

Public Disclosure Authorized  
Public Disclosure Authorized  
Public Disclosure Authorized  
Public Disclosure Authorized  
Public Disclosure Authorized



MENA ENERGY SERIES | REPORT NO. 88965-TN

# Une vision stratégique pour le secteur tunisien de l'énergie

Réflexion sur des thèmes prioritaires



# Une vision stratégique pour le secteur tunisien de l'énergie

Réflexion sur des thèmes prioritaires

MENA ENERGY SERIES | REPORT NO. 88965-TN

Copyright © novembre 2014

Tous droits réservés

La Banque internationale pour la reconstruction et le développement /

LE GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE

1818 H Street, NW | Washington DC 20433 | États-Unis d'Amérique

Les rapports du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) sont publiés afin de communiquer les résultats des travaux de l'ESMAP à la communauté travaillant au développement. Certaines sources citées dans ce rapport peuvent provenir de documents non officiels qui ne sont pas encore disponibles.

Les constatations, interprétations et conclusions exprimées dans ce rapport n'engagent que l'auteur (ou les auteurs) et ne doivent en aucun cas être attribuées à la Banque mondiale, ni à ses organisations affiliées, ni aux membres de son conseil d'administration pour les pays qu'ils représentent, ni à l'ESMAP. La Banque mondiale et l'ESMAP ne garantissent pas l'exactitude des informations contenues dans cette publication et déclinent toute responsabilité relativement à toute conséquence de leur utilisation. Les frontières, couleurs, dénominations et autres informations figurant sur toute carte de cet ouvrage n'impliquent aucun jugement de la part du Groupe de la Banque mondiale à l'égard du statut légal de tout territoire ou de l'acceptation desdites frontières.

Tout ou partie du texte de cette publication peut être reproduit intégralement ou partiellement et sous toute forme dans un but éducatif ou non lucratif, sans autorisation spéciale, à condition qu'une citation de la source soit faite. Les demandes d'autorisation de reproduire des parties dans le but de les revendre ou de les commercialiser doivent être soumises au directeur de l'ESMAP, à l'adresse indiquée ci-dessus.

L'ESMAP encourage la diffusion de ses travaux et, en règle générale, accorde rapidement son autorisation. Le directeur de l'ESMAP apprécierait de recevoir une copie de la publication utilisant le présent document comme source, envoyée à l'adresse ci-dessus.

Rédigé par | Kemal Rekik, Moncef Ben Abdallah, Moncef Boussem, Ali Chelbi.

### **Réalisation**

Crédits photos: Hamad Khalfallah de la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG), Ezzedine Khalfallah, et Nidal Ouerfelli

Designer: Studio Grafik

Typographe: Geomark Development Ltd.

Impression: AGS

Coordinateur de production: Marjorie K. Araya, ESMAP

# Contenu

Préface	6
Préambule	8
Résumé	10
Chapitre 1   Quels mix énergétiques possibles pour 2030 ?	15
Chapitre 2   Intégration énergétique Maghrébine	41
Chapitre 3   Réformes institutionnelles du secteur de l'énergie en Tunisie	69
Chapitre 4   Retombées socio-économiques	85
Références bibliographiques	119
Sigles et abréviations	121

# Préface

La Tunisie se trouve aujourd'hui en transition historique. La révolution tunisienne, en 2011, a jeté les jalons d'une Tunisie nouvelle qui a besoin d'une transformation énergétique pour pouvoir prospérer.

Cette transition énergétique jouera un rôle de premier plan pour répondre aux besoins des citoyens postérieurs à la révolution, à savoir l'amélioration durable de la qualité de vie, la création d'emplois, le développement des régions les moins favorisées et l'acceptabilité sociale des nouveaux projets d'infrastructure énergétique.

En Tunisie, sans être perçue comme une question de société, le secteur de l'énergie requiert aujourd'hui des choix stratégiques, de moyen et long terme, auxquels, décideurs, experts, universitaires, chercheurs et citoyens doivent légitimement être associés.

Les décisions prises dans le secteur de l'énergie conditionnent le cadre de vie de plusieurs générations. Les débats sur le choix de filières énergétiques durables, de la sécurité d'approvisionnement, de l'arbitrage entre intérêts généraux et particuliers ou entre générations présentes et futures attestent de la nécessité d'une meilleure gouvernance, d'une meilleure accessibilité à l'information et d'un débat sur les différentes options énergétiques envisageables.

C'est dans ce contexte que le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines a visé, à travers les rencontres organisées autour de la présente étude, à approfondir la réflexion sur une vision stratégique du secteur de l'énergie tout en élargissant le débat et la concertation aux acteurs des divers secteurs concernés ainsi qu'à toutes les composantes de la société civile.

Cette réflexion est d'autant plus opportune qu'elle intervient dans un paysage énergétique régional et international caractérisé par des incertitudes et des changements rapides et profonds. Elle requiert la contribution de tous les acteurs pour mieux gérer les

opportunités qui s'offrent à la Tunisie, de manière à s'assurer que les changements se font en harmonie avec les spécificités et les intérêts du pays. Il existe aujourd'hui une réelle volonté politique qui s'attache aujourd'hui à donner une nouvelle impulsion au secteur énergétique à travers la mise en œuvre d'une stratégie proactive basée sur une approche participative.

Le paysage énergétique tunisien est marqué par une évolution contrastée entre la stagnation des ressources nationales et l'augmentation soutenue de la demande. Durant les deux dernières décennies la production d'hydrocarbures a oscillé entre 6 et 7 millions de tonnes d'équivalent pétrole alors que la demande d'énergie primaire a connu une croissance annuelle moyenne de 3%. Ce décalage a fait apparaître depuis l'année 2000 un déficit énergétique structurel, malgré tous les efforts de prospection et de maîtrise de la demande. Pour diverses raisons la subvention de quant à elle a considérablement augmenté depuis 2010, et constitue aujourd'hui un lourd fardeau pour les finances publiques.

Le système énergétique actuel se trouve ainsi au cœur des problèmes du pays et son évolution si elle n'est pas maîtrisée implique des risques inacceptables et des défis difficilement surmontables. Afin de réduire sa vulnérabilité et d'améliorer la sécurité de son approvisionnement, la Tunisie n'a donc d'autre choix que d'engager une réelle transition énergétique. Pour mieux aborder de nouvelles orientations, le gouvernement doit répondre aux défis suivants:

- l'approvisionnement du pays de manière sûre, continue et au moindre coût ;
- la garantie de la cohésion sociale et la lutte contre la précarité tout en assurant l'accès de chacun à l'énergie ;
- la rationalité économique à travers l'adoption d'un modèle de développement économique sobre

en énergie et le renforcement des efforts visant à la diversification du mix énergétique à travers le recours à de nouvelles ressources énergétiques ;

- la rationalisation de la consommation et l'amélioration de l'efficacité énergétique dans toutes les activités économiques du pays ;
- le développement continu des compétences techniques des entreprises du secteur et de leur compétitivité économique à l'échelle nationale et régionale ;
- le développement de la capacité de recherche et d'innovation du secteur ;
- la prise en compte de la dimension écologique, notamment dans la prévention des changements climatiques et la protection de l'environnement ;
- l'exploitation de la position géographique du pays. La Tunisie est voisine de pays riches en ressources énergétiques. Elle est aussi proche de l'Europe méridionale. Sa position de carrefour énergétique devrait lui permettre de jouer un rôle important dans le développement de la coopération bilatérale et multilatérale ;

Il faut enfin préciser que de la transition énergétique ne doit pas porter sur des aspects techniques et économiques, voire de comportement, mais plus profondément sur la conception même des systèmes énergétiques. Le système centralisé et pyramidal doit évoluer vers un système laissant une place importante à une économie énergétique à l'échelle des territoires. C'est d'ailleurs dans ce mouvement entre ces deux démarches, centralisée et décentralisée, imbriquées et complémentaires, que devrait se réaliser la véritable transition énergétique et également sociale.

En vue d'adapter l'avenir de l'énergie au développement socio-économique que connaîtra la Tunisie, il est alors nécessaire d'avoir une vision nouvelle pour mieux affronter cette transition, en anticipant les défis du long terme afin de mieux orienter les choix énergétiques à court terme.

