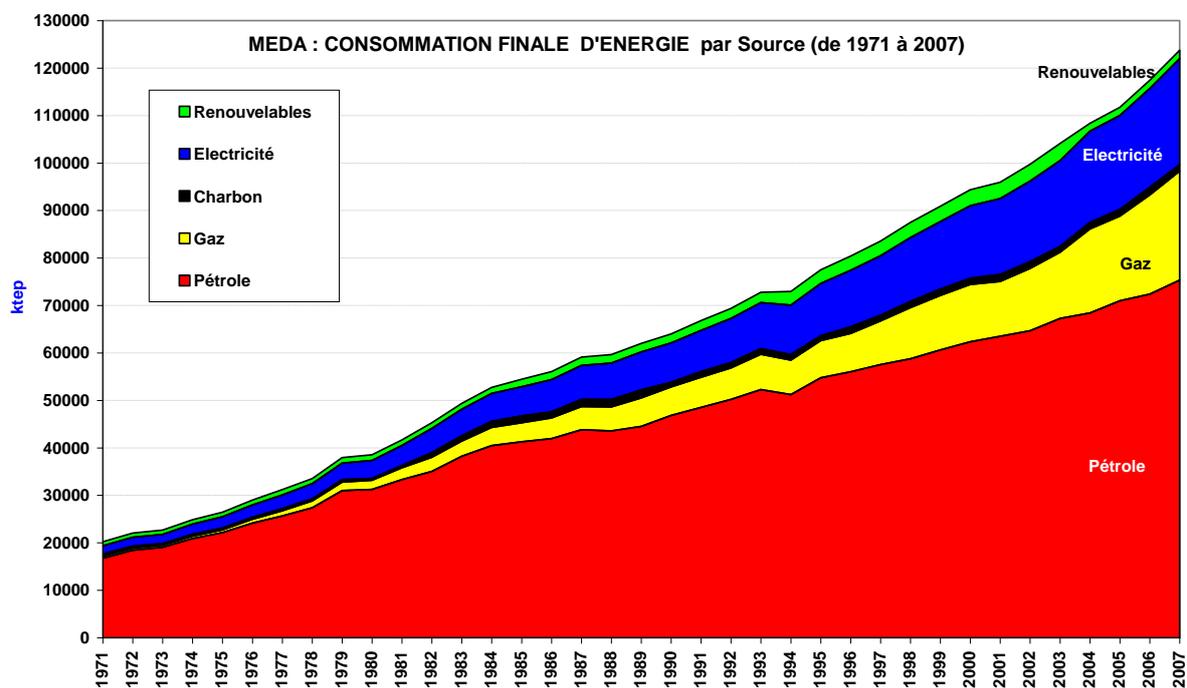
Ou encore, entre le Maroc et Israël, le Maroc consomme le même niveau qu'Israël dans le secteur résidentiel/tertiaire, soit 8%, même si le rapport des populations est de 1 à 4 entre les deux pays.

Tableau 26. 2007 Résidentiel/Tertiaire et autres : Consommation d'énergie (ktep)

	TOTAL	P. pétroliers	GPL	Essence	Carbu- réacteurs	Gazole / diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	Electricité
Algérie	10 442	4 399	1 368			2 617	137	278	4 443	1 524
Egypte	21 086	10 983	4 012			5 829	124	1 018	4 654	5 449
Israël	4 259	1 020	647		117	183	72	1		2 493
Jordanie	1 796	1 045	339			552		153		657
Liban	910	196	114		0	82				596
Maroc	4 365	3 444	1 890			1 545		10		921
Palestine	598	170	151	1	4	14				236
Syrie	7 138	5 330	17	897		4 245	77	95		1 807
Tunisie	1 949	1 145	418		123	592	12		238	566
TOTAL	52 543	27 732	8 955	898	244	15 658	422	1 555	9 335	14 249
<i>% source</i>	<i>100%</i>	<i>53%</i>	<i>17%</i>	<i>2%</i>	<i>0,5%</i>	<i>30%</i>	<i>1%</i>	<i>3%</i>	<i>18%</i>	<i>27%</i>

Source : Medstat

Figure 16. MEDA : Consommation finale d'énergie par source (de 1971 à 2007)



Source : AIE (de 1971 à 2003) et Medstat (de 2003 à 2007)

Est donnée ci-dessous la répartition de la consommation finale d'énergie par pays et par source. Plus de 70% de la consommation finale de la zone est consommée par trois pays : l'Egypte 40%, l'Algérie 18% et la Syrie 12%.

La prédominance des produits pétroliers est valable pour l'ensemble des pays, où la part du pétrole dépasse le tiers de la CFT, à l'exception de 3 pays (Palestine, Egypte et Algérie) où il existe, plus ou moins, un équilibre entre les produits pétroliers et les autres sources d'énergie: pour l'Algérie et l'Egypte, l'équilibre est fait avec le duo gaz naturel/électricité, et pour la Palestine, l'équilibre est avec Electricité/Renouvelables. Le Maroc est le pays qui sollicite les 5 sources d'énergie dans la CFT.

Tableau 27. 2007 CFT: Part par source dans la CFT de chaque pays (%)

	Charbon	Produits Pétroliers	Gaz	Electricité	EnR	Total
Algérie	2%	54%	32%	11%	0,4%	100%
Egypte	2%	53%	28%	17%		100%
Israël		64%	0%	30%	6%	100%
Jordanie		79%		19%	2%	100%
Liban	4%	60%		32%	4%	100%
Maroc	2%	72%	1%	17%	8%	100%
Palestine		51%		28%	21%	99%
Syrie		79%	3%	18%		100%
Tunisie		67%	17%	16%		100%
TOTAL	1%	61%	18%	18%	1%	99%

Source : Medstat

Tableau 28. 2007 MEDA: Part par source de la consommation finale d'énergie (en %)

	TOTAL	Charbon	Tot. Pr. pétroliers	GPL	Essence	Carbu-réacteurs	Gazole / diesel	Fioul	Autres produits	Gaz Nat.	EnR	Electricité
<i>% par source</i>	100%	1%	61%	8%	10%	5%	29%	6%	3%	18%	1%	18%
<i>industries</i>	28%	100%	18%	3%	1%	0%	11%	86%	34%	56%		34%
<i>Transport</i>	28%		46%	4%	92%	96%	45%	8%	17%	1%		1%
<i>Résidentiel/Ter</i>	44%		38%	93%	8%	4%	44%	6%	50%	43%	100%	66%
<i>Total</i>	100%	100%	101%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source : Medstat

Tableau 29. 2004 MEDA: Bilan énergétique de synthèse

x1000 Toe	Total	Coal	Oil	Nat. Gas	RE	Hydro	Electricity
Primary production	273 494	77	151 156	118 745	1 784	1 733	0
Imports	66 649	13 181	50 340	2 638	4	0	486
Stock change	-115	289	-404	0	0	0	0
Exports	185 016	314	111 645	72 749	0	0	308
Bunkers	2 807	0	2 807	0	0	0	0
Gross inland consumption	152 204	13 232	86 639	48 633	1 788	1 733	178
Transformation input	145 708	13 162	100 850	31 663	32	0	0
<i>Thermal power stations</i>	55 929	11 133	13 132	31 663	0	0	0
<i>Refineries</i>	87 718	0	87 718	0	0	0	0
Transformation output	108 564	1 525	85 207	0	11	0	21 801
<i>Public thermal power stations</i>	21 351	0	0	0	0	0	21 331
<i>Refineries</i>	85 207	0	85 207	0	0	0	0
Products transferred	-269	0	630	-899	0	-22	22
Consumption energy branch	8 786	24	1 157	6 408	0	0	1 197
Distribution losses	7 965	136	1 786	2 710	14	0	3 320
Available for final consumption	98 218	1 435	68 878	6 952	1 684	0	19 249
Final non-energy consumption	4 863	0	2 928	1 935	0	0	0
Final energy consumption	108 419	1 362	68 422	17 709	1 667	0	19 229
Industry	31 069	1 362	13 214	10 137	51	0	6 304
Transport	29 827	0	29 488	282	0	0	57
Other sectors of which	47 523	0	25 720	7 290	1 625	0	12 868
<i>Commercial & Public Services</i>	1 111	0	375	0	4	0	732
<i>Households</i>	16 011	0	6 835	3 860	794	0	4 502
Statistical difference							

Source MEDSTAT pour les pays MEDA (9 pays MEDA correspondant aux PSEM (moins la Turquie et la Libye), 2009

Tableau 30. 2005 MEDA : Bilan énergétique de synthèse

x1000 Toe	Total	Coal	Oil	Nat. Gas	RE	Hydro	Electricity
Primary production	294 476	1 465	152 285	137 217	1 849	1 660	0
Imports	69 707	12 382	53 616	3 221	3	0	485
Stock change	1 201	229	972	0	0	0	0
Exports	187 663	246	112 363	74 731	0	0	324
Bunkers	1 827	0	1 827	0	0	0	0
Gross inland consumption	175 893	13 830	92 683	65 707	1 852	1 660	162
Transformation input	154 404	13 311	104 752	36 309	32	0	0
<i>Thermal power stations</i>	60 648	11 110	13 795	35 743	0	0	0
<i>Refineries</i>	91 522	0	90 956	566	0	0	0
Transformation output	115 238	1 287	91 450	0	11	0	22 470
<i>Public thermal power stations</i>	22 107	0	0	0	0	0	22 087
<i>Refineries</i>	87 368	0	87 368	0	0	0	0
Products transferred	36	0	673	-637	0	-48	48
Consumption energy branch	10 107	0	1 227	7 172	0	0	1 708
Distribution losses	5 266	135	1 810	415	14	0	2 892
Available for final consumption	121 608	1 671	77 250	21 175	1 747	0	19 746
Final non-energy consumption	4 874	0	3 365	1 509	0	0	0
Final energy consumption	111 786	1 406	70 979	17 842	1 742	0	19 792
Industry	32 380	1 388	14 262	10 181	50	0	6 499
Transport	31 819	0	31 336	280	0	0	203
Other sectors of which	47 587	18	25 382	7 381	1 696	0	13 091
<i>Commercial & Public Services</i>	1 115	0	369	0	4	0	742
<i>Households</i>	16 478	0	7 044	3 915	868	0	4 632
Statistical difference							

Source MEDSTAT pour les pays MEDA (9 pays MEDA correspondant aux PSEM (moins la Turquie et la Libye), 2009

Tableau 31. 2006 MEDA : Bilan énergétique de synthèse

x1000 Toe	Total	Coal	Oil	Nat. Gas	RE	Hydro	Electricity
Primary production	293 336	2 134	149 940	137 739	1 841	1 682	0
Imports	69 472	12 941	52 064	3 833	3	0	631
Stock change	-532	-130	-402	0	0	0	0
Exports	180 730	967	106 746	72 699	0	0	318
Bunkers	1 416	0	1 416	0	0	0	0
Gross inland consumption	180 129	13 977	93 440	68 873	1 844	1 682	313
Transformation input	155 468	13 040	103 804	38 592	32	0	0
<i>Thermal power stations</i>	64 131	11 203	15 036	37 893	0	0	0
<i>Refineries</i>	89 468	0	88 768	700	0	0	0
Transformation output	116 493	1 403	91 395	0	11	0	23 663
<i>Public thermal power stations</i>	23 321	0	0	0	0	0	23 300
<i>Refineries</i>	87 228	0	87 228	0	0	0	0
Products transferred	52	0	716	-665	0	-19	19
Consumption energy branch	10 789	0	1 591	7 578	0	0	1 619
Distribution losses	6 403	60	1 329	1 838	13	0	3 163
Available for final consumption	124 229	2 280	79 052	20 200	1 736	0	20 940
Final non-energy consumption	4 667	11	3 270	1 386	0	0	0
Final energy consumption	117 420	1 598	72 373	20 908	1 710	0	20 837
Industry	33 413	1 598	13 019	11 971	50	0	6 775
Transport	33 537	0	33 141	282	0	0	114
Other sectors <i>of which</i>	50 470	0	26 214	8 655	1 633	0	13 948
<i>Commercial & Public Services</i>	1 732	0	380	0	5	0	1 348
<i>Households</i>	16 867	0	7 256	3 955	855	0	4 779
Statistical difference							

Source : MEDSTAT pour les pays MEDA (9 pays MEDA correspondant aux PSEM (moins la Turquie et la Libye), 2009

Tableau 32. 2007 MEDA: Bilan énergétique de synthèse

x1000 Toe	Total	Coal	Oil	Nat. Gas	RE	Hydro	Electricity
Primary production	295 218	767	151 987	138 739	1 895	1 830	0
Recovered products	0	0	0	0	0	0	0
Imports	78 716	12 735	60 591	4 542	4	0	844
Stock change	134	-72	206	0	0	0	0
Exports	183 492	376	112 540	70 224	0	0	352
Bunkers	2 408	0	2 408	0	0	0	0
Gross inland consumption	188 169	13 056	97 836	73 057	1 899	1 830	491
Transformation input	158 476	13 441	105 516	39 486	32	0	0
<i>Thermal power stations</i>	64 232	11 091	14 216	38 925	0	0	0
<i>Refineries</i>	91 861	0	91 300	561	0	0	0
Transformation output	120 271	1 775	93 705	0	11	0	24 760
<i>Public thermal power stations</i>	24 469	0	0	0	0	0	24 448
<i>Independent thermal power stations</i>	312	0	0	0	0	0	312
<i>Refineries</i>	89 079	0	89 079	0	0	0	0
Exchanges transfers, returns	-90	0	967	-1 057	-100	-1 830	1 930
Interproduct transfers	169	0	220	0	-100	-1 810	1 860
Products transferred	-309	0	748	-1 057	0	-19	19
Consumption energy branch	9 193	0	1 418	6 191	0	0	1 584
Distribution losses	5 218	174	1 338	514	17	0	3 176
Available for final consumption	135 463	1 215	84 236	25 809	1 761	0	22 420
Final non-energy consumption	4 741	0	3 374	1 367	0	0	0
Final energy consumption	123 787	1 365	75 354	22 935	1 755	0	22 352
Industry	34 664	1 343	13 018	13 066	50	0	7 186
Transport	34 571	0	34 206	297	0	0	69
Other sectors <i>of which</i>	54 552	22	28 130	9 572	1 711	0	15 096
<i>Commercial & Public Services</i>	1 381	0	361	0	7	0	1 013
<i>Households</i>	18 018	0	7 525	4 619	901	0	4 952
Statistical difference							

Source : MEDSTAT pour les pays MEDA (9 pays MEDA correspondant aux PSEM (moins la Turquie et la Libye), 2009

Annexe 2 b : Résultats scénarios, données détaillées par pays

Tableau 33. Population en Méditerranée (en millions)

	1971	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
				1971-2006	2006-2025
North Med	170	198	206	0,4%	0,2%
Turkey	36,2	73,0	87,8	2,0%	1,0%
Syria	6,6	19,4	26,1	3,1%	1,6%
Lebanon	2,5	4,1	4,3	1,5%	0,3%
Palestine	..	3,8	5,4		1,9%
Israel	3,1	7,0	8,3	2,4%	0,8%
SE Med	48	107	132	2,3%	1,1%
Egypt	36,1	74,2	95,8	2,1%	1,4%
Libya	2,1	6,0	8,4	3,1%	1,8%
Tunisia	5,2	10,1	12,7	1,9%	1,2%
Algeria	14,2	33,4	40,4	2,5%	1,0%
Morocco	15,4	30,5	37,3	2,0%	1,1%
SW Med	73	154	195	2,2%	1,2%
SEMCs	121	261	326	2,2%	1,2%
TOTAL	291	460	532	1,3%	0,8%

