

Vers une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie

Passer de l'import-export à un nouveau modèle énergétique régional

MONCEF BEN ABDALLAH
SAMIR ALLAL
JACQUES KAPPAUF
MOURAD PREURE

AVEC LA COLLABORATION DE
L'OBSERVATOIRE MÉDITERRANÉEN DE L'ÉNERGIE

COORDINATION
MORGAN MOZAS

Mai 2013



IPAMED

• INSTITUT DE PROSPECTIVE ÉCONOMIQUE DU MONDE MÉDITERRANÉEN •



ONT CONTRIBUÉ À CE RAPPORT :

Mourad Preure, consultant énergie, ancien directeur de la stratégie de la Sonatrach

Samir Allal, expert énergie, directeur de l'Institut universitaire technologique (IUT) de Mantes en Yvelines, université de Versailles

Moncef Ben Abdallah, expert énergie, industrie et développement durable, ancien ministre de l'Industrie et de l'Énergie en Tunisie

Jacques Kappauf, consultant énergie, ingénieur énergie électrique

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'Observatoire méditerranéen de l'énergie d'avoir partagé ses données pour réaliser ce rapport, et les recommandations de Houda Ben Jannet Allal, Pedro Moraleda (OME), de Philippe Lorec (Direction générale de l'Énergie et du Climat), Antoine-Tristan Mocilnikar (Délégation interministérielle à la Méditerranée), Gwenaëlle Huet (GDF-Suez), Jean Kowal, Philippe Adam (Medgrid), Guy Maisonnier (IFPEN), Françoise Charbit (CEA).



TABLE DES MATIÈRES

ACRONYMES	4	3 L'énergie comme levier de coopération euro-méditerranéenne	36
RÉSUMÉ	5	Cas d'un pays exportateur face à de grands défis : l'Algérie	36
EXECUTIVE SUMMARY	7	• Mise en perspective des grands équilibres énergétiques	37
INTRODUCTION	13	• Les hydrocarbures dans l'économie nationale : comment sortir du <i>dutch disease</i> ?	42
1 L'opportunité de définir une stratégie énergétique commune	16	Le rôle moteur de l'électricité dans la coopération régionale	45
2 Les défis énergétiques des pays méditerranéens	22	• Les besoins des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée : gérer une demande forte tirée par les croissances démographique et économique	45
Le défi d'assurer une croissance durable dans la région	22	• Capacité électrique installée dans les Psem	46
Gérer la croissance de la demande en énergie	24	• Coûts estimatifs des investissements dans les Psem pour la production d'électricité	48
Optimiser la production	26	• Le potentiel des Psem : une énergie primaire renouvelable en abondance	51
• Production d'hydrocarbures	27	• Les besoins du Nord	52
• Production d'électricité dans la région méditerranéenne	28	• Complémentarités et convergences d'intérêts Nord-Sud et Sud-Sud	53
L'organisation des échanges	31	• Synergies des systèmes interconnectés avec une grande part de production renouvelable variable	54
Valeur ajoutée, ressources fiscales et emplois (Nord-Sud)	33	• Eléments de coûts-bénéfices des énergies renouvelables	55
		• L'opportunité de créer des filières industrielles euro-méditerranéennes	58
		• Les infrastructures d'interconnexion	60
		Quelle coopération énergétique euro- méditerranéenne de long terme capable de sécuriser l'offre et la demande d'énergie ?	62



4 Pour aller vers une communauté de l'énergie	66
La définition d'une stratégie commune.....	66
• Une stratégie reposant sur des valeurs communes.....	66
• L'objectif stratégique: mettre en œuvre un nouveau partenariat énergétique régional qui conduise à la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie.....	67
Les actions concrètes prioritaires en faveur d'une Communauté de l'énergie.....	71
• Initier des chantiers énergétiques régionaux structurants.....	71
• Propositions de projets pilotes à fins pédagogique et d'intégration croisée.....	74
L'approche séquentielle.....	76
• Vers une approche euro-méditerranéenne.....	76
• La Méditerranée occidentale est facilement mobilisable.....	76
CONCLUSION	
L'énergie, un rôle moteur pour l'intégration économique euro-méditerranéenne	77

ANNEXES

1 Note explicative sur la CECA.....	80
2 Les textes européens disposant d'un volet sur l'énergie dans la région euro-méditerranéenne.....	84
3 Capacités de production de pétrole et de gaz dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée et en Europe.....	88
4 Présentation et mise en perspective de la chaîne de production pétro-gazière en Algérie.....	90
5 Les hydrocarbures dans l'économie nationale algérienne.....	93
6 La ressource humaine, la science et la technologie. Quels challenges en Algérie?.....	94
7 Système électrique dans les Psem: consommation d'énergie primaire du système électrique et capacité électrique installée sur les rives sud et est de la Méditerranée.....	97
8 Capacité et production d'énergies renouvelables sur la rive sud et sur la rive est de la Méditerranée.....	98
9 Présentation de Medgrid.....	99
LISTE DES FIGURES	103
LISTE DES TABLEAUX	104



ACRONYMES

- ADEREE** Agence nationale pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (Maroc)
- Bcm** *Billion cubic meter* – milliards de mètres cubes
- CDER** Centre du développement des énergies renouvelables (agence marocaine remplacée par l'ADEREE en 2010)
- CECA** Communauté européenne du charbon et de l'acier
- Comelec** Comité maghrébin de l'électricité
- CSP** *Concentrated solar power* – solaire à concentration
- CCGT** *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbine à gaz à cycle combiné
- EnR** Energies renouvelables
- EOR** *Enhanced Oil Recovery* – récupération assistée du pétrole
- EU ETS** *European Union exchange trading scheme* – Système communautaire d'échanges de quotas d'émissions
- IDE** Investissement direct étranger
- GNL** Gaz naturel liquéfié
- GPL** Gaz de pétrole liquéfié
- GW** Gigawatt (1 000 000 000 watt)
- IRENA** *International renewable energy agency* – Agence internationale des énergies renouvelables
- Med-TSO** *Mediterranean transmission system operators* – Association des gestionnaires des réseaux électriques méditerranéens
- Mtep** Millions de tonnes équivalent pétrole
- MW** Megawatt (1 000 000 watt)
- OMEL** Marché de l'électricité espagnol
- PIB** Produit intérieur brut
- PME** Petites et moyennes entreprises
- Pnm** Pays nord méditerranéens
- Psem** Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée
- PV** Photovoltaïque
- RTE** Réseau de transport d'électricité (France)
- TICPE** Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (remplace la TIPP depuis le 1^{er} janvier 2012)
- TICGN** Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
- TWh** Téravatt-heure : 1 000 000 000 000 watt/heure
- UE** Union européenne
- USD** *United States Dollars* – dollar américain



RÉSUMÉ

FAUTE DE VISION COMMUNE, l'interdépendance qui lie les pays de la rive sud et de la rive nord de la Méditerranée dans le domaine énergétique, n'est actuellement encadrée par aucune stratégie régionale. L'Union européenne privilégie la définition d'une stratégie énergétique européenne, difficile à envisager entre pays dépendants énergétiquement. De même, chacun des pays d'Afrique du Nord a contracté bilatéralement avec les pays de l'Union européenne sans tenir compte des politiques énergétiques adoptées par ses voisins.

Pourtant, plusieurs défis, notamment celui de la transition énergétique, attendent les pays européens comme les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (Psem).

Les pays européens se sont engagés à augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, à accroître l'efficacité énergétique et à réduire leurs émissions de CO₂ d'ici 2020. De plus en plus dépendants, ils cherchent en outre à sécuriser leurs approvisionnements en hydrocarbures. Au Sud de la Méditerranée, les politiques mises en œuvre dans les pays producteurs d'hydrocarbures pourraient entraîner une réduction de la part d'hydrocarbures exportée vers les pays européens. De même, la croissance de la demande d'énergie, qui pourrait tripler dans les Psem d'ici 2030, appelle à la mise en place d'importantes nouvelles capacités de production d'électricité. Quelles que soient les politiques énergétiques mises en place, il faudrait entre 310 et 350 milliards de dollars d'investissement, selon nos estimations, pour réaliser de nouvelles capacités de production d'énergie dans les Psem d'ici 2030.

La nouvelle géopolitique mondiale du pétrole et du gaz, la volonté de développer des énergies renouvelables et décarbonées et l'opportunité de développer un secteur de l'énergie qui dégage de la valeur ajoutée sur les deux rives et crée de l'emploi, invitent les pays de la région méditerranéenne à élaborer une coopération plus étroite, et à définir un nouveau partenariat énergétique régional.

Plusieurs motifs économiques et géopolitiques plaident en ce sens :

- la proximité géographique ;
- les enjeux énergétiques communs et les atouts complémentaires entre le Nord et le Sud ;
- la transition énergétique et le développement notamment des énergies renouvelables en cours, qui avantagent les Psem ;
- la volonté des Psem de ne pas manquer cette transition énergétique et de bénéficier d'une collaboration internationale dans ce domaine ;
- la nécessité d'aller au-delà de simples relations commerciales dans le domaine de l'énergie ;
- l'opportunité de constituer des filières industrielles régionales créatrices d'emplois ;



- la meilleure disposition de la Méditerranée occidentale qui connaît une dynamique d'intégration.

Ce partenariat énergétique régional, nouveau modèle porteur de croissance pour tous les pays de la région méditerranéenne et de stratégies novatrices, repose sur une vision partagée, s'inscrit dans la transition énergétique favorisant notamment le développement de nouvelles filières industrielles, créatrices d'emploi, et implique les entreprises de l'énergie de la région dans des projets communs.

PLUSIEURS ACTIONS structurantes pourraient conduire à la mise en œuvre d'une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie :

- l'association du Nord et du Sud de la Méditerranée au pilotage d'une stratégie énergétique commune ;
- la convergence normative (normes réglementaires et techniques) ;
- la promotion de politiques d'efficacité énergétique ;
- le renforcement des interconnexions électriques transméditerranéennes ;
- la constitution de filières et de partenariats énergétiques euro-méditerranéens ;
- la mise en œuvre de partenariats entre production, formation et recherche à l'échelle méditerranéenne.



EXECUTIVE SUMMARY

EN 2011, POUR LA PREMIÈRE FOIS, la Commission européenne parle d'une « Communauté de l'énergie entre l'Union européenne et le Sud de la Méditerranée qui s'adresserait d'abord aux pays du Maghreb et pourrait progressivement s'étendre au pays du Machrek » (communication conjointe avec la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité du 8 mars 2011). La Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) lancée en Europe en 1951 a montré que l'énergie était un domaine capable de déclencher une intégration régionale d'ampleur. A l'échelle euro-méditerranéenne, l'interdépendance et la complémentarité énergétique qui lient les pays des deux rives invite à réfléchir à une coopération régionale plus approfondie. Les défis et les opportunités que les pays méditerranéens connaissent aujourd'hui plaident en faveur d'une action urgente, collective à l'échelle de toute la région et orientée vers des résultats concrets dans le domaine de l'énergie.

État des lieux de la situation énergétique sur les rives nord et sud de la Méditerranée

Le Nord

LA PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE dans les pays européens, de 1 041 Mtep en 2010, est en baisse, comparée à l'année 2000 où elle s'élevait à 1 185 Mtep. Cette tendance risque de se poursuivre sur la période 2010-2020. Dans le même temps, on observe une augmentation constante de la consommation d'énergie primaire sur la période 2000-2010 qui pourrait se prolonger au moins jusqu'en 2020. La production d'énergie primaire en Europe reste insuffisante pour répondre à la demande d'énergie des pays européens. Sans recours à de nouvelles ressources énergétiques domestiques, l'indépendance énergétique des pays européens (ratio production/consommation), de 66 % en 2000, et de 57 % en 2010 pourrait continuer à baisser jusqu'en 2020 et au-delà. Les principaux pays producteurs d'hydrocarbures de l'Union européenne (Royaume-Uni, Pays-Bas, Danemark) et du continent européen (Norvège) enregistrent une réduction de leurs ressources d'énergies fossiles depuis plusieurs années. (TABLEAU A)

Afin de remédier aux effets négatifs de cette situation, il demeure indispensable que les pays de l'Union européenne :

- prennent les mesures nécessaires pour respecter l'objectif « 20-20-20 » du paquet énergie-climat adopté en 2008 (augmenter de 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, réduire les émissions de CO₂ de 20 %, et accroître l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020) ;
- diversifient leurs partenariats énergétiques : une communication de la Commission européenne sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique et de la coopération internationale préconise que : « L'Union européenne a [...]



TABLEAU A. Consommation et production d'énergie primaire des pays européens (2000-2020)

	2000	2010	2020
Consommation des pays européens (Mtep)	1 791	1 829	1 860
Production d'énergie primaire des pays européens (Mtep)	1 185	1 041	988
Taux d'indépendance énergétique en % (production/consommation)	66 %	57 %	53 %

Pays européens : UE27, Norvège, Suisse, Islande

Eurostat (2012), Commission européenne (2011)

un intérêt stratégique à établir des partenariats stables et durables avec ses principaux fournisseurs actuels et de nouveaux fournisseurs potentiels...»¹ ;

- adoptent des politiques d'économies d'énergie et d'efficacité énergétique ambitieuses dans le secteur résidentiel, industriel et des transports ;
- facilitent l'essor des énergies renouvelables, en structurant des filières compétitives et définissent des mécanismes incitatifs de financements (tarifs de rachat, crédits d'impôts, certificats verts...) ;
- évaluent le coût-bénéfice économique et environnemental de l'exploitation des gaz non conventionnels situés sur leur territoire.

Le Sud

LA PRODUCTION D'ÉNERGIE primaire des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (Psem) s'élève en 2010 à 425 Mtep. Elle est supérieure de 24 % à la production de 2000. Cette augmentation de la production pourrait s'accroître d'ici 2020 pour répondre à la forte croissance de la demande d'énergie (+ 50 % entre 2010 et 2020). En raison de la présence d'importants pays producteurs d'hydrocarbures sur la rive sud (Algérie, Égypte, Libye), le bloc des Psem affiche un taux d'indépendance énergétique élevé (129 % en 2010) qui lui confère le rang de pays exportateurs nets (le Maroc, pays non producteur présente en revanche un taux d'indépendance énergétique beaucoup plus faible). Toutefois, cette indépendance énergétique s'amenuise progressivement sur la période 2000-2020. La hausse de la demande d'énergie sera plus marquée dans le secteur de l'électricité : la demande d'électricité pourrait doubler d'ici 2020 et voire tripler d'ici 2030. La production d'électricité pourrait ainsi passer de 559 TWh en 2009 à 1 534 TWh en 2030 (cas d'un scénario conservateur – tendanciel – de l'OME). (TABLEAU B)

La capacité de production électrique installée dans les Psem est appelée à considérablement augmenter dans les deux prochaines décennies. Selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), dans le cas d'un scénario conservateur, 200 GW de capacités électriques additionnelles seraient nécessaires. Dans le cas d'un scénario proactif (essor des énergies renouvelables et mesures d'efficacité énergétique), 155 GW de capacités électriques additionnelles seraient suffisantes mais nécessiteraient un doublement du parc de production d'énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) et un montant d'investissement plus élevé d'environ 40 à 50 milliards de dollars. Quelque soit le scénario retenu, il faudrait entre 310 et 350 milliards de dollars d'investissement, selon nos estimations, pour réaliser de nouvelles capacités de production d'énergie dans les Psem d'ici 2030.

**TABLEAU B.** Consommation et production d'énergie primaire des Psem (2000-2020)

	2000	2010	2020
Consommation des Psem (Mtep)	230	328	495
Production d'énergie primaire des Psem (Mtep)	341	425	600
Taux d'indépendance énergétique en % (production/consommation)	148 %	129 %	121 %

OME (2011)

Importations et exportations énergétiques Nord-Sud

L'UNION EUROPÉENNE est la région du monde la plus importatrice d'énergie. Elle a importé 993 Mtep en 2010 et pourrait acheter 1 045 Mtep en 2020. Elle importe plus de 60 % de son gaz et 80 % de son pétrole. Sa dépendance énergétique (ratio importation/consommation), de 53 % en 2010, de plus 60 % en 2020, pourrait atteindre 75 à 80 % en 2030. La Fédération de Russie, premier partenaire énergétique de l'UE, dont proviennent 32 % des importations de pétrole et 40 % de gaz, ressort avantagée de cette tendance.

Les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, pris globalement, sont exportateurs nets d'énergies fossiles. En 2009, ils ont exporté 82 Mtep d'hydrocarbures et pourraient commercialiser entre 100 et 150 Mtep en 2020. Selon les orientations énergétiques adoptées par les pays producteurs de la rive sud (recours aux énergies renouvelables), le volume d'exportations pourrait fortement baisser en 2030 à 33 Mtep ou se stabiliser autour de 150 Mtep. Cette tendance ne reflète pas la réalité de tous les pays de la rive sud : le Maroc est dépendant énergétiquement à 95 % et importe des hydrocarbures provenant de pays situés hors du bassin méditerranéen.

Dans les échanges énergétiques régionaux entre la rive nord et sud de la Méditerranée on relève aujourd'hui que : 20 % du gaz et 15 % du pétrole consommés en Europe viennent d'Afrique du Nord ; 60 % des exportations de pétrole et 84 % des exportations de gaz de l'Afrique du Nord sont destinées à l'Europe. L'interconnexion électrique avec l'Espagne a permis par ailleurs au Maroc d'importer 4,6 TWh en 2011. Dans les prochaines années, les exportations des pays producteurs d'hydrocarbures de la rive sud à destination des pays nord méditerranéens pourraient diminuer compte tenu de la forte croissance de la demande d'énergie attendue dans ces pays. En revanche, les transferts d'électricité entre les deux rives devraient progressivement se développer avec l'essor des interconnexions.

Part du secteur de l'énergie dans la création de richesse nationale et l'emploi

LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE génère une importante valeur ajoutée dans les pays producteurs d'hydrocarbures. En revanche, il n'est pas créateur d'emplois (en Algérie, la part du secteur de l'énergie dans le PIB est de 36,7 % mais le secteur n'emploie que 2-3 % de la population active occupée). Comparativement, l'énergie en France représente 1,7 % du PIB et emploie 0,5 % de la population active occupée. La transition énergétique offre la perspective aux pays de la région méditerranéenne de développer de nouvelles filières industrielles énergétiques (éolien, photovoltaïque, CSP, efficacité énergétique...). En Allemagne, entre 2000 et 2011, le nombre d'emplois dans les filières renouvelables a presque quadruplé (381 600 emplois en 2011).



Les forces à l'œuvre qui militent pour une intégration énergétique entre les deux rives

La régionalisation de la mondialisation : la pertinence de la proximité géographique. Les grandes puissances portent un intérêt politique et économique pour leur voisinage (États-Unis et Japon). Pour les pays européens, l'Afrique de l'Ouest et le Sahel deviennent des terrains de préoccupations stratégiques. Le printemps arabe a poussé l'Union européenne à proposer «*une nouvelle stratégie à l'égard d'un voisinage en mutation*»². La situation politique et le développement économique des pays de la rive sud suscitent un nouvel intérêt des pays nord méditerranéens pour leur voisinage.

La troisième révolution industrielle à partir des énergies renouvelables a commencé et elle avantage les pays du Sud. L'économiste Jeremy Rifkin souligne qu'«*une troisième révolution industrielle doit prendre le relais de notre modèle actuel, à bout de souffle*». Le potentiel solaire des pays de la rive sud de la Méditerranée les avantage dans la réalisation de cette nouvelle révolution industrielle. Le coût de production d'électricité générée par la technologie du solaire photovoltaïque pourrait avoisiner les 10 centimes de dollars (7,8 c€/kWh) dans les zones très ensoleillées (à comparer au prix moyen de l'électricité sur le marché en France qui a été de 4,69 c€/kWh en 2012)³

Les pays du Sud, consommateurs comme producteurs, veulent être acteurs de la transition énergétique. Le monde mène une transition énergétique depuis un modèle fossile vers un modèle non carboné, non fossile. Cette transition répond aux objectifs climatiques prioritaires des pays de la rive nord et offre l'opportunité aux pays de la rive sud de développer de nouvelles filières industrielles énergétiques. La mise en œuvre de la transition reste problématique pour les pays du Sud dont la croissance économique dépend des hydrocarbures. En contrepartie des ressources qu'ils fournissent, ils veulent être associés en tant que partenaires à la transition énergétique. Ils souhaitent inscrire cette perspective dans leurs stratégies nationales, énergétiques, industrielles, technologiques et conclure des partenariats internationaux dans cet objectif.

Les relations Nord-Sud en Méditerranée sont désormais caractérisées par des enjeux énergétiques communs et par des atouts complémentaires. Les pays de la rive nord ont acquis un savoir-faire dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les transports, le bâtiment et le secteur industriel. Plusieurs pôles de compétitivité spécialisés dans l'énergie font évoluer les compétences et les technologies. Certains pays de la rive sud disposent de grandes réserves d'hydrocarbures et tous les Psem ont un potentiel solaire à valoriser. Il n'y a pas de relation de concurrence entre les deux rives, chacune apportant un bénéfice à l'autre. Il est plus facile de bâtir une communauté d'intérêt entre pays complémentaires qu'entre pays concurrents.

2. Communication conjointe de la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité et de la Commission européenne du 25 mai 2011, COM(2011) 303.

3. Source : RTE.

Les relations énergétiques Nord-Sud ne peuvent se limiter à des relations commerciales qui ont montré leurs limites dans la création de valeur et d'emploi au Sud. Les échanges énergétiques développés entre les deux rives de la Méditerranée se sont limités à de simples échanges commerciaux au détriment du



développement d'un secteur de l'énergie dynamique et créateur d'emploi dans les pays producteurs. En outre, l'essor du marché spot conduit les relations commerciales à privilégier le court terme. Il est pourtant essentiel que les pays européens sécurisent leurs approvisionnements sur le long terme. Ce renversement de perspective met la firme au cœur des stratégies énergétiques régionales. Seule une relation Nord-Sud basée sur la production et la relation de long terme permet de pérenniser une relation de confiance et de favoriser l'investissement nécessaire à la transition énergétique dans la région.

L'opportunité de constituer des filières industrielles régionales créatrices d'emplois. Les filières énergétiques traditionnelles (pétrole, gaz) et nouvelles (renouvelables, efficacité énergétique...) s'organisent sans grande cohérence entre les deux rives de la Méditerranée. Au Sud, les pays producteurs d'hydrocarbures ne peuvent développer leur activité en aval et distribuer le gaz jusqu'au consommateur final, en Europe. Cela ne les incite pas à investir dans de nouveaux gisements. Par ailleurs, pour développer des filières industrielles dans les énergies renouvelables, les Psem devront acquérir le savoir-faire. Dans le même temps, les entreprises européennes du renouvelable (solaire notamment), fortement concurrencées, ne parviennent pas à monter la courbe d'expérience et atteindre des tailles critiques. Le choix d'ordonner des chaînes de valeur Nord-Sud dans les filières renouvelables en établissant des segments à forte valeur ajoutée sur la rive sud participerait à un plus grand transfert de savoir-faire européen et serait créateur d'emplois.

Plusieurs éléments soulignent une dynamique d'intégration dans la Méditerranée occidentale qui peut constituer un laboratoire pour toute la région. Compte tenu des fortes complémentarités entre les pays des deux rives au plan de l'équilibre besoins/ressources, particulièrement entre le Maghreb et l'Europe de l'Ouest, et des relations culturelles, historiques et linguistiques, la Méditerranée occidentale apparaît comme le cadre approprié pour mettre en œuvre dans un premier temps un partenariat de type nouveau autour de l'énergie.

Les actions possibles en vue d'une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie (CEME)

LES DYNAMIQUES À L'ŒUVRE appellent à la définition d'un Nouveau partenariat énergétique régional. Cette nouvelle démarche partenariale, fondée sur une vision commune des défis énergétiques régionaux et la volonté d'engager des stratégies génératrices de valeur ajoutée sur les deux rives, doit conduire à une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie. Pour y parvenir, plusieurs actions structurantes peuvent être initiées :

- pilotage d'une stratégie commune : associer Nord et Sud au pilotage d'une stratégie commune à travers une instance paritaire de concertation entre acteurs des deux rives ;
- convergence normative : mise à niveau des législations et des normes techniques pour favoriser la logique partenariale, et soutenir la coopération des régulateurs de l'électricité et du gaz (réseau Medreg) ;



- promouvoir les politiques d'efficacité énergétique : développer des normes communes et renforcer le réseau des agences de maîtrise de l'énergie de la région méditerranéenne (Medener) ;
- renforcer les interconnexions pour aller vers un espace commun et assurer la fluidité du réseau (appui des initiatives de Medgrid), et accompagner la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport d'électricité méditerranéens (appui au réseau Med-TSO) ;
- proposer de nouvelles articulations industrielles dans l'énergie par la co-production : constitution de filières industrielles énergétiques euro-méditerranéennes, partenariats stratégiques, intégrations croisées des compagnies nationales et internationales de la région ;
- bâtir des partenariats entre industriels, universités et centres de recherche : favoriser plus d'interactions entre ces acteurs dans les nouvelles filières et la recherche de technologies innovantes (clusters, pôles de compétitivité).

Les étapes à suivre

Vers une approche euro-méditerranéenne

EN PARALLÈLE DES RÉFLEXIONS menées au sein des États membres de l'Union européenne sur le projet d'une Communauté européenne de l'énergie, Ipemed préconise d'ouvrir le volet euro-méditerranéen avec une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie. Cette démarche apparaît comme une solution pour l'Europe de l'énergie. En associant des pays producteurs d'hydrocarbures et d'énergie solaire aux négociations européennes en cours, on facilite l'obtention d'un compromis entre tous les partenaires de la région. On réduit dans le même temps la dépendance énergétique européenne à l'égard du producteur russe. Cette démarche se traduit par :

- l'association des pays du Sud de la Méditerranée qui le souhaitent aux travaux portant sur le volet euro-méditerranéen de l'Europe de l'énergie ;
- la mise en place de comités/réseaux d'organisations portant sur les normes, les interconnexions, les réseaux et les marchés de l'énergie à l'échelle euro-méditerranéenne, dont certains sont déjà mis en œuvre.

En parallèle du processus d'intégration par les normes et les marchés de l'énergie qui est en cours entre les pays des deux rives, des partenariats énergétiques stratégiques capables d'améliorer les échanges énergétiques entre les pays méditerranéens pourraient, sans attendre, être développés.

La Méditerranée occidentale : espace géographique pertinent pour lancer le projet CEME

LA MÉDITERRANÉE occidentale apparaît à court terme comme l'espace géographique pertinent pour lancer la première phase du projet CEME. Les premières actions pourraient être décidées au sein du groupe des pays du Dialogue 5+5. Dans le cadre de la procédure de coopération renforcée de l'UE, plusieurs pays du Sud de l'Europe pourraient s'organiser pour faire des propositions aux pays du Maghreb. C'est en constituant progressivement une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie (CEME), disposant d'une forte dimension productive, que l'énergie jouera un rôle moteur pour l'intégration économique euro-méditerranéenne.



INTRODUCTION

L'ÉNERGIE EST LE SECTEUR économique dans lequel l'interdépendance des pays euro-méditerranéens est la plus stratégique, et dans lequel le potentiel de coopération entre les pays de la région est le plus important. Les pays euro-méditerranéens doivent faire face à plusieurs grands défis. Mais ces défis sont aussi des occasions à saisir pour développer une nouvelle solidarité.

Les défis et les opportunités que les pays méditerranéens connaissent aujourd'hui dans le domaine de l'énergie plaident en faveur d'une action urgente, collective à l'échelle de toute la région et orientée vers des résultats concrets. En s'inspirant de l'esprit de la Communauté économique du charbon et de l'acier (CECA), qui a jeté les bases d'un système de mise en commun de la production de deux matières premières fondamentales entre six pays européens (voir note explicative sur la CECA en **ANNEXE 1**), une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie (CEME), répondant aux enjeux de coopération et de solidarité, pourrait voir le jour.

Dans cette perspective, l'Institut de Prospective Economique du Monde Méditerranéen (Ipemed) a pris l'initiative d'engager une réflexion sur la coopération énergétique que les pays du bassin méditerranéen pourraient développer pour mettre en œuvre des stratégies énergétiques régionales. La Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie (CEME) telle que proposée par Ipemed est appelée à se bâtir sur des axes stratégiques communément acceptés et sur un ensemble de valeurs communes (dialogue, durabilité, coopération, partage, confiance, solidarité...). L'objectif de cette démarche est de promouvoir et de mieux approfondir la relation d'interdépendance et de complémentarité énergétique qui existe entre pays du bassin méditerranéen.

Dans un contexte de mutation de la géopolitique mondiale de l'énergie, avec l'apparition de nouveaux pôles de production d'énergie (production croissante de gaz et pétrole de schiste aux États-Unis) et du développement de grands pôles de consommation (Chine, Inde...), le renforcement des relations énergétiques euro-méditerranéennes s'avère indispensable. Deux logiques s'observent dans les échanges énergétiques mondiaux actuels : une de court terme et une de long terme. La première tend à valoriser les échanges d'énergie sur le marché spot où le gaz naturel se vend à des prix compétitifs. La logique de long terme favorise la mise en place de relations de confiance entre pays producteurs et consommateurs et se concrétise le plus souvent par la conclusion de contrats de long terme. Cette seconde logique permet, aussi bien aux pays producteurs qu'aux pays consommateurs, de se préparer à la transition énergétique. Accompagner durablement la coopération énergétique euro-méditerranéenne demande de privilégier des relations de long terme entre les pays de la région. Le projet de la CEME s'inscrit dans cette perspective.

A terme, un large éventail de mesures pourrait être confié à la CEME, parmi lesquelles devraient figurer au moins les points suivants : un mix énergétique diversifié en stimulant le recours aux sources d'énergies renouvelables et dé-carbonées, un réseau intégré et intelligent, un programme méditerranéen d'efficacité énergétique dans les différents secteurs de consommation,



le développement d'intégrations croisées entre entreprises des deux rives et l'organisation de la coopération technologique pour créer des filières industrielles euro-méditerranéennes d'écotechnologies. C'est un projet décisif pour favoriser l'émergence d'une politique énergétique durable et garantir la transition énergétique vers une économie faiblement émettrice de carbone.

Une telle politique énergétique euro-méditerranéenne, nécessitant une politique européenne ouverte sur les pays méditerranéens et une volonté au Sud de se rapprocher des standards européens, ne se fera pas d'un seul coup. Il faudra prendre le temps nécessaire pour effectuer les discussions indispensables. Mais dans le contexte actuel et face aux urgences, on ne peut s'offrir le luxe d'attendre indéfiniment. Cette action nécessaire peut s'appuyer sur les récentes positions de la Commission européenne qui déclare dans une communication du 8 mars 2011 qu'« il est souhaitable d'offrir des perspectives crédibles d'intégration, progressive et différenciée, du Sud de la Méditerranée dans le marché intérieur de l'énergie de l'UE. A moyen et à long terme, cela se traduirait, par la mise en place d'une sorte de Communauté de l'énergie entre l'UE et le Sud de la Méditerranée, qui s'adresserait d'abord aux pays du Maghreb et pourrait progressivement s'étendre aux pays du Machrek ». Plusieurs textes européens récents évoquent les voies possibles d'une coopération énergétique de l'Union européenne avec les pays du Sud de la Méditerranée (voir **ANNEXE 2**, présentation des textes européens disposant d'un volet sur l'énergie dans la région euro-méditerranéenne depuis 2010).

De même, l'Assemblée parlementaire méditerranéenne (PAM) recommande⁵ « l'établissement d'une Communauté méditerranéenne de l'énergie, afin d'assurer la coordination entre les acteurs clés concernés (parlements, gouvernements, industriels, investisseurs) pour les projets d'énergies renouvelables, le renforcement des réseaux de transmission nationaux et régionaux, la promotion des investissements et la mise en place de cadres réglementaires cohérents ». Par ailleurs, le réseau méditerranéen des régulateurs de l'électricité et du gaz (Medreg) travaille sur les aspects institutionnels, techniques et économiques de l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz de la région méditerranéenne en vue d'une Communauté méditerranéenne de l'énergie qu'il envisage d'ici 2020.

Plusieurs institutions s'expriment ainsi en faveur d'une communauté régionale de l'énergie. Elles ne partagent cependant pas toutes le même objectif et la même approche. Ipemed estime que cette « communauté » doit réunir dans sa démarche l'ensemble des sources d'énergie et disposer d'une forte dimension productive afin de générer de la valeur ajoutée sur les deux rives de la Méditerranée⁶. Plusieurs options apparaissent envisageables pour la CEME : soit elle constitue le volet euro-méditerranéen de la Communauté européenne de l'énergie, ce qui conditionnerait sa création à l'initiative européenne, soit elle compléterait le projet européen en constituant son homologue euro-méditerranéen et placerait les décideurs du secteur de la région sur un pied d'égalité.

Le présent document est le rapport final de travaux qui se sont organisés en deux volets, avec dans un premier temps, l'animation en 2011 d'un groupe de travail d'experts provenant des deux rives et une étude réalisée par Samir Allal et Moncef Ben Abdallah, qui a été complétée dans un second temps par l'analyse de Jacques Kappauf et de Mourad Preure.

5. Parliamentary Assembly of the Mediterranean, PAM Panel on External Trade and Investments in the Mediterranean, *Energy challenges in the Euro Mediterranean Region*, Ouarzazate, 14-15 September 2012.

6. Dans sa dimension productive et partenariale, le projet de Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie rejoint l'initiative du président Hollande de constituer une Communauté européenne de l'énergie : « L'Europe pourrait – à l'image de ce qu'elle a été capable de faire au lendemain de la seconde guerre mondiale autour du charbon, de l'acier, ce qu'elle a été capable de faire autour de la politique agricole [...] – décider d'être aussi une communauté européenne de l'énergie. La France et l'Allemagne vont célébrer le cinquantième anniversaire du traité de l'Élysée. Elles pourraient constituer une avant-garde en lançant une coopération entre les entreprises énergétiques de notre pays et de l'Allemagne qui pourraient s'engager sur un certain nombre de projets communs », *Discours du président de la République Française lors de la Conférence environnementale*, 14 septembre 2012.



Ce rapport souligne qu'une interdépendance énergétique de fait s'est développée entre les pays des deux rives de la Méditerranée, mais qu'elle ne s'est pas accompagnée de la construction d'une vision commune (1^{ère} partie). Pourtant, les pays de la rive nord autant que ceux de la rive sud seront de plus en plus confrontés à des défis énergétiques dans les prochaines décennies (2^e partie). Les pays de la région gagneraient à mieux intégrer la place et les choix de leurs voisins dans l'élaboration de leur politique énergétique. Les pays du Nord autant que ceux du Sud bénéficieraient de la mise en œuvre de nouvelles stratégies énergétiques industrielles régionales. L'énergie peut être le levier d'une coopération euro-méditerranéenne (3^e partie). L'idée de définir une stratégie énergétique régionale multi-filières, qui tienne compte des ressources et besoins de chacun des pays et génère de la valeur ajoutée pour chacun d'entre eux, nécessite de mobiliser les pays producteurs d'hydrocarbures. Le passage du modèle rentier au modèle productif des pays producteurs bénéficierait à l'ensemble de leur économie et aux pays de la région. Les pays exportateurs d'hydrocarbures, comme l'Algérie, ont un rôle à jouer dans la région pour amorcer la transition énergétique (page 36). Les forces sont déjà à l'œuvre dans le secteur de l'électricité qui pourrait jouer un rôle moteur dans la coopération régionale. Le déploiement des énergies renouvelables et des interconnexions électriques entre les pays méditerranéens participe à une dynamique de co-développement (page 45). Il convient dès lors de trouver les termes d'une coopération de long terme qui puisse sécuriser l'offre et la demande d'énergie et permette de passer d'un modèle commercial d'import-export d'énergie à un nouveau modèle énergétique régional (page 62). Ce rapport propose de définir les bases d'une stratégie commune et de mettre en œuvre un nouveau partenariat énergétique euro-méditerranéen, en plaçant la firme au cœur de ce partenariat (4^e partie). C'est dans cet esprit et avec la densification des liens industriels et technologiques que doit se construire la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie.

DANS CE RAPPORT, les termes géographiques se définissent comme suit.

Les pays de la rive nord de la Méditerranée, ou **pays nord méditerranéens** ou encore **Pnm** : Portugal, Espagne, France, Italie, Malte, Grèce, Chypre, Slovaquie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Macédoine, Serbie et Albanie.

Les pays de la rive sud de la Méditerranée : Algérie, Égypte, Libye, Maroc et Tunisie.

Les pays de la rive est de la Méditerranée : Turquie, Israël, Jordanie, Liban, Palestine et Syrie.

Les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, ou **Psem** : les pays de la rive sud et de la rive est.

Le Maghreb⁷ : Maroc, Algérie, Tunisie, Libye.

La région méditerranéenne⁸ : les pays du pourtour méditerranéen – Portugal, Espagne, France, Italie, Malte, Grèce, Chypre, Slovaquie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Macédoine, Serbie, Albanie, Turquie, Israël, Jordanie, Liban, Palestine, Syrie, Algérie, Égypte, Libye, Maroc et Tunisie.

L'Europe : les 27 membres de l'UE et d'autres pays européens⁹ (Islande, Suisse, Norvège).

La région euro-méditerranéenne : l'Europe et les Psem.

7. En l'absence de données chiffrées suffisantes, la Mauritanie n'est pas incluse dans le Maghreb dans ce rapport.

8. Définition retenue par l'Observatoire méditerranéen de l'énergie (OME).

9. Ici hors Turquie car ce pays est inclus dans les pays de la rive est de la Méditerranée selon les données de l'Observatoire méditerranéen de l'énergie sur lesquelles s'appuie ce rapport.