C'est dans ce cadre que le Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines a créé une Task Force pluridisciplinaire, à mettre en œuvre un débat national sur la stratégie énergétique en adoptant une approche participative et en s'appuyant sur les résultats qui émanent des débats et échanges, ainsi que sur les travaux du présent rapport, ce qui constituerait un des piliers de la nouvelle stratégie.

Ainsi, la réappropriation de la question énergétique par tous les acteurs est certainement la dimension la plus intéressante et la plus porteuse d'avenir pour une transition énergétique réussie. Il est important que sur des thèmes aussi cruciaux pour la vie des citoyens, le cadre démocratique s'impose.



***Nidhal Ouerfelli***

Ministre auprès du Chef du gouvernement,  
Chargé de la coordination et du suivi des Affaires  
Economiques,  
Ancien Secrétaire d'Etat auprès du Ministre de l'Industrie,  
chargé de l'Energie et des Mines

# Préambule

La Direction Générale de l'Énergie (Ministère de l'Industrie) a engagé un débat entre les responsables du secteur, des experts de l'énergie et les associations concernées, sur le thème "Quel avenir énergétique pour la Tunisie ?". Ce débat visait à explorer les orientations possibles pour adapter la stratégie énergétique du pays à ses nouvelles conditions socio-économiques et à l'évolution du contexte énergétiques mondial.

La Banque Mondiale (BM) a accepté de soutenir cette activité dont la présente étude et l'aboutissement. Deux ateliers organisés dans le cadre des activités de l'Association Tunisienne du Pétrole et du Gaz (ATPG) ont permis d'engager des débats et de susciter avis et recommandations de responsables du secteur énergétique, de représentants de la société civile et d'experts indépendants. Le présent rapport prend en compte les recommandations de ces deux ateliers.

Une équipe de la Banque Mondiale menée par Fanny Missfeldt-Ringius (Chef de l'équipe), Silvia Pariente-David et Samira El Khamlichi a dirigé ce travail dans son ensemble. Les auteurs principaux des quatre chapitres sont respectivement, Kemal Rekik, Moncef Ben Abdallah, Moncef Boussen, Ali Chelbi. La coordination et la concertation avec l'ensemble des experts a été assurée par Kemal Rekik, Ezzedine Khalfallah et Noureddine Berrah. La réflexion sur les quatre thèmes retenus a également bénéficié de contributions techniques de Chedli Chakroun, Mustapha El Haddad et Ahmed Ounalli. Le travail de modélisation effectué pour les scénarios du mix électrique a été réalisé par une équipe d'experts de la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) composée de Afef Chalouf, Lassâad Ben Rahal, Emna Bali, Rafik Bezzaouia, Dhouha Hammou et Moez Lakhoua.

Que soient remerciés ici :

Heba Elgazzar, Koffi Ekouevi, Manuel Berlingiero, Fabrice Dupin et Nancy Benjamin, experts de la

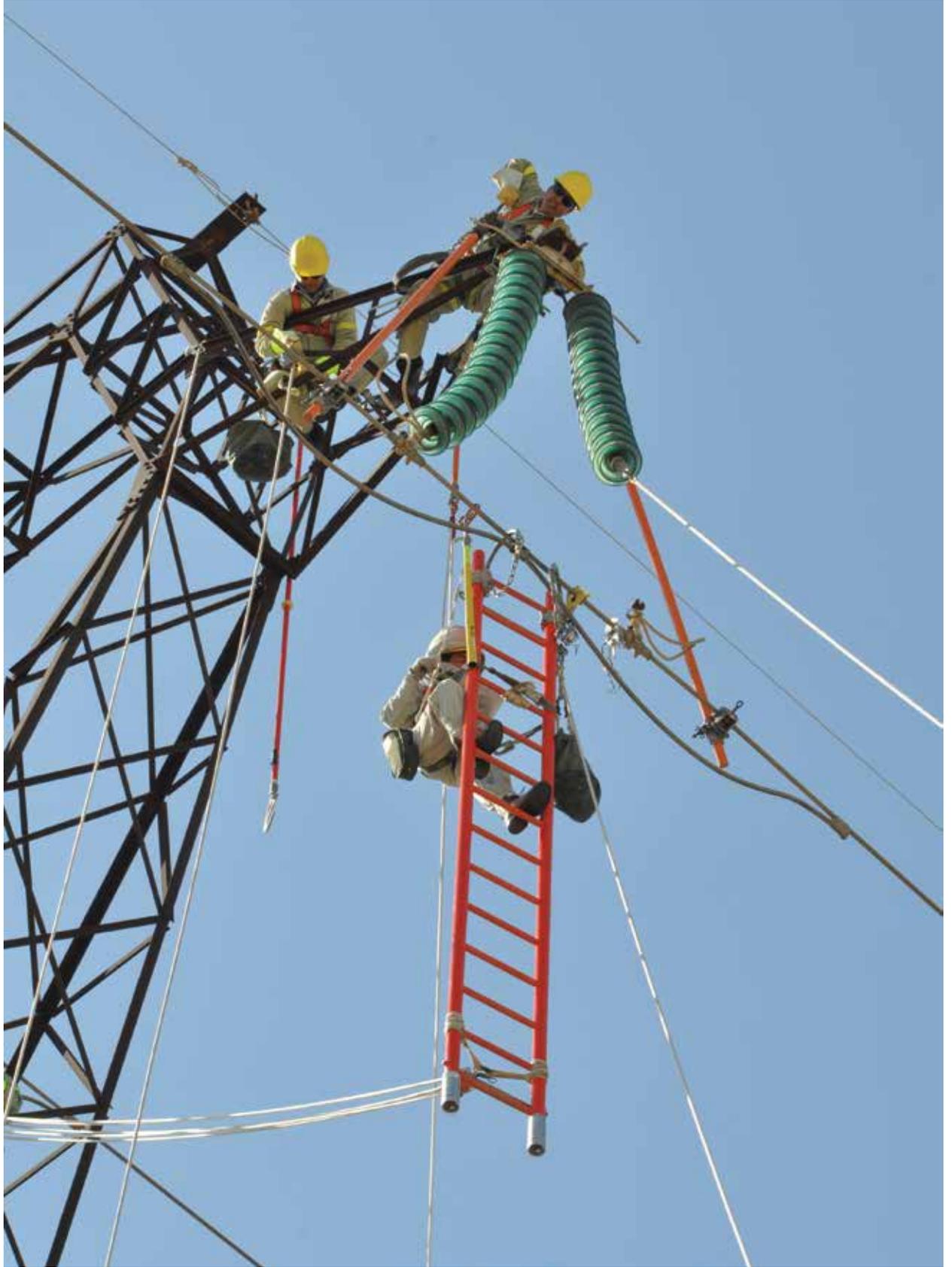
Banque Mondiale, pour leur relecture attentive du rapport et leurs commentaires constructifs ;

Simon Gray, Directeur des opérations pour le Maghreb, Charles Cormier, Chargé du Secteur Énergie à la région Moyen-Orient et Afrique du Nord, ainsi que Eileen Murray, Chargée des opérations en Tunisie, pour leur précieux conseils ;

Marjorie K. Araya, pour la supervision du processus de publication et ;

Monsieur le Ministre Nidhal Ouerfelli, Chargé de la coordination des affaires économiques auprès du Chef du gouvernement tunisien, pour avoir bien voulu préfacer cet ouvrage.

Nous remercions l'ESMAP pour son appui financier et technique. L'ESMAP - un fonds d'affectation spéciale pour l'aide technique et le transfert des connaissances administré par la Banque mondiale - aide les pays en voie de développement dans leurs initiatives visant à développer le savoir-faire et la capacité institutionnelle afin de mettre en œuvre des solutions énergétiques durables sur le plan environnemental pour la réduction de la pauvreté et pour la croissance économique. L'ESMAP est administré et financé par le Groupe consultatif (GC) composé d'organismes donateurs bilatéraux officiels et d'institutions multilatérales, représentant l'Australie, l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, l'Islande, la Lituanie, les Pays-Bas, la Norvège, la Suède, le Royaume-Uni et le Groupe de la Banque mondiale.