Source : WDI, OME, Plan Bleu

Tableau 34. Réserves et production de pétrole et de gaz en Méditerranée

2006	Pétrole			Gaz Naturel		
	Réserves (Mt)	Production (Mt)	Ratio R/P (années)	Réserves (Gm ³)	Production (Gm ³)	Ratio R/P (années)
Algérie	1545	95	16	4580	85,3	54
Egypte	524	33,5	16	2148	52,8	41
Libye	5 399	91,8	59	1495	14,8	101
Syrie	409	20,8	20	360	5,5	65
Tunisie	90	3,3	27	97	2,7	36
Italie	99	5,8	17	106	11	10
reste autres	128			137		
Méditerranée	8 194	250	33	8 923	172	52

Source: BP, CEDIGAZ, OGJ, World Oil, WEC Survey of Energy Resources & national sources

Tableau 35. Consommation d'Énergie Primaire (Horizon 2025)

	1971	1990	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
						1971-2006	2006-2025
Spain	43	91	125	144	188		1,4%
France	162	228	258	274	312	1,5%	0,7%
Italy	114	148	173	191	244	1,5%	1,3%
Greece	9	22	28	35	46	4,0%	1,3%
Cyprus	1	2	2	4	4	5,3%	0,1%
Malta	0	1	1	1	2	4,1%	1,6%
Slovenia	-	6	6	7	8		0,6%
Croatia	-	9	8	9	15		2,7%
Bosnia & H.	-	7	4	5	7		1,6%
Serbia & M.	-	19	13	18	20		0,7%
Albania	2	3	2	3	3	1,1%	1,3%
North Med	354	535	621	691	848	1,9%	1,1%
Turkey	20	53	77	94	264	4,6%	5,6%
Syria	3	12	18	19	40	5,7%	4,0%
Lebanon	2	2	5	6	11	3,2%	3,2%
Palestine	-	-	-	1	2		5,3%
Israel	6	12	19	21	35	3,5%	2,7%
SE Med	31	79	119	141	352	4,5%	4,9%
Egypt	8	32	45	63	118	6,1%	3,3%
Libya	2	12	17	19	31	7,2%	2,7%
Tunisia	2	6	8	9	20	4,3%	4,3%
Algeria	4	24	29	34	67	6,6%	3,6%
Morocco	2	7	10	12	22	4,7%	3,1%
SW Med	18	80	109	137	257	6,0%	3,4%
SEMCs	48	159	228	278	609	5,1%	4,2%
TOTAL	402	694	849	968	1 457	2,5%	2,2%

Source : OME

Tableau 36. Consommation de Pétrole (Horizon 2025)

	1971	1980	1990	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
							1971-2006	2006-2025
Spain	30,6	50,7	46,5	64,8	71,3	84,0	2,4%	0,9%
France	103,0	108,1	87,3	87,2	92,8	107,0	-0,3%	0,8%
Italy	88,2	89,5	84,7	88,5	85,7	96,0	-0,1%	0,6%
Greece	6,8	11,6	12,8	15,6	22,1	26,0	3,4%	0,9%
Cyprus	0,6	0,9	1,6	2,3	3,2	3,2	4,7%	0,0%
Malta	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,5	3,5%	2,6%
Slovenia	-	-	1,8	2,4	2,5	2,6		0,4%
Croatia	-	-	4,8	3,9	4,4	7,5		2,8%
Bosnia & H.	-	-	2,0	0,9	1,5	1,6		0,3%
Serbia & M.	-	-	5,3	1,5	4,3	4,9		0,7%
Albania	0,9	1,5	1,2	1,1	1,7	2,0	1,9%	0,8%
North Med	240	279	249	269	290	336	0,6%	0,8%
Turkey	9,1	15,7	23,6	31,1	28,5	72,0	3,3%	5,0%
Syria	2,7	5,1	10,1	12,3	12,5	24,0	4,5%	3,5%
Lebanon	1,8	2,3	2,2	4,6	5,5	6,3	3,2%	0,7%
Palestine	-	-	-	-	0,7	1,0		2,1%
Israel	6,2	8,4	9,4	12,1	10,9	14,5	1,6%	1,5%
SE Med	20	32	45	60	58	118	3,2%	3,8%
Egypt	6,3	11,5	22,5	24,6	30,0	55,0	4,5%	3,2%
Libya	0,7	4,6	7,4	12,7	13,2	13,5	8,9%	0,1%
Tunisia	1,3	2,5	3,2	3,8	4,0	7,0	3,3%	3,0%
Algeria	2,3	5,5	9,7	10,0	11,6	18,0	4,7%	2,3%
Morocco	1,8	3,9	5,1	6,6	7,6	10,5	4,2%	1,7%
SW Med	12	28	48	58	66	104	4,9%	2,4%
SEMCs	32	60	93	118	125	222	3,9%	3,1%
TOTAL	272	339	342	387	415	558	1,2%	1,6%

Source : OME

Tableau 37. Consommation de Gaz (Horizon 2025)

	1971	1980	1990	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
							1971-2006	2006-2025
Spain	0,4	1,5	5,0	15,2	29,6	50,4	13,5%	2,8%
France	9,7	21,6	26,0	35,8	41,9	63,0	4,3%	2,2%
Italy	10,8	22,7	39,0	57,9	73,9	108,3	5,6%	2,0%
Greece	-	-	0,1	1,7	2,4	7,3		6,0%
Cyprus	-	-	-	-	0,6	0,6		0,0%
Malta	-	-	-	-	-	-		
Slovenia	-	-	0,8	0,8	1,0	1,7		2,9%
Croatia	-	-	2,2	2,2	2,2	5,2		4,6%
Bosnia & H.	-	-	0,4	0,2	0,3	1,8		9,2%
Serbia & M.	-	-	2,6	1,5	2,0	4,0		3,7%
Albania	0,1	0,3	0,2	0,0	0,0	0,4	-5,6%	19,1%
North Med	22	49	76	115	154	243	5,7%	2,4%
Turkey	-	-	2,9	12,6	26,4	70,6		5,3%
Syria	-	0,0	1,4	4,9	6,0	14,1		4,6%
Lebanon	-	-	-	-	-	4,2		
Palestine	-	-	-	-	-	1,3		
Israel	0,1	0,1	0,0	0,0	2,1	8,3	8,9%	7,5%
SE Med	0,1	0,2	4	18	34	99	18,1%	5,7%
Egypt	0,1	1,6	6,7	17,8	29,9	55,5		3,3%
Libya	0,9	2,5	4,1	4,1	5,3	17,0	5,2%	6,3%
Tunisia	0,00	0,4	1,2	2,7	3,6	5,5		2,2%
Algeria	1,1	6,5	13,5	18,7	21,5	47,3	8,7%	4,2%
Morocco	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	5,5	7,2%	13,6%
SW Med	2	11	26	43	61	131	10,0%	4,1%
SEMCs	2	11	30	61	95	229	11,3%	4,7%
TOTAL	24	60	106	176	249	472	6,9%	3,4%

Source : OME

Tableau 38. Consommation d'énergie nucléaire (Horizon 2025)

	1971	1980	1990	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
							1971-2006	2006-2025
Spain	0,7	1,4	14,1	16,2	15,0	20,0	9,3%	1,5%
France	2,4	16,0	81,9	108,2	112,9	108,3	11,6%	-0,2%
Italy	0,9	0,6	-	-	-	-		
Greece	-	-	-	-	-	-		
Cyprus								
Malta								
Slovenia	-	-	1,2	1,2	1,3	1,3		0,2%
Croatia	-	-	-	-	-	-		
Bosnia & H.	-	-	-	-	-	-		
Serbia & M.	-	-	-	-	-	-		
Albania	-	-	-	-	-	-		
North Med	4	18	97	126	129	130	10,5%	0,0%
Turkey	-	-	-	-	-	7,9		
Syria	-	-	-	-	-	-		
Lebanon	-	-	-	-	-	-		
Palestine	-	-	-	-	-	-		
Israel	-	-	-	-	-	-		
SE Med	-	-	-	-	-	8		
Egypt	-	-	-	-	-	2,6		
Libya	-	-	-	-	-	-		
Tunisia	-	-	-	-	-	3,3		
Algeria	-	-	-	-	-	-		
Morocco	-	-	-	-	-	-		
SW Med	-	-	-	-	-	6		
SEMCs	-	-	-	-	-	14		
TOTAL	4	18	97	126	129	144	10,5%	0,6%

Source : OME

Tableau 39. Production totale d'Electricité (Horizon 2025)

	1971	1980	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
						1971-2006	2006-2025
Spain	61,6	109	222	301,1	436,5	4,6%	2,0%
France	155,8	257	536	579,9	667,0	3,8%	0,7%
Italy	123,9	183	270	315,2	482,0	2,7%	2,3%
Greece	11,6	23	53	61,1	90,4	4,9%	2,1%
Cyprus	0,7	1	3	4,8	6,7	5,8%	1,8%
Malta	0,3	1	2	2,4	4,8	6,1%	3,7%
Slovenia	-	-	14	14,8	15,7		0,3%
Croatia	-	-	11	12,6	25,5		3,8%
Bosnia & H.	-	-	10	13,4	15,0		0,6%
Serbia & M.	-	-	34	39,2	39,3		0,0%
Albania	1,2	4	5	5,6	7,4	4,4%	1,5%
North Med	385	638	1 161	1 350	1 790	3,7%	1,5%
Turkey	9,8	23	125	169,1	536,7	8,5%	6,3%
Syria	1,3	4	25	37,3	71,3	10,0%	3,5%
Lebanon	1,4	3	8	9,3	18,2	5,6%	3,6%
Palestine	-	-	-	0,2	7,7		23,0%
Israel	7,6	12	43	51,8	91,0	5,6%	3,0%
SE Med	20	42	201	268	725	7,7%	5,4%
Egypt	8,0	19	78	107,5	249,9	7,7%	4,5%
Libya	0,5	5	15	24,0	50,3	11,6%	4,0%
Tunisia	0,9	3	11	13,5	41,4	7,9%	6,1%
Algeria	2,2	7	25	34,4	99,2	8,1%	5,7%
Morocco	2,3	5	14	19,2	46,4	6,3%	4,8%
SW Med	14	39	143	199	487	7,9%	4,8%
SEMCs	34	81	344	466	1 212	7,8%	5,2%
TOTAL	419	719	1 505	1 816	3 002	4,3%	2,7%

Source : OME

Tableau 40. Production d'électricité au Pétrole (Horizon 2025)

	1971	1990	2000	2006	2025	Annual Growth Rate (%)	
						1971-2006	2006-2025
Spain	13,7	8,6	22,6	25,2	23,6	1,8%	-0,3%
France	43,8	8,7	7,2	7,7	2,0	-4,8%	-6,8%
Italy	68,6	102,7	85,9	48,3	20,0	-1,0%	-4,5%
Greece	3,9	7,7	8,9	9,4	11,0	2,5%	0,8%
Cyprus	0,7	2,0	3,4	4,3	3,1	5,5%	-1,8%
Malta	0,3	0,5	1,9	2,4	4,4	6,1%	3,3%
Slovenia	-	0,6	0,1	0,0	0,1		5,7%
Croatia	-	2,9	1,6	1,7	3,5		4,0%
Bosnia & H.	-	1,1	0,0	0,2	0,6		5,5%
Serbia & M.	-	1,9	0,3	0,3	0,3		0,0%
Albania	0,5	0,4	0,1	0,1	0,1	-4,8%	0,8%
North Med	132	137	132	100	69	-0,8%	-1,9%
Turkey	4,0	3,9	9,3	8,0	6,0	2,0%	-1,5%
Syria	1,3	6,5	12,6	21,5	11,0	8,4%	-3,5%
Lebanon	0,5	1,0	7,4	8,6	2,0	8,2%	-7,4%
Palestine							
Israel	7,6	10,4	13,3	7,9	12,0	0,1%	2,2%
SE Med	13	22	43	46	31	3,6%	-2,1%
Egypt	3,0	15,6	8,8	13,0	5,7	4,3%	-4,2%
Libya	0,5	10,2	12,1	17,3	-	10,6%	-99,9%
Tunisia	0,9	2,1	1,2	1,9	2,1	2,3%	0,4%
Algeria	1,0	0,9	0,8	0,3	0,7	-3,8%	5,2%
Morocco	0,5	6,2	4,2	2,6	1,0	5,0%	-4,9%
SW Med	6	35	27	35	9	5,3%	-6,7%
SEMCs	19	57	70	81	40	4,2%	-3,6%
TOTAL	152	194	202	181	109	0,5%	-2,6%

Source : OME

Tableau 41. Production d'électricité au gaz naturel (Horizon 2025)

Natural Gas Generation in TWh						Annual Growth Rate (%)	
	1971	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	0,1	1,5	20,2	79,0	174,2		4,2%
France	7,4	3,0	11,4	22,1	77,0	3,2%	6,8%
Italy	2,8	39,7	101,4	145,5	267,0	12,0%	3,2%
Greece	-	0,1	5,9	8,2	28,6		6,8%
Cyprus	-	-	-	-	3,0		
Malta	-	-	-	-	-		
Slovenia	-	-	0,3	0,3	2,7		11,6%
Croatia	-	1,9	1,6	2,6	12,9		8,8%
Bosnia & H.	-	-	-	-	2,2		
Serbia & M.	-	1,3	0,4	0,6	7,0		13,8%
Albania	-	-	-	-	1,0		
North Med	11	48	141	258	576	9,6%	4,3%
Turkey	-	10,2	46,2	74,0	201,0		5,4%
Syria	-	2,4	9,4	11,8	50,0		7,9%
Lebanon	-	-	-	-	15,0		
Palestine	-	-	-	-	7,6		
Israel	0,1	-	0,0	8,1	28,0	15,1%	6,8%
SE Med	0,1	13	56	94	302		6,3%
Egypt	-	16,7	55,5	81,2	205,7		5,0%
Libya	-	-	3,4	6,6	49,0		11,1%
Tunisia	-	3,7	9,3	11,4	13,7		1,0%
Algeria	0,9	15,1	24,6	33,9	92,0	11,0%	5,4%
Morocco	-	-	-	2,5	20,0		11,5%
SW Med	1	36	93	136	380	15,5%	5,6%
SEMCs	1	48	148	229	682	17,1%	5,9%
TOTAL	11	96	289	488	1 258	11,3%	5,1%

Source : OME

Tableau 42. Production d'électricité au charbon (Horizon 2025)