1

L'opportunité de définir une stratégie énergétique commune

L'Europe n'est pas assez unie politiquement pour pouvoir mener sa stratégie énergétique

BIEN QUE L'ÉNERGIE ait été au cœur de l'intégration européenne (Traité CECA – expiré en 2002 – et Euratom qui ne concerne que le nucléaire), aucun traité de l'Union européenne n'offre aujourd'hui une base juridique globale permettant aux États membres de conduire une véritable politique énergétique commune. Seul l'article 194 du traité de Lisbonne pose le cadre de la politique européenne de l'énergie qui repose sur quatre piliers : le fonctionnement du marché de l'énergie, la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union, l'efficacité énergétique avec les économies d'énergie et les énergies renouvelables, et enfin l'interconnexion des réseaux. Toutefois, le processus décisionnel reste lent et complexe, et la libéralisation du marché de l'énergie apparaît comme une fin en soi.

L'adoption par la Commission européenne de la Stratégie énergétique européenne pour 2020¹⁰ en 2010 et la présentation de la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050¹¹ à l'automne 2011 sont les premiers éléments définissant les objectifs stratégiques de la politique énergétique de l'UE (toutes filières confondues). Les bilans énergétiques peuvent néanmoins fortement varier d'un État membre à un autre et si certains disposent de ressources fossiles d'autres en sont dépourvus. De même, certains États membres développent les énergies renouvelables (Allemagne, Espagne...) tandis que d'autres restent majoritairement tournés vers le fossile (Pologne) ou le nucléaire (France). Les politiques énergétiques mises en œuvre dans les pays européens reflètent ainsi des stratégies individuelles qui tiennent peu compte des choix pris par les pays voisins, et ne sont pas toujours appliquées en cohérence avec les textes européens. L'Union européenne peine à faire converger les politiques énergétiques des États membres vers les nouvelles orientations définies dans ses différentes feuilles de route.

Compte tenu de la dépendance énergétique croissante de l'Europe dans les prochaines décennies, (aujourd'hui de 53 %, de l'ordre de 60 % en 2030), les États membres de l'UE sont appelés à mieux se coordonner et à consolider leurs relations avec leurs partenaires historiques. La proximité régionale offre une opportunité de le faire de manière durable et solidaire.

Le Sud reste dispersé

LES ÉCHANGES ÉNERGÉTIQUES commerciaux réalisés par les pays du Maghreb (plus largement par les pays de la rive sud) avec les pays européens se sont développés en l'absence de toute stratégie économique régionale. Chacun des pays du Maghreb a contracté bilatéralement avec les pays de l'UE sans tenir compte des politiques énergétiques adoptées par ses voisins, cela malgré la proximité de leur marché et les complémentarités qui pourraient exister. Si

10. COM (2010) 639 final, « Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions. Énergie 2020, Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre ».

11. COM (2011) 885 final, « Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Économique et Social Européen et au Comité des Régions. Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ».



les pays du Maghreb poursuivent dans la mise en œuvre de politiques individualistes (sans prendre en compte des possibles économies d'échelle régionales dans l'utilisation de l'énergie), le taux de croissance économique dans la région sera alors plus faible et les emplois créés insuffisants¹². Compte tenu de la variété et de l'importance des ressources énergétiques présentes au Maroc, en Algérie, en Tunisie, et en Libye (hydrocarbures ou solaire et éolien, selon les pays), l'énergie peut constituer un secteur moteur de l'intégration au Maghreb. La coopération énergétique était d'ailleurs l'une des priorités fixées à l'agenda de l'Union du Maghreb arabe (UMA) lors de sa création en 1989. Cependant, malgré la création de l'UMA, les économies du Maghreb sont restées isolées les unes des autres. Le secteur de l'énergie pourrait jouer un rôle plus décisif dans le développement socio-économique de la région. Il se révèle être le secteur économique avec lequel le Maghreb peut se présenter comme un partenaire essentiel à l'Union européenne pour répondre aux besoins des deux rives sur le long terme. Un rapprochement des pays du Maghreb pourrait accélérer la coopération énergétique entre ces pays et les pays européens.

Au-delà du Maghreb, c'est toute la région euro-méditerranéenne qui pourrait trouver dans l'énergie le moteur d'une intégration productive.

L'interdépendance des pays euro-méditerranéens dans le secteur de l'énergie est forte

L'ÉNERGIE EST LE DOMAINE dans lequel l'interdépendance des pays euro-méditerranéens est la plus forte et la plus stratégique: 20 % du gaz et 15 % du pétrole consommés en Europe viennent d'Afrique du Nord, sans compter la part qui passe par la Turquie ; 60 % des exportations de pétrole et 84 % des exportations de gaz de l'Afrique du Nord sont destinées à l'Europe. Les pays nord méditerranéens sont importateurs nets. Certains pays de la rive sud sont exportateurs. Les uns autant que les autres sont fortement dépendants de leurs échanges énergétiques, les uns pour équilibrer leurs bilans énergétiques, les autres car leurs exportations énergétiques constituent souvent l'essentiel de la richesse créée. Au-delà de ces échanges commerciaux, cette interdépendance se traduit également par la sécurisation des approvisionnements qui se pose autant pour les pays européens que pour les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée non producteurs d'hydrocarbures. En Europe, plus de la moitié (54 %) de la consommation intérieure brute d'énergie de l'UE est assurée par des fournisseurs extérieurs à l'Union. Dans le même temps, les pays producteurs d'hydrocarbures de la rive sud cherchent à sécuriser leurs débouchés.

Par ailleurs, tous les pays de la région méditerranéenne sont concernés par la hausse des températures. Cette région est une des régions du monde où l'impact du réchauffement climatique va être le plus sévère. Les pays de la région doivent donc faire du développement durable un axe prioritaire pour limiter leur consommation d'énergie et leurs émissions de CO₂. Le paquet climat énergie adopté en 2008 fixe un cap ambitieux à la consommation énergétique européenne à l'horizon 2020. Les Psem adoptent également des mesures environnementales mais qui présentent une dimension nationale et se limitent principalement à l'essor des énergies renouvelables. L'article 9 de la directive européenne EnR, lorsque les conditions de son application seront déterminées, pourrait devenir un outil de coopération important offrant la possibilité aux pays de l'UE d'inclure dans leur bilan énergétique les énergies

12. Ghilès F., « Le défi énergétique en Méditerranée », *Les Notes Ipemed*, avril 2010, Ipemed, Paris.



renouvelables produites hors UE notamment dans les Psem. La Commission européenne a annoncé dans sa communication du 6 juin 2012¹³ que des lignes directrices pour une meilleure promotion des mécanismes de coopération seront élaborées. Ces lignes directrices devraient prévoir « des mesures spécifiques visant à encourager le commerce d'électricité d'origine renouvelable dans le cadre d'un accord futur avec les partenaires d'Afrique du Nord, par exemple sur la base de mandats de négociation spécifiques, ouvrant la voie à une communauté de l'énergie UE-Sud méditerranéen ».

L'énergie constitue un immense potentiel industriel pour l'ensemble de la région. Dans le seul secteur électrique, l'Observatoire méditerranéen de l'énergie (OME) estime qu'à l'horizon 2030, sans politique énergétique ambitieuse, les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée devront se doter d'une capacité additionnelle de 200 GW. Cela induit la mise en place de nouveaux réseaux électriques et l'augmentation de lignes transméditerranéennes en vue du Plan Solaire Méditerranéen. L'essor du gaz appelle également à la réalisation de gazoducs ou d'usines de liquéfaction. L'OME estime à 915 milliards de dollars (715 milliards d'euros en 2011) les besoins d'investissement des pays méditerranéens dans le secteur électrique d'ici 2030. Le Plan solaire méditerranéen se chiffre à une cinquantaine de milliards de dollars. D'importants investissements s'imposent également dans les pays du nord de la Méditerranée pour renouveler leurs centrales anciennes, financer leur sortie du nucléaire ou développer les filières des énergies renouvelables.

Cette interdépendance des pays euro-méditerranéens dans le secteur de l'énergie engage sur le long terme: terme pluri-décennal des contrats gaziers pour mobiliser les financements nécessaires à l'investissement, impératif de recours progressif à des énergies non carbonées, temps requis pour planifier une production solaire rentable ou pour produire au Sud une électricité nucléaire. Cette interdépendance n'est encadrée par aucune stratégie régionale et les choix de court terme pourraient la désorganiser.

La priorité commune accordée à la sécurité énergétique : sécurité des approvisionnements pour les clients vs sécurité des débouchés pour les fournisseurs

EN TERMES DE RESSOURCES énergétiques, l'Europe est aujourd'hui et sera davantage demain concurrencée sur ses sources traditionnelles par de grands consommateurs d'énergie : la Chine et l'Inde. Elle doit donc considérer sa sécurité énergétique à court terme comme à long terme, celle-ci étant appelée à devenir de plus en plus problématique.

Dans le même temps, l'accroissement de la demande attendue dans les pays de la rive sud devrait absorber une part des flux destinés au Nord, et cela quels que soient les gains d'efficacité énergétique obtenus au Sud. Les fournisseurs traditionnels des pays européens qui bénéficient des avancées technologiques portant sur l'abaissement des coûts de la chaîne GNL, l'augmentation de la taille et l'allongement des routes des méthaniers pourraient également être tentés par des modèles économiques privilégiant des marchés plus lointains que leurs marchés de proximité. Ils peuvent à court et moyen terme adresser leurs volumes non engagés vers ces marchés, profitant de la disponibilité des méthaniers. Si les marchés asiatiques vont être convoités par les sources accessibles par voie terrestre, les pays producteurs du Sud de la

13. COM (2012) 271 final, « Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions. Énergies renouvelables : Un acteur majeur du marché européen de l'énergie », p. 7.



Méditerranée peuvent se mettre de la partie et modeler ainsi en profondeur le commerce gazier international. Considérant toute l'incertitude qui frappe les sources iraniennes et celles entourant la Caspienne, toutes convoitées par l'Inde et la Chine, l'Europe pourrait craindre d'être fournie par un réseau de flux majoritairement originaires de Russie et se retrouver dans le face à face si appréhendé avec la source russe. Le risque est réel de connaître en Europe des chocs gaziers à l'avenir du fait de phénomènes de ciseaux entre courbes d'offre et de demande qui pourraient se manifester d'autant plus que la volatilité engendrée par la prééminence attendue des logiques boursières agira négativement sur la visibilité des acteurs.

Le projet européen étant porté par une approche libérale privilégiant le marché et réduisant le rôle des États, la question de la sécurité énergétique dans les pays européens est perçue dans une approche strictement économique et fait peu de cas de toute la complexité du sujet. Le processus de déréglementation engagé dans l'Union européenne à partir de 1996 avec les directives UE 96/92/EC et 98/30/EC a fragmenté la chaîne gazière originellement intégrée de l'amont à l'aval et organisée autour d'une relation de long terme entre le producteur et l'acheteur. Cette relation, incarnée par les contrats de long terme avec clause de *take or pay*, rendait possible un partage du risque volume, assumé par le client et du risque prix, assumé par le producteur.

Dans un contexte de concurrence gaz-gaz avec la prééminence de logiques de court terme, le producteur se retrouve en train d'assumer le risque volume et le risque prix, alors qu'il n'a aucune visibilité et ne tire aucun bénéfice des marges aval. Il devra placer ses volumes sur un marché spéculatif orienté par les logiques boursières des marchés spot alimentés par les cargaisons de GNL. Le producteur hésitera à engager les importants investissements nécessaires pour faire face à la demande future, attendue en forte augmentation, d'autant que les sources domestiques européennes de la mer du Nord sont en déclin avancé, portant la dépendance gazière européenne à un niveau critique de plus de 80 % en 2030. L'industrie gazière est une industrie de long terme qui réclame de la stabilité. Dès que la chaîne entre fournisseur et client est rompue, l'insécurité des approvisionnements est au rendez-vous. A l'échelle euro-méditerranéenne, les relations de confiance bâties depuis plusieurs décennies entre les fournisseurs historiques sud-méditerranéens et les pays de l'UE pourraient à terme se fragiliser. Les mesures de solidarité communautaire prévues en cas de crise d'approvisionnement sur le marché du gaz dans le règlement européen « *sécurité de l'approvisionnement en gaz* »¹⁴ de 2010 constituent un mécanisme d'urgence qui n'élimine pas le risque de rupture sur le long terme pour les pays européens consommateurs. Une restructuration des contrats à long terme entre les pays européens et les pays fournisseurs historiques de la rive sud apparaît donc essentielle à l'heure où ces derniers soulignent être de plus en plus sollicités par les marchés asiatiques.

L'enjeu de sécurisation des approvisionnements et des débouchés commande de trouver le bon équilibre entre les accords de long terme et le marché spot. Si les pays de la région ne veulent pas en rester à des opportunités ponctuelles, il importe de conserver des engagements commerciaux à long terme qui offrent une visibilité pour construire dans la durée.

14. Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil.



Une complémentarité et une coopération énergétique entre les pays de la région méditerranéenne qui ne s'accompagne pas de dynamiques convergentes

LA RÉGION DISPOSE de toutes les ressources naturelles et les technologies de production énergétique nécessaires. La rive sud dispose de ressources énergétiques importantes (renouvelables, hydrocarbures) et constitue une zone de transit clé (Turquie), et la rive nord a développé un savoir-faire dans les énergies renouvelables et sobres en carbone, ce qui place d'emblée les relations Nord-Sud sur le registre de la parité (ressources au Sud, technologies au Nord). Cette complémentarité est une base forte pour fonder une coopération régionale.

Plusieurs projets concrets de coopération énergétique sont en cours dans la région. On peut relever la volonté de l'UE d'aller vers des marchés euro-méditerranéens intégrés de l'électricité et du gaz, la réalisation de la boucle électrique méditerranéenne (objectif de fermeture de la boucle avec le raccordement en courant continu des deux derniers points d'ouverture Tunisie-Libye et Turquie-Syrie) et le lancement du Plan solaire méditerranéen dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée (objectif : production d'énergies renouvelables de 20 GW à l'horizon 2020 dans les pays de la rive sud). Le lancement des initiatives industrielles DII (Desertec Industrial Initiative) et Medgrid participe de cette coopération. Les forums d'échange de professionnels du secteur se multiplient pour appuyer l'harmonisation réglementaire, le transfert de savoir-faire, le financement des infrastructures de production et de transport d'électricité (OME, Medelec, Medener, Medreg, Med-Enec...). Certaines de ces initiatives sont soutenues par la Commission européenne.

Pour autant l'énergie n'a ni eu un caractère structurant ni impulsé un réel partenariat euro-méditerranéen. Cette forte densité d'échanges de ressources stratégiques n'a pas enclenché de cercles vertueux de partenariats diversifiés et porteurs d'ouvertures stratégiques et ne semble pas encore en mesure de le faire. Les politiques européennes visent la satisfaction de leurs besoins énergétiques et ne sont pas nombreuses à s'inscrire dans une logique régionale, et à répondre à leurs besoins dans une perspective de co-développement euro-méditerranéen. La défiance demeure entre pays producteurs et pays consommateurs, y compris entre les pays de la rive sud. Les démarches actuelles ne convergent pas vers une intégration croisée amont-aval impliquant les compagnies énergétiques des deux rives dans des processus nouveaux de création de valeur. Cela demeure pourtant fortement structurant.

Le partenariat euro-méditerranéen dans l'esprit de Barcelone qui aurait pu aider les pays producteurs à diversifier leurs économies et à les faire passer d'une économie de rente à une économie de production semble plus une incantation qu'une ambition concrète portée par des projets et une forte conviction de la part des pays de la rive nord. Les grandes ambitions du Processus de Barcelone ont été confrontées à la réalité de situations complexes où les complémentarités indiscutables et les puissantes affinités historiques et culturelles n'ont pu venir à bout du déficit de vision et de l'engagement insuffisant des acteurs en place. Le rôle du charbon et de l'acier a été déterminant dans la prise de conscience et l'impulsion initiale du projet européen. L'énergie est-elle en mesure d'en faire de même pour le partenariat euro-méditerranéen ? Il semble certain que la possibilité existe et que la dynamique est en



marche. Cela ne veut pas dire que le succès est assuré. Au contraire, le déficit de vision des décideurs en place et la communication insuffisante entre les acteurs des deux rives peuvent freiner cette dynamique¹⁵.

Un partenariat entre les compagnies énergétiques de la région doit œuvrer pour que la chaîne de valeur soit répartie entre les deux rives de la Méditerranée. La proximité géographique justifie non seulement l'intensification de cette coopération dans le domaine des hydrocarbures, dont le gaz en particulier, mais aussi dans la mise en œuvre de la transition énergétique. Le gaz et l'électricité apparaissent comme des filières propices à une forte coopération régionale notamment en matière de nouvelles technologies de génération et d'interconnexions (Sud-Sud et Sud-Nord). Les liens entre l'Union européenne et ses pays voisins sont en train de se renforcer du fait de la multiplication des réseaux de gaz et d'électricité. Cette interdépendance par les infrastructures physiques contribue à renforcer la coopération mais cette condition nécessaire n'est toutefois pas suffisante.

Définir une stratégie euro-méditerranéenne fondée sur une vision commune : la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie

POUR PARVENIR À LA MISE en œuvre de nouvelles stratégies énergétiques régionales durables, les initiatives publiques et privées nécessitent d'être partagées par les acteurs de la région méditerranéenne. Une intégration énergétique régionale appelle donc à la définition d'une vision régionale commune sur la production, la consommation et la gestion des ressources énergétiques.

Une vision commune entre les acteurs des pays méditerranéens se révèle indispensable pour déterminer le cadre dans lequel les échanges d'énergies se développeront. C'est sur cette base que la régulation à mettre en œuvre dans le domaine des flux électriques entre les pays de la région méditerranéenne ou les accords commerciaux de transferts de gaz seront décidés. C'est également sur cette base que le choix de développer des filières industrielles énergétiques euro-méditerranéennes ou de mieux organiser le transfert de technologies s'opèrera. Une vision partagée par les acteurs du secteur énergétique conduirait à une meilleure répartition de la valeur ajoutée entre les deux rives.

En souhaitant réunir en 1951, sous une Haute Autorité, la production française et allemande de deux matières premières fondamentales à la base de l'industrie de deux anciennes puissances ennemies, une volonté commune avait été exprimée par la France et l'Allemagne en créant la CECA: permettre un développement équilibré de la production et de la distribution du charbon et de l'acier, et assurer la répartition de la production entre les États membres au niveau de productivité le plus élevé. Cette démarche visait à tisser, par l'économie, des liens de solidarité franco-allemands, à favoriser l'expansion économique et développer l'emploi dans les deux pays.

Dans la communication du 8 mars 2011¹⁶, la Commission européenne, conjointement avec la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité, s'est exprimée en faveur de la création d'une «*sorte de Communauté de l'énergie*» entre l'UE et le Sud de la Méditerranée. La question est posée de savoir si cette Communauté ne devrait pas, à l'instar de l'esprit qui a animé le projet de la CECA, accompagner les pays méditerranéens vers un partenariat productif qui aille bien au-delà des simples échanges énergétiques commerciaux.

15. Le choix de l'Europe de la diversification des sources d'approvisionnement gazières, privilégiant des sources lointaines et mettant en chantier de grands projets d'infrastructure pour ce faire ne signale-t-il pas un déficit de communication ?

16. COM (2011) 200 final, « Communication conjointe de la Commission et de la Haute représentante de l'Union pour la sécurité et les affaires étrangères au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions. Un partenariat pour la démocratie et une prospérité partagée avec le Sud de la Méditerranée », §7, page 10-11.



2

Les défis énergétiques des pays méditerranéens

COMPTE TENU du maintien de la croissance économique et démographique dans les Psem dans les prochaines années, ces pays auront pour défi principal d'assurer leur croissance économique sans générer d'impacts environnementaux et sociaux négatifs. La demande d'énergie augmentera fortement sur la rive sud et les pays, notamment producteurs d'hydrocarbures, sont appelés à optimiser leur production pour continuer à exporter et, en même temps, répondre à leur demande domestique croissante. Un rappel de l'organisation de la production et des échanges énergétiques actuels entre les deux rives souligne que la valeur ajoutée générée dans ce secteur ne profite pas aux pays du Sud.

Le défi d'assurer une croissance durable dans la région

UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE et démographique des trois ensembles géographiques définis par l'Observatoire méditerranéen de l'énergie (OME) souligne que :

- sur la rive nord, la population est de 216 millions avec un PIB par habitant d'environ 20 000 euros
- sur la rive sud, la population est de 162 millions avec un PIB par habitant d'environ 4 800 euros
- sur la rive est, la population est de 114 millions d'habitants avec un PIB par habitant d'environ 6 350 euros

Les Psem se caractérisent par la jeunesse de leur population. Un tiers de la population a moins de 15 ans. Cette tranche d'âge compte 81,5 millions de personnes pour une population totale d'environ 275 millions¹⁷. L'âge moyen est de 41 ans au Nord, et de 26 ans au Sud.

Le **TABLEAU 1** résume les données et hypothèses économiques et démographiques prises en compte dans les scénarios de prospective de l'OME¹⁸ sur lesquels s'appuie notre rapport. Les situations économiques et démographiques sont spécifiques à chaque pays, cependant on observe que le Sud et l'Est de la Méditerranée ont en moyenne des taux de croissance économique et démographique plus élevés que ceux du Nord.

La crise économique actuelle affecte les taux de croissance du PIB à court et moyen terme, mais pour les projections sur le long terme, l'OME prend l'hypothèse que la dynamique des années 1990-2009 reprendra son cours sur la période 2009-2030.

Entre 2009 et 2030, la population des Psem passerait de 276 millions à 354 millions (+78 millions) tandis que celle des pays du Nord évoluerait peu, de 216 à 228 millions (+12 millions). De même, le PIB par habitant va plus que doubler entre 2009 et 2030 dans les pays de la rive sud. En 2030, il serait

17. Jolly C. (dir.), *Demain la Méditerranée, scénario et projections à 2030*, Construire la Méditerranée, Ipemed, 2011.

18. Le scénario conservateur (CS) se caractérise par la prolongation des tendances passées, des politiques et projets en cours, sans programme significatif d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande. Le scénario proactif (PS) se distingue par une volonté de changer les tendances avec la mise en œuvre de vastes programmes d'économie d'énergie, de maîtrise de la demande et du développement des énergies renouvelables.



TABLEAU 1. Taux de croissance du PIB et de la population des pays de la région méditerranéenne

	Taux de croissance annuel du PIB		Taux de croissance annuel de la population
	1990-2009	2009-2030	2009-2030
Pays nord méditerranéens	1,7 %	1,9 %	0,3 %
Pays de la rive sud	4 %	4 %	1,2 %
Pays de la rive est	3,7 %	3,7 %	1,2 %

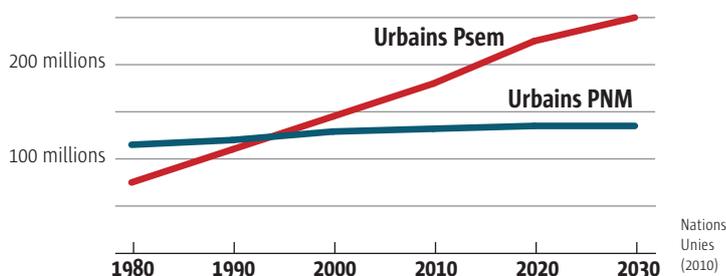
MEP 2011 (OME)

TABLEAU 2. PIB par habitant et taux variation entre 2009-2030

	PIB par habitant		Variation
	2009	2030	2009-2030
Pays nord méditerranéens	20 000 €	27 800 €	+ 39 %
Pays de la rive sud	4 800 €	8 500 €	+ 77 %
Pays de la rive est	6 350 €	10 500 €	+ 66 %

MEP 2011 (OME)

FIGURE 1. Population urbaine dans les pays en Méditerranée : évolutions et projections



sur la rive nord de 27 800 euros, sur la rive sud de 8 500 euros et sur la rive est de 10 500 euros. Le **TABLEAU 2** résume les progressions.

Il ressort des **TABLEAU 1** et **2** que dans l'hypothèse d'une continuité des taux de croissance annuelle du PIB et de la population des pays du Sud et de l'Est, le taux de variation de la population progresserait de 29 % et le niveau de vie (PIB par habitant) de plus de 70 %. Une telle croissance économique ne peut être réalisée que si la demande correspondante d'énergie, en particulier d'énergie électrique, est satisfaite. Autrement dit, un secteur énergétique insuffisant est une contrainte majeure qui *a minima* ralentit, sinon empêche, la croissance économique et la satisfaction des besoins de tous les habitants. Une contrainte énergétique forte, se traduisant par une hausse des prix de l'énergie, étouffe le développement de l'emploi et le bien-être social.

Par ailleurs, viser une croissance durable dans la région méditerranéenne exige impérativement d'anticiper et de planifier la croissance urbaine des métropoles, en particulier sur la rive sud et est de la Méditerranée (**FIGURE 1**). La population urbaine croît rapidement dans ces régions et devrait représenter 70 % de la population totale des pays du pourtour de la Méditerranée d'ici 2030¹⁹ (environ 380 millions). Ce phénomène d'urbanisation, qui s'observera principalement dans les zones côtières, s'il n'est pas maîtrisé, pourrait être synonyme de sérieuses contraintes environnementales (accroissement des déchets, augmentation de la demande d'eau et du rejet d'eaux usées urbaines ou industrielles, accroissement de la pression sur les terres arables et surfaces forestières) et favoriser la pollution de l'air et l'émission de CO₂.

S'agissant des initiatives prises par les pays pour réduire leurs émissions de CO₂, on relève des disparités entre les pays de la région euro-méditerranéenne.

19. Plan Bleu, « Mobilité et croissance urbaine en Méditerranée », décembre 2007.



néenne. La feuille de route « pour décarboner le secteur de l'énergie d'ici 2050 » présentée par le commissaire Oettinger et détaillée par la Commission européenne dans sa communication du 15 décembre 2011, fixe comme objectif la réduction d'au moins 80 % des émissions de gaz carbonique de l'Union européenne d'ici 2050. Le secteur de l'énergie représente 50 % des émissions de CO₂ rejetées en Europe. Toutefois, sur la rive sud, à l'heure actuelle, aucun Psem ne s'est fixé d'objectif de réduction d'émissions²⁰.

La maîtrise des émissions de CO₂ de l'ensemble des pays du pourtour méditerranéen se révèle pourtant indispensable. Selon les scénarios de l'OME, les émissions de CO₂ dans la région pourraient augmenter de plus de 40 %, atteignant 3 000 Mt en 2030 (scénario conservateur de l'OME²¹). En adoptant des stratégies favorisant la décarbonation, les pays pourraient néanmoins limiter cette hausse à 9 % (scénario proactif) soit 600Mt en moins. Cette hausse devrait être plus marquée au Sud qu'au Nord (hausse entre 1,6 % et 3,1 % dans les Psem selon les scénarios).

Un ensemble d'incitations économiques et réglementaires (instruments de marchés, taxes, labels, normes) est nécessaire pour conduire les producteurs et les consommateurs à adopter des comportements plus responsables. Cependant, le prix du CO₂ sur le marché du carbone européen (EU ETS) est trop faible pour inciter les industriels européens à investir dans des sources d'énergies moins polluantes et des technologies plus efficaces énergétiquement. Il faut un prix élevé de la tonne de CO₂ pour qu'il y ait un véritable effet signal-prix du carbone sur les décisions d'investissement. Dans le même temps, et sans tenir compte des engagements internationaux des pays de la région, des stratégies nationales de croissance verte, adaptées aux caractéristiques locales, doivent être entreprises dans chaque pays de la région. Ces stratégies réclament un engagement décisif de la part de chaque pays pour atteindre les objectifs fixés. Des actions coordonnées à l'échelle de la Méditerranée pourraient générer davantage de bénéfices. Au niveau régional, comme le dit le Centre méditerranéen pour l'intégration, il est sans aucun doute « temps d'aller au-delà du partage fructueux des expériences et d'inscrire la croissance verte dans un programme d'actions à l'échelle méditerranéenne. L'échelle régionale est idéale pour les efforts intensifs qui seront nécessaires dans le cadre d'une intégration favorable au développement de la région méditerranéenne dans son intégralité »²².

Gérer la croissance de la demande en énergie

LA DEMANDE EN ÉNERGIE est beaucoup plus marquée dans les pays de la rive sud que dans les pays européens. Cette croissance a fortement augmenté dans les Psem (+42 %) entre 2000 et 2010 et devrait continuer sa progression dans les années à venir (**TABLEAU 3**). L'augmentation de la demande d'énergie est un défi majeur pour les Psem.

Demande d'énergie dans la région méditerranéenne : le poids des hydrocarbures

AVEC PRÈS D'UN DEMI-MILLIARD d'habitants, la région méditerranéenne consomme 1 milliard de Tep (Mtep), soit plus de 8 % de la demande énergétique mondiale. La demande énergétique de la région méditerranéenne est

20. Boisgibault L., Mozas M., *Carbon Constraint in the Mediterranean. Differentiated Impacts and Policies for Carbon Reduction in the Euro-Mediterranean Region*, Construire la Méditerranée, Ipemed, 2012.

21. Le scénario conservateur est basé sur la prolongation des tendances passées.

22. CMI, « Vers une croissance verte en Méditerranée », Rapport MED 2012.

TABLEAU 3. Consommation d'énergie primaire des pays européens et des Psem, 2000 à 2020 (Mtep)

	2000	2010	2020	Taux de variation	
				2000-2010	2010-2020
Pays européens*	1 791	1 829	1 860	2 %	1,7 %
Psem	230	328	495	42 %	51 %

* (UE 27, Islande, Norvège, Suisse)

Eurostat, OME (2011), Commission européenne (2009), BP Statistical review (2012)

FIGURE 2. Consommation d'énergie primaire par produit dans les pays méditerranéens (2009)

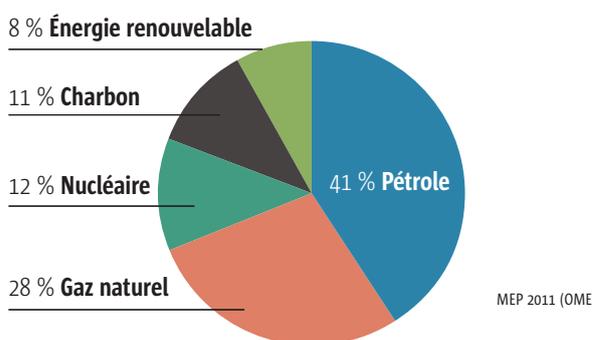


FIGURE 3. Consommation d'énergie finale par produit dans les Psem (2008)

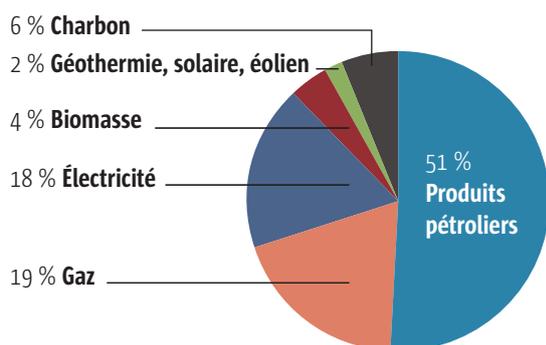
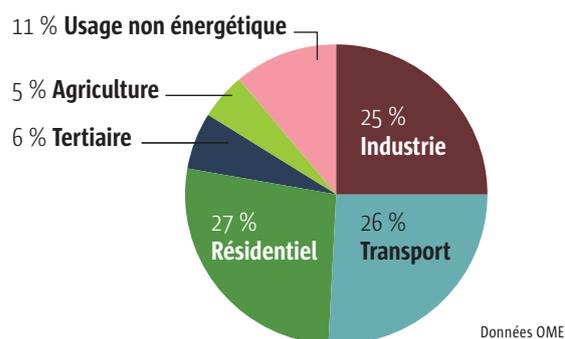


FIGURE 4. Consommation d'énergie finale par secteur dans les Psem (2008)



assurée à environ 80 % par les combustibles fossiles et le restera à l'horizon 2030. Le pétrole représente plus de 40 % de la consommation d'énergie primaire en 2009, et le gaz près du tiers de la consommation régionale (FIGURE 2).

La décomposition de la consommation d'énergie finale par produit (en 2008) dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée présente le même constat (FIGURE 3) : les produits pétroliers sont largement dominants (51 %), puis viennent le gaz (19 %) et l'électricité (18 %), loin devant le charbon (6 %), la biomasse (4 %) et les énergies renouvelables, géothermie, solaire et éolien (2 %). La demande finale d'électricité subira la plus forte augmentation sur la période 2009-2030. Sa croissance devrait se maintenir à 4,6 % par an jusqu'en 2030.

L'analyse de la consommation finale par secteur dans les Psem (FIGURE 4) souligne que le résidentiel, les transports et l'industrie consomment environ chacun un quart de la demande d'énergie finale de la rive sud et est.

Anticiper la croissance de la demande

LA DEMANDE EN ÉNERGIE devrait croître quatre à cinq fois plus rapidement dans les Psem que dans les Pnm. En 2030, la demande des Psem pourrait représenter 47 % de la consommation d'énergie primaire de la région méditerranéenne contre 33 % aujourd'hui, les Pnm voyant leur part baisser de 67 %



à 53 %. Au niveau régional, la part du gaz est appelée à augmenter pour atteindre 36 % en 2030 et celle du charbon se situera à 10 % à cet horizon. La demande de gaz devrait fortement augmenter et dépasser la demande de pétrole dans les dix prochaines années. En 2030, la région méditerranéenne serait contrainte d'importer près de 40 % de ses besoins en pétrole et 28 % en gaz.

L'essentiel de l'augmentation de la demande méditerranéenne d'énergie primaire se situera dans les Psem portant le total de la consommation d'énergie à environ 1 500 Mtep en 2030 avec un taux de croissance annuel moyen estimé à 1,5 %.

Cette croissance pourrait être jugulée avec une meilleure prise en compte de l'efficacité énergétique. Les gains d'efficacité, obtenus en faisant la différence entre la consommation d'énergie finale du scénario conservateur et la consommation d'énergie finale du scénario proactif²³ de l'OME, pourraient s'élever à 168 Mtep en 2030. Le potentiel d'économie de la consommation d'électricité cumulée dans la région est estimé à 3 800 TWh au cours des vingt années à venir, soit l'équivalent de 1,4 fois la consommation d'électricité de toute la région en 2030 dans le scénario conservateur ou de la production électrique de la rive sud de la Méditerranée au cours des dix dernières années.

Quel que soit le scénario retenu, la croissance soutenue de la demande d'énergie finale (3,5 % ou 2,6 % par an d'ici 2030 selon les scénarios de l'OME) aggravera la situation de dépendance des Psem vis-à-vis des énergies fossiles et les rendra beaucoup plus vulnérables. Les pays actuellement exportateurs d'énergie tels que l'Algérie ou la Libye verront leurs capacités d'exportation et donc de financement de l'activité économique nationale réduites pour faire face à leur demande interne. Quant aux pays importateurs d'énergie, comme la Tunisie et le Maroc, leur dépendance est amenée à s'accroître et leur facture énergétique à s'alourdir du fait de l'augmentation attendue des coûts d'approvisionnement liée à l'épuisement des réserves. Les risques sociaux et économiques dus à la hausse des coûts d'approvisionnement et à ses répercussions sur la facture énergétique des pays, des ménages et des entreprises rendent impératifs un changement d'échelle dans les politiques de maîtrise de la demande pour consommer mieux et moins.

Optimiser la production

LES CAPACITÉS DE PRODUCTION d'énergie des pays européens et des Psem suivent des tendances contraires. Si la production d'énergie est appelée à augmenter dans les Psem au moins jusqu'en 2020, elle est en revanche en baisse constante dans les pays européens. En comparant les données des **TABLEAUX 3** et **4**, on constate une baisse progressive de l'indépendance énergétique des pays européens entre 2000 et 2010 (taux d'indépendance qui passe de 66 % à 57 %). Cette baisse s'observe aussi dans les Psem (taux d'indépendance passant de 148 % à 129 %). On relève par ailleurs que l'augmentation de la production dans les Psem n'augmente pas aussi vite que la consommation d'énergie primaire sur la période 2010-2020.

Les évolutions dans la production d'énergie dans les pays de la région méditerranéenne seront notables dans les hydrocarbures et l'électricité.

23. United Nations Economic Commission for Europe, 1998, *Standards and regulations in international trade, round table on the impact of standards on international trade*, Geneva.



TABLEAU 4. Production d'énergie primaire des pays européens et des Psem, 2000 à 2020 (Mtep)

	2000	2010	2020	Taux de variation	
				2000-2010	2010-2020
Pays européens*	1 185	1 041	988	- 12 %	- 5 %
Psem	341	425	600	24 %	41 %

* UE 27, Islande, Norvège, Suisse

OME (2008, 2011), Eurostat (2012), Ministère norvégien du pétrole et de l'énergie (2010), Commission européenne (2009)

Production d'hydrocarbures

Pétrole

LA PRODUCTION DE PÉTROLE dans les Psem producteurs (Algérie, Égypte, Libye, Syrie, Tunisie) s'est élevée en 2011 à 152 millions de tonnes (60 Mt de moins qu'en 2010 en raison des événements qui ont secoué ces pays en 2011). En tenant compte de la production des pays du Nord de l'Europe (Royaume-Uni, Danemark et Norvège), on aboutit en 2011 à une production d'hydrocarbures européenne supérieure à celle des Psem, soit 166 millions de tonnes.

Compte tenu des réserves de pétrole des Psem, estimées à 4,6 % des réserves mondiales, la production de pétrole pourrait augmenter de 20 % d'ici à 2030 dans ces pays moyennant une exploration plus rapide dans les principaux pays pétroliers de la rive sud. La production de pétrole brut devrait cependant ralentir après 2020 dans la région. Elle était de 5,1 millions de barils/jour en 2010 et atteindrait un pic de production de 6,4 mb/jour en 2030.