# Résumé

La présente étude porte sur une vision stratégique du secteur tunisien de l'énergie. Elle se propose de prospecter les orientations possibles du système énergétique tunisien dans les quinze années à venir suivant quatre thèmes prioritaires :

- Quels mix énergétiques possibles d'ici à l'horizon 2030 ?
- Intégration régionale
- Réformes institutionnelles du secteur
- Retombées socio-économiques

Le premier thème de l'étude, qui est donc consacré au mix énergétique, commence par retracer l'évolution rétrospective du secteur, au niveau quantitatif, pour aboutir à l'état des lieux en la matière et en expliquer les déterminants.

Les cinquante dernières années ont été marquées en Tunisie par des changements profonds au niveau de ses ressources en hydrocarbures. Le 1er gisement de pétrole est entré en exploitation en 1966. Le gaz naturel quant à lui apparaît à partir des années 1970, mais c'est dans les années 1980 et 1990 que les disponibilités en la matière s'accroissent sensiblement (Gazoduc Trans-Méditerranéen, puis gisement national off-shore de Miskar) permettant au pays de compenser le déclin de la production pétrolière, amorcé après un pic atteint en 1980.

Toutefois la demande restant toujours soutenue, le bilan énergétique global qui était excédentaire depuis la fin des années 1960 est devenu déficitaire à partir des années 2000, du fait de la progression toujours soutenue de la demande nationale.

Quant au mix énergétique, la montée en puissance des ressources gazières l'a fait passer en quarante ans d'une situation de monopole presque exclusif du pétrole, à un partage plus ou moins équilibré avec le gaz naturel. L'électricité a été le vecteur principal de cette pénétration massive du gaz, grâce à son utilisation par les centrales électriques en tant que combustible quasi-unique. Ce choix tient aux avantages spécifiques du gaz naturel pour

la production d'électricité, notamment à travers la technique du cycle combiné, dont a résulté une baisse sensible de la consommation d'énergie primaire au kWh produit.

Cependant, ce schéma ne peut à l'avenir être reconduit à l'identique ("Business as usual"), du fait que les ressources gazières, telles que prises comme hypothèse, ne pourraient pas couvrir la demande si celle-ci devait connaître la même évolution que par le passé. Dans ces conditions, il faut imaginer d'autres modes de consommation qui se traduisent par une réduction des besoins en gaz naturel.

Or le secteur de l'électricité, dont nous venons de souligner le rôle moteur dans l'évolution de la demande gazière, se prête tout naturellement à la recherche d'alternatives quant au choix du combustible : il apporte la flexibilité que lui confère sa diversité de choix en matière d'équipement en moyens de production. C'est ainsi que du mix énergétique tunisien, on est amené à passer plus précisément à l'étude prospective du mix électrique.

Une construction de scénarios a donc été entreprise avec la précieuse contribution de l'équipe de planification de la STEG, qui a utilisé à cet effet le modèle qu'elle utilise normalement pour ses programmes d'équipement, à savoir le "WASP". Il est important de noter à ce sujet qu'un tel exercice de simulation ne prétend pas prévoir ce que sera le mix en 2030, mais se propose plutôt d'esquisser sous quelles formes contrastées le mix électrique pourrait se présenter à cet horizon, selon les hypothèses envisagées quant aux disponibilités en énergie primaire et quant au mode de production d'électricité. Et ce, de façon à mieux préparer les bonnes décisions à prendre à cet égard dans le proche avenir.

Le passage au nucléaire ou au fuel-oil lourd étant écartés de l'éventail des solutions envisageables, car ne répondant pas au problème posé, les scénarios à examiner ont été élaborés à partir des orientations suivantes: (i) pousser au maximum les énergies renouvelables, dont la contribution a été hissé à

hauteur de 30% du mix électrique, objectif plutôt volontariste au regard des réalisations actuelles; et (ii) recourir au charbon et/ou au gaz pour couvrir les 70% de l'électricité restant à fournir, au moyen de centrales à combustible fossile.

Le rapprochement entre les besoins en énergie primaire découlant des scénarios et les ressources prises comme hypothèse, révèle un déficit des disponibilités dans tous les cas examinés, sauf pour le scénario qui introduit le charbon dans le parc électrique tunisien. C'est ce que montre le graphique ci-dessous, qui fait apparaître à l'horizon 2030 un gap de 2 millions de tonnes d'équivalent pétrole (tep) dans le scénario "Gaz maximum", soit 40% de la demande totale en combustible, tandis que le scénario "Gaz intermédiaire" réduirait ce déficit à 0,8 Mtep environ.

Quelles conclusions tirer de ces résultats?

Le recours au charbon ne manque pas d'atouts sous l'angle économique tout d'abord, grâce à un prix d'achat attractif qui lui confère un coût global actualisé le plus bas de tous les scénarios, avant prise en compte des externalités. La diversité des sources d'approvisionnement lui confère par

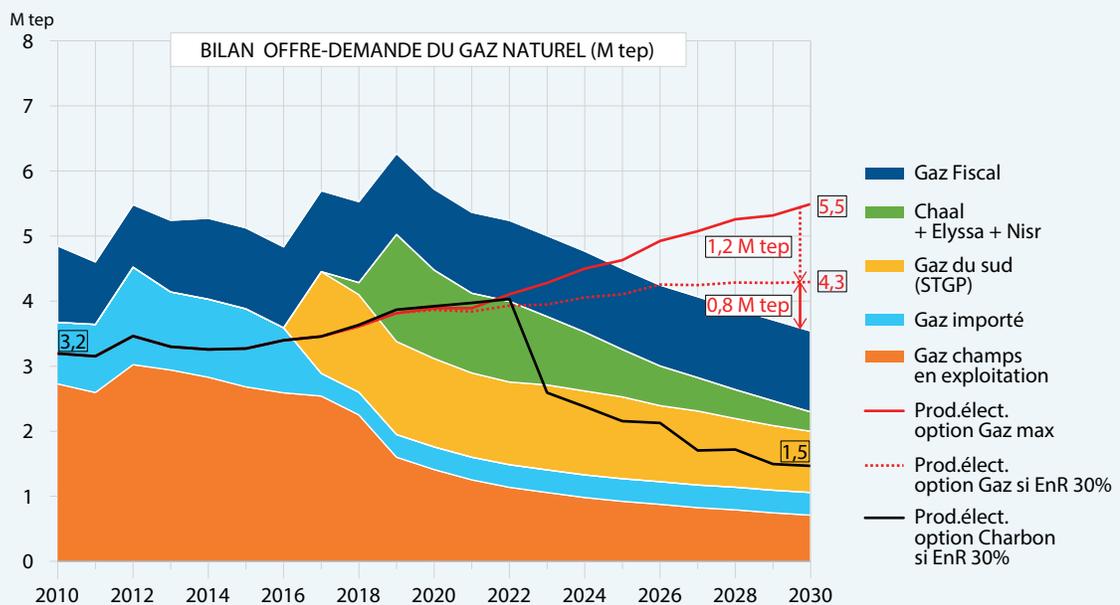
ailleurs un avantage géopolitique. Cependant, son utilisation ne va pas sans problèmes sur les plans de l'environnement et du financement.

Quant aux scénarios à dominante Gaz (que la dose de renouvelables dans le mix soit modeste ou volontariste), ils pâtiennent avant tout sur le plan physique, du manque de visibilité sur les disponibilités nationales sur lesquelles on pourrait compter d'ici 2010. Le risque de dépendance commande de ne reposer sur l'importation qu'à un niveau raisonnable.