Coal Power Generation in TWh						Annual Growth Rate (%)	
	1971	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	13,4	60,7	80,9	79,7	35,0	5,2%	-4,2%
France	45,8	35,4	30,9	30,3	35,0	-1,2%	0,8%
Italy	5,9	35,8	30,5	51,2	75,0	6,4%	2,0%
Greece	5,0	25,2	34,3	35,5	40,0	5,8%	0,6%
Cyprus	-	-	-	-	-		
Malta	-	0,6	-	-	-		
Slovenia	-	3,8	4,6	5,3	3,4		-2,3%
Croatia	-	0,6	1,6	2,2	2,6		0,8%
Bosnia & H.	-	10,5	5,3	7,3	6,5		-0,6%
Serbia & M.	-	28,3	21,4	25,8	20,0		-1,3%
Albania	-	-	-	-	-		
North Med	83	201	209	237	217	3,1%	-0,5%
Turkey	3,0	20,2	38,2	43,1	178,0	7,9%	7,8%
Syria	-	-	-	-	-		
Lebanon	-	-	-	-	-		
Palestine	-	-	-	-	-		
Israel	-	10,5	29,7	35,8	46,0		1,3%
SE Med	3	31	68	79	224	9,8%	5,6%
Egypt	-	-	-	-	-		
Libya	-	-	-	-	-		
Tunisia	-	-	-	-	9,6		
Algeria	-	-	-	-	-		
Morocco	0,3	2,2	8,8	12,9	18,0	11,3%	1,8%
SW Med	0	2	9	13	28	11,3%	4,1%
SEMCs	3	33	77	92	252	10,0%	5,5%
TOTAL	86	234	286	329	469	3,9%	1,9%

Source : OME

Tableau 43. Production d'électricité nucléaire (Horizon 2025)

Nuclear Power Generation in TWh						Annual Growth Rate (%)	
	1971	1980	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	2,5	5,2	54,3	57,4	80,0	9,3%	1,8%
France	9,3	61,3	314,1	451,5	433,0	11,7%	-0,2%
Italy	3,4	2,2	-	-	-		
Greece	-	-	-	-	-		
Cyprus	-	-	-	-	-		
Malta	-	-	-	-	-		
Slovenia	-	-	4,6	5,9	5,4		-0,5%
Croatia	-	-	-	-	-		
Bosnia & H.	-	-	-	-	-		
Serbia & M.	-	-	-	-	-		
Albania	-	-	-	-	-		
North Med	15	69	373	515	518	10,6%	0,0%
Turkey	-	-	-	-	31,7		
Syria	-	-	-	-	-		
Lebanon	-	-	-	-	-		
Palestine	-	-	-	-	-		
Israel	-	-	-	-	-		
SE Med	-	-	-	-	32		
Egypt	-	-	-	-	10,5		
Libya	-	-	-	-	-		
Tunisia	-	-	-	-	12,8		
Algeria	-	-	-	-	-		
Morocco	-	-	-	-	-		
SW Med	-	-	-	-	23		
SEMCs	-	-	-	-	55		
TOTAL	15	69	373	515	573	10,6%	0,6%

Source : OME

Tableau 44. Production d'électricité hydro (Horizon 2025)

Hydro Power Generation in TWh						Annual Growth Rate (%)	
	1971	1980	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	31,8	29,6	25,4	28,7	43,4	-0,3%	2,2%
France	48,8	69,5	53,8	60,9	70,0	0,6%	0,7%
Italy	39,1	45,2	31,6	42,5	50,0	0,2%	0,9%
Greece	2,7	3,4	1,8	6,4	6,3	2,6%	-0,1%
Cyprus	-	-	-	-	-		
Malta	-	-	-	-	-		
Slovenia	-	-	3,0	3,1	3,7		0,9%
Croatia	-	-	3,8	6,1	6,3		0,2%
Bosnia & H.	-	-	3,1	5,9	5,6		-0,2%
Serbia & M.	-	-	9,5	12,5	12,0		-0,2%
Albania	0,7	3,0	2,8	5,5	6,3	6,0%	0,8%
North Med	139	179	135	172	204	0,6%	0,9%
Turkey	2,6	11,3	23,1	43,7	110,0	8,4%	5,0%
Syria	0,1	2,6	2,7	4,0	8,3	13,3%	3,9%
Lebanon	0,8	0,9	0,5	0,7	1,0	-0,5%	1,9%
Palestine	-	-	-	-	-		
Israel	-	-	0,0	-	4,0		
SE Med	4	15	26	48	123	7,8%	5,0%
Egypt	5,0	9,8	9,9	12,6	13,0	2,7%	0,1%
Libya	-	-	-	-	-		
Tunisia	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	1,6%	4,2%
Algeria	0,3	0,3	0,1	0,2	0,5	-1,2%	4,6%
Morocco	1,5	1,5	1,2	1,0	4,6	-1,2%	8,4%
SW Med	7	12	11	14	18	2,0%	1,4%
SEMCs	10	26	38	62	142	5,2%	4,4%
TOTAL	149	205	172	234	345	1,3%	2,1%

Source : OME

Tableau 45. Production d'électricité aux ENR (hors hydro)

RE (excluding Hydro) Power Generation in TWh					Annual Growth Rate (%)	
	1971	1990	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	0,1	0,7	31,1	80,3		5,1%
France	0,7	2,2	7,4	50,0	6,9%	10,6%
Italy	4,2	3,3	27,7	70,0	5,5%	5,0%
Greece	-	0,0	1,6	4,5		5,6%
Cyprus	-	-	0,5	0,7		1,3%
Malta	-	-	-	0,4		
Slovenia	-	-	0,1	0,4		6,8%
Croatia	-	0,0	0,0	0,2		11,8%
Bosnia & H.	-	-	-	0,2		
Serbia & M.	-	-	-	-		
Albania	-	-	-	-		
North Med	5	6	68	207	7,8%	6,0%
Turkey	0,2	0,1	0,30	10,0	1,8%	20,3%
Syria	-	-	-	2,0		
Lebanon	-	-	-	0,2		
Palestine	-	-	-	0,1		
Israel	-	-	0,1	1,0		12,9%
SE Med	0,2	0,1	0,4	13	2,6%	20,3%
Egypt	-	-	0,7	15,0		17,7%
Libya	-	-	0,1	1,3		13,8%
Tunisia	-	-	0,0	3,0		25,9%
Algeria	-	-	0,0	6,0		
Morocco	-	-	0,2	2,9		15,5%
SW Med	-	-	1,0	28		19,1%
SEMCs	0	0	1,4	41	6,4%	19,4%
TOTAL	5	6	70	248	7,7%	6,9%

Source : OME

Tableau 46. Renouvelables : Capacité de génération d'électricité en 2007 (MW)

2007	Hydro	Eolien	Solaire	Géotherm.	Biomasse	S/tot EnR	Total EnR
Espagne	18200	15200	500		1000	16700	34900
France	25500	2300	100		1100	3500	29000
Italie	21072	2500	100	700	1200	4500	25572
Grèce	3134	900				900	4034
Chypre						2	2
Malte							
Slovénie	920					30	950
Croatie	2060					20	2080
Serbie&M	3497						3497
Bosnie-H.	2064						2064
Macédoine	503						503
Albanie	500						500
PNM	77450	20900	700	700	3300	25600	103050
Turquie	13063	147		15		162	13225
Syrie	1528		1			1	1529
Liban	276						276
PNA							
Israël						30	30
SE Med	14867	147	1	15		163	15030
Egypte	2783	217	2		36	255	3038
Libye			1			1	1
Tunisie	66	20	1		0,1	21	87
Algérie	275		2			2	277
Maroc	1729	140				140	1869
SO Med	4853	377	6		36	419	5272
PSEM	19720	524	7	15	36	582	20302
TOTAL	97170	21424	707	715	3336	26182	123352

Source : Eurelectric, EC/DG-Tren Rapports d'activité des compagnies, AIE/Renouvelables 2008.

Tableau 47. Dépendance énergétique en 2006 (%)

	tous combustibles 2006	Tous combustibles 2005	Charbon	Pétrole	Gaz
Portugal	85%	87%	95%	98%	100%
Espagne	78%	79%	71%	100%	100%
France	51%	51%	97%	99%	98%
Italie	87%	86%	100%	92%	86%
Grèce	71%	67%	5%	99%	99%
Chypre	100%	100%	100%	100%	-
Malte	100%	100%	100%	100%	-
Slovénie	50%	52%		100%	99%
Croatie	62%	63%	100%	74%	42%
Serbie & M.	35%	32%	6%	85%	90%
Bosnie-Herz.	36%	32%	4%	100%	100%
Macédonie	44%	47%	7%	100%	100%
Albanie	52%	52%	7%	75%	-
Turquie	74%	72%	46%	92%	97%
Israël	87%	90%	100%	100%	-
Jordanie	96%	96%	-	100%	83%
Palestine	100%	100%	-	100%	-
Liban	97%	96%	100%	100%	-
Maroc	95%	95%	100%	100%	93%
Tunisie	23%	21%	100%	27%	31%
PNM	68%	68%	62%	96%	92%
PSEM importateurs	77%	76%	63%	91%	83%

Source : AIE

Tableau 48. Evolution de la Dépendance énergétique en % (Horizon 2025)

	1971	1980	1990	2000	2006	2007	2025
Spain	76 %	77%	62%	77%	82%	79,5%	78%
France	71 %	73%	51%	51%	51%	50%	58%
Italy	83 %	90%	83%	87%	87%	85%	89%
Greece	77 %	91%	72%	80%	82%	77%	76%
Cyprus	99 %	99%	100%	99%	102%	96%	97%
Malta	100 %	100%	100%	100%	100%	100%	99%
Slovenia			48%	53%	52%	53%	54%
Croatia			43%	53%	54%	57%	61%
Bosnia - H.			35%	28%	26%	29%	51%
Serbia			31%	15%	38%	38%	43%
Albania	-42 %	-12%	8%	46%	52%	65%	60%
PNM	78%	79%	64%	69%	71%	70%	72%
Turkey	29%	46%	51%	65%	73%	74%	78%
Syria	-96%	-79%	-91%	-92%	-42%	-23%	64%
Lebanon	92%	93%	94%	97%	97%	97%	98%
Palestine					100%	100%	100%
Israel	7%	98%	96%	97%	92%	92%	92%
Egypt	-109%	-119%	-72%	-24%	-29%	-20%	7%
Libya	-8189%	-1242%	-634%	-341%	-458%	-468%	-551%
Tunisia	-140%	-85%	-11%	13%	23%	15%	72%
Algeria	-1046%	-457%	-348%	-425%	-410%	-346%	-373%
Morocco	89%	81%	88%	94%	95%	95%	93%
PSEM	-370%	-153%	-81%	-50%	-46%	-39%	-16%
MED	23%	41%	31%	37%	37%	37%	35%
PNM importateurs	73%	75%	61%	64%	68%	70%	72%
PSEM importateurs	30%	57%	59%	71%	76%	79%	88%
SEMCs Exp	-1184%	-425%	-223%	-188%	-187%	-161%	-161%

Sources : AIE (rétrospective) et OME

Tableau 49. Production d'énergie primaire et Importations nettes (en Mtep)

Total Net Imports (in Mtoe)							Annual Growth Rate (%)	
	1971	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025	
Spain	33	56	93	113	146	3,6%	1,4%	
France	115	115	126	141	181	0,6%	1,3%	
Italy	95	123	145	165	217	1,6%	1,4%	
Greece	7	13	18	25	35	3,7%	1,7%	
Cyprus	1	2	2	4	4	5,3%	0,0%	
Malta	0	1	1	1	2		1,5%	
Ex-Yug	8	-	-	-	-			
Slovenia	-	3	3	4	4		1,0%	
Croatia	-	4	4	5	12		4,1%	
Bosnia & H.	-	2	1	2	3		3,5%	
Serbia & M.	-	6	2	6	9		1,8%	
Albania	-	0	1	1	2		2,1%	
North Med	257	325	397	468	614	1,7%	1,4%	
Turkey	6	27	51	70	205	7,4%	5,9%	
Syria	-	3	11	16	26	3,4%		
Lebanon	2	2	5	6	11	3,3%	3,3%	
Palestine	-	-	-	1	2		5,3%	
Israel	0	12	19	18	32	11,5%	3,0%	
SE Med	5	30	59	86	276	8,3%	6,3%	
Egypt	-	9	23	11	18		2,2%	
Libya	-	136	62	58	86	-1,3%	3,7%	
Tunisia	-	3	1	1	2		10,8%	
Algeria	-	38	81	121	139	3,8%	3,1%	
Morocco	2	6	9	12	20	5,5%	2,9%	
SW Med	- 184	- 160	- 179	- 229	- 376	0,6%	2,6%	
SEMCs	- 178	- 129	- 121	- 143	- 100	-0,6%	-1,9%	
TOTAL	79	196	276	325	515	4,1%	2,5%	
North Med	257	325	397	468	614	1,7%	1,4%	
SEMCs Imp	10	47	85	108	311	7,1%	5,7%	
Tot Imports	267	372	482	576	925	2,2%	2,5%	
SEMCs Exp	- 188	- 176	- 206	- 251	- 410	0,8%	2,6%	

Production of Total Primary Energy (in Mtoe)							Annual Growth Rate (%)	
	1971	1980	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025
Spain	10,4	15,8	34,6	31,7	31,0	41,9	3,2%	1,6%
France	47,7	52,6	112,4	132,1	133,3	131,0	3,0%	-0,1%
Italy	19,6	19,9	25,3	28,2	25,2	27,0	0,7%	0,4%
Greece	2,1	3,7	9,2	10,0	10,4	10,8	4,7%	0,2%
Cyprus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	4,6%	4,8%
Malta	-	-	-	-	-	0,0		
Slovenia	-	-	2,9	3,1	3,6	3,7		0,1%
Croatia	-	-	5,1	3,6	3,3	2,8		-0,9%
Bosnia & H.	-	-	4,6	2,9	3,2	3,4		0,2%
Serbia & M.	-	-	13,4	11,4	11,5	11,5		0,0%
Albania	2,4	3,4	2,4	1,0	1,2	1,3	-2,0%	0,3%
North Med	97	114	210	224	223	233	2,4%	0,2%
Turkey	13,8	17,1	25,8	25,9	24,5	58,7	1,7%	4,7%
Syria	5,3	9,5	22,3	33,6	27,2	14,2	4,8%	-3,4%
Lebanon	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4%	0,9%
Israel	5,9	0,2	0,4	0,7	2,9	2,7	-2,1%	-0,4%
SE Med	25	27	49	60	55	76	2,2%	1,7%
Egypt	16,4	33,5	54,9	56,4	81,5	109,6	4,7%	1,6%
Libya	137,5	96,6	73,2	75,1	104,3	200,3	-0,8%	3,5%
Tunisia	4,9	7,0	6,1	6,6	6,8	5,4	0,9%	-1,2%
Algeria	41,7	67,0	104,4	150,0	172,7	316,0	4,1%	3,2%
Morocco	0,6	0,9	0,8	0,6	0,6	1,6	0,1%	5,0%
SW Med	201	205	239	289	366	633	1,7%	2,9%
SEMCs	226	232	288	349	421	709	1,8%	2,8%
TOTAL	323	346	498	573	643	942	2,0%	2,0%
NCs Imp	97	114	210	224	223	233	2,4%	0,2%
SEMCs Imp	25	25	33	34	35	69	0,9%	3,6%
Total Imp.	122	140	243	258	258	302	2,2%	0,8%
SEMCs Exp	- 201	- 207	- 255	- 315	- 386	- 640	1,9%	2,7%