Dans le secteur du raffinage, les Psem ont produit 2,4 millions de barils/jour de produits raffinés en 2011 tandis que les pays européens ont produit 12,5 millions de barils/jour (dont près de la moitié provient de pays nord méditerranéens – France, Espagne, Italie). La sous-capacité en équipements de raffinage de pétrole persiste dans les pays de la rive sud. La croissance de la demande interne les contraint d'augmenter l'importation de produits pétroliers, notamment le carburant. Les importations de carburant en Algérie ont fortement progressé ces dernières années (+77 %), passant de 1,3 million de tonnes en 2010 à 2,3 millions en 2011. La même année, Sonatrach a importé 1,3 million de tonnes de mazout, 380 000 tonnes d'essence et 200 000 tonnes de bitume pour un montant de deux milliards de dollars. Afin de répondre à la demande intérieure, le groupe Sonatrach a lancé un programme d'investissement de dix milliards de dollars pour construire cinq raffineries de pétrole, et un programme de quatre milliards de dollars pour rénover celles de Skikda, d'Arzew et d'Alger, en vue d'augmenter la capacité de raffinage et de produire des carburants essence et diesel aux normes européennes.

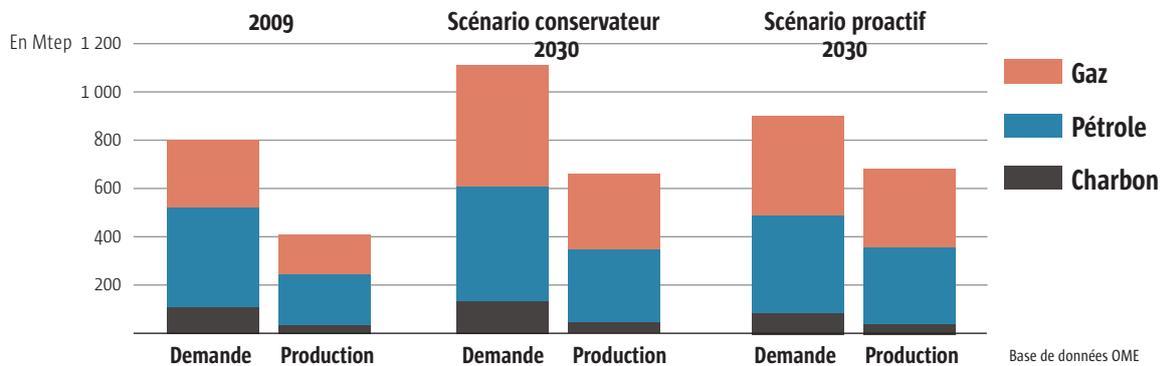
Plusieurs Psem veulent rattraper ce retard dans la production aval, pour devenir exportateurs de produits raffinés. La Société anonyme marocaine de l'industrie de raffinage (Samir)²⁴ a mis en service en août 2012 une unité de distillation de pétrole brut d'une capacité de 80 000 barils par jour, portant la capacité totale de raffinage à 200 000 barils par jour. La construction d'une deuxième raffinerie en Tunisie devait être engagée à la fin de l'année 2012, représentant la particularité d'être une raffinerie privée. Disposant d'une capacité de raffinage initiale de 120 000 barils/jour, elle pourrait à terme atteindre 250 000 barils par jour²⁵. Son coût est estimé à 1,5 milliard d'euros.

24. Oxford Business Group, « Maroc : investir dans les hydrocarbures », 4 octobre 2012.

25. Investir en Tunisie, « raffinerie de pétrole privée et 1200 emplois », 11 mai 2012.



FIGURE 5. Prévisions de demande et production d'hydrocarbures dans la région méditerranéenne



Gaz

L'ALGÉRIE ET L'ÉGYPTE sont les principaux producteurs de gaz des Psem, devant la Syrie et la Libye (la crise libyenne en 2011 a engendré une forte baisse de sa production). En 2011, la production totale de gaz de ces quatre pays a atteint 152 Bcm (milliards de m³) dans les pays producteurs de la rive sud. Parmi les pays nord méditerranéens, seule l'Italie produit du gaz (8 Bcm). En incluant la production de pays nord européens, on atteint en 2011 un volume total de gaz européen nettement supérieur à la production des Psem, soit 247 Bcm. Cette situation va rapidement évoluer car les réserves européennes s'amointrissent et leur durée de vie est inférieure à vingt ans.

La production de gaz dans les Psem pourrait fortement augmenter d'ici à 2030 passant de près de 170 Bcm en 2010 à 364 Bcm en 2030. On peut s'interroger sur l'impact que pourrait occasionner la découverte récente de ressources gazières en Méditerranée orientale (Israël, Liban, Chypre, Turquie) sur la géopolitique régionale de l'énergie. L'institut géologique américain, US Geological Survey, estime que les réserves dans le bassin du Levant pourraient s'élever à 3 500 Bcm, soit presque autant que l'Algérie (4 500 Bcm). Des différends liés au tracé des frontières maritimes entre Israël et le Liban d'une part, et entre Chypre et le Liban d'autre part, accompagnés des revendications de la Turquie, pourraient cependant poser des difficultés pour exploiter ces immenses ressources.

Au total, les quantités d'hydrocarbures produites en Méditerranée ne répondent pas à la demande régionale (FIGURE 5). La région méditerranéenne est importatrice net de pétrole et de gaz et est appelée à le demeurer dans les vingt prochaines années (voir en ANNEXE 3 la présentation chiffrée détaillée de la production d'hydrocarbures en Méditerranée).

Production d'électricité dans la région méditerranéenne²⁶

Production totale d'électricité

EN 2009, LES PAYS de la région méditerranéenne ont produit 1 873 TWh. On relève que 30 % de cette électricité a été produite dans les Psem (FIGURE 6).

Le mix énergétique de l'électricité produite dans la région méditerranéenne varie d'une rive à l'autre. En 2009, si les combustibles fossiles représentent 89,5 % de la production d'électricité des Psem, leur part ne s'élève qu'à 45 % dans les Pnm. Le gaz reste l'énergie dominante dans la production

26. Pour plus de détails sur la filière électrique dans la région méditerranéenne, se reporter à la section « Le rôle moteur de l'électricité dans la coopération régionale ».



FIGURE 6.
Production
d'électricité
dans la région
méditerranéenne

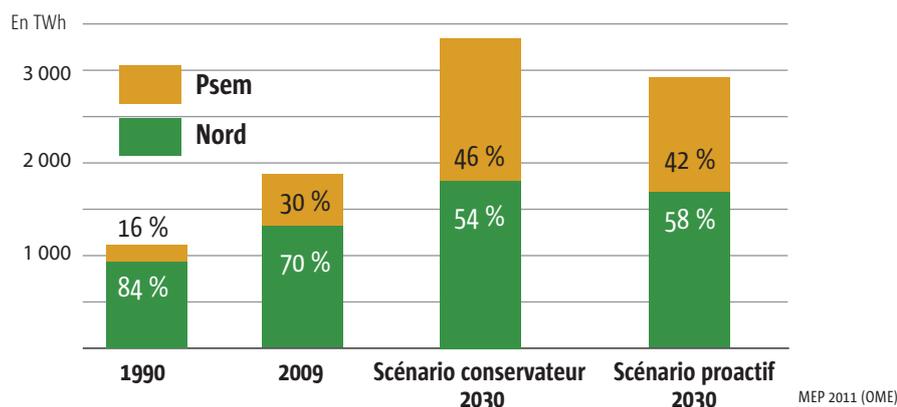


FIGURE 7. Production d'électricité
par produit dans les Psem (2009)

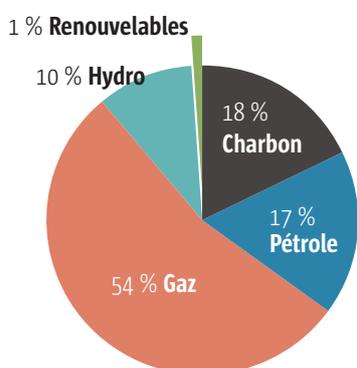
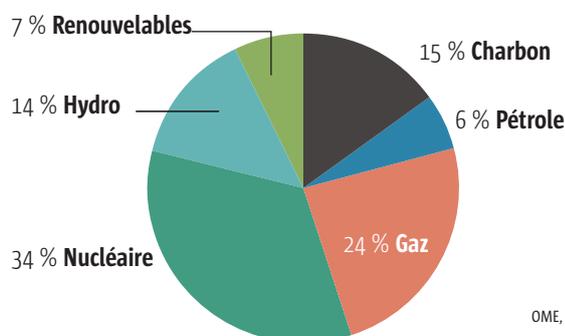


FIGURE 8. Production d'électricité
par produit dans les Pnm (2009)



d'électricité dans les Psem tandis que le nucléaire est privilégié par les pays de la rive nord (FIGURES 7 ET 8).

La forte croissance de la demande d'électricité nécessitera la mise en place de capacités supplémentaires de production d'électricité de 317 à 383 GW, selon le scénario retenu, d'ici à 2030 pour l'ensemble de la région. Plus de la moitié de ces nouvelles capacités sera installée dans les Psem. Malgré un rapprochement du niveau de production d'électricité entre les pays de la rive nord et les Psem d'ici 2030, la production d'électricité restera supérieure dans les pays nord méditerranéens.

Dans le cas d'un scénario proactif, les hydrocarbures ne représenteraient plus que 37 % du parc de production d'électricité des pays de la région méditerranéenne en 2030 (contre 58 % en 2009) soit autant que le parc de production d'énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables dans la production d'électricité

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE RENOUVELABLE. Si le niveau d'électricité produit par les énergies renouvelables est plus important dans les pays nord méditerranéens, il n'en demeure pas moins que ce niveau représente une faible part dans la production totale d'électricité de ces pays (5 % pour l'éolien, et 0,6 % pour le solaire). L'électricité issue de sources renouvelables est encore plus insignifiante dans les Psem. Cependant, les chiffres évoluent continuellement et la production d'électricité à base d'énergies renouvelables est appelée à fortement augmenter d'ici 2030, aussi bien pour le Sud que le Nord de la Méditerranée (TABLEAU 5).



TABLEAU 5. Production d'énergies renouvelables dans les pays méditerranéens en 2009 (TWh)

	Eolien	Solaire (PV)
Pays de la rive sud de la Méditerranée	1,6	0,02
Pays de la rive est de la Méditerranée	1,5	0,02
Pays Nord Méditerranéens	61	7,6

OME

TABLEAU 6. Capacité installée de production d'énergies renouvelables en Europe et dans les pays de la rive sud et est de la Méditerranée en 2009-2011 (GW)

	Eolien	Solaire (PV)
Pays du Sud de la Méditerranée (Maroc, Algérie, Tunisie, Libye, Égypte)	0,8	0,011
Pays de l'Est de la Méditerranée (Jordanie, Israël, Palestine, Liban, Syrie, Turquie)	0,8	0,013
Pays nord méditerranéens (France, Espagne, Portugal, Chypre, Italie, Grèce, Malte, Slovénie)	41,0	20,6
dont Espagne	21,7	4,4
dont France	6,8	2,6
dont Italie	6,7	12,7
Pays européens (UE 27)	94,0	51,7
dont Allemagne	29,0	24,7

OME (2009), EWEA (2011), EPIA (2011)

LE PARC D'ÉNERGIES RENOUVELABLES. Le parc régional de production d'énergies renouvelables est aujourd'hui majoritairement situé dans les pays européens où les énergies éoliennes et solaires (surtout photovoltaïque) sont en plein essor. Les projections à l'horizon 2030 montrent que la part des énergies renouvelables dans la région méditerranéenne, hydraulique inclus, atteindra 42 % du total des capacités électriques installées dans le scénario conservateur de l'OME et plus de la moitié dans le scénario proactif (53 %). Avec le gaz naturel, les énergies renouvelables constitueraient dans les deux scénarios les principales sources de production d'électricité à l'horizon 2030. Ces perspectives reflètent les tendances actuelles dans la région euro-méditerranéenne. Plusieurs pays européens (Allemagne, Espagne, France), et plusieurs pays de la rive sud et est (Maroc, Tunisie, Jordanie...) ont fixé des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables. Parmi les technologies développées, le solaire connaîtra la plus forte croissance. Le solaire photovoltaïque, en particulier, devrait croître plus vite sur la rive sud, notamment dans les pays du Maghreb.

Selon l'Association européenne de l'énergie éolienne (EWEA), l'Europe aurait dépassé 100 GW de capacité éolienne installée au mois d'octobre 2012. Près de la moitié se situe dans les pays nord méditerranéens (41 GW). L'Allemagne joue le rôle de locomotive dans le déploiement des énergies renouvelables et reste le pays leader en capacité installée, aussi bien dans l'éolien (29 GW) que dans le solaire (24 GW). En revanche, la capacité installée éolienne avoisine seulement un GW dans les pays de la rive sud et les pays de la rive est de la Méditerranée. La capacité de production d'énergie solaire est même encore plus limitée dans ces pays (inférieure à 0,02 GW – chiffres 2009). D'importants efforts seront nécessaires dans les vingt prochaines années pour répondre aux objectifs de développement d'énergies renouvelables définis par chacun des pays du Maghreb (plan solaire marocain, plan solaire tunisien, politique de développement d'énergies renouvelables en Algérie...).



FIGURE 9. Transferts de pétrole entre l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient et l'Europe en 2011



BP Statistical Review of World Energy (Juin 2012)

L'organisation des échanges

LES ÉCHANGES ÉNERGÉTIQUES entre les pays de la région méditerranéenne s'organisent principalement dans un sens Sud-Nord. Quatre pays de la rive sud et est de la Méditerranée (Algérie, Égypte, Libye et Syrie) sont exportateurs d'hydrocarbures et fournissent 22 % des importations de pétrole et 35 % de celles de gaz de l'ensemble de la région méditerranéenne. Tous les autres pays sont importateurs nets d'énergie primaire. Néanmoins, certains pays exportateurs d'énergie comme l'Égypte et l'Algérie, risquent de réduire leurs exportations pour faire face à la croissance de leur demande interne dans les vingt prochaines années. Les transferts commerciaux d'électricité entre les pays de la rive sud et nord restent très limités (seulement Espagne-Maroc), mais cette lacune doit être corrigée dans les années à venir grâce au Plan solaire méditerranéen et au schéma d'interconnexion proposé par l'initiative Medgrid.

Pétrole

DANS LES PAYS NORD méditerranéens, on comptabilise deux principaux oléoducs. L'oléoduc transalpin relie l'Italie (Port de Trieste) à l'Allemagne en traversant l'Autriche ; il transporte 0,7 million barils par jour (mb/j). L'oléoduc sud-européen part de France (Fos-sur-Mer), traverse la Suisse et rejoint l'Allemagne ; il dispose d'une capacité de 0,4 million barils par jour.

Dans les pays de l'Est de la Méditerranée, deux oléoducs traversent la Turquie. L'oléoduc Irak-Turquie relie le champ de Kirkuk en Irak au port de Ceyhan en Turquie ; il a une capacité de 1,6 mb/j. L'oléoduc Baku Tbilissi Ceyhan (BTC) relie les champs offshore de Baku en Azerbaïdjan au port de Ceyhan en Turquie, via la Géorgie. Sa capacité est de 1,2 mb/j.

Le reste des transferts transméditerranéens s'effectue par voie maritime. Plus de 70 % des ressources d'hydrocarbures en provenance des pays de la rive sud et du Moyen-Orient, et à destination de l'Europe sont originaires des pays du Moyen-Orient (**FIGURE 9**).

Gaz

LE TRANSPORT DU GAZ provenant des pays de la rive sud et à destination du Nord s'effectue majoritairement par gazoducs. Les principaux gazoducs transméditerranéens actuellement opérationnels sont (**FIGURE 10**):

- le gazoduc Enrico Matteï, d'une capacité de 30 Bcm, reliant l'Algérie (Hassi Rmel) à l'Italie et la Sardaigne, via la Tunisie ;
- Le gazoduc Pedro Duran Farell, d'une capacité de 12 Bcm, reliant l'Algérie (Hassi Rmel) à l'Espagne (Séville) et au Portugal (Setubal) via le Maroc ;
- le gazoduc Medgaz, d'une capacité de 8 Bcm, reliant l'Algérie (Hassi Rmel) à l'Espagne (Almeria), ouvrage le plus récent, est opérationnel depuis



FIGURE 10. Réseaux de gazoducs transméditerranéens (2010)



avril 2011. Il présente la particularité de relier directement le pays producteur au pays consommateur sans transiter par un État tiers. Il aura nécessité un investissement d'un milliard d'euros dont la moitié a été financée par un prêt de la BEI par le biais de la FEMIP. Il appartient à un consortium de cinq sociétés internationales : l'algérienne Sonatrach (36 %), pilote du projet, l'espagnole Iberdrola (20 %), l'hispano-émirati Cepsa (20 %), l'hispano-italienne Endesa (12 %) et la française GDF-Suez (12 %) ;

- le gazoduc Greenstream (capacité : 8 Bcm) reliant la Libye à l'Italie ;
- le gazoduc Galsi (capacité : 8 à 10 Bcm) devant relier les champs gaziers du Sud algérien à l'Italie (et peut-être la Corse) via la Sardaigne était prévu pour entrer en opération en 2012 puis a été retardé à 2014. Des problèmes techniques et économiques bloquent sa construction. La compagnie Sonatrach n'envisage pas d'investir dans ce projet sans garantie du prix du gaz sur le long terme.

La stratégie européenne de diversification de ses sources d'approvisionnements en gaz peut également compter sur la réalisation prochaine des gazoducs Nabucco (prévu pour 2017) et le Southstream (prévu pour 2015) avec une capacité de 30 Bcm pour le premier et 63 Bcm pour le second. Ces options impliquent pour les pays de l'Union européenne de s'adresser à des zones lointaines d'Asie centrale (Russie, Caspienne et Iran) avec des incertitudes tant sur les volumes disponibles que sur les routes et les pays de transit.

Les chiffres présentés dans les FIGURES 11 et 12 montrent que le volume majoritaire de gaz des Psem est transféré aux pays européens (principalement l'Italie et l'Espagne) via des gazoducs. En 2011, l'Algérie a par exemple exporté 32,8 milliards de m³ de gaz par gazoducs à l'Italie et l'Espagne, et 16,8 milliards de m³ de GNL à cinq pays européens (dont l'Espagne et l'Italie). Cette répartition pourrait légèrement s'infléchir à terme en faveur du GNL.

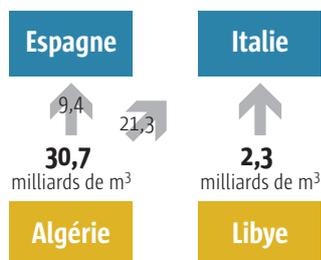
Electricité

DEUX LIAISONS ÉLECTRIQUES commerciales (de 400 kv) sont seulement en service entre la rive nord et sud de la Méditerranée, elles sont situées entre l'Espagne et le Maroc. En 2012, 17 % de l'électricité consommée au Maroc provient de l'Espagne ²⁷ (voir FIGURE 24).

27. Energy news, août 2012.

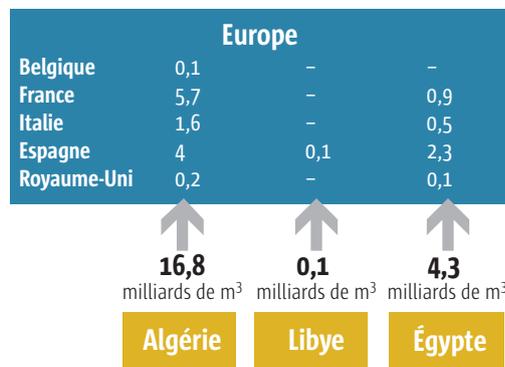


FIGURE 11. Transferts de gaz par gazoducs en provenance d'Algérie et de Libye, à destination de l'Espagne et de l'Italie en 2011 (milliards de m³)



BP Statistical Review of World Energy (June 2012)

FIGURE 12. Transferts de gaz en GNL en provenance d'Algérie, de Libye et d'Égypte, à destination de pays européens en 2011 (milliards de m³)



Valeur ajoutée, ressources fiscales et emplois (Nord-Sud)

L'ORGANISATION DE LA PRODUCTION et les échanges énergétiques entre les pays de la région méditerranéenne pose la question de la répartition de la valeur ajoutée et des revenus issus de la vente des produits énergétiques. La production et la transformation génèrent-elles autant de valeur dans le pays producteur que dans le pays consommateur ? Les mutations du secteur de l'énergie vont-elles créer autant d'emplois au Nord qu'au Sud ?

Valeur ajoutée : une comparaison France-Maghreb

LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE est générateur d'une importante valeur ajoutée en Algérie. Cependant, comparée aux pays de la région, notamment la France, la création d'emplois du secteur n'est pas proportionnelle à la création de richesse. Parmi les trois pays maghrébins présentés, l'Algérie se singularise par le poids du secteur énergétique autant dans le PIB que dans les emplois, bien que ce secteur n'emploie que 3 % de la population active. Pour les deux autres pays, la part du secteur énergétique dans le PIB se situe entre 7 et 8 %. Il reste tout aussi marginal dans les emplois créés. La part du secteur énergétique dans le PIB algérien est supérieure de cinq fois à celle de ses voisins et de vingt deux fois à la France. On ne peut pas la considérer comme une référence d'efficacité. Elle caractérise surtout une économie dépendante des hydrocarbures et dont l'objectif actuel est de sortir de cette dépendance.

Le **TABLEAU 7** compare les valeurs ajoutées et l'emploi du secteur énergétique au Maghreb et en France.

Ressources issues des produits pétroliers : une manne fiscale pour les États européens

LA FISCALITÉ (TICPE ET TICGN)²⁸ a rapporté en 2011 à l'État français 25 milliards d'euros. Il s'agit essentiellement de fiscalité pétrolière, le gaz n'en représente que 274 millions d'euros²⁹. La taxation a représenté 57,1 % du prix pour l'eurosuper et 49,1 % pour le gazole. Seul le Royaume-Uni dépasse la France en matière de taxation des produits pétroliers. Le **TABLEAU 8** et la **FIGURE 13** met-

28. TICPE : Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (remplace la TIPP). TICGN : Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel.

29. Bulletin de l'industrie pétrolière (BIP).



TABLEAU 7. Valeur ajoutée et emploi du secteur de l'énergie et des mines au Maghreb et en France

	Algérie (2010)	Maroc (2011)	Tunisie (2012)	France (2012)
Valeur ajoutée du secteur (milliards de dollars)	69	7	4	44
Part du secteur dans le PIB	36,7 %	7 %	8,2 %	1,7 %
Population employée dans le secteur	226 500	80 000	37 600	144 000*
Part dans l'emploi total	3 %	0,76%	1,17%	0,6 %
Population active occupée dans le pays	9 735 000	10 500 000	3 207 000	25 000 000

* Chiffres pour l'énergie seulement

Direction générale du Trésor (Algérie, 2011), ministère de l'Écologie et du Développement durable (France, 2011), Département de l'énergie et des mines du Maroc (2011), African Economic Outlook Tunisie (2012), Institut national de la statistique de la Tunisie (2012), Banque Mondiale (2011)

TABLEAU 8. Part de la fiscalité dans les prix à la consommation en France

	Eurosuper (SP95)	SP98	Gazole
2008	61,1 %	59,9 %	50,1 %
2009	66,5 %	65,2 %	59,1 %
2010	61,4 %	60,2 %	53,7 %
2011	57,1 %	56,1 %	49,1 %

BIP d'après DGEC France

TABLEAU 9. Taxation des produits pétroliers dans l'Union européenne

	Super SP95			Gazole		
	HT (€)	TTC (€)	% Taxes	HT (€)	TTC (€)	% Taxes
Allemagne	81,61	175,00	45,63	84,14	156,10	46,1
Espagne	81,92	151,26	45,84	83,83	142,28	41,08
Italie	81,72	187,01	56,3	83,65	175,92	52,45
Royaume-Uni	71,04	173,01	58,94	76,38	179,41	57,42
UE 27	78,13	170,12	54,07	81,29	154,83	47,5

BIP d'après Bulletin pétrolier de la commission européenne (2011)

tent en évidence la part des taxes prélevées sur la consommation des produits pétroliers et gaziers en France et dans l'Union européenne.

La tendance générale, particulièrement sensible dans les hydrocarbures liquides, est le poids dominant de la fiscalité prélevée par le pays consommateur. Les pays producteurs d'hydrocarbures tirent en réalité un moindre avantage de leurs exportations. Les compagnies pétrolières qui engagent des ressources financières et technologiques prennent un risque géologique, technique, financier, commercial voire politique, mais sont celles qui bénéficient le moins de la richesse créée.

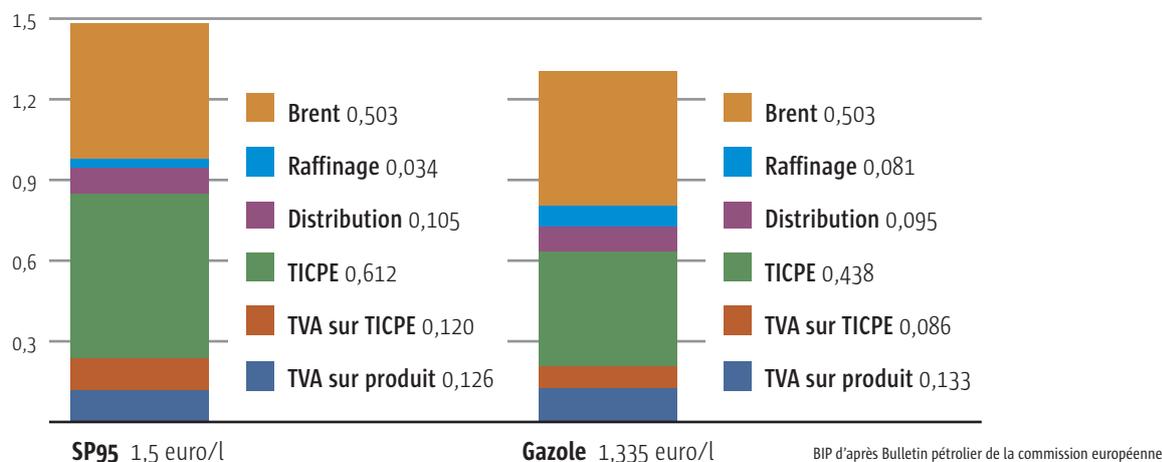
Création d'emplois : un potentiel au Nord et au Sud

LES EMPLOIS DANS LES FILIÈRES énergétiques traditionnelles (pétrole, gaz) ne devraient pas faire l'objet d'importantes évolutions dans les prochaines années. Les filières des renouvelables nourrissent en revanche des espoirs de création d'emplois qui restent toutefois liés à l'évolution de la situation énergétique mondiale et à la volonté des pays à développer ces filières.

L'essor des renouvelables, le développement d'interconnexions et de réseaux de distribution intelligents ou encore l'évolution de l'efficacité et la rénovation thermique dans le bâtiment appellent à la création d'emplois dans les pays de la région méditerranéenne. Au Sud, la crainte demeure que les



FIGURE 13. Décomposition du prix moyen à la pompe en France en 2011



transformations structurelles attendues ne soient pas synonymes de création locale d'emplois. Il faut veiller à ce que les mutations énergétiques ne se limitent pas à l'implantation d'unités étrangères délocalisées de fabrication de matériels d'énergie solaire et éolien sans générer un transfert de savoir-faire. Elles ne doivent pas se réduire à l'achat exclusif de technologies européennes et asiatiques, mais favoriser la mise en place de programmes locaux de recherche et développement. Enfin, et surtout, il est indispensable qu'elles mobilisent essentiellement de la main-d'œuvre des Psem.

La mutation énergétique des Psem doit par ailleurs générer de nouveaux emplois sans en détruire. Les orientations énergétiques mises en œuvre par les pays de la région impliquent une création nette d'emplois pour répondre à la demande locale croissante du marché du travail des Psem. Cependant, la place encore importante qu'y occuperont les énergies fossiles dans le mix d'énergie primaire d'ici 2030, même avec le scénario proactif, ne présage pas un bouleversement des filières énergétiques traditionnelles dans les pays producteurs. Les engagements pris par les pays du Maghreb en faveur de l'essor des filières des énergies renouvelables imposent de créer des emplois en mesure de répondre aux objectifs de production d'énergies renouvelables fixés par chacun des Psem. Un rapport de la GIZ³⁰ estime que 137 000 emplois pourraient être créés en Algérie dans les renouvelables d'ici 2025. De même, au Maroc, Said Mouline, directeur de l'Aderee (Agence nationale pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique) souligne que les objectifs de « 15% d'énergies renouvelables et de 12% d'économies d'énergie » à réaliser à l'horizon 2020 représentent une économie de l'ordre de 21 milliards de dirhams entre la réduction de la facture énergétique et la vente de certificats de carbone et un potentiel de 30 000 emplois³¹. Les premières études présentées par le Conseil économique et social du royaume du Maroc³² montrent que le Maroc pourrait créer 100 000 nouveaux emplois d'ici à 2030 dans quatre secteurs concernés par les politiques vertes (énergies renouvelables, efficacité énergétique, gestion des eaux usées et des effluents liquides et gestion des déchets solides urbains).

30. BMZ, GIZ, DEVED, MIPMEPI, SEQUA, Promotion des jeunes et des femmes dans l'économie verte en Algérie, DEVED, GIZ, 2012.

31. CDER, douzième conseil d'administration.

32. Rapport du Conseil économique et social du Maroc, « Economie verte, opportunités de création de richesses et d'emploi », auto-saisine n°4/2012.



3

L'énergie comme levier de coopération euro-méditerranéenne

L'IDÉE D'ÉLABORER une stratégie énergétique régionale multi-filières, qui tienne compte des ressources de chacun des pays méditerranéens, réponde à leurs besoins présents et futurs et génère de la valeur ajoutée pour chacun d'entre eux, n'est pas acquise. La croissance économique des Psem producteurs d'énergie reste trop dépendante des hydrocarbures pour les encourager à développer une vision régionale commune avec leurs voisins méditerranéens. C'est le cas de l'Algérie (PAGE 36). Cependant, on observe dans le même temps qu'une dynamique partenariale est en marche dans le secteur électrique dans la région. Plusieurs complémentarités incitent les pays de la région méditerranéenne à développer des projets communs dans ce secteur (PAGE 45). Pour qu'ils puissent jouer un rôle structurant régionalement, ces projets doivent être coopératifs. Quelle coopération énergétique euro-méditerranéenne de long terme mettre en œuvre pour à la fois sécuriser l'offre et la demande d'énergie pour l'ensemble des pays de la région ? (PAGE 62).

Cas d'un pays exportateur face à de grands défis : l'Algérie

LE DÉVELOPPEMENT DE LA COOPÉRATION énergétique dans la région méditerranéenne est trop souvent appréhendé à travers les seules énergies renouvelables. Il est pourtant essentiel d'intégrer les énergies fossiles dans les discussions régionales pour mobiliser les pays producteurs d'hydrocarbures dans la définition d'une stratégie régionale et s'appuyer, dans le même temps, sur leurs capacités à accompagner une transition énergétique régionale. Mais comment faire changer les tendances et éviter le *dutch disease*³³ dans les pays producteurs ? Le meilleur indicateur est le potentiel productif et sa maîtrise par les acteurs nationaux. Ce potentiel est, bien entendu, considéré en fonction des tendances lourdes de l'industrie en question, des bouleversements technologiques à l'œuvre et des défis qu'ils posent pour les énergéticiens nationaux, l'université et la recherche, les sociétés de service et les PME.

Nous avons fait le choix de prendre l'exemple de l'Algérie, cas d'école qui pose trois questions :

- quels équilibres énergétiques à long terme dans un pays producteur d'hydrocarbures ?
- les hydrocarbures dans l'économie nationale : comment sortir du *dutch disease* ?
- la ressource humaine, la science et la technologie : quels challenges ?

La Commission européenne s'attache à renforcer les partenariats avec ses principaux fournisseurs d'énergie qu'elle estime devoir être « *mutuellement avantageux et refléter leur interdépendance* ». Dans sa directive Sécurité de l'approvisionnement énergétique³⁴, elle fait remarquer que « l'Union [euro-

33. *Dutch disease* ou « syndrome hollandais », apparu au cours des années 70, fait référence aux difficultés rencontrées par l'économie hollandaise suite à la mise en exploitation, dans les années 60, des réserves de gaz naturel du gisement de Slochteren. « Ce phénomène évoque le contraste étonnant entre, d'une part, une situation économique interne plutôt morose et, d'autre part, une balance extérieure largement excédentaire. » Chevalier, J.M. ; Geoffron, P., *Les nouveaux défis de l'énergie*, Economica, 2011.



péenne] a intérêt d'étendre et d'accorder une plus grande importance à sa coopération avec l'Algérie en matière d'énergie. Les deux parties entendent achever sans délai leurs travaux relatifs à un protocole d'accord sur l'énergie, qui puisse dynamiser la coopération bilatérale en la matière, au-delà des questions habituelles de commerce du gaz et du pétrole, et notamment être axé sur la coopération concernant le développement et le commerce des énergies renouvelables».

Mise en perspective des grands équilibres énergétiques

Présentation et mise en perspective de la chaîne de production pétro-gazière

LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE algérienne se maintient à un niveau de 1,73 millions de barils-jour. En revanche, la production gazière a été de 78 milliards de mètres cubes en 2011, et fait l'objet d'une baisse de 3 % par rapport à 2010. Ce fléchissement de la production, perceptible depuis 2009, est dû à l'arrêt du développement de l'amont algérien cette dernière décennie, conséquence d'un manque de réalisme dans la politique partenariale ainsi que de changements inadaptés de la réglementation. En termes de raffinage, le pays est confronté à un forte hausse de la demande interne qui oblige la Sonatrach à moderniser et accroître ses capacités de raffinage mais aussi, pour répondre à l'urgence, à importer d'importantes quantités de carburants. Le groupe a annoncé en août 2012 qu'il prévoyait d'importer 2,5 millions de tonnes de carburant, dont deux millions de tonnes de gasoil pour l'année 2012³⁵ (pour plus de détails, voir **ANNEXE 4**).

Les hydrocarbures dans les grands équilibres

LE SECTEUR DES HYDROCARBURES, s'il constitue la base des grands équilibres et des dynamiques profondes de l'économie algérienne, poursuit sa récession en 2011. Pour la sixième année consécutive la valeur ajoutée y recule, diminuant de 3,2 % en 2011, soit 19,7 % en six ans³⁶. Cependant, en 2011, la tendance haussière des prix du pétrole s'est poursuivie, le pétrole a augmenté de 41 % et le gaz de 20,6 %. Elle a plus que compensé le recul des volumes qui était de l'ordre de 4,8 %. Le pays ne parvient plus à maintenir l'expansion de son secteur des hydrocarbures. Le maintien de ses recettes d'exportation dépend des variations haussières du prix du pétrole. Alors que le domaine minier algérien reste prospectif, les incohérences dans la gestion du secteur énergétique pendant une décennie ont mis le pays dans une situation de précarité au plan de ses équilibres extérieurs. Cette précarité a pu être compensée par le niveau élevé des réserves de change, de l'ordre de 190 milliards de dollars.

L'évolution de la demande énergétique et les programmes d'efficacité énergétique

LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE nationale reste vigoureuse. La croissance annuelle de la consommation électrique est de 6 % depuis 2008. C'est une consommation de confort non productrice de richesses. 60 % de la consommation électrique provient des ménages contre seulement 10 % pour l'industrie. L'État consacre 8 milliards de dollars annuellement pour subventionner la consommation électrique et maintenir les prix de l'électricité bien en deçà des coûts économiques.

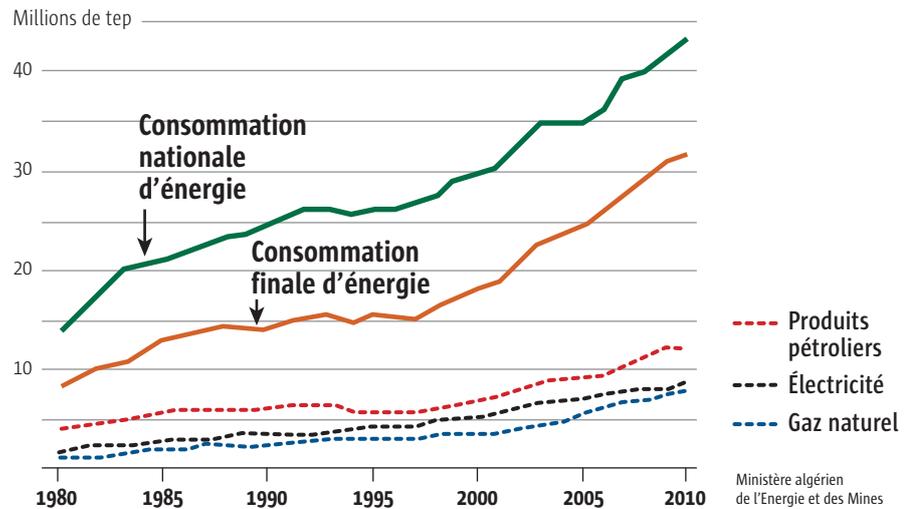
34. Communication de la Commission du 7 septembre 2011, COM(2011) 539 final, intitulée Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions, sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la coopération internationale. *La politique énergétique de l'UE : s'investir avec des partenaires au-delà de nos frontières.*

35. L'Expression, « 2,5 millions de tonnes de carburants importés, l'autre paradoxe algérien », 4 août 2012

36. Rapport Banque d'Algérie 2011..



FIGURE 14.
Evolution de
la consommation
algérienne
d'énergie



Entre 1980 et 2010 la consommation énergétique nationale connaît une croissance forte, décollée de la croissance économique. Sur cette période, la consommation énergétique nationale est multipliée par trois, la consommation finale par 3,7, la consommation de produits pétroliers par trois, la consommation de gaz par 5,4, et la consommation électrique par 4,6. L'Algérie subit aussi l'accélération de la demande interne en carburants. Selon le ministère de l'Énergie et des Mines algérien, cette hausse de la consommation d'énergie s'accélérerait. La consommation de l'électricité progresserait de 14 à 18 % et celle des carburants de 15 à 20 % dans les prochaines années³⁷. Ces tendances mèneraient dans une décennie à une brutale rupture d'équilibre offre/demande avec un arrêt probable des exportations. Les responsables en ont pris conscience et ont déjà réagi par la mise en œuvre de mesures d'économie d'énergie, mesures encore insuffisantes et insuffisamment appliquées.