Ceci étant, le gaz naturel est doté de mérites spécifiques pour la production d'électricité: moindre investissement au MW installé; moindre consommation en tep /MWh; moindre taux de carbone à la combustion en tonnes de CO<sub>2</sub> / m<sup>3</sup>. Ces avantages appréciables incitent à ne pas écarter d'emblée le recours au gaz comme combustible primaire de base, surtout si le gap d'approvisionnement peut être contenu dans des limites acceptables par :

- une politique de maîtrise de l'énergie qui soit suffisamment efficace au niveau du consommateur final d'électricité en aval pour réduire les besoins de combustible induits en dans les centrales ;

**Figure A.1 | GAZ POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ vs "RÉSERVES MINIMUM"**



Source: Préparé par l'auteur

- "Gaz avec contribution modeste des EnR " (Scénario maximum)
- "Gaz avec contribution volontariste des EnR " (Scénario intermédiaire)
- "Charbon avec contribution volontariste des EnR " (Scénario minimum)

- réussir une mise en œuvre ambitieuse du solaire et de l'éolien, tout en menant une politique d'exploration des réserves pétrolières et gazières volontariste.

On peut retenir de la réflexion ainsi menée les orientations suivantes :

- Porter le maximum d'effort sur la sobriété et l'efficacité.
- Pousser au développement des énergies renouvelables afin de limiter d'autant le recours aux énergies fossiles.
- Réserver le gaz naturel aux usages pour lesquels il apporte une vraie valeur ajoutée par rapport aux combustibles concurrents, en le destinant en priorité à la production d'électricité qui en optimise le rendement et en orientant de préférence vers les produits pétroliers, plus accessibles à l'importation les utilisations pour lesquels le gaz n'a pas vraiment d'avantage comparatif.
- Intensifier la prospection du gaz naturel, conventionnel ou non, pour en connaître au plus tôt le potentiel réellement disponible et :
  - en cas de découverte de réserves significatives, la reconduire le gaz en tant que combustible de base du secteur électrique.
  - en l'absence de découverte, passer à l'option la plus économique qui à ce stade de la réflexion, est de recourir au charbon pour la production d'électricité sans attendre que le déficit en gaz ne s'aggrave davantage.

La simulation effectuée dans le cadre de cette étude reste à affiner, notamment par : (i) la modélisation des mesures d'efficacité énergétique et de leur impact sur la demande ; (ii) l'actualisation des réserves gazières nationales et y compris non-conventionnelles, ainsi que les conditions d'accès au gaz importé ; (iii) la prise en compte de toute la chaîne de valeur du gaz naturel, avec diverses hypothèses d'évolution des prix des énergies fossiles et (iv) dans la mesure du possible, une modélisation des énergies renouvelables plus appropriée que celle du modèle WASP.

Une étude est envisagée à cet effet, avec l'appui de la Banque mondiale, prolongeant la présente analyse prenant en considération de nouvelles alternatives.

Le deuxième thème traité par la présente étude est la dimension régionale de la question énergétique. Pour la Tunisie et les pays de la sous-région, l'intégration

régionale est de plus en plus perçue comme un moyen de diversifier leurs mix énergétiques respectifs, de sécuriser leur approvisionnement sur le long terme, et d'optimiser l'utilisation de leurs ressources naturelles.

L'analyse de la situation actuelle montre que : (i) la répartition des ressources énergétiques est très inégale, (ii) le bilan énergétique global du Maghreb est nettement excédentaire, (iii) la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est faible, (iv) les échanges commerciaux d'énergies autres que le gaz naturel restent limités, (v) les interconnexions des réseaux de transport (pétrole, gaz ou électricité) sont relativement peu développées et peu exploitées, et (vi) les quelques projets régionaux réalisés n'ont pas encore atteint leurs objectifs.

Les pays de la région auraient tout à gagner à la création d'un marché régional de l'énergie qui engloberait le marché maghrébin et euromaghrébin de l'électricité ainsi que le marché maghrébin du gaz. L'interconnexion des réseaux électriques du Maghreb, entre eux et avec l'Europe, devrait en être évidemment la clé de voute technique. L'interconnexion des réseaux permettraient d'optimiser l'exploitation des parcs de production en maximisant l'utilisation des équipements de base et en mutualisant la réserve tournante et en coordonnant les programmes de mise en service des nouveaux équipements. En outre, l'intégration du marché maghrébin de l'énergie renforcerait sa position dans le marché euro-méditerranéen.

Des programmes de développement des énergies renouvelables à l'échelle régionale pourraient être prometteurs. Une harmonisation au niveau de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) ou du Comité Maghrébin de l'Electricité (COMELEC) pourrait constituer un catalyseur du développement du marché régional de l'électricité verte et des interconnexions avec l'Europe. Elle peut être aussi une opportunité de développement industriel à l'échelle régionale. Une coopération régionale accrue en matière de renouvelables pourrait être amorcée en explorant les pistes de coopération et d'harmonisation des efforts sur ce segment. Cette initiative devrait provenir des pays eux-mêmes et être financée essentiellement par eux.

L'intégration énergétique du Maghreb nécessite le renforcement de la coordination et de la coopération par :

- L'organisation de colloques régionaux à l'initiative des pays membres pour identifier les

complémentarités et les freins au développement d'une telle complémentarité.

- La conception et la mise en œuvre progressive d'une instance régionale permettant de promouvoir et de suivre les futurs programmes régionaux ; elle pourrait être un genre de COMELEC, mais avec des attributions, des effectifs et des moyens renforcés.

La mise en place de réformes institutionnelles du secteur de l'énergie, troisième thème de l'étude, doit préparer la Tunisie à la transition énergétique telle prévue dans les scénarios du mix énergétique. Compte tenu de l'accroissement prévu du déficit gazier national qui en découlerait, la priorité doit être donnée au renouvellement des réserves et à la diversification du mix énergétique, y compris par le développement des énergies renouvelables en tant que composante stratégique (30% de la production d'électricité visés à l'horizon 2030).

Pour atteindre ces objectifs, le cadre institutionnel du secteur de l'énergie pourrait être révisé en agissant sur les trois leviers prioritaires suivants:

- Le cadre réglementaire relatif au développement du gaz naturel et des énergies renouvelables. Le Code des Hydrocarbures devrait renforcer les incitations au développement du gaz naturel. La mise en place d'un Code dédié aux énergies renouvelables et qui soit de nature à encourager les investissements privés dans ce secteur, et d'accélérer les réformes du secteur électrique afin de le mettre en conformité avec les règles pratiquées sur les marchés euro-méditerranéens.
- Le système des prix et des subventions doit être révisé à travers (i) la refonte du système des prix des produits pétroliers, (ii) le réajustement des tarifs de l'électricité, de façon à ce qu'il reflètent autant que possible les coûts réels, (iii) l'amélioration de la tarification progressive au du gaz naturel afin de la rendre plus incitative à l'économie d'énergie. La réduction ou la suppression de la subvention des produits énergétiques qui atteint 9% du PIB, doit être accompagné de mesures compensatoires de transfert au profit des couches sociales défavorisées et à certains secteurs sensibles.
- Une régulation indépendante pourrait être instaurée d'une manière progressive par la mise en place d'une commission de régulation formée d'un nombre restreint d'experts.

La réforme du cadre institutionnel du secteur tunisien de l'énergie reprenant les trois axes précédents, devrait être lancée rapidement. Toutefois et compte tenu des délais de réalisation des études et des processus techniques, juridiques et législatifs nécessaires à la révision de ce cadre, il serait opportun de constituer des groupes de travail spécialisés en vue de :

- la refonte du code des hydrocarbures afin d'améliorer les incitations au développement du gaz naturel et notamment la recherche de gaz non conventionnel dont la prospection et l'évaluation des réserves économiquement récupérables est urgente et conditionne le choix du mix énergétique ;
- l'élaboration d'un code des énergies renouvelables, qui regrouperait dans un même recueil l'ensemble des dispositions applicables à ces énergies et actuellement dispersées dans les différents textes de lois de maîtrise de l'énergie, tout en améliorant les incitations au développement des énergies renouvelables (tarifs, accès au réseau...).
- l'élaboration d'une étude sur les prix de l'énergie afin de rationaliser la consommation. L'étude devrait bien entendu inclure l'analyse des mesures de compensation à introduire en parallèle pour les populations défavorisées.

Ces propositions de réformes doivent être accompagnées d'une feuille de route pour leur mise en œuvre et d'un programme d'information et de communication adapté. Dans le cadre d'un programme d'assistance technique, la Banque Mondiale appuie la Tunisie dans ses efforts concernant la réforme des subventions énergétiques.