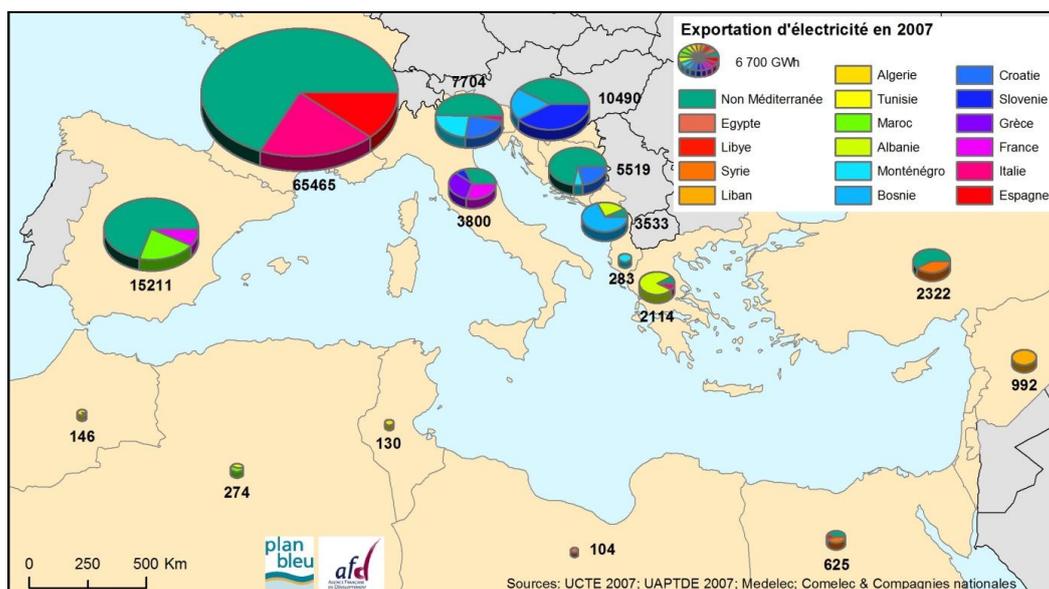
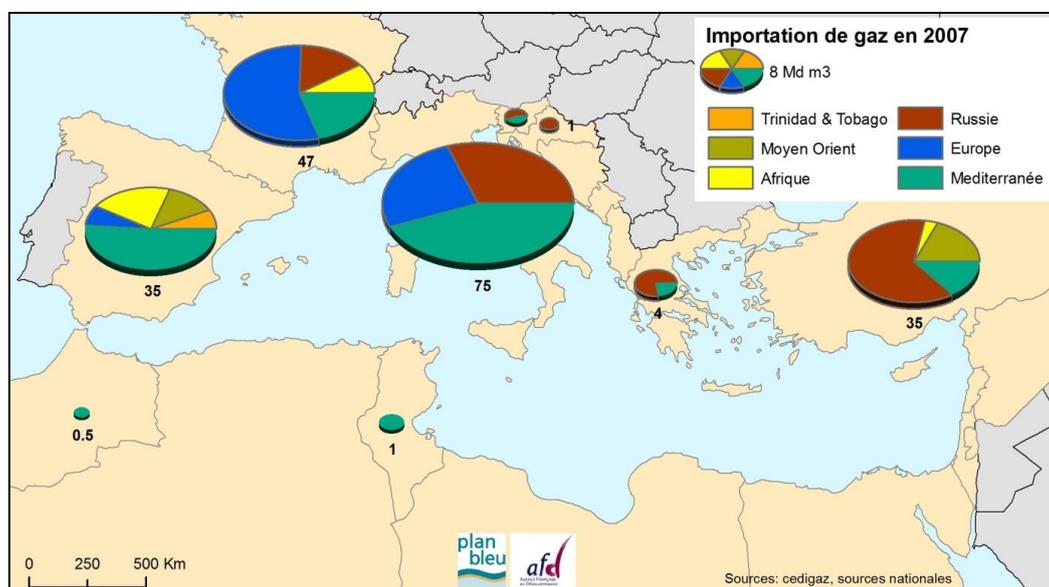
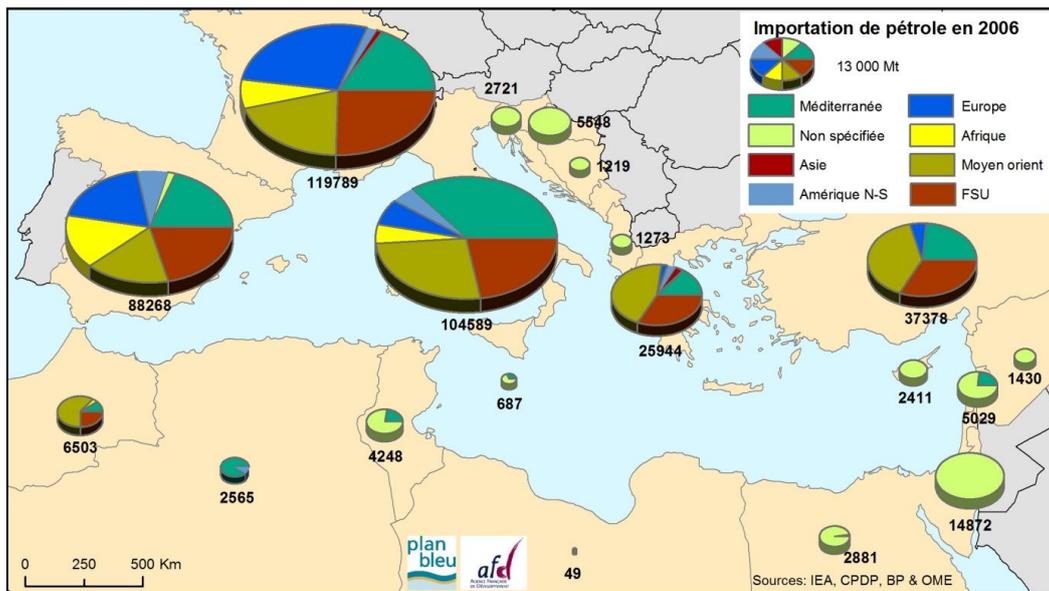
Source : OME

Tableau 50. Total des émissions CO2 dues à la consommation d'énergie

Total CO2 Emissions from Energy Consumption (in Mt CO2)							Annual Growth Rate (%)		
	1971	1980	1990	2000	2006	2025	1971-2006	2006-2025	2006-2020
Spain	117	187	210	289	329	405	3,0%	1,1%	1,6%
France	427	466	371	374	400	489	-0,2%	1,1%	1,0%
Italy	295	338	372	417	463	576	1,3%	1,2%	0,9%
Greece	25	44	66	80	99	125	4,1%	1,2%	1,5%
Cyprus	2	3	4	6	10	10	5,2%	0,0%	-0,4%
Malta	1	1	2	2	3	4	4,3%	1,2%	1,1%
Ex-Yug	61	96	-	-	-	-			
Slovenia	-	-	12	13	14	14		0,1%	-0,1%
Croatia	-	-	21	17	20	35		3,1%	3,5%
Bosnia & H.	-	-	22	12	15	19		1,2%	1,1%
Serbia & M.	-	-	57	39	51	58		0,6%	0,4%
Albania	4	7	6	3	5	6	0,7%	1,5%	2,1%
North Med	932	1 141	1 145	1 253	1 409	1 741	1,2%	1,1%	1,2%
Turkey	41	69	134	200	246	715	5,2%	5,8%	6,3%
Syria	7	14	30	44	47	97	5,5%	3,8%	4,5%
Lebanon	5	6	6	13	15	27	3,3%	2,9%	3,6%
Palestine	-	-	-	-	2	5		6,1%	7,2%
Israel	17	23	34	58	63	100	3,8%	2,4%	2,4%
SE Med	70	112	205	315	374	943	4,9%	5,0%	5,5%
Egypt	19	37	79	109	151	278	6,2%	3,3%	4,2%
Libya	4	18	29	44	48	75	7,5%	2,4%	2,8%
Tunisia	4	8	12	17	20	40	4,8%	3,9%	4,6%
Algeria	10	30	59	71	82,4	159	6,4%	3,5%	4,2%
Morocco	6	12	18	28	35	57	5,1%	2,7%	3,1%
SW Med	42	105	197	268	336	610	6,1%	3,2%	3,9%
SEMCs	112	217	402	583	709	1 553	5,4%	4,2%	4,8%
TOTAL	1 044	1 358	1 547	1 837	2 118	3 294	2,0%	2,4%	2,6%

Source : OME, PLAN BLEU

Figure 17. Représentation des échanges énergétiques (pétrole, gaz et électricité)



Source : Plan Bleu, AFD, 2009

Tableaux des échanges énergétiques (pétrole, gaz naturel et Electricité) en Méditerranée

Tableau 51. Quantités de pétrole importées par Origine en 2006 (en Mt)

Importers	Port.	Spain	France	Italy	Greece	Malta	ex-Yug.	Turkey	Syria	Egypt	Libya	Algeria	Tunisia	Med	FSU	M.East	Iran	Africa	Norway	UK	Other Eur	N.Am.	Lat. Am.	Asia	No spec.	Total	
Portugal	0	1104	100	99	0	0	0	0	0	63	994	1923	0	4283	1107	2289	781	2312	429	1257	592	1175	2308	0	1175	17 708	
Spain			1040	3616	114	0	0	287	758	149	6178	3779	495	16416	17887	11764	5204	11368	1888	1850	13174	3048	3596	423	1650	88268	
France	57	684		2045	78	14	0	376	1255	968	4917	7988	401	18793	30313	18322	6741	6661	13514	8905	12181	1148	1201	1432	578	119789	
Italy	28	89	855		261	425	191	594	2698	3098	26413	3933	170	38946	22679	18797	9648	4143	3883	530	1522	2695	1642	104		101084	
Greece	0	116	117	605		0	23	111	27	71	2367	0	0	3460	8730	11247		31	0	58	619	637	289	873		25871	
Cyprus	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2411	2411
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	240	0	0	290	0	0	-240	0	0	0	0	0	0	0	0	637	687
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2721	2721
Croatia														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5548	5548
Serbia														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3810	3810
Bosnia & H.														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1219	1219
Macedonia														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1119	1119
Albania														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1273	1273
Turkey		5	26	457	491				2200	177	4482	876		8714	12454	4710	8971	109	433	99	1822		66			36667	36667
Israel														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14872	14872
PNA														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Syria														0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1430	1430
Lebanon			379						800					1179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3850	5029
Jordan									200					200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5122	5322
Egypt	63													63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2818	2881
Libya	20													20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	49
Tunisia			150						41		779			970	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3278	4248
Algeria	1923		402											2325	0	0	0	0	0	0	0	0	240	0	0	2565	2565
Morocco			490											630	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3667	4297
s/Total	2091	2008	3559	6822	944	439	214	1368	8029	4526	46370	18639	1066	96289	93170	67129	31345	24384	20147	12699	29910	8703	9342	2832	57207	448688	

Source: AIE, BP, OME,

Tableau 52. Volumes de gaz importés par pays d'origine en 2007 (bcm)

Importers	Algeria	Egypt	Libya	Med	Norway	Russia	Nigeria	Oman	Qatar	Iran	T & T	Belgium	Germany	Netherl	UK	TOTAL
Portugal	1,40			1,40			2,31									3,7
Spain	13,12	4,04	0,76	17,92	2,22		8,33	0,1	4,45			2,09	-	-	-	35,1
France	7,85	1,21		9,06	15,18	7,63	3,78					0,06	1,90	0,10	8,92	46,7
Italy	24,53	-	9,20	33,73	8,99	23,80								1,50	6,11	74,9
Greece	0,50	0,31		0,81		2,89										3,7
Cyprus				0,00												0,0
Malta				0,00												0,0
Slovenia	0,44			0,44		0,56										1,0
Croatia				0,00		0,70										0,7
Serbia				0,00		1,90										1,9
Bosnia & H.				0,00												0,0
Macedonia				0,00												0,0
Albania				0,00												0,0
Turkey	4,45	0,08		4,53		23,15	1,42			6,16	0,06					35,3
Israel				0,00												0,0
PNA				0,00												0,0
Syria				0,00												0,0
Lebanon				0,00												0,0
Jordan	-	2,35		2,35												2,4
Egypt				0,00												0,0
Libya				0,00												0,0
Tunisia	1,30			1,30												1,3
Algeria				0,00												0,0
Morocco	0,50			0,50												0,5
Total to MED	54,1	8,0	9,96	72,0	26,4	60,6	15,8	0,1	4,5	6,2	2,2	1,9	1,6	15,0	0,9	207
Share by Source	26,1%	3,9%	4,8%	35%	12,7%	29,3%	7,6%	0,1%	2,1%	3,0%	1,1%	0,9%	0,8%	7,3%	0,4%	100%

Source: CEDIGAZ

Tableau 53. Echanges d'électricité entre pays méditerranéens en 2007 (en GWh)

Interconnexions Electriques	Exports	Imports	Total
Portugal-Espagne	2154	9483	11637
France-Espagne	6621	1113	7734
France-Italy	15132	1154	16286
Italie-Grèce	1131	170	1301
Italie-Slovénie	295	3233	3528
Slovénie-Croatie	1868	4394	6262
Croatie-Bosnie	1175	1702	2877
Bosnie-Serbie	366	2405	2771
Serbie-Croatie	1791		1791
Serbie-Monténégro	1615	253	1868
Monténégro-Bosnie	163	2276	2439
Monténégro-Albanie	827	2	829
Albanie- Serbie	48	279	327
Serbie-Macédoine	2468	1	2469
Greece-Macédoine	111	904	1015
Grèce-Albanie	1774		1774
Albanie- Serbie	48	279	327
Turquie-Syrie	972		972
Espagne-Maroc	3502	21	3523
Algérie-Espagne			0
Algérie-Maroc	150	125	275
Algérie-Tunisie	124	130	254
Tunisie-Libye		0	0
Egypte-Libye	77	104	181
Egypte-Jordanie	165	13	178
Syrie-Jordanie	8	150	158
Syrie-Liban	980		980
Syrie-Egypte	4	274	278
Israel-PNA	1665		1665
TOTAL intra-Med	45233	28465	72726

Pays	Exports	Imports	Total
Portugal	2154	9483	11637
Espagne	14098	8796	22894
France	65465	8141	73606
Italie	2646	48799	51445
Grèce	2055	6503	8558
Slovénie	5680	6121	11801
Croatie	5569	11897	17466
Bosnie	4344	3743	8087
Serbie	8848	9123	17971
Monténégro	1243	3893	5136
Macédoine	905	3388	4293
Albanie	50	2880	2930
Turquie	2322	600	2922
Syrie	991	1396	2387
Liban	0	980	980
Israel	1665	0	1665
PNA	0	1665	1665
Jordanie	163	173	335
Egypte	516	120	637
Libye	104	77	181
Tunisie	130	124	254
Algérie	274	255	529
Maroc	146	3652	3798
TOTAL intra Med	119368	131809	251177

Source: UCTE 2007; UAPTDE 2007; Medelec; Comelec & Compagnies nationales

Source : UCTE 2007, UAPTDE 2007, Medelec, Comelec & Compagnies nationales

Echanges intra-Méditerranéens d'énergie (Horizon 2025)