Un programme triennal d'efficacité énergétique 2011-2013 a été adopté en février 2011. Il comporte plusieurs mesures :

- réduction de la consommation de 42 % ;
- isolation thermique des bâtiments (le secteur représente 42 % de la consommation finale) ;
- promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel ;
- généralisation des lampes à basse consommation ;
- introduction des principales techniques de climatisation solaire ;
- introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public (lampes à sodium) ;
- promotion du GPL carburant ;
- promotion du GNL carburant.

Ce programme est ambitieux mais son application reste insuffisante et sa communication hésitante.

La généralisation de la climatisation contrevient aux objectifs d'efficacité énergétique et le secteur des transports n'est pas suffisamment intégré dans les mesures adoptées.

37. www.elwatan.com/economie/les-assurances-du-ministere-de-l-energie-18-10-2012-189298_III.php



Etude prospective de l'offre et la demande d'énergie primaire en Algérie, à horizon 2020 et 2030³⁸

L'ÉTUDE DES TENDANCES historiques de l'offre et de la demande d'énergie en Algérie n'est pas révélatrice des évolutions à attendre dans les vingt prochaines années. Il est nécessaire de pondérer les projections économiques par les découvertes potentielles de gisements et les possibles politiques énergétiques adoptées dans le futur. Les scénarios développés par l'OME sont à prendre en compte pour identifier les politiques de coopération les plus à même d'ouvrir des perspectives stratégiques pour le pays producteur qu'est l'Algérie dans une logique de passage d'un modèle rentier vers un modèle productif, et de faire converger les modèles énergétiques entre le Nord et le Sud.

Le scénario conservateur poursuit les tendances passées. Le scénario proactif nécessite plus de coopération. La question est aussi d'identifier les stratégies à l'œuvre aujourd'hui. Y en a-t-il réellement ? Nous entendons par là des chaînes de décision cohérente, fondées sur une analyse prospective forces-faiblesses internes, opportunités-menaces de l'environnement international, visant un objectif d'équilibre énergétique structurel et de positionnement dans un monde de plus en plus incertain et compétitif où l'énergie est un levier de puissance. Le pays producteur qu'est l'Algérie ne peut pas se limiter à conserver une position d'exportateur de ressource épuisable alors que le monde – et ses débouchés commerciaux – ont engagé une transition depuis un modèle de consommation (donc d'importation en partie) énergétique fondé quasi-exclusivement sur les énergies fossiles, vers un modèle non carboné, non fossile.

Le pays pourra-t-il maintenir sur une longue période son rythme d'exportation sans mettre sous contrainte la demande nationale ? Cela ne semble pas envisageable sans recourir à de nouvelles ressources. La Commission de régulation de l'électricité et du gaz du pays met en garde contre l'accroissement de la demande gazière qui risquerait, sauf découvertes importantes de nouveaux gisements, de tarir les exportations gazières dès 2020. Les scénarios de l'OME prévoient un accroissement annuel moyen de la demande finale de 2,6 % (scénario proactif) à 3,6 % (scénario conservateur) d'ici 2030. Pour mémoire, de 1990 à 2009 l'accroissement annuel moyen a été de 3,5 %.

EN CE QUI CONCERNE l'accroissement de l'offre, les perspectives apparaissent différentes pour l'huile, le gaz et les renouvelables :

- pour les hydrocarbures liquides, la probabilité de découvrir des gisements géants, comme ce fut le cas dans la décennie 90, reste faible. L'offre a en revanche un fort potentiel d'accroissement avec le système de « récupération assistée du pétrole » (EOR)³⁹. L'Algérie recèle un potentiel dans cette technologie pour les gisements d'huile. Ce potentiel autorise à repousser le seuil d'épuisement de ses ressources au-delà des 18,5 ans estimé par le BP Statistical Review. Nous pensons raisonnable, en prenant aussi en compte les probables découvertes dans le Sahara, dans le Nord, mais aussi en offshore, que l'Algérie dispose de ressources pour figurer parmi les producteurs pour cinquante années encore ;
- pour le gaz naturel, le pays recèle encore d'importantes réserves de gaz conventionnel non encore mises à jour, mais surtout un important potentiel en gaz non conventionnels : des gaz de réservoirs compacts (*tight gas*) comme les quartzites de Hamra, ainsi que des gaz de schistes (*shale gas*) dans le bas-

38. Etude prospective s'appuyant en partie sur les deux scénarios de l'OME (CS et PS).

39. La récupération assistée du pétrole – ou EOR pour *Enhanced Oil Recovery* – qui consiste à augmenter la quantité d'hydrocarbures extraite d'un gisement, joue un rôle déterminant dans l'accroissement de la production. Trois méthodes de récupération assistée sont utilisées. La méthode thermique utilise l'injection de vapeur d'eau pour chauffer le pétrole, ce qui le fluidifie et facilite sa production. La récupération chimique utilise des viscosifiants ou des tensio-actifs. L'injection de CO₂ apparaît comme une voie permettant à la fois d'augmenter le rendement du gisement et de stocker le dioxyde de carbone dans le cadre de la lutte contre le changement climatique (source : IFPEN).



sin de Berkine, dans le Sahara central ainsi que dans l'Ahnet et le bassin de Gourara – Timimoun dans le Sahara ouest. Ces réserves représenteraient quatre fois les réserves de gaz conventionnel. Elles sont cependant loin des infrastructures et mobiliseraient un parc d'appareils de forage au moins cinq fois supérieur à ce qui existe en Algérie. Le pays en est au stade de l'évaluation de ces réserves, mais il semble acquis que ces ressources prendront le relais des ressources conventionnelles pour maintenir le poids gazier du pays. Considérant le potentiel en gaz conventionnels à découvrir, et surtout non conventionnels, l'Algérie peut être créditée d'un potentiel de gaz de 20 trillions de mètres cubes de réserves. Le développement gazier supposera un cadre juridique attractif et stable. Les amendements à la loi sur les hydrocarbures y concourent en définissant et prenant en charge par une fiscalité adaptée les hydrocarbures non conventionnels et aussi les petits gisements. Quelles que soient les orientations prises, les hydrocarbures futurs en Algérie seront plus coûteux et complexes. L'Algérie est appelée à aller vers de nouvelles approches partenariales impliquant partage du risque, encouragement de l'investissement étranger et développement à l'international des industriels et de la recherche. Donner une plus grande place à l'initiative nationale privée se révèle également nécessaire. Le partenariat avec l'Europe apparaît comme un levier pour stimuler un tel processus. La nouvelle géopolitique de l'énergie invite le pays à sortir des logiques strictement nationalistes des années 70 pour aller vers des approches en rapport avec un monde interdépendant où la technologie est la clé de l'avantage concurrentiel ;

- les renouvelables pourraient constituer dès la fin de la décennie un puissant relais autant pour équilibrer le bilan énergétique national que pour exporter de l'électricité par câbles transcontinentaux vers les pays de la rive nord de la Méditerranée. On perçoit une prise de conscience au plan du discours autant au niveau de l'État que de la société civile en faveur des énergies renouvelables. En matière législative, on peut estimer qu'actuellement il y a le minimum requis pour permettre le développement des énergies renouvelables (loi sur la maîtrise de l'énergie, loi relative à l'électricité et à la distribution publique du gaz, loi sur les énergies renouvelables dans le cadre du développement durable, programme national de maîtrise de l'énergie, fonds national pour la maîtrise de l'énergie, décret exécutif sur les coûts de diversification, programme indicatif des besoins en moyens de production...).

ATTEINDRE 40 À 50 % du mix électrique à base d'énergies renouvelables apparaît possible, pour autant que l'on parvienne à une révolution dans les esprits. Il faudra aussi (mais est-ce possible considérant l'ambiance générale après les crises politiques dans le monde arabe ?) revenir à des tarifs prenant en compte la réalité économique. L'État doit-il encore subventionner à hauteur de 8 milliards de dollars la consommation électrique ? Doit-il subventionner le prix du gazole importé ?

Ainsi l'offre d'énergie dans le pays pourrait croître au dessus des 2,6 à 3,6 % dont la créditent les deux scénarios de l'OME. Cela est vraisemblable pour les hydrocarbures, considérant la prise de conscience de l'État et les aménagements juridiques en cours. Au-delà de 2020, l'Algérie pourrait atteindre et dépasser l'objectif de 85 Bcm d'exportations gazières et soutenir sur longue période un objectif d'exportations pétrolières de 1,5 Mbj.



Quelles priorités pour l'Algérie ?

LA CONCURRENCE sera de plus en plus féroce entre fournisseurs sur le marché gazier européen. Les fournisseurs devront préserver la compétitivité du gaz par rapport aux autres sources d'énergie concurrentes mais aussi défendre leurs parts de marché. Cela entraînera une baisse des prix mais aussi une volatilité et un rôle plus grand de la spéculation. Les perspectives de prix resteront aléatoires en Europe avec les excédents de gaz aux États-Unis du fait de la production de gaz non conventionnels qui feront de ce pays un exportateur de gaz. Il est indispensable que l'Algérie s'y prépare sous peine de se retrouver marginalisée. L'étude Wood Mackenzie commandée par le Forum des pays exportateurs de gaz en 2011 conclut : « *Algeria will suffer increasing competition in Southern Europe, especially in Italy where major contracts are due to expire and other exporters are pushing to get market share. We expect this will drive a shift towards more LNG exports thus increasing Algeria's flexibility to capture more market opportunities.* »⁴⁰

1. Il s'agit en premier lieu de contenir et réorienter la demande interne et de gagner en efficacité énergétique
2. Il s'agit en second lieu de relancer l'offre :
 - en engageant une relance du développement de l'amont national qui a souffert d'une décennie d'errements, notamment une instabilité juridique et une législation inadaptée et peu attractive ;
 - en engageant un programme réaliste en matière de renouvelables. Ce programme doit faire une place au privé et être l'occasion de bâtir un réel partenariat public-privé ;
3. En troisième lieu, il s'agit de considérer le développement technologique comme la pièce maîtresse de la politique énergétique nationale.

LA PRÉOCCUPATION ALGÉRIENNE relative à la mise sous contrainte de la demande énergétique nationale et au maintien de sa position sur les marchés du gaz avec les pays nord méditerranéens peut être traitée dans le cadre d'un partenariat euro-méditerranéen. En s'engageant dans une stratégie régionale commune d'économie d'énergie et de création de nouvelles articulations industrielles dans le gaz et le renouvelable, l'Algérie pourrait bénéficier de l'expérience des pays voisins et tisser des partenariats industriels régionaux bénéfiques. Cette opportunité renforce le projet de création d'une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie.

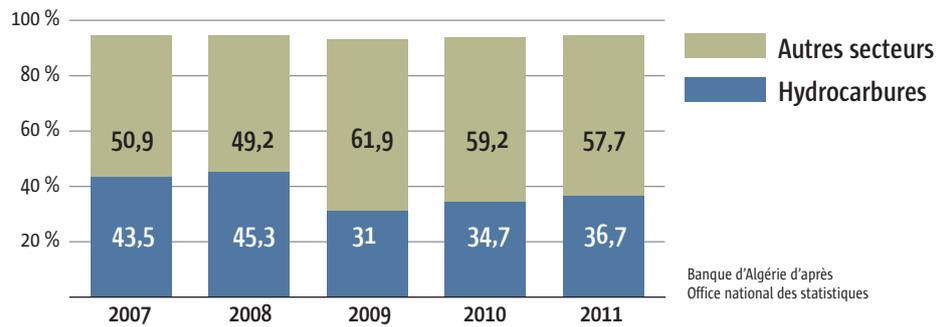
Le partenariat algéro-français dans la distribution d'eau à Alger est, toute proportion gardée, un exemple à suivre. L'Algérie est d'autre part dans une situation de stress hydrique (600 litres d'eau/personne/an contre 1 000 nécessaires). Une part de plus en plus importante de l'énergie consommée le sera pour satisfaire les besoins en eau. Le couple renouvelables-dessalement ou traitement de l'eau est un thème technologique d'avenir pour un partenariat euro-méditerranéen.

Enfin, la loi sur les hydrocarbures est en cours d'amendement avec pour objectif d'éliminer les incohérences contenues dans la législation mise en place en 2005-2006, et qui ont découragé le partenariat étranger dans l'exploration-production. Les nouvelles dispositions ont aussi pour but d'encourager l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels dans lesquels l'Algérie est créditée d'importantes réserves.

⁴⁰. Wood Mackenzie, "Global Gas Service", April 2011, page 18.



FIGURE 15.
Part des hydrocarbures dans le PIB algérien



Les hydrocarbures dans l'économie nationale : comment sortir du *dutch disease* ?

Les hydrocarbures dans les grands équilibres économiques

LA CROISSANCE ÉCONOMIQUE algérienne reste insuffisamment déconnectée du secteur des hydrocarbures. La progression des secteurs économiques dépend du secteur des hydrocarbures et donc des aléas du marché pétrolier. L'indice général de la production industrielle publique (en hausse de 0,4 % en 2011) reste encore en dessous de son niveau de 2009. La croissance dans les secteurs hors hydrocarbures, de l'ordre de 2,4 %, est due à deux secteurs : l'agroalimentaire (21 %) et l'énergie (8,2 %). Tous les autres secteurs connaissent une récession variant entre 3,2 % et 13 %. La production manufacturière poursuit sa baisse (-5,4 % en 2010 et 1,2 % en 2011). Le taux d'utilisation des capacités productives varie entre 75 % pour le secteur privé et 77 % pour le secteur public⁴¹.

Il ressort ainsi que le pays accroît sa dépendance au secteur des hydrocarbures. Le phénomène de *dutch disease* est caractéristique. Les importations rendues possibles par les exportations d'hydrocarbures inhibent le système productif national, en premier lieu industriel. Le secteur des hydrocarbures paie les erreurs de gestion faites une décennie durant qui ont conduit à l'arrêt du développement de l'amont pétro-gazier. En contrainte de volumes, l'augmentation en valeur des exportations ne tient plus qu'à l'orientation haussière des prix du pétrole.

Le pays est en situation de quasi mono exportateur d'hydrocarbures. En 2011, les hydrocarbures représentent 98 % des exportations (soit le même niveau qu'en 2007). A la même date, les revenus issus des exportations d'hydrocarbures s'élèvent à 71 milliards de dollars. Les hydrocarbures représentent 36,7 % du PIB en 2011 contre 43,5 % en 2007 (FIGURE 15). Leur poids est également prépondérant dans les recettes budgétaires de l'État dont ils représentent 70 %. La dépendance aux hydrocarbures malgré la baisse de leur poids dans le PIB n'apparaît pas en voie d'être réduite et peut encore être considérée comme une tendance structurelle (détail chiffré de l'évolution des hydrocarbures dans l'économie algérienne en ANNEXE 5).

Dans les exportations, les hydrocarbures liquides dominent. L'Algérie apparaît ainsi beaucoup plus comme un pays pétrolier que gazier. Les dernières découvertes de gisements géants faites dans ce pays la dernière décennie ont porté sur des gisements pétroliers.

Les effets industrialisants des hydrocarbures constituent-ils ainsi un mythe ou une réalité ?

41. Office national des statistiques, Algérie.



FIGURE 16.

Evolution de la part de l'industrie hors hydrocarbures dans le PIB

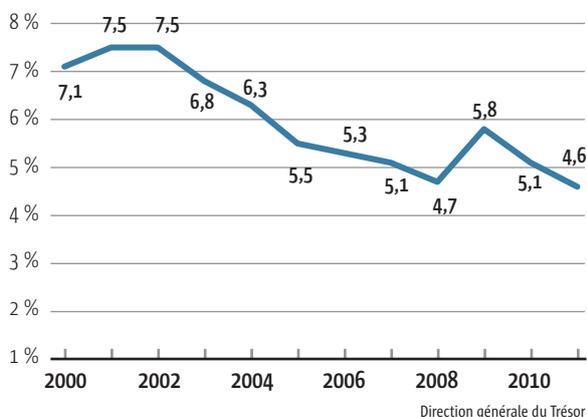
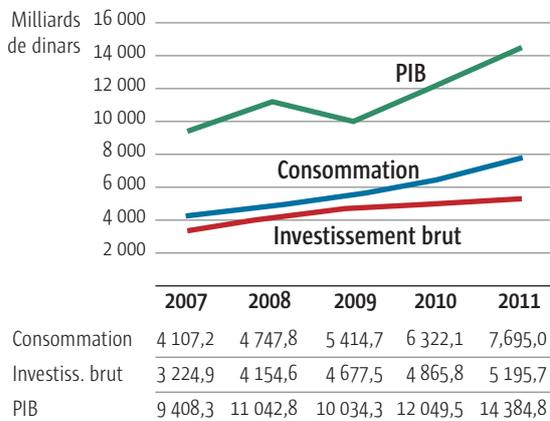


FIGURE 17.

Evolution des grands agrégats du PIB (2007-2011)



Banque d'Algérie

Rien n'indique dans les dynamiques à l'œuvre un changement de la situation de mono-exportateur d'hydrocarbures de l'Algérie dans un horizon proche. Les exportations d'hydrocarbures dominent non seulement les exportations du pays mais surtout agissent en profondeur sur les évolutions structurelles du système productif national. C'est à une figure classique du *dutch disease* que nous avons affaire. L'industrie se traîne au-dessous de 5 % du PIB pendant que les importations de biens manufacturés de consommation couvrant dominent les importations de biens et services (FIGURE 16).

Dans le même temps, l'investissement reste tendanciellement en retrait par rapport à la consommation finale (FIGURE 17).

42. Le développement pétrolier de la Mer du Nord a donné une impulsion décisive au développement scientifique et technologique des universités d'Aberdeen et Heriott Watt d'Edimbourg au Royaume-Uni, qui sont devenues des références dans les géosciences et les technologies pétrolières offshore, autant qu'à celui de la zone scientifique et universitaire de Bergen en Norvège et au tissu universitaire norvégien en général. En même temps qu'une multitude de PME s'est développée autour des métiers du pétrole et de sa production en mer. Rien de tel ne s'est produit en Algérie où les universités et PME ne donnent pas l'impression d'appartenir à un pays dont l'industrie pétrolière et gazière est florissante.

La ressource humaine, la science et la technologie : quels challenges ?

LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE et des mines emploie 226 500 agents. L'effectif permanent de Sonatrach est de 47 900 agents. Cependant, si le secteur représente 36,7 % du PIB, il n'emploie que 3 % de la population. Le secteur doit anticiper l'émergence des filières des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en développant de nouvelles compétences. Les universités du pays pèchent par leur incapacité à s'adapter au changement et à exploiter toute l'étendue de leurs capacités scientifiques pour s'articuler dans une relation organique avec les compagnies énergétiques et s'engager dans un cercle vertueux de fertilisation croisée. La crise que traverse l'université algérienne (dont un aspect est le sous-encadrement en personnels de recherche, les meilleurs partant à l'étranger) prive les processus opérationnels d'ingénierie, de maintenance lourde et de développement de l'appui scientifique qui permettent de faire des entreprises des systèmes apprenant et d'y enclencher des dynamiques de création de connaissances. Ces processus opérationnels sont incapables d'accumuler et de produire des connaissances car ils ne sont pas enracinés dans les disciplines scientifiques fondamentales. La motricité naturelle de l'industrie des hydrocarbures est neutralisée⁴² de manière surprenante.

Par ailleurs, les entreprises algériennes ne capitalisent pas autant que les entreprises étrangères les connaissances issues de l'expérience. L'Algérie est un pays pionnier dans la liquéfaction du gaz naturel, mais aussi, on l'oublie souvent, dans la pose et la gestion des *pipes* en eau profonde. Le premier projet de



ce type fut la traversée du détroit de Messine par le gazoduc Algérie-Italie. La Snam italienne a construit un bateau poseur de *pipes* en mer et a gagné un savoir-faire unique. Son homologue algérien, la Sonatrach, a participé à l'investissement sans en tirer un gain technologique significatif. Les entreprises algériennes d'ingénierie et de réalisation sont sous-représentées. L'ingénierie, qui est la mémoire de tout processus industriel et le point de rencontre dans l'activité opérationnelle, est insuffisamment développée dans le pays.

Un partenariat avec les acteurs européens du secteur pourrait enclencher un cercle vertueux de création de connaissances et d'innovation. Il doit viser à développer des processus innovants qui traversent le tissu industriel, les champions énergétiques et les PME, et les lient à l'université en agissant sur sa mutation qualitative. Là est le thème d'un partenariat structurant entre acteurs de l'énergie des deux rives. Afin de diffuser des processus innovants, ce partenariat doit prendre ancrage dans l'ingénierie et impliquer fortement les universités des deux rives qui devront jouer un rôle moteur dans les dynamiques à l'œuvre (pour le détail de l'emploi, des compétences et de la formation du secteur en Algérie, voir **ANNEXE 6**).

Conclusion

AUTANT DANS LES FOSSILES que dans les renouvelables, les ressources existent pour justifier un partenariat de long terme avec les entreprises européennes. Encore faut-il des projets innovants aux plans de l'approche, de la vision et du mode opératoire. Il convient de développer des concepts partenariaux novateurs qui prennent racine et génèrent une dynamique de rupture. L'Algérie, à travers ses compagnies énergétiques et compte tenu du contexte mondial de croissance de la demande de gaz⁴³, a toutes les caractéristiques pour figurer comme un acteur marquant dans la transition énergétique.

L'Algérie dispose d'une expérience et d'une expertise uniques dans le management de la chaîne du gaz, y compris et surtout la liquéfaction du gaz naturel, d'un potentiel conséquent en gaz non conventionnels et de deux caractéristiques – ensoleillement et existence de réserves de gaz – qui la qualifient pour devenir un leader dans les centrales hybrides gaz-solaire, celles-ci réalisant actuellement l'optimum économique en matière de coût du kWh.

L'étude du cas de l'Algérie présente plusieurs arguments encourageant les pays producteurs d'hydrocarbures de la rive sud de la Méditerranée à ouvrir leur mix énergétique et à améliorer l'efficacité énergétique en enclenchant des dynamiques d'innovation et de développement technologique. Cet exemple montre en outre que ces pays disposent d'atouts qu'ils peuvent faire valoir auprès de leurs voisins et de leurs partenaires européens pour nouer des projets structurants et accompagner la mutation des universités et écoles spécialisées dans le secteur de l'énergie.

43. La demande mondiale en gaz naturel devrait selon l'AIE croître au rythme annuel de 1,7 % soit plus que les 1,4 % de la demande énergétique. Le commerce mondial du GNL croît au rythme de 4,5 % soit plus du double de la production de gaz (2,1 %) et devrait plus que doubler entre 2007 et 2030.



Le rôle moteur de l'électricité dans la coopération régionale

L'ÉLECTRICITÉ EST LE PREMIER secteur industriel à avoir développé des liens de coopération entre plusieurs pays européens. Dès les années 1920, plusieurs liaisons transfrontalières sont construites en Europe (France, Italie, Suisse). En 1951, avant même le lancement de la CECA, l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE), rassemblant plusieurs opérateurs électriques de l'Europe de l'Ouest, est créée pour mettre en place un grand réseau interconnecté dans la partie occidentale de l'Europe. Le développement des interconnexions électriques entre pays européens a permis de créer des mécanismes de solidarité énergétique et d'initier une intégration régionale par les réseaux. La même approche doit prévaloir entre les pays du Sud de la Méditerranée pour favoriser, avec l'appui du Comelec (Comité maghrébin de l'électricité), une coopération électrique au Maghreb. Les défis à relever dans ce domaine sont importants pour les pays des deux rives.

Les enjeux complémentaires du Nord et du Sud constituent une opportunité pour être proactifs et opérer dès aujourd'hui un changement de cap en matière de production et de consommation d'énergie électrique à l'échelle régionale. Si le Plan solaire méditerranéen et Medgrid se fixent des objectifs pour 2020, le cap à suivre ne peut se limiter à 2020 (ou 2030) qui reste un horizon proche. Il convient de retenir une vision de long terme, jusqu'en 2050 en accord avec la perspective retenue par la Commission européenne et l'Agence internationale de l'énergie. En engageant les pays méditerranéens à adopter une stratégie commune de production d'électricité de long terme, les bénéfices seraient communément partagés par les pays des deux rives.

Néanmoins, la route vers 2050 nécessite d'adopter des objectifs à moyen terme : quel parc de production d'électricité et quelles infrastructures d'interconnexion Nord-Sud mettre en place dans la région d'ici 2020-2030 ?

Les besoins des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée : gérer une demande forte tirée par les croissances démographique et économique

LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ dans les pays de la rive sud augmentera fortement d'ici 2030. Cette croissance sera principalement visible dans les secteurs de l'industrie et du résidentiel. Elle invite les pays du Sud à mettre en œuvre dès à présent des politiques de maîtrise de l'énergie et de développement de leurs capacités de production d'électricité. Les énergies renouvelables constituent une opportunité pour subvenir à cette demande supplémentaire.

Dans le scénario conservateur (CS) de l'OME, les énergies renouvelables seraient encore marginales et ne représenteraient en 2030 que 5 % de la consommation électrique. L'exposition aux impacts négatifs du risque de pic des prix des combustibles fossiles serait alors très forte.

Dans le scénario proactif (PS) de l'OME, la diversification des moyens de production serait accentuée, en particulier dans le Sud avec l'introduction du nucléaire et le développement significatif des énergies renouvelables, principalement l'éolien et le solaire. Les énergies renouvelables représenteraient alors 14 % de la consommation électrique en 2030. C'est cependant un premier pas stratégique pour la transition énergétique et pour le développement des exportations d'électricité Sud-Nord.



TABLEAU 10. Production d'électricité (en TWh) selon les scénarios conservateurs (CS) et proactifs (PS)

	2009	CS 2020	PS 2020	CS 2030	PS 2030
Région méditerranéenne (Pnm et Psem)	1873	2642	2455	3353	2916
Psem	559	1014	827	1534	1229
Part des Psem	30 %	38 %	33,5 %	46 %	42 %

MEP 2011 (OME)

Par rapport au scénario conservateur 2030, le scénario proactif 2030 conduirait à une réduction de la consommation d'énergie primaire pour la production électrique de 14 % pour l'ensemble des pays de la région, soit une économie de 87 Mtep (ce qui équivaut à presque 75 % de la consommation primaire des Psem en 2009, voir **ANNEXE 7**).

Capacité électrique installée dans les Psem

POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE croissante d'énergie électrique, des efforts importants devraient être fournis par les pays de la région, surtout par les Psem, pour augmenter leur production. Le scénario conservateur de l'OME projette un triplement de la production d'électricité pour le Sud entre 2009 et 2030, et un quasi doublement d'ici 2020. En revanche, le scénario proactif projette un doublement de la demande des Psem seulement d'ici 2030, car il prend en compte des programmes de maîtrise de la demande d'énergie (**TABLEAU 10**).

Dans tous les cas, la capacité de production installée dans les Psem sera considérablement développée dans les vingt ans à venir. Comment évoluera le parc de production d'électricité d'ici 2030 et quelle part les énergies renouvelables pourraient représenter dans le parc de production total installé ?

Capacité installée du parc de production d'électricité dans les Psem

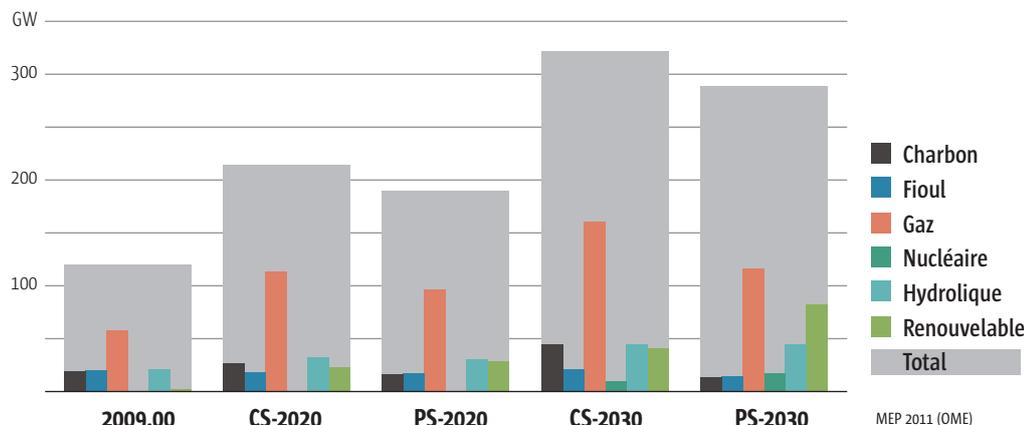
EN 2009, L'ÉLECTRICITÉ est majoritairement produite dans les pays de la rive sud à base de gaz. La moitié du parc de production d'électricité est constituée de centrales à gaz (58 GW). Le parc hydraulique est en seconde position (21 GW). Les énergies renouvelables (éolien, solaire) ne représentent que 2 GW sur une capacité installée totale de 120 GW. (**FIGURE 18**)

L'analyse comparative du Scénario Cs 2030, qui prolonge les tendances passées, avec la situation en 2009 permet de déterminer que sans programme ambitieux d'économie d'énergie et de maîtrise de l'énergie :

- les capacités brûlant du charbon seraient multipliés par 2,3, représentant 14 % de la capacité électrique totale installée en 2030 ;
- les capacités utilisant le fioul resteraient stables, soit 6,5 % du total ;
- les capacités brûlant du gaz seraient multipliés par 2,8 et représenteraient 50 % de la capacité totale installée ;
- l'hydro serait multiplié par deux, soit 14 % du total ;
- le parc d'énergies renouvelables serait multiplié par vingt mais ne représenterait que 12 % de la capacité électrique totale installée (1 % de la capacité installée en 2009) ;
- absent en 2009, le parc d'énergie nucléaire représenterait 3 % de la capacité totale installée en 2030.



FIGURE 18. Capacité installée du parc de production d'électricité des Psem



Voir l'**ANNEXE 7** pour le détail des capacités de production électrique installées sur chacune des rives des Psem.

Capacité installée et production d'énergies renouvelables dans les Psem

EN 2009, LE PARC DE PRODUCTION d'énergies renouvelables sur la rive sud (hors grand hydraulique) reste encore marginal : 1 804 MW pour l'ensemble des Psem. L'éolien représente l'essentiel de la capacité installée du parc de production d'énergies renouvelables (90 %). Dans les deux scénarios, la capacité installée de l'éolien représenterait en 2030 plus du double de la capacité solaire installée, car ses coûts d'investissement sont bien moindres que ceux du solaire (environ 2 000 USD/kW pour l'éolien contre 4 300 pour le solaire⁴⁴). Le solaire sera principalement du photovoltaïque (PV), bien que des projets de solaire à concentration (CSP) se développent⁴⁵; de même l'éolien sera au départ majoritairement on-shore. Si des programmes énergétiques ambitieux sont mis en place dans les Psem (scénario PS), la capacité installée du parc de production renouvelable pourrait en 2030 être le double de la capacité installée résultant de pratiques tendancielle (scénario CS) soit 81 900 MW (**TABLEAU 11**).

Une forte progression s'observe ainsi dans la génération d'électricité renouvelable entre 2009 et 2020 quelque soit le scénario retenu. Compte tenu de la prédominance de l'éolien dans le parc de production d'énergies renouvelables, on relève que dans les deux scénarios PS et CS, la production éolienne est le triple de la production solaire. (**TABLEAU 12**)

Cette analyse démontre qu'une politique volontariste en faveur des énergies renouvelables (scénario PS) contribuerait à ce qu'un tiers du parc de production d'électricité du Sud (28 %) soit composé d'énergies renouvelables d'ici 2030. Cela représenterait 14 % de la production totale d'énergie (**TABLEAU 13**).

Cependant, le choix d'encourager le développement des énergies renouvelables est lié à son coût d'investissement. S'il demeure encore plus élevé que celui des énergies fossiles, il pourrait devenir rapidement compétitif. Des investissements consécutifs dans les infrastructures de réseaux électriques régionaux favoriseraient également l'essor des énergies renouvelables.

44. IRENA (2012), *Renewables energy technologies : cost analysis series*, vol. 1 : Power sector, n°4, 5.

45. Selon les scénarios de l'OME, la capacité installée de solaire à concentration constituerait 4 à 6,5 % de la capacité totale d'énergies renouvelables (hors hydro) installée tandis que le solaire photovoltaïque représenterait environ 30 % dans les deux scénarios.

**TABLEAU 11.**

Capacité du parc de production renouvelable dans les Psem

En MW	Éolien	PV	Autres	Total
2009	1 620	25	159	1 804
CS 2020	17 000	5 354	568	24 726
PS 2020	19 800	8 000	750	28 550
CS 2030	29 000	10 400	1 000	40 400
PS 2030	54 700	25 200	2 000	81 900

Autres : géothermie, biomasse, énergie marémotrice

MEP 2011 (OME)

TABLEAU 12.

Production renouvelable dans les Psem

En TWh	Éolien	PV	Autres	Total
2009	3	0,04	0,8	4
CS 2020	35	9	2	46
PS 2020	41	14	3	58
CS 2030	65	18	4	77
PS 2030	125	44	9	178

Autres : géothermie, biomasse, énergie marémotrice

MEP 2011 (OME)

Pour une présentation détaillée de la répartition des capacités et de la production renouvelable sur la rive sud et sur la rive est, voir **ANNEXE 8**.

TABLEAU 13. Taux de pénétration de la production renouvelable dans le mix de production électrique des Psem

	PS 2030	CS 2030
Taux en capacité installée	82 GW/ 289 GW = 28 %	40 GW/ 322 GW = 12 %
Taux en énergie produite	178 TWh/1229TWh = 14 %	77 TWh/ 1534 TWh = 5 %

MEP 2011 (OME)

Coûts estimatifs des investissements dans les Psem pour la production d'électricité

L'ESTIMATION EXPOSÉE dans ce rapport est indicative. Elle donne un ordre de grandeur et alerte sur le niveau des investissements additionnels à réaliser ; c'est pourquoi elle utilise des hypothèses simplificatrices mais qui donnent des résultats pertinents. Il est supposé que les capacités existantes fonctionneraient encore en 2030, les coûts de remplacement des centrales devenant obsolètes ne sont pas pris en compte.

L'estimation s'appuie sur les coûts standardisés publiés par l'OCDE dans son ouvrage *Projected costs of generating Electricity*⁴⁶ publié en 2010, et sur les analyses de coûts des énergies renouvelables de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA)⁴⁷ publiées en juin 2012. Une comparaison entre les données de l'OCDE et celles de l'IRENA dans les énergies renouvelables met en évidence que leur coût d'installation est en baisse constante. On remarque entre les deux référentiels une baisse d'environ 30 % dans le solaire. Les coûts du solaire à concentration (CSP) sont donnés à titre indicatif.

Le **TABLEAU 14** précise les coûts d'installation pour différents types de centrales de génération d'électricité disposant de capacité différente (MW) et n'intègre pas les coûts de maintenance et d'exploitation.

Quels sont les choix d'investissements en moyens de production d'électricité pour la période 2020-2030 ?

AFIN DE MONTRER que le changement de cap est financièrement et techniquement possible, comparons un scénario conservateur extrapolant les tendances passées et un scénario proactif où une politique de développement durable est mise en œuvre pour satisfaire la demande future d'électricité en utilisant les scénarios élaborés par l'OME.

46. OECD/Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity* 2010, OECD Publishing, 2010.

47. IRENA, *Renewables energy technologies : cost analysis series*, vol. 1 : Power sector, n° 4, 5, 2012.


TABLEAU 14. Coûts d'installation par source d'énergie pour la production d'électricité

	Nucléaire	Gaz (CCGT)	Charbon	Charbon + Capture CO ₂	Éolien onshore	Solaire PV	Solaire CSP (parabolique et sans stockage)
Capacité MW	1 400	480	750	474	45	1	1
Coûts <i>overnight</i> * USD/kW (OCDE)	4 101	1 069	2 133	3 837	2 349	6 006	
Coûts USD/kW (IRENA)					1 800-2 200 coût moyen : 2 000	3 600-5 000 coût moyen : 4 300	4 600

* Les coûts *overnight* (coûts du capital investi) incluent les coûts du promoteur et de construction, sans les intérêts durant la période de construction. 1 USD 2008 = 0,684 euro.

OCDE (2010), IRENA (2012)

- Scénario conservateur.** Sur la rive sud, le parc de production du futur est dans la continuité du parc actuel : la rive sud continue d'investir majoritairement dans les moyens conventionnels de production brûlant des combustibles fossiles émetteurs de gaz à effet de serre, les sources d'énergies renouvelables étant marginales et ne représentant que 5 % de la consommation d'électricité en 2030. Ce scénario « ignore » l'existence du potentiel d'énergie primaire renouvelable du Sud et ne projette pas son développement à un niveau significatif. Il ne prépare le secteur électrique ni à la longue transition vers une énergie moins carbonée ni à la raréfaction des combustibles fossiles. Chaque système électrique national continue de fonctionner individuellement avec un minimum d'interaction avec ses voisins (solidarité en cas d'incidents, échanges commerciaux limités). Le système électrique du Sud n'est pas préparé à l'exportation d'électricité vers le Nord. La coopération régionale Nord-Sud reste principalement dans les domaines classiques d'échanges de savoir-faire, d'expérience, et de formation. Les échanges commerciaux d'électricité sont limités à des liaisons spécifiques, comme la liaison Maroc-Espagne et la future liaison Tunisie-Italie. La capacité additionnelle de production d'électricité s'élèverait à 178 GW (200 GW en incluant l'hydro), nécessitant un investissement d'environ 308 milliards de dollars (238 milliards d'euros) ;

- Scénario proactif.** La demande future est satisfaite mais avec des mesures d'économie d'énergie et un changement de cap significatif dans la structure du parc de production dans la période 2020-2030 : le renouvelable représente 28 % de la capacité totale installée en 2030. Dans le scénario PS, les investissements pour le parc de production seraient de 350 milliards de dollars (317,3 milliards d'euros) pour une capacité additionnelle de 154 GW (170 GW en incluant l'hydro). Ce scénario présente un surcoût de 42 milliards de dollars par rapport au scénario CS, dû principalement à une capacité de production renouvelable deux fois supérieure. Mais globalement le surcoût du scénario PS est de 13,6 % par rapport au scénario CS, sur une période de dix ans. Le surcoût d'investissement annuel ne serait donc que de 1,3 %. Dans une vision à 2050, l'effort nécessiterait d'être maintenu dans la durée. Néanmoins, cet effort supplémentaire d'investissement est suffisant pour permettre aux Psem d'avoir en une vingtaine d'années 14 % de leur consommation électrique satisfaite par le renouvelable. Un tel rythme est comparable au rythme allemand : le renouvelable en 2010 représente 17 % de la consommation électrique allemande, avec un programme de développement durable commencé en 1990.