Le quatrième thème de la présente étude traite des retombées économiques et sociales du secteur de l'énergie, et plus particulièrement des énergies renouvelables notamment en matière d'emploi. Le secteur de l'énergie devra faire profiter le pays des opportunités d'investissement dans le domaine du pétrole et du gaz, mais surtout dans celui de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

En Tunisie, les programmes de maîtrise de l'énergie ont permis de créer 3 400 emplois entre 2005 et 2010 (soit 700 par an), dont 1500 dans les énergies renouvelables, et un millier dans celui de l'efficacité énergétique.

Au plan mondial, l'analyse des coûts se rapportant aux emplois directs et indirects créés dans le domaine

des énergies renouvelables fait apparaître que le solaire et l'éolien ont un coût par emploi d'environ 100 000\$, alors que le coût d'un emploi dans le secteur du gaz par exemple est plus de deux fois et demi plus élevé. Quant aux emplois créés dans l'efficacité énergétique, ils sont encore moins coûteux que ceux des énergies renouvelables.

Les expériences internationales ont aussi montré que le préalable au développement industriel a toujours été la définition d'une stratégie claire qui sécurise les investissements ainsi qu'une politique d'incitations qui dynamise le marché et favorise l'émergence d'un secteur industriel fort. Des mesures d'accompagnement sont nécessaires, notamment de développement des ressources humaines, en créant des centres de formation dédiés aux énergies renouvelables et des centres de recherche pour venir en appui à l'intégration industrielle. Les pays émergents sont tous passés par une étape de transfert de technologie, que certains comme l'Inde ou la Chine ont dépassée pour se doter de leur propre technologie, alors que d'autres pays se sont plutôt orientés vers une stratégie de sous-traitance de composants destinés à l'exportation.

L'évaluation de l'impact sur l'emploi, pour le cas de la Tunisie a permis d'estimer le nombre d'emplois susceptibles d'être créés dans les filières des énergies renouvelables, et de le comparer au nombre d'emplois qui auraient été créés par les énergies conventionnelles pour disposer de la même quantité d'énergie. Cette évaluation a donné lieu à une estimation de création de plus de 8 500 emplois directs (cumulés) dans les énergies renouvelables jusqu'à l'horizon 2030, et le double si l'on tient compte des emplois indirects et induits. Comparativement à une filière Gaz, ce nombre aurait été près de 4 fois moins important. Dans le domaine de l'efficacité énergétique, le nombre d'emplois à créer est nettement plus modeste (environ 600 emplois), compte tenu du faible volume d'investissement prévu dans la première version du Plan Solaire Tunisien. Toutefois, ce nombre devrait être actualisé lorsque la stratégie tunisienne en matière d'efficacité énergétique sera davantage précisée.

Trois scénarios stratégiques sont proposés, à savoir (i) s'engager dans une intégration forte dans un cadre maghrébin, (ii) s'orienter plutôt vers la production de composants en sous-traitance, (iii) devenir un prestataire de services international dans l'installation de centrales et leur exploitation.

Quel que soit le scénario retenu, il est proposé de :

- Lancer une étude approfondie pour l'identification des emplois dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ainsi que pour les besoins correspondants en formation, et déployer un programme de formation en conséquence.
- Définir une stratégie et un programme de maîtrise technologique pour l'ensemble des filières avec des objectifs précis d'intégration nationale et d'exportation.
- Concevoir un programme de R&D ciblé sur les objectifs.
- Prévoir, lors des appels d'offres, une disposition d'intégration locale et de partenariat avec des constructeurs / des installateurs.
- Créer un réseau entre les institutions de formation à l'échelle maghrébine en partenariat avec des pays du Nord.
- Inciter les régions à élaborer leurs propres plans régionaux de développement de la maîtrise de l'énergie.
- Créer un dispositif de financement adapté à la stratégie ainsi qu'un organe de pilotage de la stratégie et de suivi de la feuille de route.



## CHAPITRE 1

Quels mix énergétiques  
possibles en Tunisie  
d'ici à l'horizon 2030?

# Quels mix énergétiques possibles en Tunisie d'ici à l'horizon 2030?

La question du mix énergétique tunisien se situe aujourd'hui à la croisée des chemins. En effet:

- Les ressources en gaz naturel, qui sont apparues essentiellement au cours des années 1980 puis des années 1990 ont été jusqu'ici pleinement exploitées, notamment par le secteur électrique, au point que le gaz couvre aujourd'hui un peu plus de la moitié de la demande nationale d'énergie primaire.
- Toutefois, l'évolution des disponibilités gazières telle que prévue à ce jour ne permet pas de reconduire pour l'avenir la structure de consommation actuelle, ce qui amène à s'interroger sur la nature des options qui permettraient d'équilibrer le bilan offre-demande avec la sécurité d'approvisionnement nécessaire.

La recherche d'alternatives, à laquelle le présent chapitre est consacré, est centrée principalement

sur le secteur de l'électricité, vu d'une part son rôle moteur dans la consommation d'énergie primaire et d'autre part la diversité de ses modes de production envisageables. Outre une rétrospective permettant d'expliquer l'état des lieux, cette étude vise, non pas à prévoir la composition future du mix énergétique, mais à effectuer un exercice de simulation en vue d'esquisser dans leurs grandes lignes sous quelles formes contrastées ce mix pourrait se présenter à l'horizon 2030.

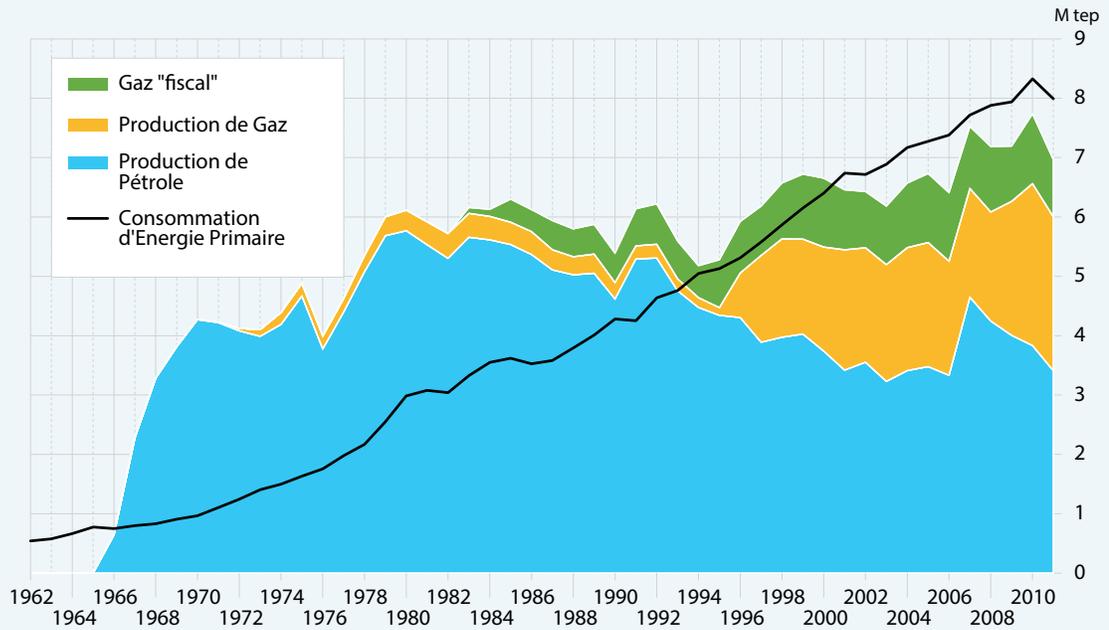
Les scénarios proposés dans le cadre de ce travail ont été discutés avec les parties prenantes du secteur énergétique tunisien et ont permis de susciter un débat intéressant autour des orientations possibles, de façon à appréhender les "pour" et les "contre" associés aux différents mix pris en considération.