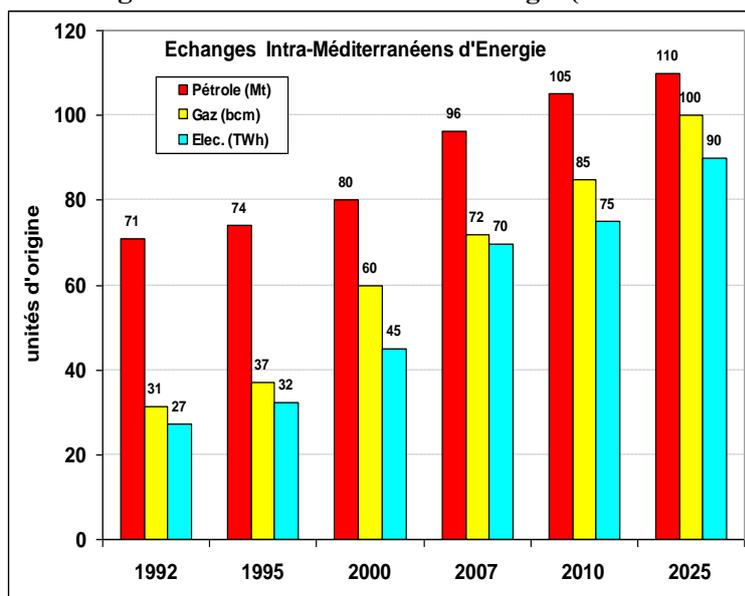
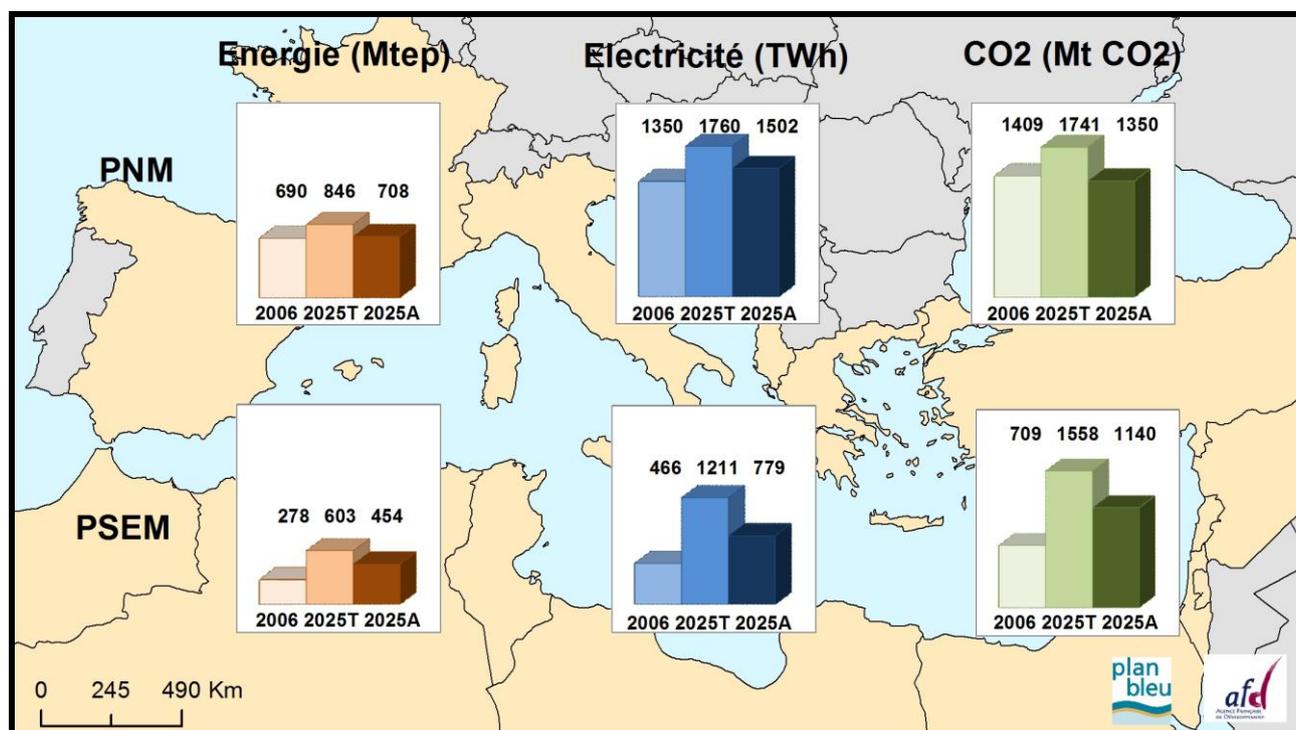


Tableau 54 Comparaison des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO2) des 2 scénarios

	ENERGIE 2025 (Mtep)			Emissions CO2 2025 (Mt CO2)			ELECTRICITE 2025 (TWh)		
	2007	Tendanciel	Alternatif	2007	Tendanciel	Alternatif	2007	Tendanciel	Alternatif
Espagne	144	188	154	329	405	341	300	399	352
France	264	314	280	400	489	389	564	687	649
Italie	178	242	183	463	576	393	308	452	322
Grèce	32	45	40	99	125	104	63	106	78
Malte	1	2	1	3	4	4	2	5	3
Chypre	2	4	4	10	10	10	5	6	5
Slovénie	7	7	7	14	14	14	15	16	15
Croatie	9	15	12	20	35	27	12	26	16
Bosnie H.	6	7	4	15	19	10	12	15	14
Serbie & M.	16	20	20	51	58	54	37	41	40
Albanie	2	3	3	5	6	5	3	8	8
Turquie	100	261	189	246	715	506	192	537	363
Syrie	20	39	30	47	97	73	39	70	50
Liban	4	11	9	15	27	21	10	19	12
Israël	22	34	26	63	100	73	54	92	52
Aut. Pal.	1	2	2	2	6	5	0,2	8	7
Egypte	67	118	91	151	278	209	125	248	153
Libye	18	31	23	48	75	55	26	50	27
Tunisie	9	18	15	20	45	32	15	43	26
Algérie	37	67	52	82	159	122	37	96	53
Maroc	14	28	17	35	57	43	23	55	36
PNM	662	846	708	1409	1741	1350	1321	1760	1502
PSEM	292	603	454	709	1558	1140	519	1211	779
Med.	953	1449	1162	2118	3299	2490	1840	2971	2281

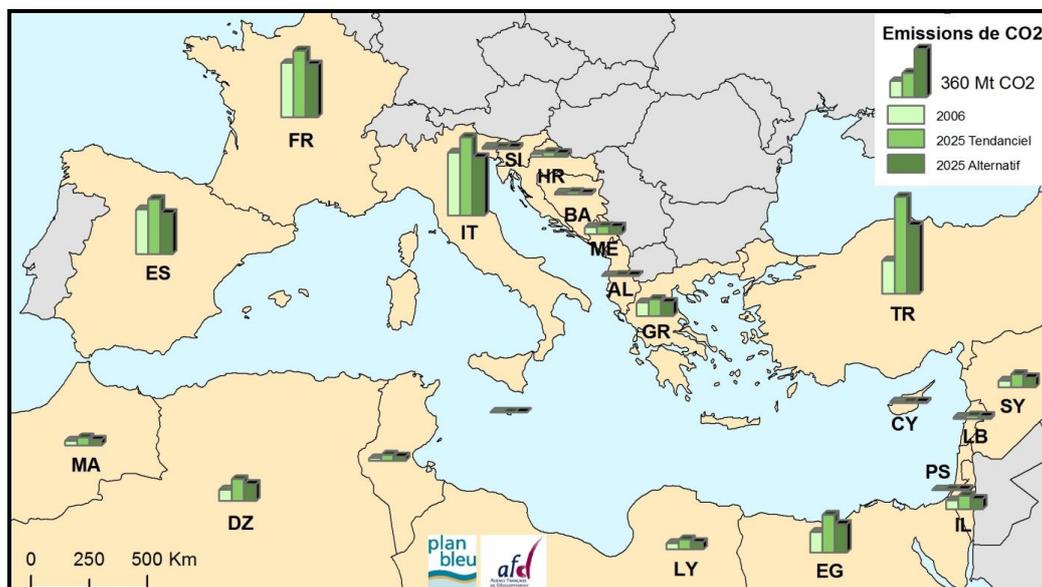
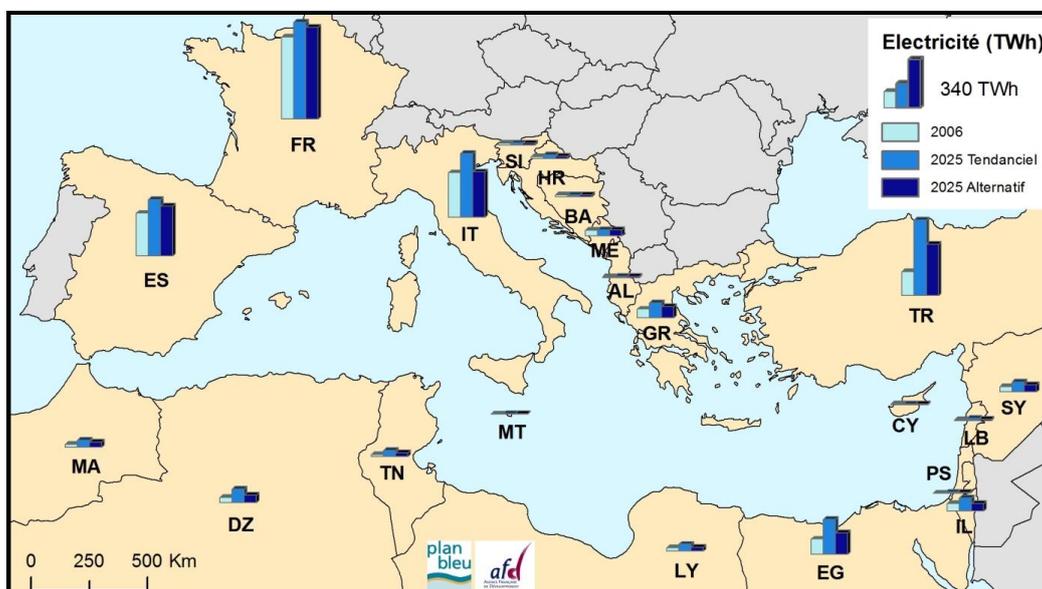
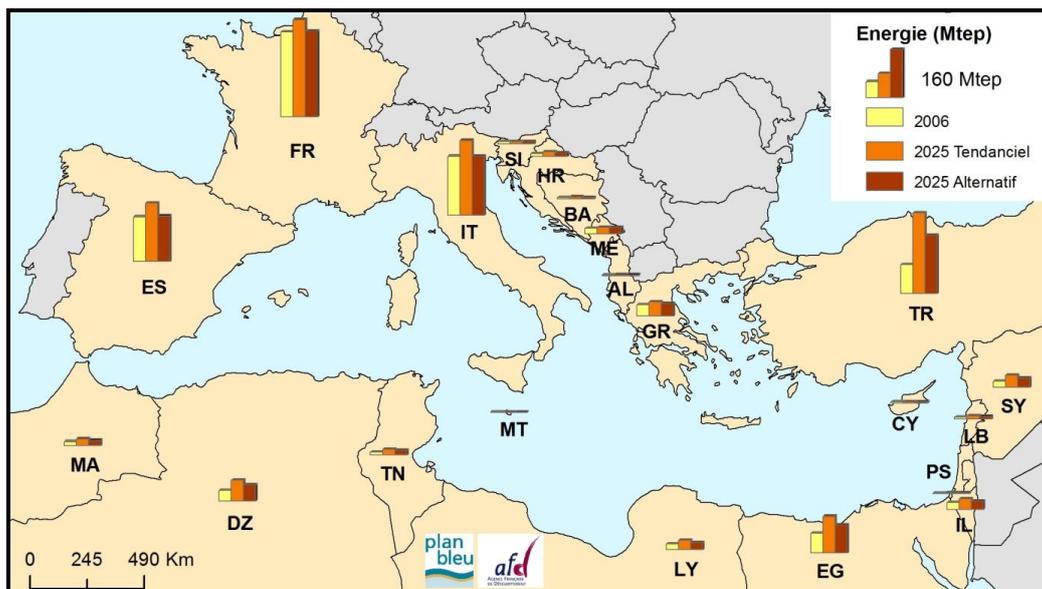
Source : Plan Bleu

Figure 18. Représentation des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO2) des 2 scénarios



Source : Plan Bleu, AFD, 2009

Figure 19. Suite représentation graphique, par pays, des résultats des 2 scénarios



Source : Plan Bleu, AFD, 2009

Annexe 3. Extrait de la directive Européenne sur les énergies renouvelables

Extraits de la nouvelle directive à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Article 9

Projets communs entre États membres et pays tiers

1. Un ou plusieurs États membres peuvent coopérer avec un ou plusieurs pays tiers sur tous types de projets communs concernant la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Cette coopération peut concerner des opérateurs privés.

2. L'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans un pays tiers n'est prise en compte pour évaluer la conformité aux exigences de la présente directive concernant les objectifs nationaux globaux que si les conditions suivantes sont remplies:

- a) l'électricité est consommée dans la Communauté. Cette condition est réputée remplie si:
 - i) une quantité d'électricité équivalente à l'électricité considérée a été définitivement affectée à la capacité d'interconnexion allouée par tous les gestionnaires de réseau de transport responsables dans le pays d'origine, le pays de destination et, le cas échéant, chaque pays tiers de transit;
 - ii) une quantité d'électricité équivalente à l'électricité considérée a été définitivement enregistrée dans le tableau d'équilibre par le gestionnaire de réseau de transport du côté communautaire d'une interconnexion;
 - iii) la capacité affectée et la production d'électricité à partir de sources renouvelables par l'installation visée au paragraphe 2, point b), se réfèrent à la même période.
- b) l'électricité est produite par une installation récemment construite dont l'exploitation a débuté après l'entrée en vigueur de la présente directive ou par une installation dont la capacité a été augmentée et qui a été rénovée après l'entrée en vigueur de la présente directive dans le cadre d'un projet commun visé au paragraphe 1;
- c) la quantité d'électricité produite et exportée n'a bénéficié d'aucun soutien au titre d'un régime d'aide d'un pays tiers autre que l'aide à l'investissement accordée à l'installation.

3. Les États membres peuvent demander à la Commission que soit prise en compte, aux fins de l'article 5, paragraphe 1, l'électricité provenant de sources renouvelables, produite et consommée dans un pays tiers, dans le contexte de la construction d'une interconnexion, avec des délais d'exécution très longs, entre un État membre et un pays tiers, dans les conditions suivantes:

- a) la construction de l'interconnexion doit avoir démarré avant 2016;
- b) l'interconnexion ne doit pas pouvoir être mise en service avant 2020;
- c) l'interconnexion doit pouvoir être mise en service avant 2022;
- d) après sa mise en service, l'interconnexion sera utilisée pour exporter vers la Communauté, conformément au paragraphe 2, de l'électricité produite à partir de sources renouvelables;
- e) la demande porte sur un projet commun qui répond aux critères fixés au paragraphe 2, points b) et c), et qui utilisera l'interconnexion après sa mise en service, et sur une quantité d'électricité ne dépassant pas la quantité qui sera exportée vers la Communauté après la mise en service de l'interconnexion.