TABLEAU 15. Comparaison entre le scénario conservateur (CS) et le scénario proactif (PS) de la capacité additionnelle et des coûts à prévoir pour les Psem

	Capacité additionnelle CS 2030	Coûts CS 2030 (Milliard USD)	Capacité additionnelle PS 2030	Coûts PS 2030 (Milliard USD)
Nucléaire	9.6 GW	39	17 GW	69,7
Charbon	26 GW	55	-	-
Gaz (CCGT ⁵⁰)	103 GW	110	58 GW	62
Éolien	29 GW	Coût moyen : 59* (53,6 - 63,8)	54,7 GW	Coût moyen : 111* (101 - 120)
Solaire - PV	10.4 GW	Coût moyen : 45* (37,4 - 52)	25,2 GW	Coût moyen : 108* (90,7 - 126)
TOTAL (USD)	178 GW	Coût moyen : 308 (295 - 320)	154,9 GW	Coût moyen : 350 (323,4 - 377,7)
TOTAL (€)		238 milliards €		317 milliards €

Les capacités additionnelles des autres sources renouvelables (hydro, déchets, biomasse...) n'ont pas été prises dans le calcul par manque de chiffres standardisés. Leur volume, identique dans les deux scénarios, ne change fondamentalement ni l'ordre de grandeur ni l'écart entre les scénarios PS et CS. Par simplicité c'est le coût de l'éolien onshore et du solaire en PV qui a été utilisé pour l'estimation macro-économique de l'éolien et du solaire, bien que des projets de CSP et de fermes offshore existent ; ces projets ne modifient pas non plus l'ordre de grandeur des investissements projetés.

OCDE (2010),
*IRENA (2012)

Ce surcoût raisonnable est justifié par le développement des énergies renouvelables dans les Psem à un rythme dont l'expérience allemande a prouvé la faisabilité et les retombées positives sur la création d'emplois (367 000 emplois en 2010 et une estimation de 500 000 emplois en 2050), sur l'économie des municipalités (taxes), sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et sur les économies de combustibles fossiles. Le gouvernement français adopte une stratégie similaire en développant le renouvelable, avec l'objectif de créer 200 000 emplois «durables» en 2020 (Grenelle de l'Environnement). Le Maroc⁴⁸ estime un potentiel de création de 30 000 emplois dans les énergies renouvelables d'ici 2025 et un rapport sur l'Algérie⁴⁹ évalue à 137 000 le nombre d'emplois qui pourraient être créés dans ce secteur à la même échéance dans le pays.

Les montants d'investissements figurant dans le **TABLEAU 15** sont à comparer au PIB de l'ensemble des pays de la rive sud en 2030, estimé à 4 147 milliards USD. Ils représentent de 7,4 % à 8,4 % du PIB du Sud, selon le scénario considéré (les estimations des montants d'investissement de l'éolien et du solaire s'appuient sur les données de l'IRENA). Ces estimations sont à comparer aussi aux montants versés par les institutions de financement du développement dans le secteur de l'énergie dans les Psem (ex. : Bei-Femip : 5,1 milliards d'euros alloués de 2002 à 2011). Pour être en mesure de financer ces importants montants d'investissements, les Psem vont être contraints de fournir des efforts et de mobiliser toutes les sources disponibles de financements.

48. Conseil économique et social du Maroc, *Economie verte. Opportunités de création de richesses et d'emploi*, 2012.

49. BMZ, GIZ, DEVED, MIPMEPI, SEQUA, *Promotion des jeunes et des femmes dans l'économie verte en Algérie*, 2012.

50. CCGT : Combined Cycle Gas Turbine – Turbine à gaz à cycle combiné.

Eléments de coûts d'investissements en infrastructure de réseaux électriques

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES doivent être transformées en énergie électrique pour être livrées et vendues aux consommateurs autour de la Méditerranée : le développement du renouvelable est donc lié à celui des infrastructures de réseaux d'interconnexion, de transport et de distribution.

De nouvelles infrastructures de transport seront nécessaires pour raccorder au réseau 170 GW (scénario PS) ou 200 GW (scénario CS) de nouvelles capacités de production. Des renforcements du réseau existant seront également requis. De même, alimenter 78 millions de consommateurs supplé-



ENCADRÉ. Estimations de coûts d'investissements dans les réseaux électriques dans les Psem et en Europe

► L'Égypte devrait augmenter sa capacité de production d'environ 47 GW (scénario conservateur) d'ici 2030. Le développement de réseaux est estimé à 3,8 milliards de dollars dans les dix prochaines années, et un total de 20 milliards de dollars serait requis pour construire les réseaux nécessaires en 2030⁵¹. On peut se risquer à estimer qu'il faudrait environ 80 milliards de dollars d'investissements pour raccorder 200 GW additionnels dans les Psem, hors coûts des interconnexions avec l'Europe. En Europe, 3400 TWh/an sont acheminés sur le réseau. L'association des Opérateurs de systèmes électriques européens ENTSO-E estime qu'il faudrait 42 000 km

de nouvelles lignes, coûtant de 29 à 32 milliards de dollars sur la période 2011-2015 pour :

- la sécurisation de l'approvisionnement (26 000 km) ;
- l'intégration des renouvelables (20 000 km) ;
- le développement du marché unique (28 500 km).

Certaines lignes participent à plusieurs objectifs.

La fourchette de prix estimée par ENTSO-E est assez précise car les ouvrages à construire et à renforcer pour l'horizon 2011-2015 ont déjà été identifiés dans la phase de planification.

mentaires et satisfaire une consommation *per capita* plus élevée nécessiteront le développement des réseaux de distribution. Les coûts des infrastructures de transport et de distribution dépendent principalement :

- des distances entre les sources de production et les lieux de consommation ;
- de la technique utilisée (courant continu ou courant alternatif) ;
- du niveau de tension (400 kV, 225 kV, etc.).

L'investissement dans des nouvelles technologies comme les Smartgrids, en transport et en distribution, optimisera sûrement la capacité des futures infrastructures, rénovera et augmentera la capacité de transport des infrastructures existantes.

Estimer les investissements en réseaux électriques sur le long terme est donc délicat, en l'absence de données sur les lieux des futurs investissements. L'ENCADRÉ illustre l'exercice d'estimation et donne quelques valeurs. Environ 80 milliards de dollars d'investissement se révéleraient nécessaires pour développer les réseaux de la rive sud.

Le potentiel des Psem : une énergie primaire renouvelable en abondance

LES PAYS DU SUD de la Méditerranée possèdent d'abondants gisements de ressources énergétiques, principalement avec l'énergie solaire et, dans une moindre mesure, éolienne. Ils reçoivent des radiations solaires équivalentes à 1 700-2 600 kWh/m²/par an⁵² tandis que la fourchette est de 880-1 800 kWh/m²/an en Europe. L'énergie des radiations reçues par km² équivaut à celle de 1,5 million de barils de pétrole ou 300 000 tonnes de charbon⁵³.

Un habitant du Sud consomme aujourd'hui en moyenne 2 030 kWh et son voisin du Nord 6 036 kWh⁵⁴. Cependant, en 2030, l'habitant du Sud consommerait deux fois plus, soit 4 300 kWh/an.

Selon le rapport Medring update Vol.3 (projet MED EMIP)⁵⁵, la densité de puissance surfacique moyenne (quantité de puissance par unité de surface) pourrait être de 40 MW/km² pour le CSP et le PV, et de 7-15 MW/km² pour l'éolien dans les pays des deux rives de la Méditerranée. Il suffirait de 125 000 km²

51. OME, MEP Égypt study (2011).

52. MED-CSP SOLEMI data (2008).

53. DII- Desertec Industrial Initiative.

54. OME, Mediterranean Energy Perspectives, 2011.

55. MED EMIP Medring update study, Vol. III, Market potential and financial impact of solar power generation in Mediterranean partner countries, 2010.



(soit un carré de 350 km de côté) de production solaire pour satisfaire la demande en 2030 de l'UE (4 400 TWh) et des Psem (1 100 TWh). Cette surface ne représente qu'une toute petite fraction de la superficie des déserts des pays du Sud, évaluée à 36 millions de km².

Par ailleurs, l'utilisation des terres pour la production électrique n'est pas en compétition avec d'autres utilisations connues telles que l'agriculture, l'habitat, l'exploitation minière ou de sources primaires d'énergies fossiles, des réserves environnementales, ou encore d'activités militaires.

Toutes ces données témoignent du potentiel gigantesque d'énergies renouvelables qui existe au sud. Il reste que l'exploitation de ce potentiel est liée à sa rentabilité économique et à des choix politiques. Ce potentiel présente l'intérêt de pouvoir répondre aussi bien à la demande du Sud qu'aux besoins de la rive nord de la Méditerranée, et d'identifier des complémentarités entre les deux rives.

Les besoins du Nord

EN 2009, LE PARLEMENT et le Conseil européens ont édicté pour 2020 des objectifs énergétiques ambitieux et contraignants, dits « 20-20-20 », soit : une diminution d'au moins 20 % des émissions de gaz à effet de serre, par rapport à leur niveau de 1990 ; une part de 20 % de la consommation d'énergie finale de l'Union européenne devra provenir de sources renouvelables ; une réduction de 20 % de la consommation d'énergie doit être obtenue, essentiellement par amélioration de l'efficacité énergétique.

La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'électricité sera en moyenne de 34 %, d'après les Plans d'action nationaux pour les énergies renouvelables des États de l'Union européenne. Des objectifs plus ambitieux sont évoqués pour les décennies suivantes, en ligne avec des scénarios de maîtrise du réchauffement climatique à 2°C pour les années 2050.

Le Conseil et le Parlement européens ont envisagé de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80-95 % en 2050 (par rapport au niveau de 1990). La réduction des émissions de gaz à effet de serre est de 40 % pour l'étape de 2030. L'Union européenne maintient donc le cap vers un système énergétique dé-carboné, fondé sur le développement des énergies renouvelables et une plus grande pénétration de l'usage de l'électricité dans l'industrie, le chauffage et l'air conditionné, ainsi que dans le transport électrique.

Selon la Commission européenne⁵⁶, en 2050, les renouvelables devraient fournir la majeure partie de la consommation énergétique européenne et le système électrique européen être en grande partie dé-carboné.

Après 2020, les technologies des renouvelables passeront de la phase de développement de technologie à celle de production de masse et de déploiement à grande échelle, de la phase de mécanismes de soutien économique d'une technologie naissante à celle de compétitivité d'une technologie mature qui n'aura plus besoin de subventions. D'ores et déjà les coûts unitaires des technologies de renouvelables ont baissé grâce à l'économie d'échelle et au progrès technologique, et cette baisse des coûts devrait continuer⁵⁷.

L'UE doit relever des défis clés pour assurer sa sécurité énergétique à un coût abordable et poursuivre la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Elle doit gérer :

56. Communication de la Commission du 15 décembre 2011, COM (2011) 885 final, intitulée Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité Economique et Social Européen et au Comité des régions – Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050

57. European Commission, "Impact assessment", Commission staff working paper COM (2012).

58. Idem, page 8.



- la détérioration de la sécurité d'approvisionnement ;
- la faible diversité d'approvisionnement : le nombre de pays fournisseurs est limité, la Russie, l'Algérie et la Norvège représentent ensemble 75 % des importations de gaz et 50 % des importations de pétrole brut. Cette situation expose l'UE aux risques prix, volatilité et augmentation ;
- une faible compétitivité : la dépendance aux combustibles fossiles pousse les prix à la hausse ;
- le changement climatique dû aux gaz à effet de serre : limiter le réchauffement climatique à 2°C pour éviter les impacts dangereux. Bien que l'UE ait réduit ses émissions de gaz à effet de serre durant ces vingt dernières années, ces réductions n'apparaissent pas suffisantes pour éviter l'augmentation des températures à moins de 2°C⁵⁸.

Des mesures sont en cours de préparation pour revenir sur la trajectoire souhaitée. La majorité des pays de l'UE conviennent qu'il est utile de continuer la politique de coopération avec les pays voisins dans le secteur des énergies renouvelables et de lui donner une autre impulsion en envisageant d'importer l'énergie renouvelable à grande échelle sur le long terme. Cette volonté de coopération s'est matérialisée en particulier avec l'article 9 de la directive dite des énergies renouvelables⁵⁹ (paquet énergie climat) qui établit la possibilité d'importer de l'énergie renouvelable en Europe. Les modalités de ce transfert d'énergies renouvelables d'un pays tiers restent à être précisées.

Complémentarités et convergences d'intérêts Nord-Sud et Sud-Sud

LES PSEM DISPOSENT d'un potentiel d'énergies renouvelables abondant qui, sur le long terme, peut à la fois satisfaire leur demande d'énergie et constituer une source importante de revenus d'exportation [81,4 milliards de dollars par an (63 milliards d'euros par an) en 2050 en exportant 1 000 TWh selon un scénario de DII-Desertec Industrial Initiative], s'il dispose des technologies et de capacités de financement adéquates. Certains pays du Sud envisagent d'amorcer la transition énergétique en prévoyant de développer progressivement la part des renouvelables dans la production d'énergie électrique et recherchent des partenaires.

Les pays européens cherchent volontairement à augmenter leur part d'énergie électrique renouvelable dans leur consommation énergétique pour assurer leur sécurité énergétique et préserver leur développement. Ils disposent de technologies en cours de maturation et de capacité de mobilisation de ressources financières. Les pays européens se sont engagés dans la transition énergétique et leur expérience sera utile aux pays de la rive sud et est de la Méditerranée.

Il existe donc plusieurs complémentarités entre les pays de la région méditerranéenne :

- complémentarité commerciale entre une rive sud productrice offrant à terme en 2050 un surplus potentiel de production renouvelable et une rive nord acheteuse demandeuse de cette production verte ;
- complémentarité technique entre une rive sud désireuse de s'approprier rapidement les technologies des énergies renouvelables et une rive nord plus avancée dans ces techniques ;

58. Idem, page 8.

59. Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.



- complémentarité financière entre des partenaires Sud recherchant des financements adaptés aux projets d'infrastructures très capitalistiques avec un long temps de retour sur investissement et des partenaires Nord et Sud qui ont les capacités de mobilisation financière nécessaires (fonds d'investissements, opérateurs, etc.).

De surcroît, les objectifs des deux rives de la Méditerranée en termes économiques et de politiques énergétiques sont convergents :

- exploiter les gisements d'emplois durables des énergies renouvelables ;
- assurer la transition énergétique vers une énergie dé-carbonée et desserrer ainsi les contraintes de la variabilité et des éventuels futurs pics de prix des combustibles fossiles ;
- diversifier les sources d'approvisionnement énergétique ;
- assurer la co-production de moyens de production renouvelable et améliorer la sécurité de fourniture par le développement des interconnexions ;
- réduire les coûts de production et réaliser des économies sur les combustibles fossiles remplacés par des sources renouvelables.

Il est nécessaire de prévoir dès maintenant quelles technologies et quels combustibles choisir pour construire la capacité additionnelle au Sud : les choix pour 2020-2030 sont déterminés par les tendances du passé et la vision énergétique de 2050. Les tendances du passé imposent de construire 200 GW additionnels de moyens de production et la vision énergétique de 2050 oriente les choix des moyens de production vers un futur mix énergétique dans lequel les sources renouvelables devraient jouer un rôle de première importance. Cette période de prise de décisions est donc une opportunité pour promouvoir un scénario proactif pour l'électricité renouvelable, un des moteurs de la coopération Nord-Sud.

Synergies des systèmes interconnectés avec une grande part de production renouvelable variable

LES SYNERGIES GÉNÉRÉES par un grand système Nord-Sud interconnecté, disposant d'une grande part de production renouvelable variable sur la rive nord comme sur la rive sud, seraient les suivantes :

La méga-régionalisation permet d'assurer un meilleur contrôle de l'équilibre instantané production = consommation

LA PRODUCTION CONVENTIONNELLE est contrôlable et est ajustée en permanence à une demande variable ; la production renouvelable est variable, plus ou moins aléatoirement. La régionalisation de la production et de la demande variable permet d'éviter l'arrêt de la production renouvelable en cas de production supérieure à la demande dans la zone restreinte de contrôle local et d'évacuer le surplus vers une autre zone interconnectée qui réalise alors des économies de combustibles fossiles, réduit ses émissions de CO₂. Si ce transfert ne peut se faire en cas de congestion des interconnexions, soit la production renouvelable est stoppée (induisant des coûts d'intervention d'arrêt et de remise en service), soit le prix du marché devient négatif pour inciter les clients de la zone en surplus de production à consommer (cas du Danemark où à certaines heures le client est payé pour consommer, ce qui est une aberration de marché).



Le foisonnement des productions renouvelables permet de lisser la production renouvelable, ce qui la rend moins variable et donc mieux contrôlable

UNE ÉOLIENNE ISOLÉE a une production très aléatoire et la prévision est donc incertaine. Le caractère aléatoire est plus réduit pour un champ éolien et la prévision de production est améliorée. De même, la diminution du caractère variable et l'amélioration de la prévision de production renouvelable est encore accrue lorsque l'opérateur du système agit sur plusieurs zones de champs éoliens, avec des régimes de vent complémentaires : le vent ne s'arrête pas brusquement partout au même moment. La meilleure prévisibilité de la production renouvelable permet à l'opérateur du système d'optimiser ses besoins de réserves de puissance et d'éviter de faire appel en urgence à des moyens de production coûteux.

La complémentarité des sources et des demandes

LE SOLAIRE EST PLUTÔT STABLE dans le Sud en toutes saisons alors que dans le Nord le solaire est faible et l'éolien fort en hiver. La pointe de consommation est en hiver au Nord et en été au Sud. Par ailleurs, le décalage des courbes de charge dû au décalage horaire et des jours fériés permet d'optimiser les moyens de production et de réduire leur coût.

Éléments de coûts-bénéfices des énergies renouvelables

D'APRÈS LES COÛTS standardisés de l'OCDE⁶⁰ et les études de l'IRENA⁶¹, les coûts d'investissements du kW solaire photovoltaïque sont approximativement quatre fois ceux des unités brûlant du gaz, deux fois le coût de l'éolien et du charbon et sont presque équivalents au coût du nucléaire (**TABLEAU 14**). L'éolien et le charbon sont environ deux fois plus chers que le gaz mais deux fois moins chers que le nucléaire. Toutefois, la décision d'investir dans les énergies renouvelables doit s'appuyer sur le coût moyen actualisé de l'électricité produite (LCOE) qui englobe les coûts d'investissement, les coûts de fonctionnement et de maintenance, le rendement du système sur la durée de vie des équipements et les coûts de financement. Sur cette base, l'énergie éolienne, bien qu'intensive en capital, se révèle pour l'instant comme l'énergie renouvelable la plus rentable. Le **TABLEAU 16** présente les coûts standardisés du kWh produit par le nucléaire, le gaz et le charbon d'après des données de l'OCDE, avec un taux d'actualisation de 10 %, et le coût du kWh produit par l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque (PV) et le solaire à concentration (CSP) d'après des données de l'IRENA.

Le kWh solaire reste cher mais une forte baisse de son coût est attendue dans les prochaines décennies, jusqu'à 40 % de baisse estimée vers 2020. Toutefois, dans des zones très ensoleillées, l'énergie solaire s'avère parfois déjà compétitive (autour de 10 cts USD). Dans l'UE, le coût des renouvelables est financé par des mécanismes de soutien tels que les tarifs de rachat ou *feed-in-tariff*, les quotas d'émission et le marché du CO₂ ou des certificats verts, des incitations fiscales et des prêts à taux avantageux pour les investissements.

Les bénéfices à prendre en compte sont externes aux projets proprement dits :

60. OECD/Nuclear Energy Agency, *Projected Costs of Generating Electricity* 2010, OECD Publishing, 2010

61. IRENA, *Renewables energy technologies : cost analysis series*, vol. 1 : Power sector, n° 4, 5, 2012


TABLEAU 16. Coûts standardisés du kWh

	Nucléaire	Gaz (Ccgt)	Charbon	Éolien onshore	Solaire (PV)	Solaire (CSP)
USD/kWh	0,098	0,092	0,089	0,06 – 0,14*	0,22 – 0,27*	0,17 – 0,36*
Durée de vie en années	60	30	40	25	25	25

OCDE (2008), *IRENA (2012)

- le coût des combustibles fossiles évités grâce à la production renouvelable ;
- le coût des dommages évités à l'environnement, à la santé, au climat ;
- l'abaissement du prix du marché, car le principe du *merit-order* permet de réduire l'appel aux centrales à gaz et au charbon aux coûts marginaux élevés ;
- la création d'emplois, générant des revenus pour les ménages et l'économie ;
- l'amélioration des finances des collectivités locales, par les taxes professionnelles.

L'exemple allemand est frappant : bien que l'Allemagne possède d'importantes réserves de charbon et sans doute de gaz non conventionnel, le gouvernement fédéral maintient le cap vers encore plus de renouvelables et s'est fixé des objectifs forts de développement des énergies renouvelables, malgré des coûts de kWh plus élevés que ceux des combustibles fossiles pour quelques années encore. Le gouvernement allemand estime qu'un tel développement accroît le bien-être social et que le bilan est positif à long terme.

Le cas allemand⁶²

DÈS LES ANNÉES 1980, à la suite de la catastrophe de Tchernobyl et sous la pression d'associations environnementalistes, l'idée de développer une production électrique d'origine renouvelable germe en Allemagne. En 1991 est votée une loi qui oblige les fournisseurs d'énergie à racheter l'électricité générée par des sources renouvelables à un prix fixé par la loi. Le projet de sortir du nucléaire à moyen terme est esquissé et d'importants efforts sont consacrés pour améliorer l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Cette nouvelle politique visait à répondre à des considérations de sécurité énergétique et de lutte contre le changement climatique. Elle traduisait également un choix stratégique industriel allemand de faire du pays un champion mondial des technologies vertes et des énergies renouvelables. En 2000, la capacité installée en énergie éolienne en Allemagne était déjà supérieure à 6 000 MW (seulement 68 MW en France à la même date, voir **FIGURES 19** et **20**).

Cette politique énergétique a également permis de bâtir un des secteurs les plus importants de l'économie allemande, créateur de nombreux emplois. En 2004 les renouvelables employaient 160 500 personnes ; en 2010, 367 400 dont 120 900 pour le solaire et 96 100 pour l'éolien dans les métiers de la fabrication, de la planification et de l'installation, de l'exploitation et de la maintenance. En l'espace de dix ans, le nombre d'emplois a presque quadruplé. 500 000 emplois sont prévus pour 2020. En 2009, le chiffre d'affaires du secteur (investissement et opération) s'élevait à 33,4 milliards d'euros, dont 9 milliards d'euros d'exportations (**FIGURE 21**).

Le gouvernement fédéral a décidé en 2011 la sortie totale du nucléaire pour 2022. Il a fixé les objectifs suivants pour la part des renouvelables dans la consommation d'électricité : 35 % en 2020, 50 % en 2030, 80 % en 2050.

62. BMU – ministère fédéral pour l'Environnement, la Préservation de la nature, et la Sécurité nucléaire – www.bmu.de/english. AEE agence pour les énergies renouvelables.



FIGURE 19. Evolution de la capacité éolienne installée en Allemagne, Espagne, France. 2000-2020

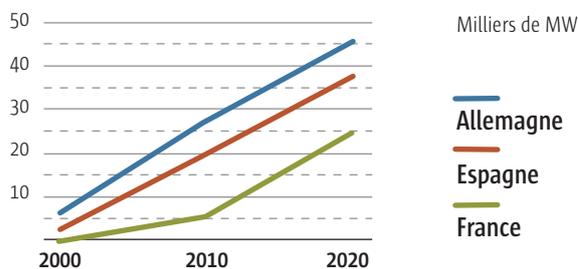
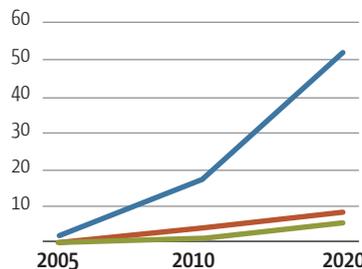
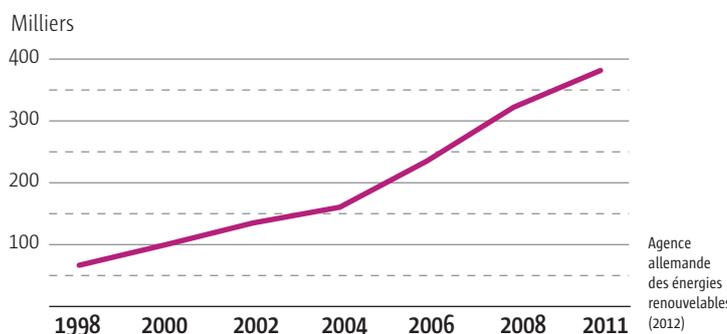


FIGURE 20. Evolution de la capacité photovoltaïque installée en Allemagne, Espagne, France. 2000-2020



Eurobserv'ER, EPIA (2011), Syndicat des énergies renouvelables (2011), National Renewable Energy Action Plans (2010)

FIGURE 21. Nombre d'emplois créés en Allemagne dans les énergies renouvelables



Agence allemande des énergies renouvelables (2012)

Il a aussi décidé des objectifs de réduction de consommation : - 10 % en 2020, - 25 % en 2030.

En 2007, selon, l'Agence allemande pour les énergies renouvelables (AEE), l'évitement des dégâts à la santé, au climat et à l'environnement a permis d'économiser 8 milliards d'euros (la tonne de CO₂ évitée est estimée à 70 euros). L'évitement du recours aux centrales à gaz et au charbon a abaissé le prix du marché et a permis une économie de 5 milliards d'euros.

Cependant, la sortie du nucléaire et l'essor concomitant des énergies renouvelables représente un coût important pour le pays. En 2010, 26,6 milliards d'euros ont été investis dans les renouvelables, dont 19,5 milliards pour le solaire PV et 2,5 milliards pour l'éolien. Sur les dix dernières années, une moyenne annuelle de plus de 10 milliards d'euros a été versée pour financer le développement des énergies renouvelables. Le coût de la transition énergétique (pour répondre aux objectifs de 2022) pourrait élever ce montant à une moyenne annuelle de 20 milliards d'euros (nouvelles capacités et nouveaux réseaux)⁶³. L'Allemagne est le pays européen qui présente déjà un des prix moyen d'électricité domestique le plus élevé (environ 25 cts d'euros les 100 kWh). La surtaxe payée par le consommateur s'élève à 3,5 centimes par kWh et pourrait passer à 5 cts (HT) en 2013. Le choix de développer les énergies renouvelables nécessite donc d'effectuer des efforts sur le court-moyen terme.

Le bilan reste toutefois positif. Parmi les facteurs clef de la réussite du renouvelable allemand, on relève :

- une volonté politique forte et constante depuis 1990, ce qui réduit considérablement le risque de régulation et rassure les investisseurs ;
- un mécanisme de soutien efficace à la R&D et à la production renouvelable (FIT) ;



- un mécanisme de marché à l'échelle européenne ;
- un réseau électrique interconnecté avec les voisins, avec un développement de futures interconnexions en coordination avec ENTSO-E pour intégrer la production renouvelable à grande échelle et développer le marché unique européen ;
- des retombées positives pour l'emploi et les collectivités⁶⁴.

Cet engagement politique pourrait toutefois être terni à l'avenir. L'essor de la production de gaz de schiste aux États-Unis a engendré la substitution du charbon par le gaz dans la production d'électricité dans le pays. Ce charbon reflue vers les pays européens où il est commercialisé à bon marché. Cette situation conduit les électriciens européens, et notamment les allemands, à augmenter l'activité de leurs centrales à charbon et à fermer des centrales à gaz pourtant moins polluantes. Dès lors, l'objectif recherché de réductions d'émissions de CO₂ avec l'essor du renouvelable pourrait être altéré à court-moyen terme par cette situation qui pourrait perdurer.

Pour mémoire, la capacité électrique totale installée en Allemagne est de 160,5 GW, dont 54,2 GW en renouvelable : le taux de pénétration du renouvelable est de 33,7 %, chiffre à rapprocher du taux de 28 % pour les pays de la rive sud dans le scénario proactif pour 2030.

L'objectif de la coopération Nord-Sud dans le domaine électrique et des renouvelables est de réussir à une échelle régionale plus complexe ce qui a été mené à l'échelle d'un pays. Plusieurs facteurs exposés plus haut militent pour que cette coopération permette la construction d'un système international régional (fondé sur une production renouvelable + production conventionnelle + réseaux d'interconnexion + marché unique européen) techniquement viable, avec des retombées positives pour les activités économiques et pour l'emploi dans la région euro-méditerranéenne.

L'Agence internationale de l'énergie souligne toutefois que l'essor rapide des énergies renouvelables dans le monde (selon l'AIE, ces énergies, en 2015, seraient la deuxième source de production d'électricité mondiale derrière le charbon) est conditionnée « à la baisse des coûts technologiques, à l'augmentation des prix des combustibles fossiles et du prix du carbone, mais aussi – et surtout – au maintien des subventions »⁶⁵. Les profonds bouleversements du secteur énergétique aux États-Unis (vers 2020, les États-Unis deviendront le plus gros producteur mondial de pétrole), le recours aux gaz conventionnels qui pourrait maintenir le prix modéré du gaz, le manque d'ambition des pays à adopter un nouveau cadre international de réduction des émissions de CO₂, ou encore la crise budgétaire dans les pays européens, sont autant d'éléments à ne pas négliger dans l'estimation du coût futur des énergies renouvelables.

L'opportunité de créer des filières industrielles euro-méditerranéennes

AFIN DE CONSTITUER une réelle source de valeur ajoutée pour les pays de la région méditerranéenne, l'augmentation de la capacité d'équipements d'énergies renouvelables impose un développement industriel dans ces nouvelles filières énergétiques. On relève la présence de grandes compagnies européennes dans certaines filières d'énergies renouvelables. Elles restent toutefois exposées à la concurrence internationale. Il n'y a pas de groupe industriel maghrébin d'envergure internationale dans ces filières. C'est toute une chaîne

64. Une étude récente réalisée dans plusieurs pays européens démontre que l'énergie éolienne génère plus de valeur ajoutée par MWh produit que le gaz (CCGT). En Espagne par exemple, un MWh produit avec l'énergie éolienne peut générer 56 euros de valeur ajoutée, contre 16 euros produit à partir de CCGT. Ceci s'explique par le fait que le gaz est en grande partie importé par les pays européens et génère peu de bénéfices pour leur économie nationale (Rapport Ernst & Young, *Analysis of value creation potential of wind energy policies*, juillet 2012).

65. IEA (2012), *World Energy Outlook*.



FIGURE 22.
Parts de marchés des dix plus grands constructeurs mondiaux d'éoliennes (2011)

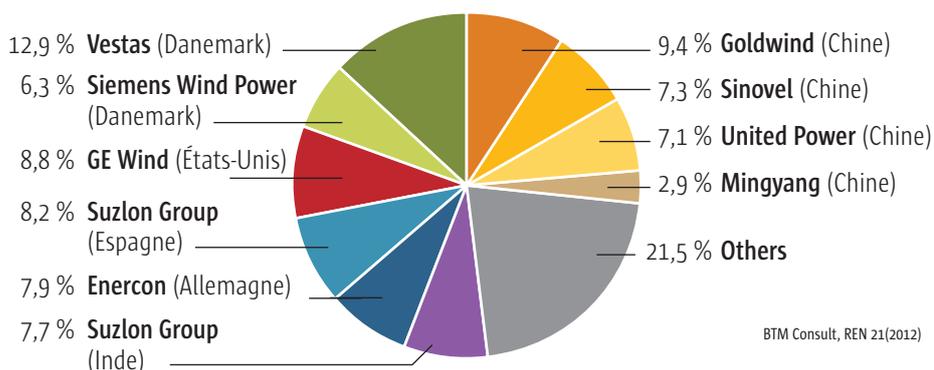
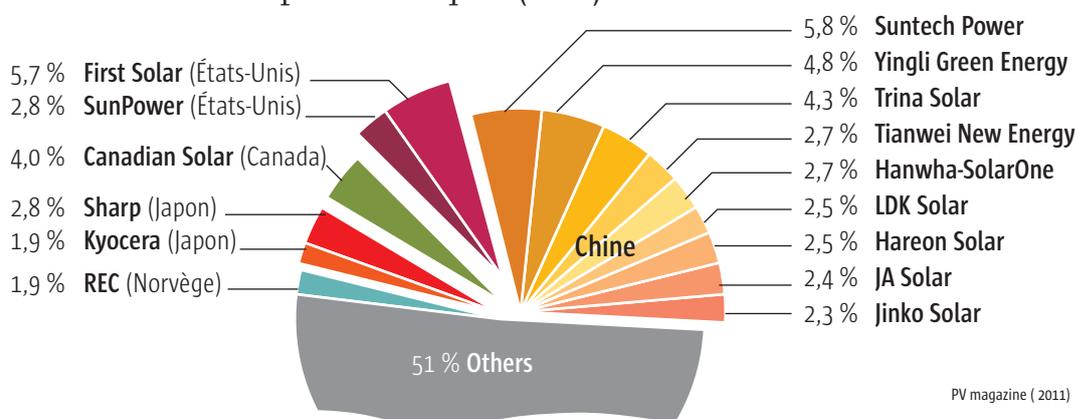


FIGURE 23. Parts de marchés des quinze premiers constructeurs mondiaux de modules solaires photovoltaïques (2011)



de valeur qu'il reste à développer dans les filières éoliennes, du photovoltaïque et du solaire à concentration. Si l'ensoleillement des pays de la rive sud offre des perspectives intéressantes pour une production d'énergie solaire, encore faut-il que les Psem puissent contribuer eux-mêmes à cette dynamique en maîtrisant progressivement ces filières de l'amont à l'aval. Des perspectives de développement sont à rechercher avec le transfert de savoir-faire et de technologies d'entreprises européennes voisines qui disposent des capacités d'innovation mais ne parviennent pas à se développer.

Plusieurs entreprises européennes figurent parmi les plus importants constructeurs mondiaux. Dans l'éolien, quatre entreprises européennes comptent parmi les dix plus grands constructeurs mondiaux en 2011 (FIGURE 22).

Dans la filière photovoltaïque en pleine expansion, les entreprises européennes sont de plus en plus soumises à la concurrence asiatique et peinent à rester compétitives. Bien que l'Union européenne réunisse près des trois quarts de la capacité mondiale installée en solaire photovoltaïque en 2011, l'industrie photovoltaïque européenne perd d'importantes parts de marchés. Certaines entreprises de renommée mondiale ont fait faillite (Q-Cells, Solar Millennium...). On ne dénombre plus d'entreprises provenant de l'UE parmi les quinze premiers producteurs mondiaux de modules photovoltaïques en 2011 (FIGURE 23). Le même constat prévaut pour la production de cellules photovoltaïques. L'industrie photovoltaïque européenne doit donc redéfinir sa stratégie pour perdurer et investir dans de nouvelles technologies.

La situation dans la filière du solaire à concentration, filière moins développée avec moins de 2 GW de capacité mondiale installée, est très différente.



En 2011, l'Espagne reste leader mondial, aussi bien en termes de capacité installée (65 % de la capacité mondiale) que dans la production industrielle CSP (*Concentrated solar power*). L'industrie de cette filière est intégrée verticalement avec des entreprises opérant à différents niveaux de la chaîne (R&D, design, exploitation de projet, propriété...). La crise économique touchant le pays engendre toutefois une forte réduction des subventions et une augmentation des taxes dans la filière. Les firmes espagnoles sont donc incitées à rechercher de nouveaux marchés en Afrique du Sud, aux États-Unis mais aussi au Maroc et en Afrique du Nord plus généralement.

Compte tenu du potentiel solaire qui prévaut dans les pays de la rive sud et des objectifs de création d'emplois fixés dans les filières renouvelables par les pays du Maghreb, des partenariats industriels euro-maghrébins dans un premier temps, puis euro-méditerranéens sont à développer. Ces partenariats bénéficieraient mutuellement aux secteurs industriels des deux rives. Ils constituent un axe fort du projet de la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie.

Les infrastructures d'interconnexion

LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES des pays méditerranéens forment un anneau complet qui reste néanmoins ouvert en deux points : d'une part entre la Tunisie et la Libye et d'autre part entre la Turquie et la Syrie (**FIGURE 24**).

Deux zones distinctes principales s'organisent autour du bassin méditerranéen, au sein de chacune desquelles les réseaux nationaux sont interconnectés en courant alternatif.

- La première zone est constituée des réseaux des trois pays du Maghreb (Tunisie, Algérie, Maroc) interconnectés depuis 1997 avec le réseau du bloc Sud-Ouest européen (Espagne, France, Italie, Balkans, Grèce, Bulgarie), lui-même connecté au réseau turc dont les essais de raccordement ont commencé en 2010 et devaient se prolonger jusqu'à fin 2012.
- La seconde zone est composée des réseaux de la Libye, de l'Égypte, de la Jordanie, des Territoires palestiniens, du Liban et de la Syrie, qui sont interconnectés depuis le milieu des années 1990.

Notons que le réseau électrique d'Israël reste isolé des réseaux voisins.

Cependant, pour fermer l'anneau électrique méditerranéen et permettre l'échange d'électricité entre des réseaux de la région dont les performances techniques ne sont pas compatibles, il convient de recourir à la technologie du transport à courant continu haute tension. Cette solution consiste à installer aux deux points de coupure des liaisons constituées de stations de conversion dite « dos-à-dos ». Le coût d'investissement d'une liaison en courant continu « dos-à-dos » pour une puissance de 500 MW est de l'ordre de 125 millions de dollars⁶⁶.