## Pourquoi ce mix, aujourd'hui ?

**Rétrospective 1962-2012:** La scène énergétique tunisienne a connu de profonds changements durant le demi-siècle écoulé, avec notamment le démarrage de l'exploitation pétrolière en 1966, suite à la découverte du gisement d'El Borma, en plein Sahara. Au niveau plus spécifique des ressources en gaz naturel, on notera les étapes suivantes :

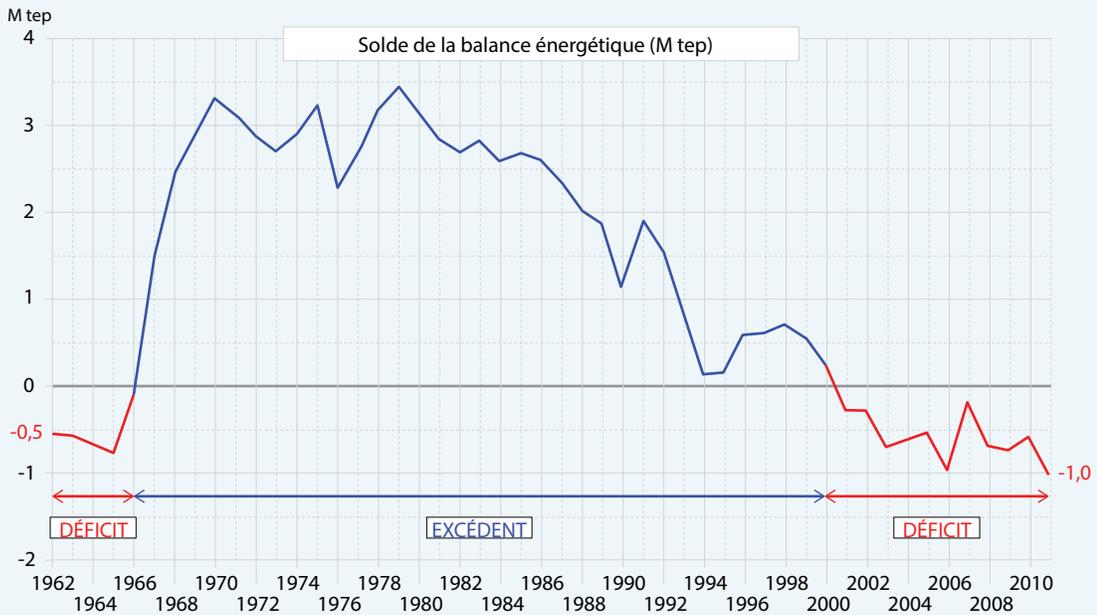
- Lancement de l'activité gazière en 1972, avec la récupération du gaz associé au pétrole d'El Borma qui était jusqu'alors brûlé à la torche ;
- Entrée en fonctionnement en 1983 du 1er Gazoduc Transméditerranéen (dont la capacité sera doublée 10 années plus tard, puis encore renforcée dans les années 2000), ce qui permet à la Tunisie non seulement de disposer de gaz à titre de forfait fiscal, pouvant être prélevé en nature ou en espèces, mais aussi d'importer du gaz algérien ;
- Mise en exploitation en 1996 du gisement de gaz off-shore de Miskar, dans le Golfe de Gabès.

**Figure 1.1 | DISPONIBILITÉS ET CONSOMMATION NATIONALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE (Mtep)**



Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.2 SOLDE DE LA BALANCE ÉNERGÉTIQUE EN Mtep (Disponibilités moins consommation d'énergie primaire)**



Source: Préparé par l'auteur

Les disponibilités en hydrocarbures dont la Tunisie a ainsi bénéficié ont permis notamment au pays de résister aux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Après avoir culminé à 5,8 millions de tonnes, la production de pétrole s'est mise à baisser à partir des années 80. Ce déclin a été plus que compensé jusqu'en 2010 par l'apport de gaz naturel, en provenance notamment du Gazoduc Trans-méditerranéen et du gisement de Miskar (figures 1.1 et 1.2).

Cependant, la demande globale progressant plus rapidement que le total des ressources disponibles, un déficit énergétique est apparu depuis le début des années 2000: un million de tep en 2011, soit 13% de la consommation nationale.

Les opportunités offertes par l'apparition du gaz naturel dans le paysage énergétique tunisien ont permis à cette forme d'énergie, quasiment absente de la scène avant l'arrivée du gaz d'El Borma à Gabès (1972), de se tailler une place de choix dans la consommation nationale, à la mesure des disponibilités en la matière. La montée en puissance des ressources gazières tout au long de cette période a ainsi fait passer en quarante ans le mix énergétique d'une situation de monopole quasi-exclusif du pétrole, à un partage plus ou moins équilibré avec le gaz naturel, ce dernier représentant 54% de la consommation d'énergie primaire en 2011.

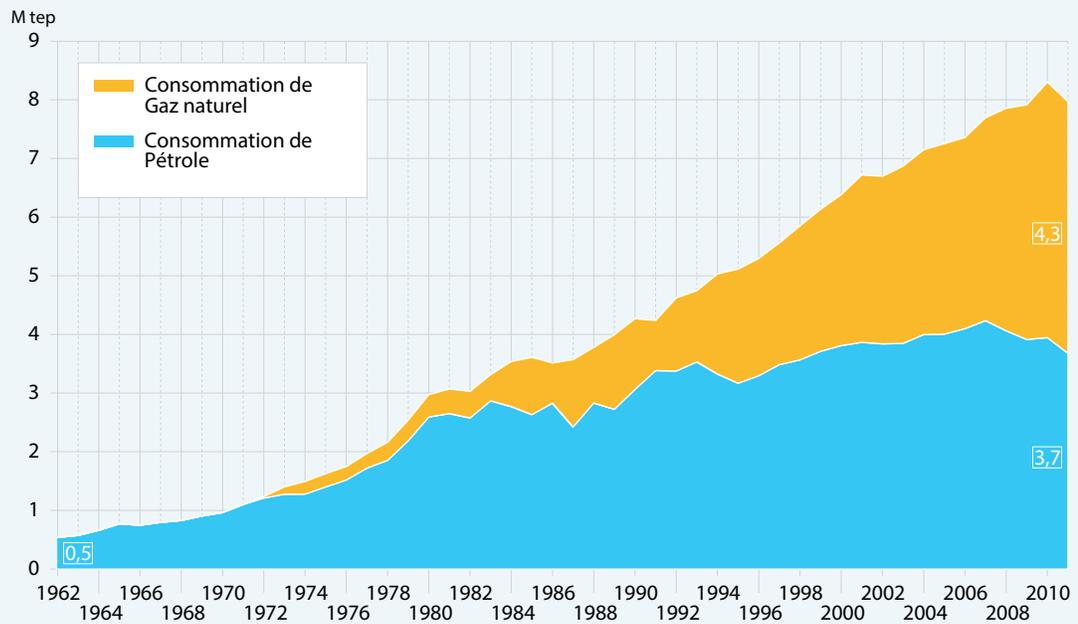


Disponibilité d'électricité soutenue est clé non seulement pour les grandes entreprises mais aussi pour l'artisanat, comme cette petite production de bougies.

Le gaz naturel couvre donc à présent un peu plus de la moitié des besoins en énergie primaire. L'électricité a été le vecteur principal de cette pénétration massive dans le mix énergétique, notamment à travers l'utilisation du gaz par les centrales électriques en tant que combustible quasi-unique (figure 1.5).