4. La proportion ou la quantité d'électricité produite par toute installation située sur le territoire d'un pays tiers qui doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif global national d'un ou de plusieurs États membres aux fins d'évaluer le respect des dispositions de l'article 3 est communiquée à la Commission. Quand plus d'un État membre est concerné, la répartition de cette quantité entre les États membres est communiquée à la Commission. Cette quantité ne dépasse pas la quantité effectivement exportée vers la Communauté et consommée sur son territoire, qui correspond à la quantité visée au paragraphe 2, point a) i) et ii), et qui satisfait aux conditions énoncées au paragraphe 2, point a). Cette communication est faite par chaque État membre dont la proportion ou la quantité d'électricité doit entrer en ligne de compte pour l'objectif global national.

5. La notification:

- a) décrit l'installation projetée ou indique l'installation rénovée;
- b) précise la proportion ou la quantité d'électricité produite par l'installation qui doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif national d'un État membre, ainsi que, sous réserve des exigences de confidentialité, les dispositions financières correspondantes;
- c) précise la période, exprimée en années civiles entières, durant laquelle l'électricité doit être considérée comme entrant en ligne de compte pour l'objectif national global de l'État membre;
- d) comprend une déclaration écrite par laquelle le pays tiers sur le territoire duquel l'installation doit être exploitée reconnaît avoir pris connaissance des points b) et c) et la proportion ou la quantité d'électricité, produite dans l'installation, qui sera utilisée dans le cadre national.

6. La période visée au paragraphe 5, point c), ne peut pas s'étendre au-delà de 2020. La durée d'un projet commun peut s'étendre au-delà de 2020.

7. Une communication faite au titre du présent article ne peut être modifiée ou retirée sans l'accord conjoint de l'État membre auteur de la communication et de l'État tiers qui a reconnu avoir pris connaissance du projet commun conformément au paragraphe 5, point d).

8. Les États membres et la Communauté encouragent les organes compétents qui relèvent du traité instituant la Communauté de l'énergie à prendre, conformément aux dispositions de ce traité, les mesures nécessaires pour que les parties contractantes audit traité puissent appliquer les dispositions en matière de coopération entre États membres prévues dans la présente directive.

Article 10

Effets des projets communs entre États membres et pays tiers

1. Dans les trois mois qui suivent la fin de chaque année rentrant dans la période visée à l'article 9, paragraphe 5, point c), l'État membre auteur de la communication au titre de l'article 7 publie une lettre de notification indiquant:

- a) la quantité totale d'électricité produite durant cette année à partir de sources d'énergie renouvelables par l'installation qui a fait l'objet de la communication au titre de l'article 9;
- b) la quantité d'électricité produite durant l'année à partir de sources d'énergie renouvelables par l'installation, qui doit entrer en ligne de compte pour son objectif national global conformément aux termes de la communication;
- c) la preuve du respect des conditions énoncées à l'article 9, paragraphe 2.

2. L'État membre envoie la lettre de notification au pays tiers qui a reconnu avoir pris connaissance du projet conformément à l'article 9, paragraphe 3, point d), et à la Commission.

3. Aux fins d'évaluer l'objectif de conformité aux exigences de la présente directive en ce qui concerne les objectifs nationaux globaux, la quantité d'électricité produite à partir de sources renouvelables notifiée conformément au paragraphe 1, point b), est ajoutée à la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables qui est prise en compte pour mesurer le respect des exigences par l'État membre publiant la lettre de notification.

Annexe 4. Liste des projets énergétiques dans les pays méditerranéens

Dans le but de mener une étude sur la mise en place d'un cadre adéquat pour améliorer le climat des investissements et en particulier d'assurer la diversification des sources d'énergie et de renforcer les réseaux d'interconnexions énergétiques, MEDREG (Association des Régulateurs méditerranéens) a mené une enquête en Mars 2009, sur les projets transfrontaliers comprenant ceux listés lors dans la Déclaration de la Conférence Euro-méditerranéenne du 17 Décembre 2007, et tout nouveau projet envisagé depuis, dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** la synthèse des projets par pays, ressortant de cette enquête :

Tableau 55. Détails des Projets par pays

Pays	Détails des projets
Algérie	Interconnexions électriques Algérie- Maroc et Algérie-Tunisie
Bosnie H.	Projets d'interconnexions avec les pays voisins en phase d'analyse
Croatie	Ionian-Adriatic Pipeline
Chypre	Projet en cours de proposition
Egypte	Projets en cours de proposition
Israël	1- Gaz, Electricité offshore interconnexion entre Israël et Turquie 2- Projets de coopération dans l'énergie entre Israël et Palestine
Italie	1- Interconnexion électrique Tunisie-Italie (câble CCHT) 2- Interconnexion gazière Turquie-Grèce-Italie 3- projet de gazoduc GALSI Algérie-Italie 4- projet interconnexion électrique Monténégro – Italie (câble CCHT)
Jordanie	1 – Pipeline Gaz Arabe 2 – Renforcement de l'interconnexion électrique Jordanie-Egypte
Malte	Interconnexion électrique Malte-Sicile
Monténégro	Projet interconnexion électrique Monténégro – Italie (câble CCHT)
Slovénie	n.d
Espagne	1- Gazoduc MEDGAZ Algérie –Espagne 2- Extension capacité gazoduc GME Maghreb-Europe 3- Interconnexion électrique Algérie-Espagne (câble CCHT) 4- Interconnexion électrique Maroc-Espagne 5- projet gazoduc TSGP Nigéria-Algérie-Espagne
Tunisie	1- Interconnexion électrique Tunisie-Italie (câble CCHT) 2- Projet ELMED (ELectricité MEDiterranéenne)
Turquie	1- Projet de gazoduc NABUCCO, Turquie-Europe 2- Interconnexion électrique Turquie-Israël 3- Interconnexion électrique Turquie-Grèce 4- Interconnexion électrique Egypte-Syrie-Jordanie-Iraq-Turquie-Liban-Libye-Palestine

Source : MEDREG

Annexe 5 : Les progrès réalisés dans les câbles CCHT

Où est-on avec les techniques de transport à courant continu ?

Beaucoup de possibilités sont offertes par les lignes à courant continu. Le courant continu relève actuellement de deux technologies différentes en fonction du type de semi-conducteur utilisé. Comme toutes les utilisations de l'électricité sont en courant alternatif, on peut se demander pourquoi faire l'effort de la double conversion alternatif vers le continu, puis le continu vers l'alternatif. La raison historique de développement du courant continu a été de tirer des câbles sous-marins vers des îles. Il y a eu tout d'abord le développement de ce que l'on appelle la technologie LCC (Line Commutated Converter). Et elle a été la plus utilisée pendant les 50 dernières années. Puis il a été développé ensuite la technologie VSC (Voltage Source Converter), appelée au sein d'ABB : courant continu léger. Cette dernière technologie a beaucoup plus de flexibilité, et a aussi un certain nombre de possibilités développées plus loin. Les premières applications ont donc été d'alimenter les îles et c'est toujours une des importantes applications. Une autre application devenue populaire est le transport sur terre de longue distance. Une application beaucoup plus rare concerne les systèmes multi-terminaux avec plusieurs convertisseurs. La quatrième configuration possible concerne les technologies dos à dos où l'on met face à face deux convertisseurs reliés au courant alternatif de chaque côté, avec une seule station de conversion au lieu de deux, abaissant ainsi le coût.

Tous ces schémas peuvent utiliser les deux types de technologies à savoir la LCC ou la VSC. Si l'on compare le courant continu classique et le VSC, avec le courant alternatif, pour les lignes à courant alternatif longues, on estime que des compensations sont nécessaires au-delà de 300 à 500 km. Pour les câbles à courant alternatif, la limite avant compensation est à 50 km. Pour le LCC, on peut aller au-delà de 2000 km en aérien et au-delà de 1000 en souterrain. On construit actuellement en Chine des lignes de 2500 km en courant continu sans compensation. La tension maximale en service pour courant alternatif est de 800 kV et de 600 kV pour le courant continu. Et on construit actuellement en Chine la première liaison LCC à 800 kV.

Pour le dos à dos, les puissances des modules unitaires sont comprises entre 200 et 750 MW. Pour le VSC, on va de 100 à 1100 MW. Et la technologie classique permet d'aller de 800 à 8000 MW.

La technologie LCC a été utilisée depuis 1954 et beaucoup d'installations sont en service. Elle est utilisée pour traverser les mers avec des câbles, pour le transport en aérien sur longue distance, et pour la connexion de systèmes asynchrones. La plus longue ligne en service est au Congo avec 1700 km (mise en service en 1982, elle relie les chutes d'Inga au Congo à la région minière de Shaba/Katanga).

Le VSC a été développé en 1997; cette technologie est relativement mature et est utilisée pour des applications plus spécifiques : construire des lignes souterraines plus économiques, connexions de fermes éoliennes offshore et connexions de plateformes offshore.

A titre de rappel, en courant alternatif, la puissance transmissible sur une ligne dépend bien sûr des tensions mais aussi des angles de la tension aux deux extrémités. Pour des distances longues, il faut veiller à ce que le déphasage ne soit pas trop important, sinon on risque des instabilités. En courant continu, même si le système est complexe, la puissance ne dépend que de la tension et donc plus de questions de déphasage.

Il faut insister sur le fait que ces propriétés de stabilisation ne sont pas uniquement valables si on connecte à courant continu deux systèmes alternatifs, on obtient ces propriétés en doublant les liaisons en courant alternatif par des liaisons à courant continu.

Un bon exemple, illustratif pour l'option à courant continu, a été le black out du 14 août 2003 au nord-est des Etats-Unis. Ce black out a été assez étendu aux Etats-Unis, mais il ne s'est pas propagé au Canada grâce aux liaisons en courant continu entre les Etats-Unis et le Canada. Et lors des études réalisées pour la très longue liaison en courant continu entre la baie d'Hudson et Boston,

les Américains ont voulu montrer qu'un black out au Canada, n'aurait pas d'impact sur leur pays. Il est intéressant de constater que le contraire est également vrai.

L'incident en Europe du 4 novembre 2006 est également intéressant. Il s'agit d'un des événements les plus critiques que nous ayons connu en Europe et on peut être étonné que les conséquences n'aient pas été plus dramatiques. Comme d'habitude, les écarts entre les flux contractuels et les flux physiques étaient importants, sauf pour les liaisons à courant continu, où ces deux flux sont égaux. Dans le rapport final de l'UCTE, on lit que les différentes liaisons à courant continu vers les pays nordiques, entre la France et l'Angleterre, entre la Grèce et l'Italie, se sont comportées comme attendu. Elles ont en particulier évité que la perturbation ne se propage vers le nord (Scandinavie, Angleterre).

Il y a, de par le monde, une centaine d'installations CCHT en service représentant 100000 MW de capacité installée. ABB, à elle seule, a été impliqué dans la réalisation de 55 projets depuis 1954, c'est-à-dire un projet par an en moyenne. Il y a actuellement dix projets en construction, ce qui montre que le marché du courant continu s'est considérablement développé : en Chine, deux projets de 3000 MW ; en Europe, trois projets de câbles sous-marins ; aux Etats-Unis, deux projets de station de conversion dos à dos et un projet de câble sous-marin ; en Afrique, une remise en état des installations liées à Caborra Bassa et un projet de liaison dans les pays du Golfe.

Le projet NORDED entre la Norvège et les Pays-Bas, mis en service le 11 septembre 2008, est sûrement le projet de câble le plus long au monde, 580 km, soit deux fois plus long que son prédécesseur. Sa capacité sera de 700 MW.

En Chine, où des projets de longue distance ont été réalisés et sont en cours de développement, le courant continu représente 20% de la capacité du réseau de transport contre 2% de par le monde.

Entre le Texas et le Mexique, une station dos à dos a été construite. Le réseau du Mexique est indépendant du réseau des Etats-Unis, et le réseau mexicain près de la connexion est faible et très long. Dans ce cas, le courant continu permet de se connecter confortablement.

Un autre exemple intéressant de liaison dos à dos est l'interconnexion entre l'Argentine et le Brésil, deux pays qui sont à fréquence différente, 50 hertz en Argentine, 60 hertz au Brésil. Deux stations dos à dos de 1100 MW ont été construites.

En ce qui concerne le pourtour méditerranéen, avec tous les projets d'interconnexion réalisés ou en cours sur le court terme, il y a beaucoup de projets dans lesquels les câbles à courant continu et les stations dos à dos auraient un rôle à jouer. Pour les stations dos à dos, ce sera probablement la solution à préconiser pour lever les problèmes techniques que posent actuellement la mise en service de l'interconnexion Libye-Tunisie (construction achevée depuis 2003 mais dont la mise en service attend le feu vert de l'UCTE).

Et on pourrait penser que les modifications à long terme du mix énergétique pourraient avoir un impact considérable sur les réseaux de transport, dans lesquels le courant continu pourrait jouer un rôle plus important : connexion de l'énergie éolienne, importation d'énergie solaire en provenance du Sud de la Méditerranée.

Avec l'ensemble des projets à CC réalisés, ça montre que la technologie du courant continu est mûre et qu'elle commence à bien pénétrer les marchés. On peut se demander quelles sont les flexibilités qu'autorise le courant continu par exemple dans le cas d'une station dos à dos ou d'une ligne courant continu.

Selon les experts d'ABB, avec cette technologie, on peut programmer la puissance qui traverse la liaison à courant continu. On peut par exemple avoir des contrôles qui agissent automatiquement en fonction de la tension ou de la fréquence. Est-ce que l'on peut aller jusqu'à inverser le sens de la puissance ? C'est techniquement possible et c'est effectivement fait dans certaines installations pour une installation à courant continu classique et cela prend entre 1,5 et 2 secondes pour inverser le sens de la puissance. Dans la technologie VSC, c'est extrêmement rapide, on peut le faire en 30 ms.

Dans les pays scandinaves, a aussi été introduit, sur certaines liaisons, un mécanisme très intéressant appelé réglage de puissance d'urgence. A chaque extrémité de la liaison, en situation d'urgence, par exemple baisse de fréquence sur l'un des réseaux, il est possible d'utiliser un apport de l'autre réseau. Par exemple, entre la Suède et le Danemark, si la Suède a un problème de fréquence, les Danois et les Suédois ont convenu que, quelque soit la puissance qui était échangée entre eux, ils peuvent tirer de la liaison à courant continu autant de MW que possible vers la Suède. On peut décider d'avoir une puissance fixe ou on peut décider que la liaison réagisse automatiquement, y compris inverser rapidement le sens du flux.

Coût d'une liaison à courant continu. La construction d'une station dos à dos de 300 MW coûtera environ 40 millions d'euros. Par contre, pour la construction d'une installation deux fois plus importante, le supplément de coût sera de 40%. C'est donc une véritable économie d'échelle. Pour une liaison aérienne, elle coûte en courant continu, 70 % de ce qu'elle coûte en courant alternatif. Enfin, il faut un délai de deux ans pour construire une station à courant continu dos à dos.