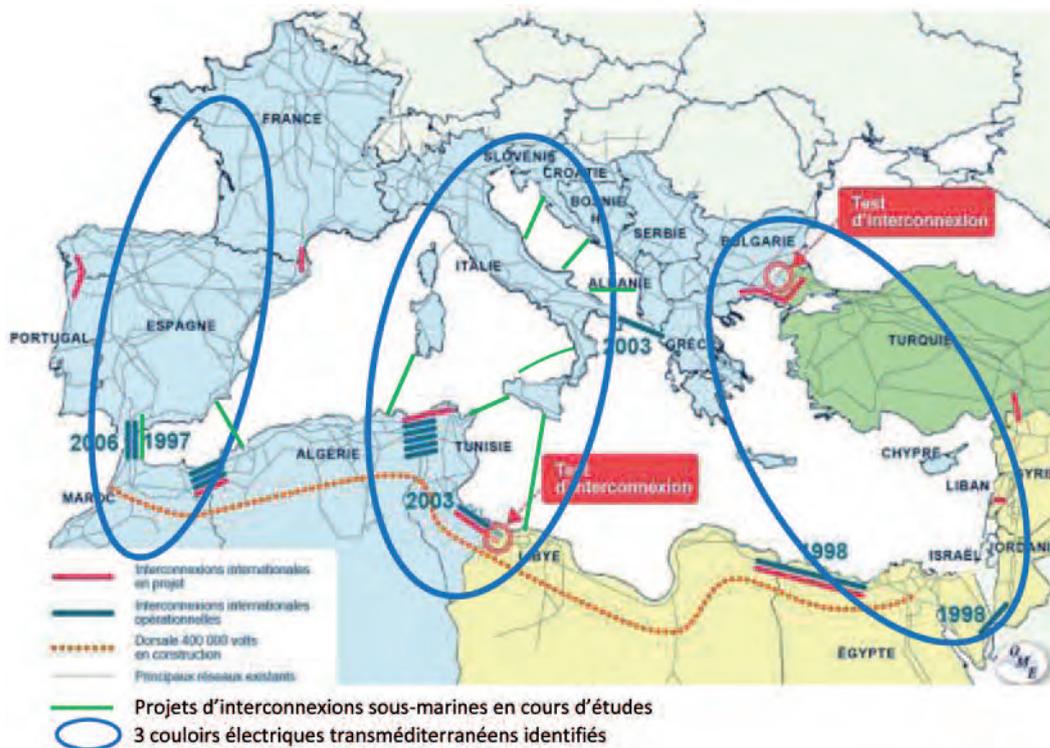
L'intérêt des échanges entre la rive nord et la rive sud est déjà démontré par l'interconnexion Maroc-Espagne (700 MW). Les échanges surtout dans le sens Espagne-Maroc ont permis au Maroc de réaliser des économies substantielles: en 2011 l'Espagne a vendu 4 582 000 MWh pour 244 millions d'euros sur l'OMEL (marché de l'électricité espagnol) ; la production de cette énergie électrique avec du gaz aurait coûté au Maroc 321 millions d'euros⁶⁷. Le bénéfice marocain serait de 77 millions d'euros. Cette coopération franchira

66. RTE.

67. Sur la base de 92,11 USD/MWh coût unitaire de l'OCDE et d'un taux de change 1 USD = 0,76 euro.



FIGURE 24. Interconnexions électriques en Méditerranée



OME, Medgrid.

une nouvelle étape en réussissant à développer à grande échelle le renouvelable sur la rive sud, pour en exporter une partie vers le Nord. A terme, le transfert d'électricité pourrait se réaliser dans le sens Maroc-Espagne. Le développement des renouvelables pour l'export appuie l'essor de la transition énergétique des pays de la rive sud et cette conjonction contribue à créer des économies d'échelle plus rapidement, amorçant plus vite un cercle vertueux de baisse des coûts unitaires.

Toutes les optimisations nécessitent d'être recherchées pour limiter le niveau des investissements déjà élevés. La coopération Sud-Sud doit aussi continuer à se développer avec la fermeture de la boucle électrique méditerranéenne et la réalisation de nouvelles interconnexions transméditerranéennes. Des échanges plus significatifs dégageraient probablement des gains économiques notables, venant réduire ou retarder des investissements en moyens de production : par exemple l'interconnexion Tunisie-Libye en 220 kV aurait un ratio bénéfices/coûts de 12,7 ; l'interconnexion Turquie-Grèce en 400 kV aurait un ratio de 3,6 selon l'étude Medring-update (projet MED-EMIP)⁶⁸.

De même que le scénario proactif est un premier pas possible pour développer significativement la production renouvelable, un premier pas pour les interconnexions est la réalisation d'infrastructures capables d'exporter 5 GW en 2020 entre la rive sud et la rive nord de la Méditerranée (cf. Plan solaire méditerranéen de l'Union pour la Méditerranée). En supposant que l'exportation ait lieu 2 000 heures par an, ce sont 10 TWh qui seraient exportés en 2020 soit 1 % d'un potentiel envisageable pour 2050 par certains industriels (le Maroc importe actuellement 4,5 TWh d'Espagne). Les études pour réaliser une nouvelle capacité d'interconnexion de 5 GW sont en cours de réalisation par le consortium Medgrid⁶⁹. Trois couloirs transméditerranéens sous-marins de transfert d'électricité ont été identifiés : à l'Ouest, au Centre et à l'Est (FIGURE 24).

68. MED EMIP, Medring update study, Vol. 1, "Overview of the power systems of the Mediterranean basin", 2010

69. www.medgrid-psm.com.



Medgrid est un consortium de partenaires industriels lancé en mi-2010 et créé officiellement en début de 2011 pour promouvoir et faciliter le développement d'un réseau d'interconnexion transméditerranéen cohérent avec les ambitions du Plan solaire méditerranéen. L'initiative vise à intégrer les réseaux électriques des deux rives pour permettre l'échange d'électricité dans un sens ou dans un autre au moment de consommation exprimée sur la rive sud ou nord. Cela participe d'une démarche de co-développement entre les deux rives. Les associés de Medgrid sont aujourd'hui vingt et unes compagnies ou organisations de profils divers provenant des deux rives, qui partagent une même conviction dans l'avenir des énergies renouvelables dans les Psem et dans le besoin de développer le réseau méditerranéen d'interconnexion électrique. Medgrid travaille avec les institutions des pays de la Méditerranée, avec la Commission européenne, avec les grandes agences gouvernementales et non gouvernementales, avec les institutions bancaires, etc. (ANNEXE 8). Depuis la création de Med-TSO en 2012, Medgrid travaille également avec le nouveau réseau euro-méditerranéen des gestionnaires de réseaux d'électricité.

Aujourd'hui tous les arguments sont en faveur du développement d'un réseau électrique euro-méditerranéen : possibilité d'utiliser aux mieux les ressources énergétiques, exploitation du potentiel de production d'énergie renouvelable des Psem (solaire particulièrement), sécurité accrue de l'alimentation tant pour les pays du Nord que pour ceux du Sud, facteur d'intégration régionale... Des études en cours de Medgrid démontrent que cela pourrait finalement être les pays nord méditerranéens qui transféreront leur électricité aux Psem dans un premier temps, compte tenu de la croissance de leurs besoins⁷⁰. Dans le cadre de la politique énergétique de l'Union européenne, en particulier du Plan solaire méditerranéen, Medgrid vise à promouvoir et à faciliter le développement de ce réseau, en démontrant sa faisabilité, en soulignant les bénéfices qu'il induira, et à créer *in fine* des conditions favorables au lancement de projets de production renouvelable et d'interconnexions, dont il ne fait aucun doute qu'ils viendront.

Ces initiatives régionales structurantes constituent autant d'opportunités pour promouvoir un scénario proactif favorable au développement de l'électricité renouvelable et en faire un des moteurs de la coopération Nord-Sud.

Quelle coopération énergétique euro-méditerranéenne de long terme capable de sécuriser l'offre et la demande d'énergie ?

LE MODÈLE D'ÉCHANGE économique développé entre les pays de la région méditerranéenne accentue les distorsions existantes. Les défis énergétiques et économiques à relever dans les prochaines décennies par les pays méditerranéens incitent à définir de nouvelles relations Nord-Sud. Un autre modèle, porteur de croissance pour tous les pays de la région et de solutions stratégiques novatrices dans le contexte actuel de crise économique sévère, est à rechercher. Des forces sont à l'œuvre dans la région. Un nouveau paradigme euro-méditerranéen est en gestation. La transition énergétique peut constituer la trame sur laquelle un nouveau «Nouveau partenariat énergétique» régional se construira.

70. RTE.



Plusieurs motifs économiques et géopolitiques militent pour une intégration énergétique entre les pays du Nord et les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée.

Le retour de la proximité géographique renforce la régionalisation de la mondialisation

LES GRANDES PUISSANCES portent un intérêt croissant pour leur voisinage. Au-delà des Accords de libre échange nord américains (Alena), les États nord américains ont lancé en 2005 le Partenariat pour la sécurité et la prospérité (PSP) dont une des actions visait l'intégration énergétique régionale. Le Japon intensifie ses relations économiques avec l'Asie orientale. Par ailleurs, l'Afrique de l'Ouest et le Sahel deviennent des terrains de préoccupations stratégiques pour les pays européens. Le printemps arabe a également poussé l'UE à proposer « une nouvelle stratégie à l'égard d'un voisinage en mutation »⁷¹. La situation politique et le développement économique des pays de la rive sud suscitent un nouvel intérêt des pays nord méditerranéens pour leur voisinage.

La troisième révolution industrielle à partir des énergies renouvelables a commencé et elle avantage les pays du Sud

« UNE TROISIÈME RÉVOLUTION industrielle doit prendre le relais de notre modèle actuel, à bout de souffle », souligne l'économiste Jeremy Rifkin. Selon lui chaque ère économique, basée sur une révolution industrielle, prend racine dans la combinaison d'un nouveau mode de communication associé à une nouvelle source d'énergie. Celui-ci estime que la troisième révolution industrielle, reposant sur le développement des énergies vertes et des technologies de l'information, est en cours. Le potentiel solaire des pays de la rive sud de la Méditerranée avantage ces pays dans la réalisation de la nouvelle révolution industrielle. Cependant, les pays de la région méditerranéenne ne disposent pas de capacités technologiques et d'opportunités semblables pour entrer dans cette nouvelle ère industrielle. Les Psem nécessitent d'être appuyés par les pays nord méditerranéens.

Les pays du Sud, consommateurs comme producteurs, ne veulent pas manquer la transition énergétique et sont prêts à une collaboration internationale dans ce domaine

LE MONDE MÈNE une transition énergétique depuis un modèle fossile vers un modèle non carboné, non fossile. Cette transition énergétique répond aux objectifs climatiques prioritaires des pays de la rive nord (engagés à réduire leurs émissions de CO₂ en application du Protocole de Kyoto). Elle constitue également une opportunité pour les pays de la rive sud de développer leur économie en créant de nouvelles filières industrielles énergétiques. La mise en œuvre de cette transition énergétique reste problématique pour les pays de la rive sud dont la croissance économique est fortement dépendante des hydrocarbures. Les pays producteurs d'énergies fossiles ne souhaitent pas rester sur le bord de la route sitôt le nouvel ordre énergétique atteint. Ils veulent, en contrepartie des ressources qu'ils fournissent, être associés en tant que partenaires à la transition énergétique. Ils souhaitent inscrire cette perspective dans leurs stratégies nationales, énergétiques, industrielles, technologiques et mettre en œuvre des partenariats internationaux dans cet objectif.

71. Communication conjointe de la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité et de la Commission européenne du 25 mai 2011, COM(2011) 303.



Les relations Nord-Sud en Méditerranée sont désormais caractérisées par des enjeux énergétiques communs et par des atouts complémentaires

LES PAYS DE LA RIVE NORD ont développé un important savoir-faire dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans les transports, le bâtiment et le secteur industriel.

Plusieurs pôles de compétitivité spécialisés dans l'énergie font évoluer les compétences et les technologies. Certains pays de la rive sud disposent d'importantes réserves d'hydrocarbures mais l'ensemble des Psem ont un potentiel solaire à valoriser. Il n'y a pas de relation de concurrence entre les deux rives, chacune apportant un bénéfice à l'autre. Il est plus facile de bâtir une communauté d'intérêt entre pays complémentaires qu'entre pays concurrents et dépendants énergétiquement.

Les relations énergétiques Nord-Sud ne peuvent se limiter à des relations commerciales qui ont montré leurs limites dans la création de valeur et d'emploi au Sud

LES ÉCHANGES ÉNERGÉTIQUES développés entre pays de la région méditerranéenne se sont limités à de simples échanges commerciaux, à une relation d'import-export. Cette relation commerciale n'a pas favorisé l'essor d'un secteur de l'énergie dynamique et créateur d'emploi dans les pays producteurs (par exemple le secteur de l'énergie en Algérie représente 36,7 % du PIB en 2011 mais n'emploie que 3 % de la population active). En outre, l'essor du marché spot conduit les relations commerciales à privilégier le court terme. Les pays européens sont incités à se retourner vers le marché spot pour importer du gaz à prix compétitif. Il apparaît pourtant essentiel qu'ils sécurisent aussi leurs approvisionnements sur le long terme. Cela peut se concrétiser par un partenariat structurant avec les Psem. Quant à eux, les pays producteurs devraient passer d'une position de sources d'énergie à celle d'acteurs énergétiques industriels. Ce renversement de perspective met la firme au cœur des stratégies énergétiques régionales. En outre, en privilégiant des relations de long terme, les pays producteurs et consommateurs de la région euro-méditerranéenne pérenniseraient une relation de confiance et de coopération énergétique régionale. Seules la relation de production et la relation de long terme permettent de favoriser l'investissement nécessaire à la transition énergétique et à la nouvelle révolution industrielle dans la région euro-méditerranéenne.

L'opportunité de constituer des filières industrielles régionales créatrices d'emplois

LES FILIÈRES INDUSTRIELLES énergétiques traditionnelles (pétrole, gaz) et nouvelles (renouvelable, efficacité énergétique...) s'organisent sans grande cohérence entre les pays européens et les Psem. Les pays producteurs d'hydrocarbures de la rive sud ne peuvent développer leur activité en aval et distribuer le gaz jusqu'au consommateur final en Europe, ce qui ne les incite pas à investir dans de nouveaux gisements. Par ailleurs, pour développer des filières industrielles dans les énergies renouvelables, les Psem auront besoin d'acquérir le savoir-faire nécessaire. Dans le même temps, les entreprises européennes, fortement concurrencées, ne parviennent pas à se maintenir dans le top quinze des constructeurs de modules solaires photovoltaïques



malgré toute l'expertise qu'elles ont acquise. Le choix d'ordonner des chaînes de valeur Nord-Sud dans les filières renouvelables en établissant des segments à forte valeur ajoutée sur la rive sud participerait à un plus grand transfert de savoir-faire européen et serait créateur d'emplois. En dix ans, l'Allemagne a quadruplé le nombre d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables.

La Méditerranée occidentale connaît depuis quelques années une véritable dynamique d'intégration et peut constituer un laboratoire pour toute la région

IL EXISTE EN MÉDITERRANÉE deux espaces géopolitiques qui suivent des dynamiques différentes voire divergentes aux plans des enjeux géostratégiques, des ressources et des jeux d'acteurs. La Méditerranée orientale se prolonge au-delà du Bosphore et jusqu'à l'Océan indien et subit les convulsions de cet espace à forte charge entropique. La Méditerranée occidentale s'étend du Maghreb à l'Europe de l'Ouest et recèle un fort potentiel d'intégration Nord-Sud. Il convient de penser le partenariat euro-méditerranéen en conséquence et traiter chacun des deux espaces géopolitiques à travers deux processus d'intégration distincts mais convergents.

Compte tenu des fortes complémentarités qui existent entre les pays du Maghreb et de l'Europe de l'Ouest au plan de l'équilibre besoins-ressources et des relations culturelles, historiques et linguistiques qui se sont tissées, la Méditerranée occidentale apparaît comme le cadre approprié pour mettre en œuvre dans un premier temps un partenariat de type nouveau autour de l'énergie. Le projet de communauté de l'énergie entre l'UE et le Sud de la Méditerranée envisagé par la Commission européenne retient la même approche : « [cette communauté] s'adresserait d'abord aux pays du Maghreb et pourrait progressivement s'étendre aux pays du Machrek »⁷².

L'énergie peut être le vecteur d'intégration par excellence dans la Méditerranée occidentale. Il reste à nourrir cette évidence de projets intelligents et porteurs d'avenir. Il reste aussi à convaincre, et c'est sans doute là le plus dur.

72. COM (2011) 200 final, « Communication conjointe de la Commission et de la Haute représentante de l'Union pour la sécurité et les affaires étrangères au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions – Un partenariat pour la démocratie et une prospérité partagée avec le Sud de la Méditerranée ».



4

Pour aller vers une communauté de l'énergie

LES DYNAMIQUES à l'œuvre appellent à la définition d'un «nouveau partenariat énergétique» régional. Ce partenariat a pour objectif de conduire les acteurs du secteur de l'énergie vers une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie, c'est-à-dire une communauté de destin réunissant les décideurs et acteurs publics et privés du secteur de l'énergie en Méditerranée autour d'une vision commune. Celle-ci nécessite de se fonder sur une stratégie commune et sur un ensemble d'actions concrètes pour voir le jour.

La définition d'une stratégie commune

Une stratégie reposant sur des valeurs communes

LA REDÉFINITION DES RELATIONS de coopération énergétique dans le bassin méditerranéen invite les acteurs du secteur à fonder leur nouvelle approche sur une vision commune. Pour parvenir à la mise en œuvre de stratégies énergétiques régionales durables, les démarches concertées à l'échelle régionale doivent reposer sur des principes et des valeurs partagés. Le nouveau partenariat énergétique nécessite en priorité d'encourager le dialogue entre l'ensemble des décideurs du secteur de l'énergie et des secteurs dont l'activité présente une incidence sur la consommation d'énergie. Il est opportun que les stratégies énergétiques euro-méditerranéennes soient discutées de façon contradictoire et équitable entre les acteurs des rives nord et sud.

Les fondements de ce nouveau partenariat énergétique ne peuvent se bâtir sur la recherche unique de l'intérêt individuel de chacun des pays de la région. La forte interdépendance énergétique qui lie les pays de la région, aussi bien en termes de flux que d'infrastructures, doit s'appuyer sur une meilleure approche commune qui privilégie le temps long aux comportements de court-terme. Il faut dès lors adopter des objectifs partagés dans le domaine de la production, la gestion des ressources, la consommation et l'organisation de la chaîne de valeur entre les pays de la région.

En outre, la gestion de la production, de l'exploitation, de la distribution et de la consommation d'énergie est appelée à se réaliser en respectant les principes du développement durable. Une gestion durable des ressources énergétiques dans les pays du bassin méditerranéen se traduit par la mise en œuvre d'une transition énergétique régionale qui favorise les économies d'énergie, améliore l'efficacité énergétique dans la consommation d'énergie et augmente la part des énergies sobres en carbone.

Le principe de coopération régionale dans le secteur énergétique, qui mériterait d'être mieux appuyé, a vocation à développer la réalisation de pro-



jets d'intérêt régional. Cette coopération, entre les parties prenantes du secteur, est impérative dans les domaines techniques, financiers et réglementaires.

Autre principe essentiel : afin de pérenniser le nouveau partenariat énergétique euro-méditerranéen, il convient de faire prévaloir des relations de confiance entre les acteurs économiques du secteur et la garantie d'exécution des engagements des uns envers les autres. Le cadre de confiance nécessaire à la bonne application d'une stratégie énergétique régionale par les pays méditerranéens, et au bon déroulement des échanges commerciaux entre les opérateurs de la région, doit être privilégié aussi bien entre les acteurs de la rive nord et ceux de la rive sud, qu'entre les acteurs de la rive sud.

Cette relation de confiance dans les échanges régionaux passe par un respect mutuel des engagements contractuels, le maintien de l'acceptation du transit d'énergie sur son territoire pour le compte d'un autre pays, l'élaboration de contrats à long terme en matière de gaz et l'engagement à terme de la signature d'un traité de sécurisation des investissements. Cette relation induit également la fixation de règles d'accès aux réseaux des pays voisins, l'adoption de normes communes de sûreté et de sécurité dans la production, l'exploitation et la distribution de ressources énergétiques.

Enfin, tous les pays de la région cherchent à sécuriser leur approvisionnement énergétique et à ajuster l'offre à la demande d'énergie sur leur marché domestique. La dynamique de développement de réseaux électriques et gaziers euro-méditerranéens encourage le renforcement de liens de solidarité entre les pays méditerranéens d'une part, et entre les consommateurs d'autre part.

Pour répondre à leur demande d'énergie domestique et à leur objectif d'augmentation de la part d'énergies renouvelables, les pays de la région, selon leurs capacités, sont appelés à mettre à disposition des pays voisins tout ou partie de l'énergie requise à leurs besoins en prévoyant des capacités de transfert. La sécurité d'approvisionnement requise autant par les pays européens que par les pays de la rive sud de la Méditerranée doit s'exercer dans les deux sens.

L'objectif stratégique: mettre en œuvre un nouveau partenariat énergétique régional qui conduise à la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie

LE NOUVEAU PARTENARIAT énergétique proposé par Ipemed apporte des solutions structurelles aux problèmes récurrents et aux distorsions à l'œuvre sur les deux rives. Ce processus qui est multidimensionnel peut créer les conditions nouvelles de prospérité économique entre les pays de la région méditerranéenne. Il s'inscrit sur le long terme de la transition énergétique.

La transition énergétique : cadre structurant du nouveau partenariat énergétique euro-méditerranéen

IL EST INDISPENSABLE que les pays du Sud, à la faveur du partenariat, soient activement engagés dans les mutations structurelles de la scène énergétique internationale passant d'un modèle fossile vers un modèle non carboné non fossile. L'exploitation et l'exportation des hydrocarbures seront un élément de la relation partenariale Nord-Sud, et non plus le seul car par le fait de ce partenariat, les pays de la rive sud, y compris les pays producteurs d'hydrocarbures renforceront leur engagement dans la transition énergétique.



La relation Nord-Sud sera ainsi une relation partenariale multidimensionnelle nourrie des fortes complémentarités entre d'une part, un Nord puissant mais fortement concurrencé par les nouveaux centres de gravité de la croissance mondiale, et d'autre part, un Sud jeune, à forte croissance économique, riche en ressources énergétiques fossiles et renouvelables, innovant et créateur de richesses.

La transition énergétique répond aux attentes différenciées de la rive nord et de la rive sud en soutenant le développement des filières des énergies renouvelables et des technologies sobres en carbone, et en participant au développement économique des pays engagés dans la démarche. En cela, elle constitue le cadre global du nouveau partenariat énergétique euro-méditerranéen.

Le partenariat en priorité des compagnies des pays de la région euro-méditerranéenne : la firme au cœur du nouveau partenariat énergétique

MÊME SI LES ÉTATS sont les grands ordonnateurs de ce partenariat, celui-ci doit faire une place à l'initiative des firmes. La communication plus dense entre les deux rives entre entreprises et universités, et la confiance qui en résulte, devraient encourager des formules partenariales innovantes allant jusqu'à des liens de capital Nord-Sud mais aussi Sud-Sud.

Face à la concurrence asiatique, le syndrome caractéristique des entreprises européennes est le suivant. Pour reprendre l'image de l'arbre de compétences de Marc Giget⁷³, les entreprises européennes plongent leurs racines dans un corps riche de disciplines scientifiques fondamentales ; leurs processus productifs, soit le tronc de cet arbre de compétence, sont performants et innovants car innervés en permanence de connaissances et en mesure d'opérer les ruptures technologiques capables de bouleverser les règles de la compétition. Leur fragilité réside dans les branches de cet arbre, soit le couple produits-marché. La compétition débridée avec leurs concurrents asiatiques compromet leur montée dans la courbe d'expérience et l'atteinte de tailles critiques. Le *reverse engineering* (copiage) pratiqué par leurs concurrents asiatiques, combiné à des tailles de marché sans commune mesure, voue ces entreprises européennes à la disparition ou au rachat par leurs concurrents asiatiques. Cela est particulièrement valable dans les énergies renouvelables.

Ce partenariat régional remet les entreprises européennes en position offensive. Il leur apporte la taille critique surtout du fait de l'ensoleillement exceptionnel, de la présence de ressources en gaz en mesure de décupler la rentabilité des centrales solaires thermiques avec des solutions hybrides ; il les remet en position de leadership sur le plan industriel et technologique. À terme, le Maghreb peut devenir la pile électrique de l'Europe tout en créant un cercle vertueux qui entraînerait entreprises et universités des deux rives. L'énergie serait un levier d'intégration régionale plus puissant que ne l'ont été le charbon et l'acier pour la Communauté européenne.

Les partenariats d'intégration croisée amont-aval, Nord-Sud dans l'industrie énergétique méditerranéenne seront l'expression de la co-production

CES PARTENARIATS permettront un partage du risque sur la chaîne entre clients et vendeurs et l'accès à ces derniers à la rente aval. Les compagnies nationales pourront atteindre le client final en Europe pour lui vendre molécules de gaz et kilowattheures. Elles accéderont aux marges aval et compen-

73. Giget, M.,
La dynamique
stratégique de
l'entreprise, Dunod,
Paris, 1998.



seront, par la maîtrise du risque marché, le risque volume qu'elles prennent en développant l'amont des chaînes gazières. Elles opèreront un renversement de perspective stratégique en se positionnant vis-à-vis de leurs concurrents notamment moyen-orientaux. Elles ne subiront plus les volumes concurrents mais traiteront ceux-ci comme des opportunités. Les compagnies énergétiques européennes pourront en retour renforcer leurs positions dans l'amont du pays producteur et bénéficier de ce fait, à conditions technico-économiques comparables, d'un statut privilégié par rapport à leurs compétiteurs venant de régions hors de la Méditerranée.

Ce sont de véritables chaînes énergétiques amont-aval qui se constitueraient où les énergéticiens des deux rives décuplèrent leurs possibilités stratégiques. Ce partenariat pourra se prolonger dans des liens de capital. Ce déploiement des compagnies nationales pourra aussi se faire dans un cadre Sud-Sud et viser à la constitution de puissantes filières énergétiques comprenant compagnies énergétiques de la rive sud et de la rive nord. Il apparaît nécessaire que la chaîne de valeur soit répartie entre les deux rives, y compris les activités à haute intensité en matière grise. Cela ouvrira des perspectives aux PME européennes dans des partenariats avec des entreprises de la rive sud. Ces partenariats renforceront la position concurrentielle des entreprises du Nord face à la pression asiatique.

Peut-être faut-il aussi envisager des solutions maghrébines originales où des leaders comme Sonatrach investiraient l'aval de la chaîne gazière et la génération électrique dans les pays maghrébins limitrophes et vendraient au client final molécules de gaz et kilowattheures. Cela leur donnerait la taille critique dans l'avantage concurrentiel et leur permettrait de renforcer leurs positions sur d'autres marchés. Hors cette perspective il est difficile d'imaginer ces producteurs d'hydrocarbures de la rive sud dissiper des volumes vers leurs voisins immédiats alors même que leurs parts de marché en Europe sont disputées par de nouveaux entrants, d'autant plus agressifs que l'industrie est en bouleversement avec l'arrivée des gaz non conventionnels et le ralentissement économique mondial. Dans ce sens, la viabilité de joint-ventures régionales serait envisageable. Cela peut être la voie royale pour que le projet maghrébin réussisse car il sera lui aussi porté par les firmes comme l'a été le projet européen avec le charbon et l'acier. De telles démarches convergent avec le projet européen et sont en mesure de le renouveler car elles procèdent de la même essence. Elles généreront de fortes convergences avec les dynamiques à l'œuvre en Méditerranée occidentale jusqu'à former une seule et même dynamique englobant partenariat euro-méditerranéen et intégration maghrébine.

Ce partenariat permettra la stabilité politique dans les pays producteurs et de transit

CETTE STABILITÉ résultera elle-même d'une prospérité partagée, donc d'une intégration régionale réussie. Nous revenons aux fondamentaux de Barcelone qui restent d'actualité. Il s'agit d'enclencher un cercle vertueux qui fera du Maghreb une « bande de prospérité »⁷⁴ en mesure, dans une deuxième phase, de diffuser de la prospérité dans un axe Nord-Sud. Cela pourra contenir la puissante entropie que subit le Maghreb depuis ses frontières sud, le Sahel devenant de plus en plus non seulement la frontière méridionale du Maghreb mais aussi de l'Europe.

74. J.L. Levet et M. Preure, *France-Algérie. Le grand malentendu*, L'Archipel, Paris, 2012. Page 29 et suivantes.



Un partenariat fondé sur une coopération dans la science et la technologie

IL EST ESSENTIEL de viser la maîtrise de la science, de la technologie et de la génération de processus innovants dans les Psem. Cela peut se traduire par l'implication des universités des pays méditerranéens et la recherche de nouvelles articulations universités-entreprises. La fertilisation croisée recherche-industrie sera encouragée par le développement commun de technopoles qui seraient la matrice du partenariat entre les entreprises des deux rives. Les universités maghrébines tiennent là leur chance historique de développement. Les entreprises innovantes européennes peuvent creuser une avance technologique dans le photovoltaïque, l'éolien, et surtout dans les centrales hybrides solaire thermique-gaz. Les renouvelables peuvent connaître leur big bang dans le cadre de ce nouveau partenariat énergétique euro-méditerranéen. Le potentiel solaire de l'Algérie ou de la Libye, conjugué aux réserves gazières peut permettre le développement d'une expertise et une excellence technologique uniques dans les centrales hybrides gaz-solaire. Cela peut justifier la génération de réels champions industriels comprenant des entreprises, des universités et des instituts de recherche des Psem et des pays nord méditerranéens.

Le nucléaire pourrait être un domaine de veille technologique

MÊME S'IL RESTE CONFINÉ à 6 % du bilan énergétique mondial, s'il subit les effets de Fukushima, le nucléaire reste une énergie qui compte et qui comptera davantage dans la seconde moitié du siècle avec l'avènement des réacteurs de quatrième génération. A cette échéance, le nouveau paradigme énergétique supposera de nouveaux systèmes énergétiques en Méditerranée dont le nucléaire ne pourrait être absent. Cela suppose aussi de nouvelles logiques partenariales qui prendront en charge les besoins électriques, les contraintes de sûreté et les préoccupations géopolitiques liées à la non prolifération. Des partenariats pourraient être menés dans la recherche dans des domaines touchant aux réacteurs de petite et moyenne capacité (300 à 500 MW) couplés à des usines de dessalement d'eau de mer. Le nucléaire pourrait être la voie optimum pour traiter le grave problème de stress hydrique au flanc sud de la Méditerranée. La question récurrente de l'enrichissement de l'uranium peut commencer à trouver une solution avec la mutualisation de l'enrichissement et le développement de tout le cycle du combustible en se plaçant dans une perspective de très long terme, dans un esprit partenarial prospectif.

CETTE COMPLÉMENTARITÉ « structurée » rend possible un projet énergétique euro-méditerranéen fondé sur l'optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques. Elle doit impulser une dynamique de nature à diversifier le portefeuille d'activités et de compétences des acteurs énergétiques intervenant dans les énergies fossiles afin d'aller vers les énergies renouvelables et peut être à terme nucléaire, et cela dans des logiques partenariales nord-sud.

Cet objectif de long terme exige un certain nombre de présupposés :

- une convergence des dynamiques économiques entre les Psem et les Pnm, et entre chacun des Psem. Cette convergence suppose une intégration sous-régionale propre à chaque rive ;
- une densification du partenariat entre compagnies énergétiques et entreprises exerçant en tant que sous-traitant ou équipementier ;
- un réel partenariat entre universités ;



- des échanges en matière de conception, mise en œuvre et ajustements des politiques énergétiques ;
- une diffusion des bonnes pratiques ;
- un rapprochement des normes et standards en matière d'efficacité énergétique. Le partage des mêmes références suppose un soutien de la part de l'Europe, très avancée en matière d'efficacité énergétique, en faveur des pays du Sud. Il faut en même temps que le génie local dans les Psem soit réhabilité car il comporte des solutions à la croissance chaotique de la consommation énergétique (exemple : la construction en terre crue). Les pays de la rive nord doivent veiller à ne pas imposer leurs concepts sans tenir compte du potentiel technologique traditionnel disponible dans les Psem qui peut renforcer la compétitivité des entreprises européennes ;
- l'information et la sensibilisation des consommateurs figurent parmi les actions structurelles à mener pour porter la consommation aux standards d'efficacité énergétique. Il s'agit de faire émerger de nouvelles habitudes de consommation pour des populations qui depuis quelques générations font l'expérience d'une utilisation généralisée d'énergie commerciale. L'ajustement des habitudes de consommation est un important gisement d'économies d'énergie, y compris dans les pays producteurs.

Les actions concrètes prioritaires en faveur d'une Communauté de l'énergie

PLUSIEURS ACTIONS concrètes nécessitent d'être mises en œuvre en priorité pour accompagner le nouveau partenariat énergétique et démontrer qu'il génère une valeur ajoutée régionale. C'est en s'appuyant sur ces projets que la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie pourrait se fonder.

Initier des chantiers énergétiques régionaux structurants

LES CHANTIERS ÉNERGÉTIQUES proposés dans cette section sont des actions structurantes, transversales et multidimensionnelles. Il faut les distinguer des projets pilotes, présentés ci-après, qui sont des actions plus délimitées dans le temps, qui ont un rôle pédagogique et qui visent un retour d'expérience pour conceptualiser des approches de rupture. Plusieurs chantiers prioritaires ont été identifiés.

I. Associer Nord et Sud au pilotage de cette stratégie commune

POUR ASSURER un pilotage équilibré de cette stratégie commune entre les acteurs des rives nord et sud, une instance paritaire de concertation est indispensable. Le secrétariat de l'Union pour la Méditerranée pourrait jouer un rôle décisif. Une approche pragmatique consisterait à partir de projets bilatéraux pour aller vers des dynamiques d'intégration 5+5 en Méditerranée occidentale, puis à aller vers des propositions à l'échelle euro-méditerranéenne. Le retour d'expériences permettra de conceptualiser des approches novatrices dans une perspective euro-méditerranéenne. Cette instance de concertation, ou *steering committee*, serait composée de ministres ou de hauts représentants des ministères de l'Énergie des pays concernés, d'industriels publics et privés



du secteur ainsi que des réseaux professionnels méditerranéens. Ce *steering committee* aurait pour mission d'accompagner la construction du nouveau partenariat énergétique pour qu'il soit compris et accepté des deux côtés de la Méditerranée. Il est nécessaire d'encadrer le débat entre les acteurs du secteur énergétique de la région pour faire apparaître les points de préoccupations et de convergence. Cette instance souple identifierait les priorités d'actions, accompagnerait les intégrations croisées nord-sud et appuierait les chantiers et les projets pilotes régionaux en faveur du nouveau partenariat. Ce *steering committee* serait la première pierre de la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie.

2. Mise à niveau des législations et des normes techniques pour favoriser la logique partenariale

LES ÉTATS DE LA RÉGION doivent s'impliquer dans cette dynamique en adaptant leur législation pour développer la logique partenariale :

- encouragement des IDE (guichet unique, transfert de bénéfices, problèmes fonciers, sécurisation des investissements...);
- appui aux partenariats publics-privés sur toute la chaîne ;
- soutien des filières innovantes (venture capital, crédits d'impôts...) et de la co-production ;
- renforcer le réseau des régulateurs de l'électricité et du gaz (Medreg).

3. Promouvoir les politiques d'efficacité énergétique

IL EST INDISPENSABLE d'encourager les pays du Sud à mettre en œuvre et à assurer le suivi de programmes de maîtrise de la demande (potentiel d'économie d'énergie avoisinant 30 %, chiffre à dire d'expert communément admis) :

- développer des standards et normes communes d'efficacité énergétique dans le bâtiment, les transports, le secteur industriel ;
- renforcer le réseau des agences de maîtrise de l'énergie de la région méditerranéenne (Medener) pour qu'il puisse accompagner la mise en place de politiques d'efficacité énergétique ambitieuses.

4. Renforcer les interconnexions électriques pour aller vers un espace commun et assurer la fluidité du réseau

- Finaliser en 2013-2014 le schéma directeur technique et économique d'un réseau transméditerranéen capable d'exporter environ 5 GW vers l'Europe en 2020 (conduit par l'initiative industrielle Medgrid).
- Renforcer les coopérations techniques et technologiques entre les Pnm et les Psem autour de projets de liaisons électriques transméditerranéennes ;
- Assurer une collecte régulière des besoins et des projets des pays pour disposer d'informations globales sur l'évolution des réseaux méditerranéens (réseau Med-TSO).

5. Proposer de nouvelles articulations industrielles dans l'énergie par la co-production et la constitution de filières euro-méditerranéennes (intégration croisée)

L'INDUSTRIE D'HYDROCARBURES est une industrie de long terme, capitalistique, internationale et intégrée verticalement. Si le principe du *take or pay* dans le commerce du gaz est remis en cause sous la pression du marché spot



concurrent, et que dans le même temps, il n'est pas permis aux compagnies d'hydrocarbures de la rive sud d'accéder au marché aval dans les pays nord méditerranéens, elles ne seront plus en mesure d'investir pour mettre sur le marché les volumes de gaz nécessaires pour satisfaire la demande future.

Une compagnie telle que Sonatrach, qui est une entreprise internationale, n'entend pas ouvrir son capital à des investisseurs étrangers mais elle a pour ambition de rentrer dans le top 10 des compagnies mondiales d'hydrocarbures. Elle vise à se déployer sur toute la chaîne de valeur jusqu'au client final et se développer dans les renouvelables. Elle n'est pas en opposition avec les compagnies énergétiques européennes, bien au contraire, le partenariat peut générer des synergies. Il pourrait se traduire par la création de filiales entre sociétés du Sud et sociétés européennes sur toute la chaîne énergétique de l'amont à l'aval, aussi bien dans les filières des hydrocarbures que des renouvelables.

La Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie donnerait ainsi des chances nouvelles aux entreprises. Elle doit accompagner les Psem dans le développement d'un véritable système productif, en partenariat avec celui des pays européens. Ce chantier induit plusieurs démarches :

- l'implication gouvernementale des pays de la région euro-méditerranéenne pour rapprocher les acteurs du secteur de l'énergie et encourager les initiatives des entreprises ;
- l'étude des filières énergétiques des pays méditerranéens et le développement de filières industrielles régionales ;
- l'identification du potentiel en champions industriels et PME du secteur énergétique des Psem et des pays européens en attente de solutions partenariales à leurs problèmes de développement ;
- l'intégration croisée des compagnies nationales et internationales de la région et l'exploration de possibilités de partenariats stratégiques (joint-ventures, filiales communes, co-localisation...) ;
- la création de plateformes et forums web de mise en relation entre acteurs industriels et PME permettant l'échange des besoins, la divulgation d'informations en matière de législation industrielle et commerciale, et la mise en réseau d'acteurs décidés à concrétiser des partenariats avec leurs homologues méditerranéens.

6. Bâtir des partenariats entre industriels, universités et centres de recherche

LES COMPAGNIES ÉNERGÉTIQUES, les universités et les PME sur la rive sud sont insuffisamment en interaction dans le développement des énergies renouvelables, les nouvelles technologies, voire dans le nucléaire pour des échéances plus lointaines.

Les quatre filières énergétiques suivantes ouvrent des pistes de partenariats internationaux entre industriels, universités et acteurs du monde de la recherche :

- secteur des hydrocarbures : les acteurs industriels algériens du secteur visent à devenir de grands explorateurs d'hydrocarbures d'une part, améliorer le taux de récupération des gisements algériens d'autre part, et devenir des leaders technologiques dans la liquéfaction du gaz naturel et dans les gaz non conventionnels, domaines émergents ;



- secteur des renouvelables : les acteurs industriels de la rive nord veulent conserver leur leadership technologique dans les renouvelables, et les acteurs industriels de la rive sud veulent développer leur maîtrise dans ce secteur, et également devenir, dans les pays producteurs de gaz, leader dans les centrales hybrides solaire-gaz ;
- secteur nucléaire : les opérateurs des Psem et des Pnm se placent en position de veille pour le nucléaire (réacteurs de petite et moyenne capacité couplés à des usines de dessalement d'eau de mer) ;
- secteur de l'efficacité énergétique : il reste un important travail de sensibilisation à réaliser. Il apparaît essentiel d'établir des référentiels régionaux d'efficacité énergétique dans le bâtiment, le transport et l'industrie.

Il faut enclencher une dynamique régionale où tous ceux qui travaillent dans l'énergie et les domaines affiliés dans les universités et centres de recherches se connaissent mieux et réunissent leurs compétences. Il faut une impulsion régionale.

POUR RÉALISER CES chantiers prioritaires, il est indispensable que les États encouragent les initiatives venant des entreprises. Ces dernières doivent néanmoins se porter à l'avant-garde en explorant les possibilités, en exerçant une veille systématique, en faisant preuve d'initiative et d'imagination depuis des relations client-fournisseur vers des partenariats stratégiques voire des liens de capital. Dans les appels d'offres des commandes publiques des Psem, cette démarche doit déjà apparaître et faire émerger des projets de co-localisation.

Propositions de projets pilotes à fins pédagogique et d'intégration croisée

GPL Corse. Les retards du projet de gazoduc Galsi sont mal vécus par les consommateurs corses. Deux centrales au fioul obsolètes alimentent la Corse en électricité. Cependant, l'Algérie dispose d'excédents en GPL et pourrait alimenter la Corse. La Corse ne justifie pas un projet de regazification présentant un coût trop élevé par rapport à la taille du marché. On pourrait créer dès lors des îlots propanés pour alimenter les habitations et alimenter une centrale électrique avec GPL. Ce projet enclencherait une logique de partenariats dans des régions présentant des profils analogues en matière d'approvisionnement énergétique (régions montagneuses, peu densifiées, insulaires...).

Développement de centrales hybrides solaire-gaz. Les hydrocarbures peuvent enclencher un cercle vertueux pour que le solaire se développe. On peut envisager le lancement d'un projet fondé sur un partenariat industriel entre un énergéticien algérien et un énergéticien européen impliquant PME et universités des deux rives. Ce partenariat diffuserait la compétence technologique vers la rive sud et stimulerait les centres de recherches et les entreprises européennes et maghrébines.

Partenariat GDF Suez-Sonatrach. Prolonger le partenariat en amont GDF Suez-Sonatrach (gisement de Touat au Sud-Ouest algérien) par un partenariat en aval GDF Suez-Sonatrach sur le marché français avec la création d'une filiale commune qui peut se déployer dans la génération électrique (IPP).



Mise en compétition des PME spécialisées dans l'efficacité énergétique du bâtiment. Il faut instituer des concours pour favoriser la formation de joint-ventures ou partenariats ouverts aux PME et universités, et permettre la réalisation de projets de référence d'efficacité énergétique dans le bâtiment. Cela se traduirait par la création de prix d'efficacité énergétique récompensant l'innovation, l'excellence et les efforts entrepris dans une perspective de développement Nord-Sud. Il est indispensable de mettre en relation la compétence technologique des Européens avec les pratiques ancestrales du Sud pour féconder un génie régional capable de mettre en œuvre de nouvelles approches dans le secteur du bâtiment.

Système disséminé-décentralisé, éolien, PV, chauffe-eau solaire. Si 50 % des Algériens par exemple produisaient 10 % de leur électricité, 5 % de la consommation serait réduite. Il faut créer des micro-entreprises produisant des chauffe-eaux solaires, équipements PV et éoliennes de petite capacité. Cette démarche doit favoriser la création d'emplois verts. Cela se concrétiserait avec la mobilisation de l'épargne et de la main-d'œuvre au chômage qui seraient générateurs de création de richesse et d'énergie non carbonée. Si l'on fédère des porteurs de projets pour mettre en place ces petits systèmes, on peut faire en sorte qu'une société innovante en partenariat avec une université soit subventionnée pour mettre au point un équipement de production d'électricité renouvelable ou un matériau à forte isolation thermique, pour qu'*in fine* cette innovation retombe dans le domaine public. Chaque micro-entreprise qui se lance dans ce domaine ne doit pas être contrainte d'acheter des brevets, mais plutôt être accompagnée. Beaucoup de PME innovantes en Europe ou au Maghreb méritent d'être appuyées.

Transférer au Sud les savoir-faire et la technologie (formation, R&D). Ce partenariat doit se prolonger par la constitution d'un Institut euro-méditerranéen de l'énergie. En s'appuyant sur les centres existants, cet institut formera un creuset qui sédimentera l'expérience et le savoir-faire accumulés dans la région. Il doit accompagner le transfert des compétences et de la technologie du Nord vers le Sud. Cette dynamique serait amorcée par un rapprochement entre l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN) et Sonatrach dans le cadre d'un partenariat stratégique dans des domaines énergétiques en plein essor comme la production du gaz naturel (conventionnel et non-conventionnel), la liquéfaction du gaz, les centrales hybrides, les centrales solaires, etc. Ce partenariat serait appelé à s'élargir à l'échelle maghrébine.

Cet institut embrasserait quatre aspects : utilisation rationnelle de l'énergie et développement durable ; hydrocarbures ; électricité, énergies renouvelables, réseaux électriques ; veille sur le nucléaire et dessalement d'eau de mer.

Chacun de ces aspects pourrait être développé dans un pôle implanté dans un pays. L'action de l'institut comporterait les fonctions suivantes : documentation ; formation ; recherche ; ingénierie.

L'institut pourrait fédérer des capacités existantes dans les pays concernés et les mettre en réseau. Il mutualiserait des initiatives et actions structurantes et permettrait une meilleure capitalisation de l'expérience. Il serait étroitement imbriqué avec les universités et compagnies énergétiques des pays concernés dont il serait un accélérateur de développement.



L'approche séquentielle

LA CONSTITUTION d'une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie est un projet de long terme. Il convient de mener deux actions simultanément : l'une à l'échelle de la région euro-méditerranéenne ; l'autre à l'échelle de la Méditerranée occidentale qui est plus facilement mobilisable et qui peut servir de laboratoire pour toute la région.

Vers une approche euro méditerranéenne

EN PARALLÈLE DES RÉFLEXIONS menées au sein des États membres sur le projet d'une Communauté européenne de l'énergie, Ipemed préconise d'ouvrir le volet euro-méditerranéen avec une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie. Cette démarche ne constitue pas une complication de plus mais plutôt une solution pour l'Europe de l'énergie. En rajoutant des pays producteurs d'hydrocarbures et d'énergie solaire aux négociations en cours, on facilite l'obtention d'un compromis entre tous les partenaires de la région et on réduit la dépendance énergétique européenne à l'égard d'un seul producteur.

Cette démarche se traduit par :

- l'association des pays de la rive sud de la Méditerranée qui le souhaitent aux travaux portant sur le volet euro-méditerranéen de l'Europe de l'énergie ;
- la mise en place de comités d'organisation portant sur les normes, les interconnexions, les réseaux et les marchés de l'énergie à l'échelle euro-méditerranéenne, dont certains sont déjà mis en œuvre.

En parallèle du processus d'intégration par les normes et les marchés de l'énergie qui est en cours entre les pays des deux rives, des partenariats énergétiques stratégiques capables d'améliorer les échanges énergétiques entre les pays méditerranéens pourraient, sans attendre, être développés.

La Méditerranée occidentale est facilement mobilisable

LA MÉDITERRANÉE occidentale apparaît à court terme comme l'espace géographique pertinent pour lancer la première phase du projet CEME. Les premières actions pourraient être décidées au sein du groupe des pays du Dialogue du 5+5. Dans le cadre de la procédure de coopération renforcée de l'Union européenne, plusieurs pays du Sud de l'Europe pourraient également s'organiser pour faire des propositions aux pays du Maghreb. A l'instar de l'initiative franco-allemande qui a été à l'origine du projet de la CECA en 1950, une démarche animée par deux ou trois pays moteurs de chacune des deux rives permettrait d'impulser le projet de la CEME dans la partie occidentale de la Méditerranée.



CONCLUSION

L'énergie, un rôle moteur pour l'intégration économique euro-méditerranéenne

LORS DE LA SIGNATURE du traité de la CECA en 1951, chacun des six pays membres disposait de ressources en charbon et en acier, de sorte que les pays s'engageaient dans ce projet en partant sur un pied d'égalité. Actuellement, les pays nord méditerranéens et les Psem n'ont pas tous les mêmes ressources et les mêmes besoins énergétiques. Ils disposent chacun cependant d'atouts différents qui mettent en évidence les gains qui pourraient mutuellement être retirés d'une complémentarité énergétique structurée entre les deux rives de la Méditerranée.

Sur la base d'un nouveau partenariat énergétique communément accepté par les pays méditerranéens, et plaçant la firme au cœur de ce nouveau dispositif, de nombreux avantages pourraient être partagés entre les deux rives : sécurisation de l'offre et la demande d'énergie, développement du tissu industriel, augmentation des emplois dans le secteur de l'énergie et secteurs affiliés, amélioration de la compétitivité des entreprises, gains économiques obtenus grâce aux économies d'échelle et réduction de l'impact sur l'environnement. L'énergie est un formidable facteur d'intégration régionale:

- par les réseaux (électriques, gazoducs) ;
- par des partenariats croisés entre entreprises et industries des deux rives ;
- par des programmes de recherche et d'innovation technologique conjoints ;
- par la recherche de normes convergentes.

La réalisation d'actions concrètes fondées sur ce nouveau partenariat énergétique, avec en priorité l'association du Nord et du Sud au pilotage d'une stratégie commune, conduira à une Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie. Les défis énergétiques à relever pour les pays de la région sont nombreux et la volonté de passer d'une relation commerciale d'import-export à un nouveau modèle énergétique régional doit être exprimée par les pays et opérateurs de la région. Les États méditerranéens disposés à s'inscrire dans le même niveau d'ambition productive, durable et solidaire et les opérateurs des deux rives désireux de conclure des partenariats gagnant-gagnant sont appelés à prendre les décisions qui s'imposent.

Dès lors, Ipemed recommande :

- aux États méditerranéens désireux de développer une stratégie commune, et notamment ceux de la Méditerranée occidentale, d'appeler à l'organisation d'un sommet 5+5 consacré à l'énergie, au cours duquel une approche régionale et des objectifs communs seraient définis notamment en matière d'efficacité énergétique, de développement des infrastructures énergétiques (en accord avec le schéma directeur finalisé par Medgrid), de développement des filières des énergies renouvelables et de la restructuration d'accords gaziers.



Cette rencontre doit permettre d'évaluer la mise en place d'une plate-forme de concertation entre les représentants des ministères de l'énergie des pays concernés, d'industriels publics et privés du secteur énergétique ainsi que des réseaux professionnels méditerranéens reconnus.

- aux grandes entreprises et PME du secteur, d'évaluer les différents partenariats possibles qui pourraient être noués avec leurs homologues du Sud ou du Nord, mais également avec les pôles de compétitivité, les universités et les institutions de recherche. Les entreprises doivent s'emparer de ce projet de Communauté de la même manière que les entreprises européennes s'étaient impliquées dans la CECA. Elles ne peuvent toutefois le faire que si elles sont puissamment soutenues par un engagement des États. Elles peuvent contribuer à ce projet dans une démarche de co-production et de co-développement.
- aux réseaux professionnels et institutionnels du secteur de l'énergie, de continuer à partager leurs réflexions et à renforcer leurs actions en étroite collaboration dans leur domaine respectif (maîtrise de l'énergie, régulation, électricité, gaz...) pour suggérer les initiatives prioritaires à mettre en œuvre et élaborer une stratégie énergétique commune.

En vue de la conférence ministérielle sur l'énergie de l'Union pour la Méditerranée qui aura lieu à Bruxelles fin 2013, et qui sera précédée d'un Sommet méditerranéen des affaires sur l'énergie, Ipemed propose de définir, avec l'appui des acteurs favorables à la mise en œuvre d'un nouveau partenariat énergétique, les éléments fondateurs de la Communauté euro-méditerranéenne de l'énergie afin de mobiliser les décideurs de la région.

Une dynamique, appuyée par Ipemed et l'OME, est en marche pour renforcer l'intégration et la solidarité énergétique entre les peuples des deux rives de la Méditerranée.



ANNEXES



ANNEXE 1 Note explicative sur la CECA

LA COMMUNAUTÉ européenne du charbon et de l'acier (CECA), initiée par la déclaration Schuman du 9 mai 1950 (le 9 mai étant resté Jour de l'Europe) et instituée par le traité de Paris du 18 avril 1951 entre la France, la RFA, l'Italie, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, a été la première des communautés européennes. Elle visait à mettre en commun, sous l'autorité d'une organisation supranationale, la production et la consommation du charbon et de l'acier français et allemand. Selon ses fondateurs, ce projet devait empêcher l'éclatement de nouvelles guerres en Europe et jeter les bases d'une communauté plus profonde entre les peuples européens. Elle a ouvert la voie au rapprochement franco-allemand – condition indispensable à la construction de l'Europe – et posé les bases de l'intégration supranationale en Europe.

Historique

CONTEXTE. La création de la CECA répond d'abord à la nécessité de trouver une solution aux problèmes liés à l'organisation des industries de base en Europe occidentale au début de 1950, notamment pour le charbon (qui fournissait alors la plus grande partie de l'énergie) et l'acier (matière première essentielle de l'industrie de l'armement). Ces problèmes étaient les suivants :

- la Commission économique pour l'Europe de l'ONU signale un risque de surproduction, les différents pays ayant développé leur production sans coordination ;
- le Plan Monnet pour la modernisation et l'équipement économique de la France, que finance le Plan Marshall, est étroitement lié aux ressources de charbon et d'acier de la Ruhr ;
- en RFA, les Alliés ont fixé des plafonds de production d'acier et installé l'Autorité internationale de la Ruhr pour répartir le charbon et l'acier allemand entre la consommation interne et les exportations vers les voisins, dont la France. Mais la RFA ne veut plus subir seule le contrôle international et suggère de l'étendre aux industries des pays voisins ;
- les Américains et les Anglais, en raison de la Guerre froide et de l'éclatement de la guerre de Corée le 25 juin 1950, veulent utiliser davantage le potentiel allemand et élever le plafond de production d'acier de la Ruhr ;
- depuis la fin de la guerre, les Alliés ont décidé de briser les grands cartels industriels de la Ruhr, armes de l'impérialisme allemand depuis la fin du XIX^e siècle. La demande croissante des Américains pour l'acier allemand risque d'entraîner la renaissance des cartels.

Dans ce contexte, la perspective d'une intégration sectorielle des industries européennes devient fréquemment évoquée à la fin des années 1940.



NAISSANCE DE LA CECA. Face à ces difficultés, Robert Schuman, ministre français des Affaires étrangères, recherche une solution permettant d'opérer le rapprochement franco-allemand. Il est pressé par la nécessité de répondre aux ouvertures d'Adenauer de faire évoluer la question du contrôle de la Ruhr et de la Sarre et de faire des propositions à Dean Acheson, secrétaire d'État américain, sur l'organisation de l'Europe occidentale. Jean Monnet, commissaire général au Plan de modernisation et d'équipement, lui propose, fin avril 1950, un projet audacieux de mise en commun du charbon et de l'acier, sous une autorité supranationale. Schuman l'adopte immédiatement et en prend la responsabilité politique. Au lieu d'agir par le canal diplomatique, Schuman, qui a reçu l'accord d'Adenauer, rend publique le 9 mai la proposition française dans une conférence de presse destinée à frapper l'opinion.

Dans cette déclaration, Robert Schuman explique notamment que :

- l'Europe [...] se fera par des réalisations concrètes, créant d'abord une solidarité de fait ;
- le rassemblement des nations européennes exige que l'opposition séculaire de la France et l'Allemagne soit éliminée ;
- la mise en commun des productions de charbon et d'acier assurera immédiatement l'établissement de bases communes de développement économique, première étape de la fédération européenne ;
- la solidarité de production qui sera ainsi nouée manifesterà que toute guerre entre la France et l'Allemagne devient non seulement impensable mais matériellement impossible ;
- par la mise en commun de la production de base, l'institution d'une Haute autorité nouvelle, [la CECA] réalise les premières assises concrètes d'une fédération européenne indispensable à la préservation de la paix

La Haute autorité commune serait composée non de représentants des gouvernements, mais de personnalités indépendantes. Elle aurait la charge et les pouvoirs d'ouvrir et de faire fonctionner le marché commun du charbon et de l'acier. Ce projet d'autorité supranationale est une innovation institutionnelle majeure. Pour éviter qu'il soit édulcoré lors des négociations, Schuman demande aux gouvernements intéressés de l'accepter par avance.

L'opinion réagit favorablement à l'initiative française et l'Allemagne, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Belgique adhèrent rapidement au projet.

Contenu du traité de Paris

OBJECTIFS. La CECA a pour mission de contribuer à l'expansion économique, au développement de l'emploi et au relèvement du niveau de vie dans les États membres, grâce à la création d'un marché commun du charbon et de l'acier. Pour cela, elle doit mettre en place les conditions assurant la répartition la plus rationnelle de la production au niveau de productivité le plus élevé, tout en préservant l'emploi. Le projet prévoit :

- la disparition des obstacles aux échanges (élimination des droits de douane et des contingentements) ;
- la suppression des discriminations dans les tarifs de transport (par l'établissement de tarifs internationaux directs) ;
- l'établissement de règles de concurrence (obtenir la publicité du barème des prix et interdire les ententes).



ÉLABORATION ET MISE EN VIGUEUR DU TRAITÉ. Dès après la déclaration du 9 mai, Paul Reuter, juriste, a immédiatement réuni un comité de juristes qui a dégagé les points de convergence et les a rédigés en projet d'accord. Cette méthode permettait de fixer l'acquis sans les faire dépendre des questions restées ouvertes. L'acquis, tel qu'il est apparu dans un mémorandum le 5 août (mémorandum Reuter), était déjà le cœur des institutions de la future CECA (principes, gouvernance). Les négociations du projet entre la France, l'Allemagne, l'Italie et les pays du Benelux (la conférence du Plan Schuman) ont eu lieu du 20 juin 1950 au 18 avril 1951 (10 mois). Le 18 avril 1951, est signé à Paris un traité détaillé instituant la CECA pour une durée de 50 ans. Le traité entre en vigueur le 23 juillet 1952, après la ratification française. La mise en place du marché commun est très rapide : le marché commun du charbon est ouvert le 10 février 1953 et celui du minerai du fer et de la ferraille le 1^{er} mai 1953.

LES ACTES JURIDIQUES DE LA CECA. La CECA jouit, dans les relations internationales, de la capacité juridique nécessaire pour exercer ses fonctions et atteindre ses buts. La Haute autorité dispose de trois instruments juridiques pour l'exécution de ses missions :

- les décisions, qui sont obligatoires en tous leurs éléments ;
- les recommandations, qui sont obligatoires dans les buts qu'elles définissent, mais laissent le choix des moyens pour atteindre ces buts ;
- les avis, qui ne lient pas.

Gouvernance

ARCHITECTURE INSTITUTIONNELLE. Sur le plan des institutions, la négociation du traité de Paris a consacré le principe d'une Haute autorité supranationale, mais introduit d'autres organes destinés à lui faire contrepoids (un Conseil spécial des ministres, une Assemblée-représentant les Parlements, un Comité consultatif, une Cour de Justice).

CADRE FINANCIER. La CECA dispose de ressources propres qui lui assurent une indépendance financière. Ces ressources proviennent d'un taux de prélèvement sur le chiffre d'affaires des industries du charbon et de l'acier, versé par les entreprises. La Haute autorité peut également contracter des emprunts, et consentir aux entreprises des pays membres des prêts destinés à développer leur productivité et à améliorer les conditions sociales (reclassement de la main d'œuvre, construction de logements).

Œuvre de la CECA

PENDANT UNE PÉRIODE de transition de cinq ans, la Haute autorité, sous la forte impulsion de ses présidents successifs, Jean Monnet (1952-1955) puis René Mayer (1955-1957), a réalisé l'œuvre difficile d'ouvrir le Marché commun. L'ouverture du Marché commun a des effets favorables :

- intensification des échanges ;
- plus grande transparence du marché ;
- stabilisation des prix ;
- bilan économique et social largement positif.



Mais la CECA rencontre par la suite plusieurs difficultés :

- la Haute autorité ne peut éliminer complètement les ententes occultes sur les prix entre producteurs ;
- à partir de 1958, la Haute autorité souffre de la faiblesse de ses présidents ;
- le traité de Rome, qui institue en 1957 la CEE et Euratom, fait passer la CECA au second plan ;
- au tournant des années 1960, la mévente du charbon européen (usage croissant du pétrole et concurrence du charbon américain meilleur marché) entraîne une grave crise structurelle qui met en difficulté la Haute autorité (refus de la France, de l'Allemagne et de l'Italie d'abaisser leur production).

EN 1967, L'ENTRÉE en vigueur du Traité de fusion des exécutifs des trois communautés (ou Traité de Bruxelles) fusionne les structures exécutives (CEE, CECA et Euratom) et institue la Commission européenne en lieu et place de la Haute autorité. Le traité CECA est venu à expiration le 23 juillet 2002.



ANNEXE 2

Les textes européens disposant d'un volet sur l'énergie dans la région euro-méditerranéenne (depuis 2010)

COMMUNICATION de la Commission du 10 novembre 2010, COM (2010) 639 final, intitulée communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions – *Énergie 2020 Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre*.

- « À cet égard, il faut poursuivre l'intégration du marché et la convergence réglementaire par des accords globaux avec l'UE fondés sur les règles de l'UE dans les pays concernés par la politique européenne de voisinage et le processus d'élargissement, notamment dans la région méditerranéenne et avec les pays de transit tels que l'Ukraine et la Turquie. » Priorité 5, page 22.
- « Des propositions seront également présentées pour arrêter le cadre réglementaire nécessaire entre l'UE et les pays tiers afin de définir des itinéraires stratégiques depuis les nouveaux fournisseurs, notamment au niveau du corridor sud et du sud du bassin méditerranéen. Les enjeux abordés comprendront la problématique de l'approvisionnement, notamment le développement du réseau et les possibilités d'entente d'approvisionnement groupé, ainsi que les aspects réglementaires, notamment le libre transit et la sécurité des investissements. » Priorité 5, page 22.

COMMUNICATION conjointe de la Commission européenne et de la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité du 8 mars 2011, COM (2011) 200 final, intitulée communication conjointe au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions – *Un partenariat pour la démocratie et une prospérité partagée avec le Sud de la Méditerranée*.

- « Création d'une Communauté de l'énergie UE-Sud de la Méditerranée. » §7, page 10
- « Il est souhaitable d'offrir des perspectives crédibles d'intégration, progressive et différenciée, du Sud de la Méditerranée dans le marché intérieur de l'énergie de l'UE. À moyen et à long terme, cela se traduirait par la mise en place d'une sorte de "communauté de l'énergie" entre l'UE et le Sud de la Méditerranée, qui s'adresserait d'abord aux pays du Maghreb et pourrait progressivement s'étendre aux pays du Machrek. » §7, page 10-11.



AVIS du Comité économique et social européen du 15 mars 2011, TEN/443 CESE 541/2011 sur le thème « approvisionnement énergétique : de quel type de politique de voisinage avons-nous besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement de l'UE ? ».

- « L'union [européenne] devrait proposer également aux pays des rives méridionales de la Méditerranée une association au sein d'une Communauté de l'énergie spécifique. L'achèvement de la boucle méditerranéenne, le circuit des réseaux électriques, les projets en cours d'élaboration, comme Desertec, le Plan Solaire méditerranéen, ainsi que la coopération méditerranéenne elle-même devraient inciter à lancer, suivant l'exemple du Maghreb, une collaboration renforcée dans le domaine de l'efficacité énergétique, des sources d'énergies renouvelables, du transport et de l'interconnexion des réseaux, ou encore de la modernisation des systèmes de production et de distribution. » § 4.6.2, page 9.

COMMUNICATION conjointe de la Haute représentante de l'Union pour les Affaires étrangères et la politique de sécurité et de la Commission européenne du 25 mai 2011, COM(2011) 303, intitulée communication conjointe au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions – *Une stratégie nouvelle à l'égard d'un voisinage en mutation* :

- « La coopération dans le domaine de l'énergie sera renforcée grâce à un dialogue plus soutenu sur les politiques à mener en matière énergétique, destiné à promouvoir l'intégration des marchés, à une meilleure sécurité énergétique fondée sur des cadres réglementaires convergents, notamment sur des normes de sécurité et environnementales, à la mise en place de nouveaux partenariats sur les sources d'énergie renouvelables, l'efficacité énergétique et la sécurité nucléaire. À moyen terme, ces mesures pourraient aboutir à une extension du traité instituant la Communauté de l'énergie aux voisins qui n'y ont pas encore adhéré ou, sur la base de l'expérience acquise, à la création d'une Communauté de l'énergie entre l'UE et la Méditerranée du Sud. » § 2.3, page 12.

COMMUNICATION de la Commission du 7 septembre 2011, COM(2011) 539 final, intitulée Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Economique et Social Européen et au Comité des Régions, sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la coopération internationale – *La politique énergétique de l'UE : s'investir avec des partenaires au-delà de nos frontières*.

- « À l'avenir, une approche similaire pourrait être envisagée en vue d'instaurer un cadre fournissant la base juridique et politique appropriée à l'importation d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables des pays du Sud de la Méditerranée. » § 1.1, page 5.
- « La région méditerranéenne prend de plus en plus d'importance pour l'approvisionnement énergétique de l'UE en combustibles fossiles et potentiellement en électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Aussi l'UE devrait-elle s'engager plus activement à promouvoir le développement des infrastructures énergétiques dans cette région. » § 1.2, page 6.



- « Promouvoir la coopération avec les pays du Sud de la Méditerranée sur des projets d'énergie renouvelable, notamment dans le cadre du plan solaire méditerranéen, en lançant des projet pilotes de centrales solaires en 2011-2012. » page 6.
- « La situation concernant l'énergie au Sud de la Méditerranée exige de faire preuve d'ambition. La demande d'énergie dans la région devrait doubler d'ici à 2020. Aussi une réforme du marché s'impose-t-elle d'urgence pour inciter à investir dans les énergies propres et efficaces et dans les technologies à faibles émissions de carbone. Comme première mesure, l'UE est disposée à œuvrer à l'élaboration d'un « partenariat euro-méditerranéen de l'énergie » essentiellement axé sur le développement des énergies renouvelables. » § 1.3, page 8.
- « La coopération future entre l'UE et la Libye dans le domaine de l'énergie pourrait porter sur un large éventail de sujets, sans exclure les énergies renouvelables, l'électricité et la gestion du marché, et devrait viser à faciliter la pleine intégration de la Libye dans les structures régionales et euroméditerranéennes de coopération en la matière. De plus, l'UE soutiendra les efforts des compagnies européennes pour aider le pays à récupérer son potentiel d'exportations de pétrole et de gaz. » § 2.1, page 11.
- « Créer un forum avec les partenaires intéressés dans la Méditerranée afin de promouvoir activement les normes de sécurité les plus élevées pour l'offshore pétrolier et gazier dans la région. » § 2.4, page 16.

CONCLUSIONS du Conseil de l'Union Européenne du 24 novembre 2011, 17615/11, sur le renforcement de la dimension extérieure de la politique énergétique de l'UE.

- « Il convient d'intensifier les efforts en vue de: renforcer la sécurité énergétique [...] notamment en : [...] proposant aux pays méditerranéens un partenariat centré initialement sur l'électricité et les énergies renouvelables dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée et s'appuyant sur le Plan solaire méditerranéen. » § 3. c) page 7.

COMMUNICATION de la Commission du 15 décembre 2011, COM (2011) 885 final, intitulée Communication de la Commission au Parlement Européen, au Conseil, au Comité Economique et Social Européen et au Comité des Régions – *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050*.

- « L'UE continuera à encourager et à faciliter le développement des sources d'énergies renouvelables et à faible taux d'émissions dans la Méditerranée du Sud ainsi que les interconnexions avec les réseaux de distribution européens. » b) page 12.
- « Pour exploiter l'électricité issue des sources d'énergies renouvelables de la mer du Nord et de la Méditerranée, des infrastructures supplémentaires considérables, en particulier sous-marines, seront nécessaires. » b) page 18.

COMMUNICATION de la Commission du 6 juin 2012, COM (2012) 271 final, intitulée Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions – *Energies renouvelables : un acteur majeur du marché européen de l'énergie*.



- « Parmi les projets en cours de développement qui pourraient faire appel aux mécanismes de coopération, citons le projet d'électricité solaire Helios en Grèce, des projets ou régimes d'aide communs dans les mers septentrionales, ainsi que d'autres initiatives analogues dans le Sud de la Méditerranée ou relevant plus largement de la politique européenne de voisinage. » § 3, page 6.
- « La Commission [...] facilitera la coopération internationale sur le développement des énergies renouvelables en permettant de faire jouer pleinement les mécanismes de coopération susceptibles de développer les énergies renouvelables dans le Sud de l'espace méditerranéen et, dans le contexte du renforcement du dialogue UE-Sud méditerranéen sur le changement climatique, demandera un mandat pour la négociation d'accords bilatéraux/multilatéraux autorisant l'utilisation de crédits aux fins de projets concernant les énergies renouvelables dans le Sud méditerranéen. » a) p 6-7.
- « [...] proposera des mesures spécifiques visant à encourager le commerce d'électricité d'origine renouvelable dans le cadre d'un accord futur avec les partenaires d'Afrique du Nord, par exemple sur la base de mandats de négociation spécifiques, ouvrant la voie à une communauté de l'énergie UE-Sud méditerranéen. » b) p 7.

COMMUNICATION conjointe de la Haute représentante de l'Union pour les affaires étrangères et la politique de sécurité et de la Commission européenne du 20 mars 2013, JOIN (2013) 4 final, intitulée Communication au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des Régions – *Politique européenne de voisinage: vers un renforcement du partenariat.*

- « L'UE et ses partenaires méditerranéens ont réalisé des avancées limitées sur la voie de la création future d'une Communauté méditerranéenne de l'énergie. » § 49, page 14.



ANNEXE 3

Capacités de production de pétrole et de gaz dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée et en Europe

TABLEAU 17. Capacités de production de pétrole et de raffinage dans les Psem (Mt)

	Production (Mt)		Raffinerie (milliers de barils/jour)	
	2010	2011	2010	2011
Algérie	75,5	74,3	NC	500
Égypte	35,0	35,2	NC	747
Libye	77,4	22,4	1 770	510
Maroc	0,0	0,0	NC	80
Syrie	19,1	16,5	NC	-
Tunisie	3,8	3,7	NC	30
TOTAL	210,8	152,1		≈ 1 987
Turquie	-	-	613	613
TOTAL (2)	210,8	152,1	NC	2 480

BP Statistical Review of World Energy (June 2012), Oxford Business Group, Rapport Sénat 2012, Ubifrance

TABLEAU 18. Capacités de production de pétrole et de raffinage dans les pays européens

	Production (Mt)		Raffinerie (milliers de barils/jour)	
	2010	2011	2010	2011
Allemagne	-	-	2 091	2 077
Belgique	-	-	813	823
Danemark	12,2	10,9	-	-
Espagne	-	-	1 427	1 467
France	-	-	1 702	1 610
Grèce	-	-	440	498
Italie	5,1	5,3	2 396	2 331
Norvège	98,6	93,4	310	310
Pays-Bas	-	-	1 274	1 276
Roumanie	4,3	4,2	-	-
Royaume-Uni	63,0	52	1 757	1 757
Suède	-	-	422	434
TOTAL PNM*	5,1	5,3	5 965	5 906
TOTAL	183,2	165,8	12 632	1 2583

* Pays nord méditerranéens.

BP Statistical Review of World Energy (June 2012).



TABLEAU 19. Production de gaz dans les Psem en milliards de m³ et en tonnes équivalent pétrole

	Production 2010	Production 2011
En milliards de m ³		
Algérie	80,4	78,0
Égypte	61,3	61,3
Libye	16,8	4,1
Syrie	7,7	8,3
TOTAL	166,2	151,7
En Mtep		
TOTAL	149,6	136,5

BP Statistical Review of World Energy (June 2012)

TABLEAU 20. Production de gaz dans pays européens en milliards de m³ et en tonnes équivalent pétrole

	Production 2010	Production 2011
En milliards de m ³		
Allemagne	10,6	10,0
Danemark	8,2	7,1
Italie	7,6	7,7
Norvège	106,4	101,4
Pays-Bas	70,5	64,2
Roumanie	10,9	11
Royaume-Uni	57,1	45,2
Total PNM	7,6	7,7
Total	271,3	246,6
En Mtep		
TOTAL	192,8	181,3

BP Statistical Review of World Energy (June 2012)

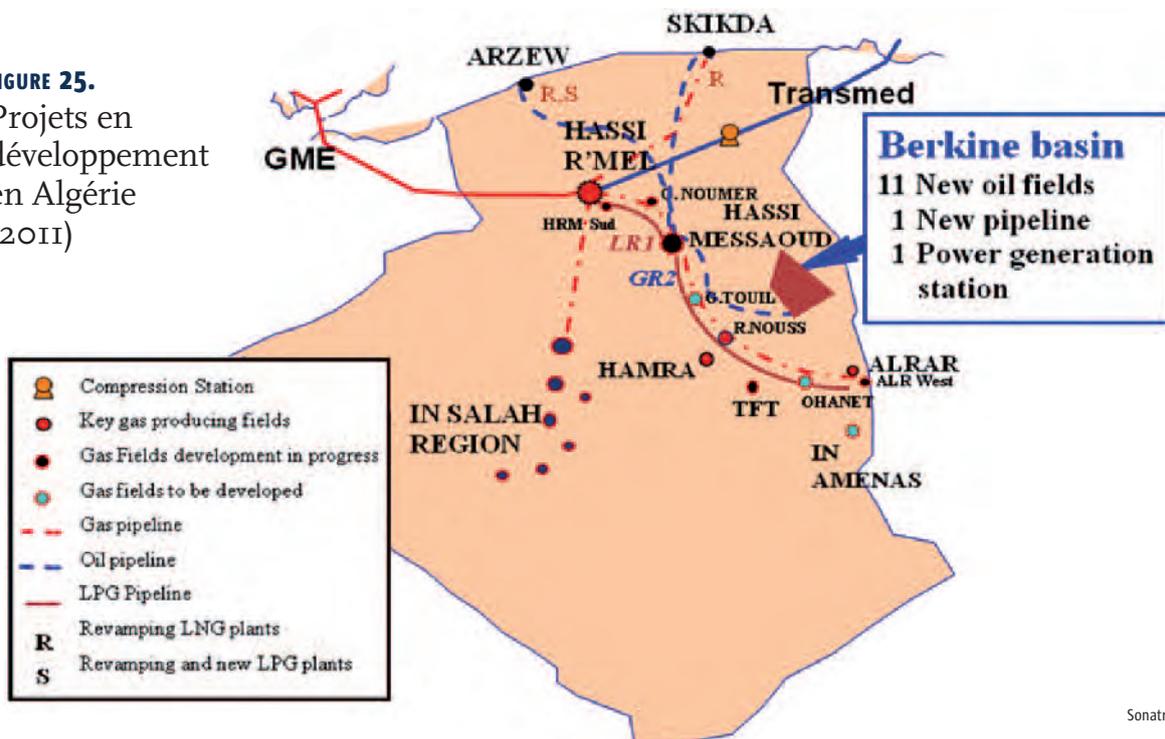


ANNEXE 4 Présentation et mise en perspective de la chaîne de production pétro-gazière en Algérie

Exploration

LE POTENTIEL PÉTROLIER et gazier de l'Algérie est riche et considéré comme prospectif. Il reste cependant sous-exploré. La superficie du domaine minier est de 1,5 million km² dont seulement la moitié a fait l'objet de prospection. La densité des forages est de seulement quatorze puits pour 10 000 km² contre cent dans le monde. La densité des forages la plus forte est dans le bassin de Berkine dans le Sahara est (57 puits/10 000 km²).