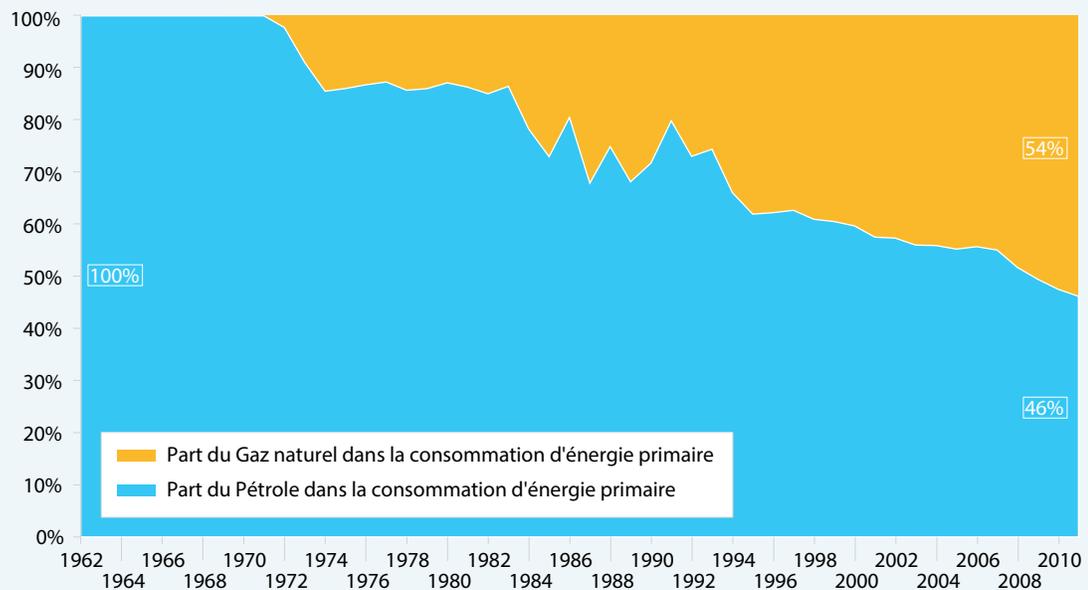
Une telle orientation en faveur du gaz naturel **s'explique par plusieurs facteurs.** Concernant tout d'abord le prix d'accès, le gaz disponible (valorisé à son coût d'opportunité réel) s'est trouvé être compétitif, comparativement au fuel-oil. Du point de vue technico-économique ensuite, le gaz convient

**Figure 1.3 | HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION NATIONALE D'HYDROCARBURES (en Mtep)**



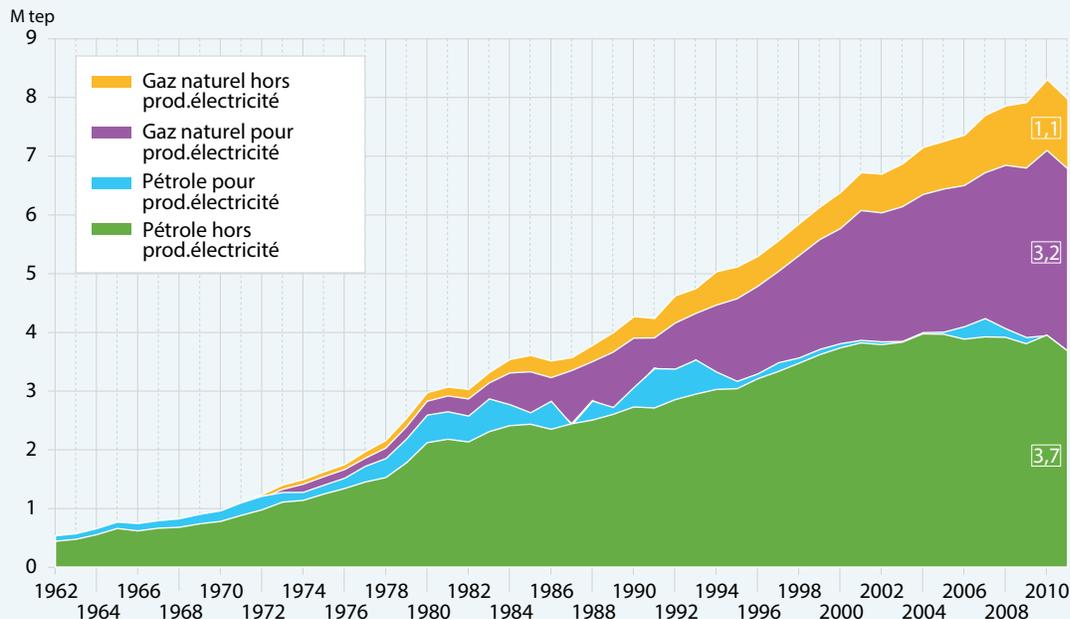
Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.4 | RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE ENTRE PÉTROLE ET GAZ (en %)**



Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.5 | CONSOMMATION DE PÉTROLE ET DE GAZ (M tep) Y COMPRIS POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ**



Source: Préparé par l'auteur

particulièrement bien à la production d'électricité, qu'il s'agisse de passer la pointe avec le maximum de souplesse au moyen de turbines à gaz, ou de produire en base au moyen de centrales à cycle combiné. Ces dernières sont en effet à la fois moins coûteuses à l'investissement au MW installé, et plus efficaces que les centrales thermiques "vapeur" au fuel-oil ou au charbon, avec un rendement de l'ordre de 50% à 60% (contre 40% environ pour les centrales "classiques" de base).

C'est à deux niveaux que la percée en profondeur du gaz sur le marché énergétique a **bénéficié** de sa **synergie avec l'électricité** et de ses effets d'entraînement (figure 1.6) :

- En premier lieu, le gaz naturel constitue comme nous l'avons souligné la plus large part, sinon la seule de la **demande des centrales thermiques** en combustible depuis le milieu des années 90, et ce, en raison de ses avantages précédemment évoqués.
- En second lieu, ladite demande destinée à la production d'électricité a **augmenté plus vite** que celle des autres utilisateurs de l'énergie. C'est ainsi que la part de l'énergie primaire dédiée à la production d'électricité dans le total consommé

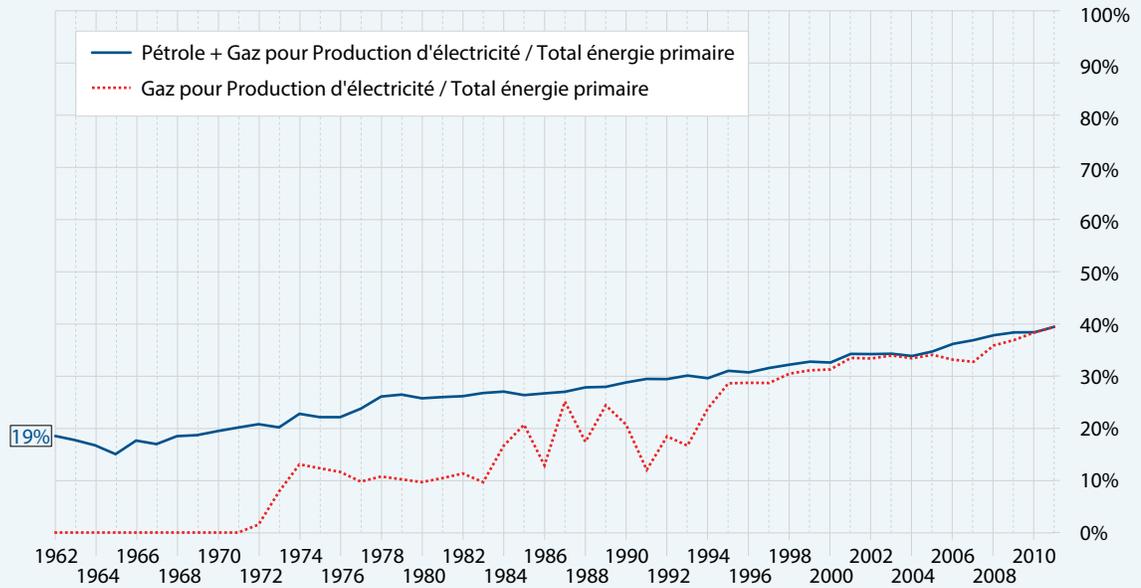
au niveau national (tous secteurs d'activité confondus) est passée de 19% en 1962 à 40% aujourd'hui, **doublant ainsi en cinquante ans**.