Une autre question pourrait être d'un intérêt sur des liaisons à longue distance, ce sont les possibilités de soutirage intermédiaire. Par exemple, il est rappelé que, dans le cas du Congo, la ligne fait 1700 km, et traverse beaucoup de régions qui ne sont pas alimentées. Les populations en sont mécontentes de voir des lignes traversées leurs régions sans en bénéficier de cette électricité. On peut se demander est-ce que, avec les développements technologiques, on peut maintenant arriver à créer des points de soutirage intermédiaire ou des piquages? Avec les technologies classiques, au-delà des deux stations terminales, c'est très compliqué et très cher. Avec la technologie VSC, il a été développé (et en cours d'amélioration) des techniques de piquage à coût plus faible qu'avec les technologies traditionnelles. Ce qui est intéressant, car cela permettra de faire des piquages de faible puissance, par exemple, prélever une puissance de 50 MW sur une ligne de 1000 MW.

Problèmes rencontrés pour le refroidissement des câbles sous-marins. Pour les câbles sous-marins, l'un des critères de dimensionnement est bien entendu la température ambiante, et dans les conditions tropicales, on ne peut pas tirer sur un câble autant que dans les conditions arctiques. Un câble utilisé à 700 MW dans les pays nordiques ne peut être utilisé qu'à 600 MW dans les situations tropicales. Il est aussi possible d'utiliser le câble en cas de situation de surcharge un certain nombre de fois et pour des durées importantes parce que la constante thermique est très longue. Ainsi, le câble NORNED pourra accepter des surcharges de 100 MW pour une puissance permanente de 700 MW mais cela fait partie du design de l'installation. Et pour des sols plus chauds, on a besoin d'un câble avec davantage de matériel, et qui sera donc plus cher.

Une expérience du CCHT dans les pays nordiques. Il est intéressant de regarder une expérience réussie des pays nordiques avec les liaisons à courant continu. Il y a 364 acteurs dans le marché nordique. Le volume d'énergie négociée se situe entre 2000 TWh et 3000 TWh, c'est-à-dire de 5 à 7 fois la consommation d'électricité des pays nordiques. Dans les pays nordiques, le prix de l'énergie est déterminé par les ressources hydrauliques tandis que, sur le marché continental, ce prix est déterminé par les centrales thermiques. Et donc, il y a matière à échange d'énergie entre ces deux zones géographiques. NORDEL a été établi en 1963 sous forme d'une coopération informelle entre les compagnies nordiques d'électricité. NORDEL est depuis 1999 le TSO nordique.

La Finlande est reliée à la Russie par une liaison à courant continu dos à dos. Une liaison VSC vient d'être mise en service entre la Finlande et la Lettonie. Il y a une connexion à courant continu entre la Suède et la Pologne, une connexion à courant continu entre l'Allemagne, le Danemark et la Suède, une connexion à courant continu entre le Danemark, la Suède et la Norvège, et un câble à courant continu qui sera mis en service à la fin de cette année entre la Norvège et les Pays-Bas.

La première liaison à courant continu a été mise en service en 1954 entre la Suède et l'île de Gotland, une interconnexion suédoise donc. En 1965, la première connexion internationale a été établie entre la Suède et le Danemark, suivie de 2 câbles en 1976 et 1977 entre la Norvège et le Danemark. En 1981, a été installée la première liaison dos à dos entre la Finlande et la Russie sachant qu'il y en a trois maintenant. En 1987, un câble a été mis en service entre la Suède et la Finlande, suivi d'un 3ème câble en 1993 entre la Norvège et le Danemark. La première liaison entre le Danemark et l'Allemagne date de 1996. En 1997, apparaît une liaison entre la

Suède et l'Allemagne, suivie en 2001 par une liaison entre la Suède et la Pologne. Et enfin en 2006, est faite la mise en service du câble à courant continu entre la Finlande et l'Estonie.

Pourquoi ont-ils construit autant de liaisons à courant continu ? La principale raison est due à la différence de structure des parcs de production de chaque pays entre la Norvège hydraulique, la Suède nucléaire et hydraulique, la Finlande nucléaire, hydraulique et thermique classique, et le Danemark thermique classique et éolien. Ces câbles permettent de gérer au mieux la variabilité de la production hydraulique, et d'augmenter la sécurité d'alimentation des quatre pays.

A titre d'exemple, pour la liaison entre la Norvège et le Danemark, un contrat a été signé entre les compagnies norvégienne et danoise. L'accord portait sur des échanges à long terme, programmés, et sur des échanges de court terme, à décider au jour le jour. Même si le coût de cet investissement était élevé, le temps de retour attendu à l'époque était inférieur à 10 ans.

Ce renforcement des interconnexions grâce au courant continu a aussi permis des effets d'échelle sur la production en construisant des centrales de taille plus importante. Les câbles à courant continu peuvent être assimilés à des groupes de production. Ils peuvent aussi participer aux réglages de fréquence ou compenser des pertes brutales de production ou corriger des baisses de tension importantes.

Parmi les projets de liaison à courant continu, un câble entre la Norvège et les Pays-Bas, NORNED, a été mis en service récemment (le 11 septembre 2008). Ce câble a été posé en plusieurs tronçons, chaque tronçon avait 100 km. Il y avait six câbles et la limitation, c'était le poids; on pouvait aller jusqu'à 8 000 tonnes.

Il y a encore des projets de liaison à courant continu : une nouvelle connexion entre la Finlande et la Suède liée au 5ème réacteur nucléaire finlandais ; une liaison entre l'est et l'ouest du Danemark ; un 4ème câble entre la Norvège et le Danemark. Des études assez sérieuses pourraient conduire à un câble entre la Norvège et l'Angleterre et la Norvège et l'Allemagne. On peut noter que le courant continu a été mis à profit par les pays nordiques pour développer leur marché.

Source : MEDELEC

Annexe 6 : La comptabilité énergétique et les énergies renouvelables

Encadré 1. Comptabilité énergétique : comment sont comptabilisées les énergies renouvelables

Les unités de mesure de l'énergie et des produits énergétiques

Le système énergétique d'un pays est constitué de l'ensemble des activités et des opérations qui permettent de satisfaire les besoins en produits énergétiques des activités économiques et sociales. Le système énergétique englobe donc toutes les opérations d'approvisionnement (production ou importation), de transformation (raffinage, production d'électricité ou de chaleur), de transport et distribution et de consommation.

Pour des raisons de commodité (parce que c'est plus « parlant » et parce que le pétrole est l'énergie dominante) les productions et consommations d'énergie « **primaire** » sont exprimées dans une unité commune, la **tonne d'équivalent pétrole** (tep et son multiple, Mtep, le million de tep) : **1 tep = 41,8 Giga Joules = 11 620 kWh**.

La comptabilité en tep des combustibles fossiles (ou du bois) pose peu de problèmes: les équivalences en tep sont calculées à partir des pouvoirs calorifiques de ces différents produits énergétiques.

Les productions et les consommations d'électricité sont mesurées en kWh (ou en TWh, TeraWh, milliard de kWh).

Pour convertir en tep des kWh, les systèmes statistiques internationaux ont adopté, pour la consommation finale d'électricité, la correspondance en unités physiques : **1 000 kWh = 0,086 tep** ou **1TWh = 0,086 Mtep**.

Une particularité de la comptabilité énergétique internationale concerne la comptabilité de l'électricité dite « primaire » qui est produite par d'autres moyens que les combustibles fossiles ou la biomasse (hydraulique, nucléaire, géothermie, éolien ou solaire photovoltaïque).

Pour l'électricité d'origine nucléaire, on comptabilise comme énergie primaire la chaleur produite par les réacteurs et utilisée pour produire de l'électricité, soit **0,26 Mtep par TWh produit**. Pour l'électricité d'origine hydraulique, éolienne, solaire, produite sans cycle thermodynamique, on comptabilise comme énergie primaire l'équivalent thermique par effet joule de l'électricité produite, soit **0,086 Mtep par TWh**. Pour l'électricité d'origine géothermique, le coefficient d'équivalence est **0,86 Mtep par TWh**, dix fois plus.

Ainsi, à même production d'électricité, l'électricité d'origine hydraulique, éolienne ou solaire photovoltaïque n'est comptabilisée en système international qu'au tiers de la valeur du nucléaire dans les bilans en énergie primaire exprimés en tep.

Dans le cas du nucléaire et de la géothermie, on utilise la méthode dite de « l'équivalent primaire à la production ». Elle consiste à évaluer la quantité de combustibles fossiles en tep qui aurait été nécessaire, compte tenu du rendement de production de la filière considérée, pour obtenir la même quantité d'électricité.

Pour le nucléaire et un rendement retenu de 33%, il faudrait 3 MWh de chaleur pour produire 1 MWh d'électricité, soit $3 \times 0,086 = 0,26$ tep.

Pour l'électricité géothermique, avec un rendement retenu de 10%, il faudrait 10 MWh de chaleur pour obtenir 1 MWh d'électricité soit 0,86 tep.

Pour une même quantité d'électricité produite selon les sources, si la comptabilité énergétique retiendra 1 tep pour celles provenant de sources renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque), le nucléaire comptera pour 3 tep (comme une électricité d'origine fossile pétrole ou gaz) et la géothermie pour 10 tep.

On voit immédiatement que ces conventions peuvent être sources d'incompréhension, d'interprétations erronées des bilans, de raisonnements incorrects, voire de manipulations diverses.

Du fait de ces difficultés, il est recommandé d'utiliser le kWh et non la tep lorsque l'on parle de production d'électricité.

Annexe 7 : Objectifs dans les pays méditerranéens EnR et EE

Tableau 56. Objectifs des énergies renouvelables dans les pays méditerranéens

Targets for Development of Renewables in Mediterranean Countries				
Country	% RE in 2007*	Objectives		Description of Targets
		Year	%	
Spain	8,7	2020	20,0	Share of RE energy produced over Total F
France	10,5	2020	23,0	
Greece	7,1	2020	18,0	
Italy	5,8	2020	17,0	
Cyprus	2,6	2020	13,0	
Malta	0,0	2020	10,0	
Slovenia	14,3	2020	25,0	
EU 27	9,6	2020	20,0	
Algeria	0,2	2015	6 (of electricity)	<ul style="list-style-type: none"> - 2015: 6% power generation based on RES - 100 MW wind - 170 MW solar thermal - 5,1 MW PV
Egypt	4,2	2020	14	<ul style="list-style-type: none"> - 2010 : 3% electricity demand from RES - 850 MW wind installed capacity - 150 MW solar combined cycle power station - 10 MWp of PV - 2020 : 14% of energy consumption from RES, of which 20% from wind - 20% electricity generation from RES, of
Libya	0,9	2020	6 (of electricity)	<ul style="list-style-type: none"> - 2012: Contribute to increasing the share in the RES generation mix by means of the following main measures (renewables project plan 2008-2012) - 280 MW wind installed capacity - 9 MW solar combined-cycle power station - 50 MW CSP power plant
Morocco	4,3	2012	10	<ul style="list-style-type: none"> - 2012: 10% contribution of RES to national energy balance and 20% to electricity generation (translating into a saving of 800 Mtoe)
Tunisia	13,4	2011		<ul style="list-style-type: none"> - 2011: SWH 500 000 m2 installed - Wind: 205 MW installed capacity - PV: 2000 households + 100 pumping and desalination stations
Turkey	9,6	2010	2 (of electricity)	<ul style="list-style-type: none"> - 2% of electricity from wind - 2006 - 2012: +926 MW renewables

Source: Plan Bleu 2009, data collected from: For EU & NMCs countries, EC/DG-Tren; and For SEMCs' countries, OME MEP 2008

% on final energy consumption (for EU countries, source official figures from EC), and % on primary energy demand (for SEMCs, source IEA Renewable Information edition 2008)

Tableau 57. Objectifs des énergies renouvelables dans les PSEM

Pays	Capacités installées Production	Dispositif juridique en vigueur ou envisagé	Stratégie de développement	Objectifs en matière d'énergie solaire	Objectifs en matière d'énergie éolienne
Algérie	3MW en électrification rurale (<0,05% capacité installée) et 250 MW en hydro-électricité (3,7%)	Tarif de rachat avec une prime de 200 à 300% par rapport au coût de production de référence	6% de la production électrique en 2015 (yc cogénération) et 11% à horizon 2020-2025	3 centrales hybrides gaz-CSP de 400 MW chacune (110 MW en solaire au total) Quelques MW en PV	nd
Égypte	15 TWh/an d'hydro-électricité (12% de la production totale) 370 MW de parcs éoliens (<1%)	Aucun à ce jour Loi sur l'électricité en préparation avec mise en place d'un fonds ENR et ouverture au secteur privé	20% de la production électrique en 2020	Une centrale hybride gaz-CSP de 140 MW	7 200 MW en 2020
Israël	95% des ménages équipés en chauffe-eau solaire Quelques MW en PV	Appels d'offres pour les centrales Tarifs de rachat pour les petites installations Incitations fiscales	5% de la production électrique en 2015 (700 à 800 MW), et 10% en 2020	2 centrales CSP de 125 MW chacune, une centrale PV de 15 MW 500 MW supplémentaires à terme	nd
Jordanie	17 MW (0,8% de la production totale d'électricité)	Appels d'offres pour les centrales > 5MW Loi sur l'électricité en préparation avec mise en place d'un fonds ENR et ouverture au secteur privé	10% de la consommation électrique totale en 2020	600 MW en 2020 30% des ménages équipés en chauffe-eau solaire en 2020	600 MW en 2020
Liban	Production hydro-électrique et solaire marginale (< 1% du total)	Aucun à ce stade	Pas de stratégie nationale	Développement des chauffe-eau solaires	nd
Maroc	4% de la consommation d'énergie (yc hydro-électricité) 130 MW en éolien	Appels d'offres en concession pour les centrales Prime pour le rachat de l'électricité excédentaire pour EnergiPro Projet de loi sur les ENR en préparation	10% de la consommation d'énergie (ou 20% de la production électrique totale) en 2012	500 MW en 2015 (yc microcentrales)	1 500 MW en 2012, dont 1 600 MW en autoproduction (EnergiPro)
Mauritanie	Électrification rurale essentiellement	Aucun à ce jour Projet de loi en préparation sur des tarifs spécifiques ENR Appels d'offres envisagés pour les grandes centrales	Pas de stratégie nationale	nd	Identifié comme un secteur à potentiel
Syrie	3,7% de la consommation d'énergie (hydro-électricité)	Incitations financières pour l'installation de chauffe-eau solaires Réglementation en préparation	3% de la consommation d'énergie en 2011 18% en 2020 (non affiché)	2 centrales CSP pour 220 MW une centrale PV pour 20 MW	400 MW pour 4 centrales
Territoires palestiniens	70% des ménages équipés en chauffe-eau solaire	Aucun à ce stade	20% de la consommation d'énergie en 2012	Identifié comme un secteur à potentiel	
Tunisie	1% de la consommation d'électricité (hydro-électrique, éolien et PV) 55 MW d'éolien	Politique active d'efficacité énergétique Aides à l'investissement pour les projets domestiques et industriels Loi de février 2009 sur les tarifs de rachat et l'ouverture au secteur privé pour l'autoproduction	4% de la consommation énergétique ou 10% de la consommation d'électricité en 2011	Projet de 20 MW en CSP	170 MW de grandes centrales 70 MW pour le petit éolien
Turquie	37 TWh/an d'hydro-électricité (19% de la production totale) 430 MW d'éolien	Tarif de rachat et certificats verts (yc sur l'hydro-électricité) Législation proche des normes européennes	25% de la consommation d'électricité en 2020 avec un triplement de la capacité hydro-électrique (non officiel)	Identifié comme un secteur à potentiel	20 000 MW en 2020 (non officiel)