FIGURE 25.
Projets en développement en Algérie (2011)



Sonatrach

Production d'hydrocarbures

LES GISEMENTS de Hassi Messaoud et du bassin de Berkine sont à la base du développement pétrolier. La production pétrolière algérienne se maintient à un niveau de 1,729 millions de barils/jour. Le gisement de Hassi Messaoud et ses champs périphériques assurent plus du tiers de la production, suivis des gisements du bassin de Berkine et de Tin Fouye Tabankort dans le Sud-Est algérien.

Le gisement de Hassi Rmel couvre 60 % de la production nationale de gaz naturel. Le développement gazier se poursuit à partir des gisements en développement. La production gazière a été de 78 milliards de mètres cubes

**TABEAU 21.** Évolution de la production d'hydrocarbures en Algérie

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010
Pétrole (Mbj)	1,652	1,680	1,852	1,946	2,015	2,003	2,016	1,993	1,816	1,762	1,729	-1,6 %
Gaz (Bcm)	78,2	80,4	82,8	82	88,2	84,5	84,8	85,8	79,6	80,4	78	-3 %

BP Statistical Review of World Energy (June 2012)

(Bcm) en 2011, en baisse de 3 % par rapport à 2010. Ce fléchissement de la production, perceptible depuis 2009, est dû à l'arrêt du développement de l'amont algérien cette dernière décennie, conséquence d'un manque de réalisme dans la politique partenariale ainsi que de changements inadaptés de la réglementation. Cette tendance n'apparaît pas comme structurelle, considérant le potentiel considérable du sous-sol algérien autant en hydrocarbures conventionnels que non conventionnels. La mise en production de nouveaux gisements (Gassi-Touil, Quartzites de Hamra, El Merk, gisements du Sud-Ouest – Timimoun, Ahnet, Touat, Reggane, etc.) devrait résorber à court terme cette tendance baissière. A moyen et long termes, la reprise du développement de l'amont, consécutive aux nouvelles approches, plus réalistes et ouvertes au partenariat international des gestionnaires du secteur de l'énergie, mais aussi au potentiel en gaz non conventionnels, estimé comparable aux réserves américaines, devrait se traduire par l'arrivée de volumes conséquents en mesure de soutenir une courbe d'offre robuste sur longue période. (TABLEAU 21)

Capacités de raffinage

SONATRACH EST CONFRONTÉE à un accroissement de la demande interne qui l'oblige à moderniser et accroître ses capacités de raffinage, et, pour répondre à l'urgence, à importer de grandes quantités de carburants. Le groupe Sonatrach a annoncé en août 2012 qu'il prévoyait d'importer 2,5 millions de tonnes de carburant, dont deux millions de tonnes de gasoil pour l'année 2012⁷⁵.

Sonatrach dispose d'une capacité de raffinage de 21,9 millions de tonnes par an (MTA) répartie comme suit :

- raffinerie d'Alger (2,7 MTA) ;
- raffinerie de Skikda (15 MTA) ;
- raffinerie d'Arzew (2,5 MTA) ;
- raffinerie de Hassi Messaoud (1,1 MTA) ;
- raffinerie d'Adrar (600 000 TA).

Il faut également noter l'unité Topping de Condensat de Skikda (TOPC) avec une capacité de production de 5 millions de tonnes qui a traité 4,66 millions de tonnes en 2010. Un programme de réhabilitation et de modernisation de la raffinerie de Skikda a été engagé pour un coût de deux milliards de dollars. Il augmentera la capacité de production de 10 % pour la porter à 16,6 millions de tonnes par an, dont 4,7 millions de tonnes de gasoil et 2 millions de tonnes d'essence. Suivra celle d'Alger qui verra sa capacité s'accroître de 35 % pour être portée à 3,64 millions de tonnes. Ces programmes permettront aussi de porter l'outil national de raffinage au niveau des nouvelles réglementations environnementales européennes en matière de qualité des produits. Par ailleurs, le ministre de l'Énergie et des Mines a annoncé au printemps 2012 que l'Algérie allait investir 10 milliards de dollars pour construire cinq nouvelles raffineries et porter sa capacité de raffinage à 30 MTA.

75. L'Expression, « 2,5 millions de tonnes de carburants importés, l'autre paradoxe algérien », 4 août 2012.



Réseau de transport

LE RÉSEAU DE TRANSPORT des hydrocarbures est long de 14 000 km. Il comprend aussi des infrastructures complémentaires :

- 81 stations de pompage et de compression ;
- un parc de stockage de pétrole brut et de condensat de 118 bacs d'une capacité design de 3,8 millions de m³ ;
- une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA ;
- une infrastructure de maintenance et d'entretien articulée autour de trois bases principales de maintenance et de trois bases régionales d'intervention ;
- un Centre national de dispatching gaz (CNDG) à HassiR'Mel ;
- un Centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra (vers Hassi Messaoud).

Il se prolonge outre Méditerranée par trois gazoducs transcontinentaux (**FIGURE 10**, page 32) :

- le gazoduc Enrico Mattei, d'une capacité de 30 Bcm, reliant Hassi Rmel à l'Italie et la Sardaigne, via la Tunisie ;
- le gazoduc Pedro Duran Farell, d'une capacité de 8 Bcm, reliant Hassi Rmel à Séville en Espagne et Setubal au Portugal via le Maroc ;
- le Medgaz, d'une capacité de 8 Bcm, reliant Hassi Rmel à Almeria en Espagne.

Terminaux GNL

LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION est de 26,7 milliards de m³/an. Les nouveaux trains de GNL de Skikda et Arzew permettront un apport additionnel de 14 milliards de m³/an en 2013. Quatre usines de GNL ont été construites en Algérie :

- GL1K/GL2K (Skikda) : 4 Bcm ;
- GL1Z (Bethioua) : 10,5 Bcm ;
- GL2Z (Bethioua) : 10,5 cm ;
- GL4Z (Arzew) : 1,7 Bcm.

Séparation GPL

L'ALGÉRIE EST AUSSI UN IMPORTANT producteur de GPL. Près de 85 % des GPL produits proviennent des unités de traitement de gaz des champs. Deux complexes de séparation de GPL (butane-propane) d'une capacité totale de 8,6 millions de tonnes existent au niveau de la zone industrielle d'Arzew (GP1Z et GP2Z). La mise en exploitation de la nouvelle usine de séparation à Arzew, d'une capacité de 3 millions de tonnes par an, portera les disponibilités à l'exportation à 11,6 millions de tonnes par an.



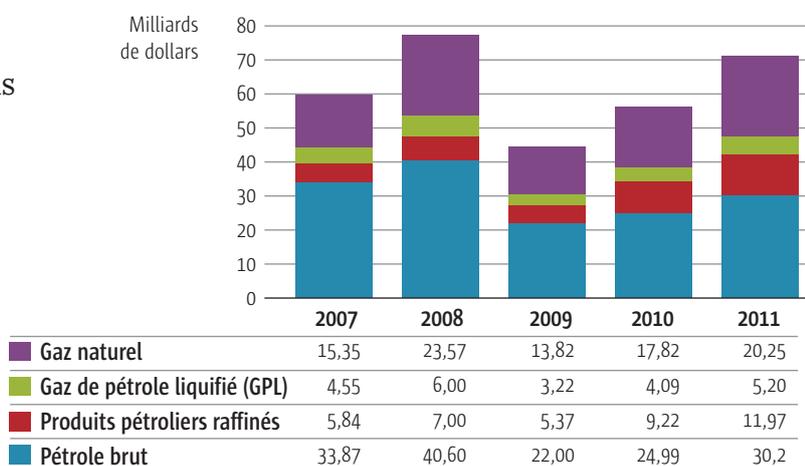
ANNEXE 5 Les hydrocarbures dans l'économie nationale algérienne

TABLEAU 22. Revenus issus des exportations d'hydrocarbures de l'Algérie

Milliards de dollars	2007	2008	2009	2010	2011
Exportation hydrocarbures	59,61	77,19	44,42	56,12	71,66
Exportation hors hydrocarbures	0,98	1,4	0,77	0,97	1,22

Banque d'Algérie, d'après Office national des statistiques

FIGURE 26. Exportations par produit



Ministère de l'Énergie et des Mines

FIGURE 27. Part des hydrocarbures dans le PIB algérien⁷⁶

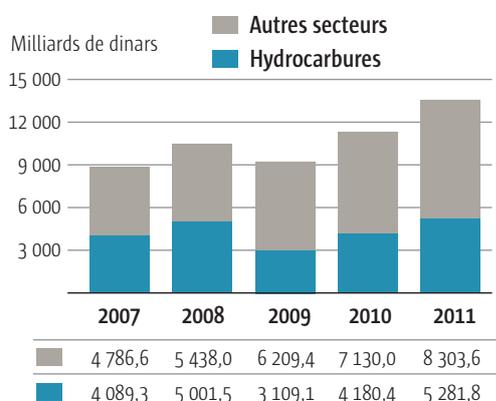
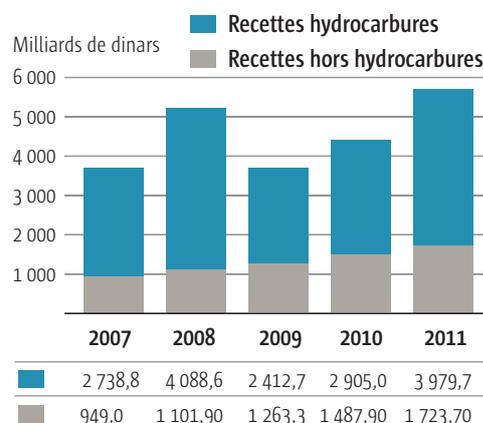


FIGURE 28. Les hydrocarbures dans les recettes budgétaires (2007-2011)



Banque d'Algérie, d'après Office national des statistiques et Direction générale du Trésor de l'Algérie

76. Taux de change du dinar : http://ec.europa.eu/budget/contracts_grants/info_contracts/infoeuro/infoeuro_en.cfm

**ANNEXE 6**

La ressource humaine, la science et la technologie. Quels challenges en Algérie ?

Emplois dans le secteur de l'énergie et dans les industries liées (pétrochimie) en Algérie

LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE et des mines emploie 226 500 agents. L'effectif permanent de Sonatrach est de 47 900 agents, répartis par fonction comme suit : 55 % dans les fonctions cœur de métier, 23 % dans les fonctions de soutien et 22 % dans les fonctions de support. Le groupe électricien et distributeur de gaz Sonelgaz emploie au total 52 637 personnes.

Les principales filiales de Sonatrach dépassent par leurs effectifs (67 693 agents) la maison mère :

- la filiale de distribution de produits pétroliers Naftal emploie à elle seule 29 380 agents ;
- l'entreprise des travaux aux puits ENTTP emploie 6 939 agents ;
- l'entreprise des grands travaux pétroliers ENGTP emploie 7 000 salariés ;
- le groupe ENSP spécialisé dans les services pétroliers emploie 2 700 agents ;
- l'entreprise de génie civil et de bâtiment GCB emploie 6 500 salariés ;
- l'entreprise nationale de forage Enafor emploie 5 000 agents ;
- l'entreprise nationale de géophysique Enageo a 5 154 employés ;
- l'entreprise nationale des canalisations Enac emploie 2 574 agents ;
- l'entreprise nationale de pétrochimie Enip emploie 2 446 agents.

Problématique de la compétence nationale

Universités de sciences et de technologies, centres et instituts de formation propres au secteur

PARMI LES UNIVERSITÉS algériennes, certaines disposent du potentiel pour soutenir le secteur énergétique algérien. Elles ont en général contribué à former l'essentiel des cadres de ce secteur. Néanmoins, leur incapacité à s'adapter au changement et à exploiter toute l'étendue de leurs capacités scientifiques pour s'articuler dans une relation organique avec les compagnies énergétiques et s'engager dans un cercle vertueux de fertilisation croisée les fragilisent. Un partenariat triangulaire avec des universités et des énergéticiens européens peut les engager structurellement dans un tel processus. Les universités et écoles spécialisées dans le secteur de l'énergie en Algérie sont :



- L'Université des sciences et technologies Houari Boumediene d'Alger (USTHB) : facultés des mathématiques, génie civil, génie mécanique et génie de procédés, faculté de physique, électronique, informatique et chimie ;
- L'Université des sciences et technologies d'Oran Mhamed-Boudiaf (USTO) prend en charge les mêmes disciplines que l'USTHB ;
- L'École nationale polytechnique d'Alger : départements automatique, électrotechnique, électronique, génie industriel, génie chimique, génie civil, génie de l'environnement, génie mécanique, génie minier, métallurgie ;
- L'Université M'Hamed-Bougara de Boumerdes a été créée en 1998 sur la base du regroupement de six Instituts nationaux dont la création remonte aux années 60-70 et 80 : Institut national des hydrocarbures (INH), Institut national de génie électrique et électronique (Inelec), Institut national de génie mécanique (INGM), Institut national des matériaux de construction (INMC), Institut national des industries manufacturières (Inim) et Institut national des industries alimentaires (Inia).

LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE a développé plusieurs instruments de formation dont nous citerons particulièrement :

- L'Institut algérien du pétrole (IAP-CU) (écoles de Boumerdes et d'Oran) : formations spécialisantes et diplômantes post-graduées en géosciences, technologies pétrolières amont et aval, gaz naturel liquéfié, économie, HSE (opérateurs, agents de maîtrise, techniciens, techniciens supérieurs, ingénieurs d'application, ingénieurs d'État spécialisés et post-graduations). Prestations de services (études, analyses et expertise) ;
- le Centre de perfectionnement de Sonatrach (CPE) : management, finances, marketing, informatique, QHSE, technologie ;
- Naftogaz installée à Hassi Messaoud : formations et perfectionnement technique en forage, *well control*, production, exploitation, informatique, et aussi management ;
- L'Institut de formation en électricité et gaz (Ifeg) dispose des trois centres spécialisés : Blida, Aïn M'Lila et Ben Aknoun. Formation dans le domaine technique production, transport et distribution de l'électricité, énergies nouvelles et renouvelables ;
- L'École technique de Blida de Sonelgaz : formation dans les métiers de l'électricité et du gaz. La production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz et les énergies nouvelles et renouvelables.

Les acteurs nationaux face aux challenges technologiques actuels : EOR, géosciences, gaz de schistes, renouvelables, électronucléaire couplé au dessalement, etc.

IL EXISTE DES CENTRES de recherche et de sociétés d'ingénierie, embrassant tout le spectre des disciplines scientifiques touchant à l'énergie des hydrocarbures et au nucléaire avec deux petits réacteurs de recherche. L'Algérie n'est pas pour autant dans une posture offensive en matière technologique. On peut le regretter. Le centre de recherche de Sonatrach à Boumerdes a davantage vocation à prendre en charge des activités courantes de laboratoire et de soutien aux activités amont. De même que les laboratoires de recherche dans les renouvelables restent en retrait par rapport à ce qui se fait dans le monde.



La crise que traverse l'université algérienne (due notamment au sous-encadrement en personnel de recherche, les meilleurs partant à l'étranger) prive les processus opérationnels d'ingénierie, de maintenance lourde et de développement de l'appui scientifique qui permettent de faire des entreprises des systèmes apprenants et d'y enclencher des dynamiques de création de connaissances. Ainsi ces processus opérationnels sont incapables d'accumuler et de produire des connaissances, faute d'être eux-mêmes enracinés dans les disciplines scientifiques fondamentales. Dans le meilleur des cas, ce sont les entreprises étrangères qui capitalisent les connaissances issues de l'expérience. L'ingénierie, qui est la mémoire de tout processus industriel et le point de rencontre dans l'activité opérationnelle, est quasiment absente dans le pays.

Le partenariat avec les entreprises européennes peut être la voie pour enclencher un cercle vertueux de création de connaissances et d'innovation. Il doit viser à développer des processus innovants qui traversent le tissu industriel des champions énergétiques et des PME et les lient à l'université en agissant sur sa mutation qualitative. Pour cela, ce partenariat doit s'ancrer dans l'ingénierie et impliquer les universités des deux rives, qui devront jouer un rôle moteur dans les dynamiques à l'œuvre.



ANNEXE 7 Système électrique dans les Psem

Consommation d'énergie primaire du système électrique et capacité électrique installée sur les rives sud et est de la Méditerranée

TABLEAU 23. Consommation d'énergie primaire du système électrique (inputs de production)

En Mtep	2009	CS 2020	CS 2030	PS 2020	PS 2030
Total Région	396	512	612	468	525
Total Psem	118	196	277	155	210
Part des Psem	30 %	38 %	45 %	33 %	40 %

MEP 2011 (OME)

TABLEAU 24. Capacité installée du parc de production d'électricité de la rive sud

En MW	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydro	Renouvelable	Total
2009	1 785	9 712	34 230	0	5 029	828	51 585
CS 2030	3 446	7 892	92 036	3 500	5 457	15 657	127 988
PS 2030	1 035	6 693	60 531	6 000	5 457	39 247	119 563
CS 2020	2 489	8 119	66 976	0	5 330	9 314	92 228
PS 2020	2 213	7 829	60 099	1 033	5 330	19 930	96 658

TABLEAU 25. Capacité installée du parc de production d'électricité de la rive est

En MW	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire	Hydro	Renouvelable	Total
2009	17 168	10 296	23 930	0	15 959	975	68 328
CS 2030	41 149	12 855	69 209	6 100	39 090	24 796	193 199
PS 2030	13 048	8 164	55 631	11 100	39 030	42 147	169 181
CS 2020	24 233	10 447	46 458	0	26 821	13 416	121 465
PS 2020	14 985	9 244	43 248	0	26 821	20 951	115 248

LA DÉCOMPOSITION du parc de production entre la région Sud et Est révèle des similitudes dans la progression du renouvelable d'ici 2030, mais aussi la persistance de différences dans le recours aux énergies – présence du charbon et hydro plus importante dans la région Sud-Est.

Sur la rive sud, le renouvelable représente 12 % de la capacité totale installée du parc de production du Sud dans le scénario Cs en 2030 et 33 % dans le scénario PS. Le gaz représente 72 % de la capacité dans le scénario Cs et 50 % dans le scénario PS. (TABLEAU 20)

Sur la rive est, le renouvelable représente 13 % de la capacité totale installée dans le scénario Cs en 2030 et 25 % dans le scénario PS. Le gaz représente 36 % de la capacité dans le scénario Cs et 33 % dans le scénario PS. (TABLEAU 21)

La région Est a aujourd'hui une capacité installée en charbon dix fois plus importante que la région Sud. Le scénario PS projette une division par trois de cette capacité en 2030, comparé au scénario Cs, dans les deux régions. Par ailleurs, les deux sous-régions disposeraient d'une représentation équivalente d'énergies renouvelables dans leur capacité de production électrique installée totale (entre 33 % et 36 %). Notons que le parc de production d'énergies renouvelables sera majoritairement composé d'éolien.



ANNEXE 8 Capacité et production d'énergies renouvelables sur la rive sud et sur la rive est de la Méditerranée

TABLEAU 26. Capacité du parc de production renouvelable dans les pays de la rive sud de la Méditerranée

En MW	Éolien	Solaire	Autres	Total
2009	817	11,6	0	828,6
CS 2020	6987	2327	0	9314
PS 2020	13986	5944	225	20155
CS 2030	11955	3702	0	15657
PS 2030	27007	12240	600	39847

TABLEAU 27. Capacité du parc de production renouvelable dans les pays de la rive est de la Méditerranée

En MW	Éolien	Solaire	Autres	Total
2009	803	13,4	159	1 804
CS 2020	10013	3027	568	24 726
PS 2020	5814	2056	525	28 550
CS 2030	17045	6698	1 000	40 400
PS 2030	27693	12960	1400	81 900

TABLEAU 28. Production renouvelable dans les pays de la rive sud de la Méditerranée

En TWh	Éolien	PV	Autres	Total
2009	1,6	0,02	0	1,62
CS 2020	15	4	0	20
PS 2020	31	10	1	42
CS 2030	29	7	0	36
PS 2030	67	22	3	92

TABLEAU 29. Production renouvelable dans les pays de la rive est de la Méditerranée

En TWh	Éolien	PV	Autres	Total
2009	1,4	0,02	0,8	2,22
CS 2020	20	5	2	27
PS 2020	10	4	2	16
CS 2030	36	11	4	51
PS 2030	58	22	6	86



ANNEXE 9 Présentation de Medgrid

LES ASSOCIÉS DE MEDGRID sont aujourd'hui 22 compagnies ou organisations de profils divers provenant des deux rives de la Méditerranée, qui partagent une même conviction dans l'avenir des énergies renouvelables dans les Psem et dans le besoin de développer le réseau méditerranéen d'interconnexion électrique. Parmi les membres de Medgrid, on relève la présence de gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz, de compagnies de production d'électricité, de fournisseurs de moyens de production renouvelables ou non, de matériels électriques, de fournisseurs de services informatiques, de fabricants de câbles, d'établissements financiers et d'investisseurs.

Les missions de Medgrid

L'ACTION DE MEDGRID se décline en quatre missions :

- proposer le schéma directeur technique et économique d'un réseau transméditerranéen capable d'exporter environ 5 GW vers l'Europe en 2020 ;
- promouvoir un cadre de régulation propice aux investissements, à la rentabilité des investissements, à l'accès des énergies renouvelables du Sud au marché unique européen ;
- évaluer les bénéfices des investissements d'infrastructure et d'échanges d'électricité sur la croissance, l'activité économique et l'emploi ;
- développer les coopérations techniques et technologiques avec le Sud autour des projets de liaisons électriques transméditerranéennes.

Le programme de travail de Medgrid

POUR PROMOUVOIR le réseau méditerranéen d'interconnexion électrique, Medgrid montrera le bénéfice qu'apportera ce réseau, en permettant l'exportation de l'électricité renouvelable produite dans les Psem et l'exploitation optimisée des parcs de production de l'ensemble euro-méditerranéen, en termes économiques et de réduction des émissions de CO₂, à comparer aux coûts d'investissements de ce réseau (les investissements nécessaires pour réaliser les seules interconnexions entre les Psem afin de faire transiter les 5 GW pourraient s'élever à 6 milliards d'euros). Medgrid proposera les évolutions réglementaires qui sont nécessaires pour permettre la réalisation de ce réseau et son exploitation pour des échanges aussi bien Sud-Nord que Nord-Sud, et identifiera les développements technologiques qui pourront faciliter sa réalisation. Le but est de contribuer à créer un climat favorable aux initiatives des investisseurs, non seulement dans le réseau, mais aussi dans les installations de production puisqu'ils seront informés sur les faisabilités techniques de transport de l'énergie et sur le coût de ce transport.



Le travail de Medgrid s'articule selon cinq axes, chacun pris en charge par un groupe de travail dédié, constitué des représentants des actionnaires :

- la faisabilité technique des développements du réseau,
- les analyses économiques,
- les conditions de financement,
- les aspects réglementaires,
- les aspects technologiques.

Parallèlement Medgrid se doit de communiquer sur les résultats de ses investigations et d'agir pour que ces recommandations, notamment en matière de réglementations ou de financement, soient prises en compte.

Les activités de développement du réseau

L'OBJET EST DE DÉTERMINER la structure et la consistance technique du réseau qui permettra d'assurer le niveau d'exportation d'électricité renouvelable prévu dans le Plan Solaire Méditerranéen et, des échanges économiquement justifiés d'électricité conventionnelle à l'horizon 2020-2025. Ceci implique une démarche qui consiste à identifier les solutions techniquement faisables, et aux meilleures conditions techniques et économiques, d'une part, et à analyser les échanges optimaux d'électricité à réaliser entre les différents systèmes électriques, en tenant compte des coûts des moyens de production disponibles et des consommations appelées.

Du fait de l'existence de tronçons sous-marins les routes des liaisons d'interconnexion sont déterminées essentiellement par les possibilités de pose de câbles sous-marins, qui à moyen terme ne pourront pas être posés à plus de 2000m de profondeur. Au vu de la carte qui suit, donnant les fonds marins en Méditerranée on voit que les possibilités se réduisent à des routes empruntant trois couloirs, étudiés par Medgrid :

- des tracés maritimes et terrestres depuis le Maroc et l'Algérie, via l'Espagne et éventuellement le Portugal, jusqu'en France et au-delà ;
- des tracés maritimes et terrestres depuis l'Algérie, la Tunisie et la Libye, via l'Italie et éventuellement la Sardaigne et la Corse, jusqu'aux pays frontaliers de l'Italie ;
- des tracés terrestres depuis la Libye jusqu'à l'Europe, via l'Égypte, la Jordanie, la Syrie et la Turquie (et le Liban, la Palestine et Israël) : couloir est (possibles variantes maritimes via Chypre).

Pour ce qui concerne la détermination des échanges optimaux entre systèmes électriques, on utilise des méthodes de simulations par lesquelles on sélectionne à chaque instant dans les parcs de production l'unité disponible dont le fonctionnement est le moins cher pour répondre à l'incrément de consommation. Cette opération est faite par horaire sur l'ensemble d'une année. Pour tenir compte des aléas inhérents aux consommations, aux productions conventionnelles et renouvelables, on répète un grand nombre de fois les simulations. En tenant compte des capacités d'échange existantes ou envisageables, il est possible de définir la capacité optimale des interconnexions au-delà de laquelle l'investissement de réseau n'est pas payé par l'économie réalisée sur la fourniture.

Les outils sont aujourd'hui bien connus et ont été adaptés aux conditions que représentent les productions renouvelables, intrinsèquement plus aléatoires. La difficulté essentielle dans les simulations tient au manque d'infor-



FIGURE 29. Profondeur des fonds sous-marins en mer Méditerranée



mation sur les profils aléatoires de production des sources renouvelables et aux restrictions d'accès à des informations commercialement sensibles. Il faut en être conscient dans l'exploitation des résultats.

L'analyse économique

APRÈS L'ÉTUDE DE RÉSEAU, les simulations permettent de calculer, à interconnexion donnée, un certain nombre d'indicateurs de bénéfice – économie globale sur le coût de la fourniture, volume de CO₂ évité, déversement de production renouvelable évité, etc. Il est aussi possible de quantifier le transit physique sur les interconnexions et de calculer le tarif de transport qui rentabiliserait l'investissement. On tiendra compte des incertitudes sur l'évolution des coûts de production, sur la vitesse de développement des énergies vertes, en construisant des scénarios alternatifs au scénario de référence et en évaluant ainsi la robustesse des résultats obtenus.

Les modèles de financements

IL EST IMPORTANT D'ANALYSER l'impact des modèles de financement, des disponibilités de prêts bonifiés sur l'intérêt de l'investissement de réseau et aussi, comme souligné auparavant, sur le coût du transport de l'électricité qui peut conditionner l'investissement de production. Les différentes variantes seront étudiées par Medgrid et les enseignements seront pris en compte dans l'étude économique.

La réglementation

DANS LES PSEM ET DANS L'UE, les cadres réglementaires qui gouvernent l'activité de production et de fourniture de l'électricité doivent être adaptés pour permettre le développement des infrastructures et les échanges d'énergie entre systèmes électriques. Les situations de départ sont relativement différentes et on ne doit pas viser à une harmonisation, mais à des adaptations minimales. Les aménagements nécessaires à la réalisation des échanges entre Psem et UE, tels que prévus dans l'article 9 de la Directive UE 2009/28/CE, sont un sujet prioritaire que Medgrid étudie aujourd'hui sur un cas concret d'exportation. Le traitement des transits – rémunération et conditions de développement des capacités de transport – et la tarification de l'utilisation des interconnexions sous-marines sont également des sujets de réflexion.



FIGURE 30. Pose de câbles sous-marins



Technip

Les aspects technologiques

LA SPÉCIFICITÉ DU RÉSEAU transméditerranéen réside dans la réalisation de liaisons sous-marines et l'appel aux techniques du courant continu qui va de pair. Aujourd'hui on voit dans le monde un développement rapide de ces technologies et la faisabilité des liaisons méditerranéennes est acquise dans la mesure où l'on sait trouver des routes qui évitent les grandes profondeurs, comme rappelé auparavant. Néanmoins ces technologies, poussées par l'émergence de nombreux marchés continuent d'évoluer rapidement et Medgrid se doit d'informer ses associés sur l'état de l'art en matière de techniques de transport d'énergie et, au-delà, de proposer d'étudier les développements qui rendront la réalisation des ouvrages plus accessible et plus économique.

La particularité des projets méditerranéens tient au besoin de pose de câbles en grande profondeur, à la différence de ce qui se passe par exemple dans la mer du Nord où de nombreuses liaisons à basse profondeur ont été réalisées ou sont projetées. C'est donc le domaine dans lequel Medgrid est susceptible de promouvoir des développements. En revanche, dans le domaine du courant continu – conversion, appareillages et réseaux à courant continu, maillage de réseaux à courant continu – la technologie profite de la dynamique des projets dans le monde, notamment en Asie, et les projets méditerranéens en bénéficieront.



LISTE DES FIGURES

1	Population urbaine dans les pays en Méditerranée : évolutions et projections ...	23	15	Part des hydrocarbures dans le PIB algérien	42
2	Consommation d'énergie primaire par produit dans les pays méditerranéens (2009)	25	16	Evolution de la part de l'industrie hors hydrocarbures dans le PIB	43
3	Consommation d'énergie finale par produit dans les Psem (2008)	25	17	Evolution des grands agrégats du PIB (2007-2011).....	43
4	Consommation d'énergie finale par secteur dans les Psem (2008)	25	18	Capacité installée du parc de production d'électricité des Psem	47
5	Prévisions de demande et production d'hydrocarbures dans la région méditerranéenne	28	19	Evolution de la capacité éolienne installée en Allemagne, Espagne, France. 2000-2020.....	57
6	Production d'électricité dans la région méditerranéenne	29	20	Evolution de la capacité photovoltaïque installée en Allemagne, Espagne, France. 2000-2020	57
7	Production d'électricité par produit dans les Psem (2009).....	29	21	Nombre d'emplois créés en Allemagne dans les énergies renouvelables	57
8	Production d'électricité par produit dans les Pnm (2009)	29	22	Parts de marchés des dix plus grands constructeurs mondiaux d'éoliennes (2011)	59
9	Transferts de pétrole entre l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient et l'Europe en 2011	31	23	Parts de marchés des quinze premiers constructeurs mondiaux de modules solaires photovoltaïques (2011)	59
10	Réseaux de gazoducs transméditerranéens (2010)	32	24	Interconnexions électriques en Méditerranée.....	61
11	Transferts de gaz par gazoducs en provenance d'Algérie et de Libye, à destination de l'Espagne et de l'Italie en 2011	33	25	Projets en développement en Algérie (2011)	90
12	Transferts de gaz en GNL en provenance d'Algérie, de Libye et d'Égypte, à destination de pays européens en 2011 ..	33	26	Exportations par produit.....	93
13	Décomposition du prix moyen à la pompe en France en 2011	35	27	Part des hydrocarbures dans le PIB algérien	93
14	Evolution de la consommation algérienne d'énergie	38	28	Les hydrocarbures dans les recettes budgétaires (2007-2011)	93
			29	Profondeur des fonds sous-marins en mer Méditerranée	101
			30	Pose de câbles sous-marins	102



LISTE DES TABLEAUX

A	Consommation et production d'énergie primaire des pays européens (2000-2020)	8	14	Coûts d'installation par source d'énergie pour la production d'électricité	49
B	Consommation et production d'énergie primaire des Psem (2000-2020)	9	15	Comparaison entre le scénario conservateur (CS) et le scénario proactif (PS)	50
1	Taux de croissance du PIB et de la population des pays de la région méditerranéenne (en %)	23	16	Coûts standardisés du kWh	56
2	PIB/habitant et taux variation entre 2009-2030	23	17	Capacités de production de pétrole et de raffinage dans les Psem)	88
3	Consommation d'énergie primaire des pays européens et des Psem (2000 à 2020)	25	18	Capacités de production de pétrole et de raffinage dans les pays européens	88
4	Production d'énergie primaire des pays européens et des Psem (2000 à 2020)	27	19	Production de gaz dans les Psem (en milliards de m ³ et en tonnes équivalent pétrole)	89
5	Production d'énergie renouvelable dans les pays méditerranéens 2009 (en TWh)	30	20	Production de gaz dans pays européens (en milliards de m ³ et en tonnes équivalent pétrole)	89
6	Capacité installée de production d'énergie renouvelable en Europe et dans les pays de la rive Sud et Est Méditerranée en 2009-2011 (en GW)	30	21	Evolution de la production d'hydrocarbures en Algérie	91
7	Valeur ajoutée et emploi du secteur de l'énergie et des mines au Maghreb et en France	34	22	Revenus issus des exportations d'hydrocarbures de l'Algérie (milliards de dollars)	93
8	Part de la fiscalité dans les prix à la consommation en France (en %)	34	23	Consommation d'énergie primaire du système électrique (inputs de production) en Mtep	97
9	Taxation des produits pétroliers dans l'Union européenne	34	24	Capacité installée du parc de production d'électricité de la rive sud	97
10	Production d'électricité (en TWh) selon les scénarios conservateurs (CS) et proactifs (PS)	46	25	Capacité installée du parc de production d'électricité de la rive est)	97
11	Capacité du parc de production renouvelable dans les Psem (en MW)	48	26	Capacité du parc de production renouvelable dans les pays de la rive sud de la Méditerranée	98
12	Production renouvelable dans les Psem (en TWh)	48	27	Capacité du parc de production renouvelable dans les pays de la rive est de la Méditerranée	98
13	Taux de pénétration de la production renouvelable dans le mix de production électrique des Psem	48	28	Production renouvelable dans les pays de la rive sud de la Méditerranée (en TWh)	98
			29	Production renouvelable dans les pays de la rive est de la Méditerranée (en TWh)	98

L'Institut de Prospective Économique du monde Méditerranéen (IPEMED) est un think-tank méditerranéen dont la mission est de rapprocher, par l'économie, les pays des deux rives de la Méditerranée. Depuis sa création en février 2006, il œuvre à la prise de conscience d'un avenir commun et d'une convergence d'intérêts entre les pays du Nord et du Sud de la Méditerranée. Essentiellement financé par de grandes entreprises et des personnes physiques qui partagent son engagement, il a pour valeurs l'indépendance politique et la parité Nord-Sud dans sa gouvernance comme dans l'organisation de ses travaux. Il est présidé par Radhi Meddeb et dirigé par Jean-Louis Guigou, qui en est le fondateur.

CONSTRUIRE LA MÉDITERRANÉE

La collection *Construire la Méditerranée* a été créée en 2009 par IPEMED. Les experts d'IPEMED, originaires des deux rives de la Méditerranée, y croisent leurs réflexions pour contribuer au débat sur les grandes problématiques méditerranéennes, féconder une nouvelle approche des relations Nord-Sud et formuler des propositions utiles aux populations des pays du Bassin méditerranéen.

Les études publiées dans la collection *Construire la Méditerranée* sont validées par le Comité scientifique d'IPEMED. Elles sont disponibles sur le site Internet d'IPEMED. www.ipemed.coop

DÉJÀ PARUS

Région méditerranéenne et changement climatique,
Stéphane Hallegatte, Samuel Somot et Hypahie Nassopoulos, 2009

Eau et assainissement des villes et pays riverains de la Méditerranée,
sous la direction de Claude Martinand, 2009

Méditerranée 2030. Panorama et enjeux géostratégiques, humains et économiques,
Guillaume Alméras et Cécile Jolly, 2010

Convergence en Méditerranée,
Maurizio Cascioli et Guillaume Mortelier, 2010

Méditerranée : passer des migrations aux mobilités,
Pierre Beckouche et Hervé Le Bras, 2011

Régulations régionales de la mondialisation. Quelles recommandations pour la Méditerranée ?,
coordonné par Pierre Beckouche

Demain, la Méditerranée. Scénarios et projections à 2030,
Coordonné par Cécile Jolly et réalisé avec le Consortium Méditerranée 2030

Tomorrow, the Mediterranean. Scenarios and projections for 2030,
Coordinated by Cécile Jolly and produced with the Mediterranean 2030 Consortium

Partenariats public-privé en Méditerranée. État des lieux et recommandations pour développer les PPP dans le financement de projets dans le Sud et l'Est de la Méditerranée.
Nicolas Beaussé et Michel Gonnet, 2011

La confiance dans la société numérique méditerranéenne : vers un espace.med
coordonné par Laurent Gille, Wahiba Hammaoui et Pierre Musso

Partenariats stratégiques pour la sécurité alimentaire en Méditerranée (Psam)
CHAPITRE I *État des lieux*

Nahid Movahedi, Foued Cheriet, Jean-Louis Rastoin, 2012

CHAPITRE II *Besoins et opportunités des coopérations inter-entreprises agroalimentaires en Méditerranée*
Foued Cheriet, Jean-Louis Rastoin, 2012

CHAPITRE III *La situation céréalière en Méditerranée. Enjeux stratégiques et éléments de prospective*
Nahid Movahedi, Foued Cheriet, Jean-Louis Rastoin, 2012

Pour une politique agricole et agroalimentaire euro-méditerranéenne
Jean-Louis Rastoin, Lucien Bourgeois, Foued Cheriet et Nahid Movahedi,
avec la collaboration de Fatima Boualem, 2012

Les dynamiques des ressources agricoles en Méditerranée
Foued Cheriet, Nahid Movahedi, Jean-Louis Rastoin, avec la collaboration de Fatima Boualem, 2011

Le rôle des firmes touristiques dans le développement du tourisme au Maroc
Maxime Weigert, 2012

C O N S T R U I R E L A M É D I T E R R A N É E



IPEMED

• INSTITUT DE PROSPECTIVE ÉCONOMIQUE DU MONDE MÉDITERRANÉEN •