Source : Inspection Générale des Finances/ Conseil Général de l'industrie, de l'énergie et des technologies, Rapport sur le Plan Solaire Méditerranéen, Mai 2009 (https://www.igf.bercy.gouv.fr/sections/les_rapports_par_ann/2009/le_plan_solaire_medi)

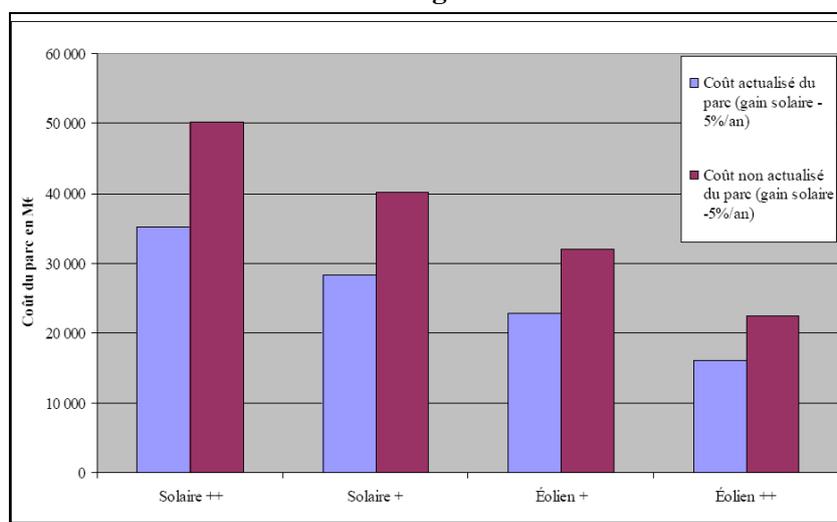
Tableau 58. Objectifs d'efficacité énergétique dans les pays méditerranéens

Energy Efficiency Targets in the Mediterranean Countries			
Country	Sector	Period/year of reference	Energy savings targets
Algeria	Household	2006-2010	68 929 toe
	Tertiary	2006-2010	203 593 toe
	Transportation	2006-2010	176 000 toe
	Industry	2006-2010	631240 toe
		2025	10-15% savings
All the sectors	2006-2010	897 062 toe and 6 Mtoe (2020)	
Croatia	All the sectors	2016	9% final energy savings (in line with EU Directive 2006/32/EC)
Cyprus	All the sectors	2010	60 000 toe
		2016	185000 toe (10% of final energy consumption)
Egypt			No fixed targets
France	All the sectors	2015	2% yearly reduction of final energy intensity
	All the sectors	2016	EU Directive 2006/32/EC: 9% indicative final energy savings
	All the sectors	2030	2,5% yearly reduction of final energy intensity
Greece	Household	2010	1 679 GWh
		2016	5 533 GWh
	Tertiary	2010	1 519 GWh
		2016	5 654 GWh
	Transportation	2010	1 787 GWh
		2016	6 731 GWh
	Industry	2010	122 GWh
		2016	674 GWh
	All the sectors	2010	5 104 GWh
2016		18 593 GWh (about 10,2% of final energy consumption)	
Israel	Electricity	2020	1,4 Mtoe in electricity consumptions
Italy	Household	2010	16 998 GWh
		2016	56 830 GWh
	Tertiary	2010	8 130 GWh
		2016	24 700 GWh
	Transportation	2010	3 490 GWh
		2016	23 260 GWh
	Industry	2010	7 040 GWh
		2016	21 537 GWh
	All the sectors	2010	35 658 GWh (3% of final energy consumption)
2016		126 327 GWh (9,6% of final energy consumption)	
Jordan	All the sectors	2020	10,6% primary energy (EE and RE)
Lebanon	All the sectors	2020	0,5 to 0,6 Mtoe
Libya	All the sectors	2020	Potential of 6,8 Mtoe (20%)
Malta	All the sectors	2010	126 GWh (3% of final energy savings)
		2016	EU Directive 2006/32/EC: 9% indicative final energy savings
Morocco		2020	4 Mtoe (15%)
Slovenia	Household	2010	326 GWh
		2016	1 165 GWh
	Tertiary	2010	219 GWh
		2016	804 GWh
	Transportation	2010	174 GWh
		2016	700 GWh
	Industry	2010	336 GWh
		2016	840 GWh
	All the sectors	2010	1 177 GWh
2016		4 230 GWh (9% of final energy consumption)	
Spain	Household/office	2008-2012	Final energy: 1 729 ktoe (primary energy: 2 200 ktoe)
	Buildings	2008-2012	Final energy: 7 936 ktoe (primary energy: 10 000 ktoe)
	Transportation	2008-2012	Final energy: 30 332 ktoe (primary energy: 38 000 ktoe)
	Industry	2008-2012	Final energy: 17 364 ktoe (primary energy: 22 000 ktoe)
	All the sectors	2008-2012	Final energy: 59 454 ktoe (primary energy: 75 000 ktoe)
		2016	EU Directive 2006/32/EC: 9% indicative final energy savings
Syria	All the sectors	2030	12,3 Mtoe
Tunisia	All the sectors	2005-2008	1,25 Mtoe
		2011	2% yearly reduction of energy intensity; 20% savings in electricity consumption
Turkey			No fixed targets
EU Countries		2020	10% (strict application of measures already adopted) to 105 Mtoe
	Buildings of which :		
	-Heating and air conditioning	2020	56 Mtoe to 105 Mtoe
	-Electric devices		- 41 Mtoe to 70 Mtoe
	Industry	2020	16 Mtoe to 30 Mtoe
	Transports	2020	45 Mtoe to 90 Mtoe
	Cogeneration	2020	40 Mtoe to 60 Mtoe
	Energy sector	2020	33 Mtoe to 75 Mtoe
All the sectors	2020	190 Mtoe to 360 Mtoe	

Source : Plan Bleu 2009, informations collectées de l'«Enquête MEDREG auprès des Régulateurs des Pays Méditerranéens, mars 2009» complétées des informations basées sur la présentation ou autres

Annexe 8 : Estimation du coût du Plan Solaire Méditerranéen

Figure 20. Coût d'investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an



Source : Etude IGF/CGM, Mai 2009 (www.igf.bercy.gouv.fr/sections/les_rapports_par_ann/2009/le_plan_solaire_medi)

https://www.igf.bercy.gouv.fr/sections/les_rapports_par_ann/2009/le_plan_solaire_medi

Tableau 59. Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés

Scénario	Total des capacités éoliennes installées	Total des capacités PV installées	Total des capacités CSP installées
Solaire ++	0 MW	9 000 MW	11 000 MW
Éolien ++	20 000 MW	0 MW	0 MW
Solaire +	7 000 MW	5 200 MW	7 800 MW
Éolien +	13 000 MW	3 100 MW	3 900 MW

Source : Mission IGF-CGIET

Tableau 60. Coût des renforcements des interconnexions électriques estimés à 6000 MEuros

Année	Investissements nécessaires	Coût en M€	Capacité disponible en MW	Blocs reliés entre eux
Aujourd'hui	-	-	1 400	UCTE-Maghreb
2010 ou 2012	-	-	2 900	UCTE-Maghreb-Turquie
2012	Back to back	300	2 900	UCTE Maghreb Turquie Égypte
2012	Back to back Tunisie-Libye	40	2900	UCTE Maghreb Turquie Égypte
2014	3 ^{ème} câble sous marin Maroc-Espagne	42	3 500	UCTE Maghreb Turquie
2015	Liaison Tunisie-Libye	1 400	3 500 dont seulement 1 500 à 2000 pour le PSM	Med-ring renforcé
2015	Back to back (?) Syrie-Turquie	200 (?)		
2015	renforcements divers 400 kV	100		
Au-delà de 2015 nouvelles interconnexions	UCTE-Turquie	200	1 000	
	Algérie-Espagne	675	1000	
	Libye-Italie	1 200	1000	
Total		4 000	5 GW	
Liaisons centrales-réseaux		2 000		

Source : Mission IGF-CGIET

Table des illustrations

Figures

Figure 1. Infrastructures Energétiques en Méditerranée (routes maritimes et pipelines)	3
Figure 2. Infrastructures gazières en Méditerranée	5
Figure 3. Infrastructures & Approvisionnements Gaziers en Méditerranée (2006)	8
Figure 4. Bilan des échanges électriques Espagne-Maroc (1997–2007)	11
Figure 5. Interconnexions électriques existantes en Afrique du Nord	12
Figure 6. Projet de gazoduc “ Arab Gas Pipeline“	14
Figure 7. Les Projets d’importation de gaz en Turquie	16
Figure 8. Projet d’interconnexions électriques en 400 kV en Afrique du Nord	17
Figure 9. Interconnexions électriques en Méditerranée	18
Figure 10. Interconnexions électriques, câbles CCHT	21
Figure 11. Production d’énergie primaire, par pays MEDA	26
Figure 12. Production d’énergie primaire par source (MEDA)	27
Figure 13. Les productions des raffineries de la zone MEDA (<i>ktep</i>)	31
Figure 14. MEDA : Consommation d’électricité (de 1971 à 2007)	33
Figure 15. Part de la consommation finale de l’énergie en 2007	35
Figure 16. MEDA : Consommation finale d’énergie par source (de 1971 à 2007)	37
Figure 17. Représentation des échanges énergétiques (pétrole, gaz et électricité)	50
Figure 18. Représentation des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO2) des 2 scénarios	53
Figure 19. Suite représentation graphique, par pays, des résultats des 2 scénarios	54
Figure 20. Coût d’investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an	65

Tableaux

Tableau 1. Part du Transmed dans les consommations italiennes de gaz	4
Tableau 2. Algérie – Usines GNL (<i>capacité en milliards de m3 /an</i>)	6
Tableau 3. Libye - Usines GNL	7
Tableau 4. Egypte – Usines GNL	7
Tableau 5. Exportations de gaz à partir d’Egypte	8
Tableau 6. Terminaux GNL en exploitation en Méditerranée et en Europe	9
Tableau 7. Liste des interconnexions électriques dans les PSEM	19
Tableau 8. Projets d’interconnexions électriques pour compléter la boucle	20
Tableau 9. Données socioéconomiques des pays MEDA	24
Tableau 10. MEDA : Production d’énergie primaire (<i>ktep</i>)	28
Tableau 11. 2007 MEDA : Production d’énergie primaire par pays en 2007 (<i>ktep</i>)	28
Tableau 12. MEDA : Exportations d’énergie par source (<i>ktep</i>)	29
Tableau 13. MEDA : Importations d’énergie par source (en <i>ktep</i>)	29
Tableau 14. 2007 MEDA : Par pays, Importations d’énergie (<i>ktep</i>)	29
Tableau 15. 2007 MEDA : Par pays, Exportations d’énergie (<i>ktep</i>)	30
Tableau 16. MEDA : Raffineries et capacités	30
Tableau 17. Les quantités de produits pétroliers par les raffineries de la zone MEDA (<i>ktep</i>)	31
Tableau 18. 2007 MEDA : Par pays, Production de produits raffinés (x 1000 t)	32
Tableau 19. Les quantités de combustibles à l’entrée des centrales électriques (<i>ktep</i>)	32
Tableau 20. Production d’électricité détaillée par filière (<i>GWh</i>)	32
Tableau 21. 2007 MEDA, combustibles dans les centrales électriques (<i>ktep</i>)	34
Tableau 22. MEDA, Consommation finale par secteur (<i>ktep</i>)	34
Tableau 23. 2007 MEDA, CFT: Par pays et par source, Consommation finale d’énergie (<i>ktep</i>)	35
Tableau 24. 2007 Industries: Consommation d’énergie dans l’Industrie (<i>ktep</i>)	36

Tableau 25. 2007 Transports : Consommation d'énergie dans les Transports (<i>ktep</i>).....	36
Tableau 26. 2007 Résidentiel/Tertiaire et autres : Consommation d'énergie (<i>ktep</i>)	37
Tableau 27. 2007 CFT: Part par source dans la CFT de chaque pays (%)	38
Tableau 28. 2007 MEDA: Part par source de la consommation finale d'énergie (en %).....	38
Tableau 29. 2004 MEDA: Bilan énergétique de synthèse	39
Tableau 30. 2005 MEDA : Bilan énergétique de synthèse	39
Tableau 31. 2006 MEDA : Bilan énergétique de synthèse	40
Tableau 32. 2007 MEDA: Bilan énergétique de synthèse	40
Tableau 33. Population en Méditerranée (en millions).....	41
Tableau 34. Réserves et production de pétrole et de gaz en Méditerranée.....	41
Tableau 35. Consommation d'Energie Primaire (Horizon 2025)	42
Tableau 36. Consommation de Pétrole (Horizon 2025)	42
Tableau 37. Consommation de Gaz (Horizon 2025)	43
Tableau 38. Consommation d'énergie nucléaire (Horizon 2025).....	43
Tableau 39. Production totale d'Electricité (Horizon 2025).....	44
Tableau 40. Production d'électricité au Pétrole (Horizon 2025)	44
Tableau 41. Production d'électricité au gaz naturel (Horizon 2025).....	45
Tableau 42. Production d'électricité au charbon (Horizon 2025).....	45
Tableau 43. Production d'électricité nucléaire (Horizon 2025).....	46
Tableau 44. Production d'électricité hydro (Horizon 2025)	46
Tableau 45. Production d'électricité aux ENR (hors hydro)	47
Tableau 46. Renouvelables : Capacité de génération d'électricité en 2007 (MW).....	47
Tableau 47. Dépendance énergétique en 2006 (%).....	48
Tableau 48. Evolution de la Dépendance énergétique en % (Horizon 2025).....	48
Tableau 49. Production d'énergie primaire et Importations nettes (<i>en Mtep</i>)	49
Tableau 50. Total des émissions CO2 dues à la consommation d'énergie	49
Tableau 51. Quantités de pétrole importées par Origine en 2006 (en Mt).....	51
Tableau 52. Volumes de gaz importés par pays d'origine en 2007 (bcm).....	51
Tableau 53. Echanges d'électricité entre pays méditerranéens en 2007 (en GWh).....	52
Tableau 54 Comparaison des résultats (Energie, Electricité et Emissions CO2) des 2 scénarios	53
Tableau 55. Détails des Projets par pays.....	56
Tableau 56. Objectifs des énergies renouvelables dans les pays méditerranéens.....	62
Tableau 57. Objectifs des énergies renouvelables dans les PSEM.....	63
Tableau 58. Objectifs d'efficacité énergétique dans les pays méditerranéens.....	64
Tableau 59. Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés	65
Tableau 60. Coût des renforcements des interconnexions électriques estimés à 6000 MEuros	65

Encadré

Encadré 1. Comptabilité énergétique : comment sont comptabilisées les énergies renouvelables.... 61