Le poids accru du secteur électrique dans le bilan en énergie primaire est d'autant plus remarquable que pourtant, pendant cette même période, les centrales thermiques ont été en fait de plus en plus économes en combustible, en ce sens qu'elles ont utilisé de moins en moins de tep pour générer une même quantité de MWh. En effet, comme le montre la figure 1.7 ci-dessous, la "**consommation spécifique**", qui exprime le rapport entre tep de combustible consommées et MWh d'électricité produits, a connu une forte tendance à la baisse au cours de ces cinq décennies, passant de 0,350 à 0,200 tep/MWh, ce qui représente un allègement de 40%. Ces gains d'efficacité ont été obtenus notamment grâce à :

- la taille des tranches d'équipement, passant à de plus hauts paliers de puissance à mesure que le système de production-transport l'autorisait ;
- l'installation de cycles combinés tirant plein parti du gaz disponible

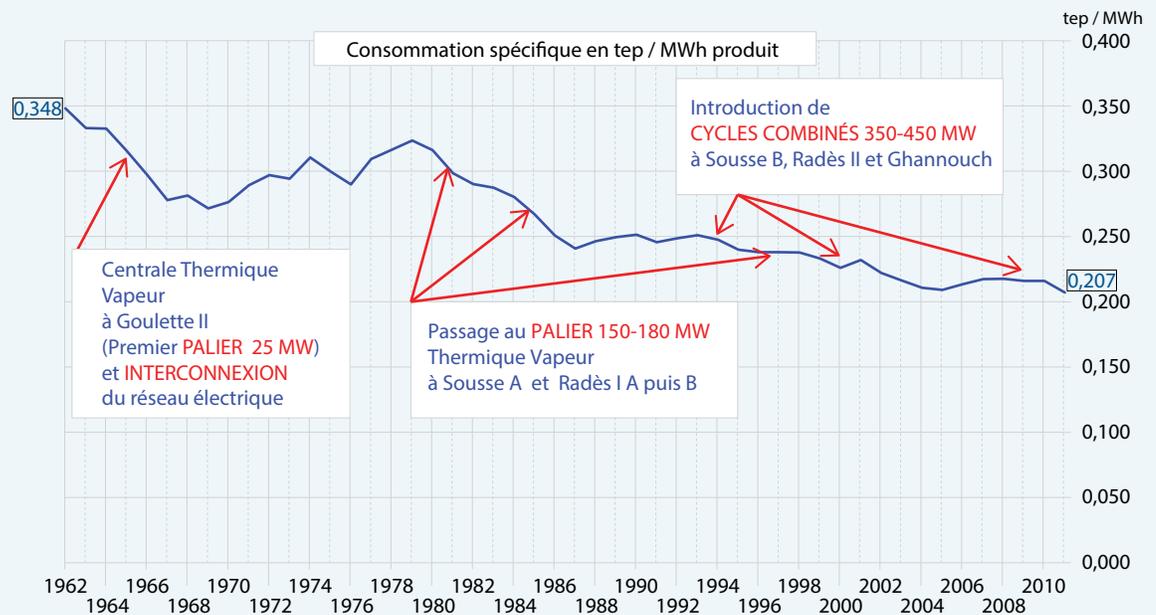
Si l'on conjugue les deux facteurs mentionnés précédemment concernant le secteur de l'électricité, à savoir : d'une part le doublant de la part d'énergie

**Figure 1.6 | PART DES COMBUSTIBLES DÉDIÉS À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN % DE LA CONSOMMATION NATIONALE D'ÉNERGIE PRIMAIRE**



Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.7 | ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION SPÉCIFIQUE : quantité de combustible utilisée par les centrales (tep pci), rapportée à la fourniture d'électricité (MWh)**



Source: Préparé par l'auteur

primaire destinée au secteur, par rapport au total consommé au niveau national, et d'autre part le gain de 40% dans l'efficacité des centrales thermiques, on se représente à quel point la croissance de la demande électrique au stade du consommateur final a été forte, comparée aux autres formes d'énergie.

C'est ainsi que sur les 50 années passées, la fourniture d'électricité en kWh/habitant a été multipliée par vingt, tandis que la consommation

totale d'énergie en tep/tête a fait un peu moins que sextupler. Cette évolution spectaculaire s'explique pour beaucoup par le taux d'électrification du pays (99,5% à présent contre 20% en 1962, année de naissance de la STEG ...), dans la mesure où il a permis d'augmenter considérablement le nombre de ménages ayant accès à cette forme d'énergie, grâce à leur raccordement au réseau électrique.

## Mix à l'horizon 2030

Une première approche de la question du mix énergétique en devenir consiste à imaginer une reconduction de la structure de consommation, selon le modèle même qui prévaut aujourd'hui (Business as usual -"BAU") et repose essentiellement sur le gaz naturel. La projection de l'offre/demande de gaz à l'horizon 2030 révèle alors que la demande telle que

tirée de ce scénario, ne pourrait pas être couverte par les disponibilités gazières maximales, telles qu'imaginées dans le cadre de la présente étude. De ce fait, un déficit apparaîtrait entre ressources et besoins en gaz dès le début des années 2020, et il se creuserait par la suite de manière très sensible (figure 1.8).

**Figure 1.8 | DEMANDE DE GAZ NATUREL "BAU" (en M tep) vs "RÉSERVES MINIMUM" + GAZ ACIDE + "PROSPECTS + LEADS"**



Source: Préparé par l'auteur

Dans ces conditions, il faut concevoir d'autres types de consommation qui puissent se traduire par une réduction des besoins en gaz naturel et par conséquent atténuer la vulnérabilité énergétique du pays à long terme.

L'analyse rétrospective qui a retracé ci-avant la genèse du mix actuel, et notamment la place qu'y occupe le gaz, a bien mis en lumière le rôle moteur qu'a joué à cet égard le secteur de l'électricité. Or ce secteur se prête tout naturellement à la recherche d'alternatives quant à la demande d'énergie, grâce à la flexibilité que lui confère sa diversité de choix en matière d'équipement en moyens de production, dont découle la nature de(s) combustible(s) à consommer.

Voilà qui invite donc à focaliser la réflexion sur des futurs possibles du secteur électrique d'ici à l'horizon 2030 et à s'interroger sur :

- les modes de production qu'il pourrait mettre en œuvre ;
- la nature des combustibles dont il ferait corrélativement usage ;
- le niveau de consommation par forme d'énergie qui résulterait des différentes configurations envisagées.

Nous passons ainsi du mix énergétique au mix électrique.

## Scenarios pour le secteur électrique à l'horizon 2030:

La construction de **scénarios** pour le secteur électrique a été effectuée par l'équipe de planification de la STEG, en collaboration avec l'auteur principal du présent chapitre.

L'étude de simulation, réalisée au moyen du modèle d'optimisation WASP utilisé normalement par la STEG pour ses programmes d'équipement, s'appuie sur la demande électrique telle que prévue par cette dernière (40 TWh environ en 2030), avec les courbes de charge associées. Elle vise à déterminer pour chacune des options de base retenues les éléments suivants :

- la puissance à installer pour faire face à ces mêmes courbes de charge ;
- la production d'électricité par type d'équipement ;
- la consommation de combustible par forme d'énergie.

### LES OPTIONS DE BASE

Le **nucléaire** fait généralement partie des alternatives examinées dans les projections à long terme. La STEG, à titre de responsable du secteur électrique, ne l'a pas ignoré. Cette option n'a cependant pas été prise ici en considération, car son introduction avant 2030 est fort improbable. Les obstacles qui pénalisent l'option électronucléaire, dans le contexte tunisien, se situent sur différents plans :

- technico-économique : problème d'échelle, vu que la taille des gammes standard actuelles déjà

éprouvées pourrait être malaisée à concilier avec la capacité modeste du système de production-transport tunisien ;

- financier: mode de production très capitalistique, d'où financement de l'investissement hautement problématique, voire rédhitoire ;
- macro-économique : apport minime en termes d'intégration locale ;
- géopolitique: forte dépendance, tant au niveau du suivi technique que de l'approvisionnement en uranium enrichi, sans parler du souci inverse qu'est la prolifération.
- écologique: pas de CO<sub>2</sub> émis, mais risque aigu de radiations, qui fait de la sûreté des installations et de la gestion des déchets un enjeu crucial.

Pas plus que le nucléaire, n'est retenu le **fuel-oil** dans la présente analyse, faute de compétitivité des centrales "vapeur" correspondantes, par rapport à leurs concurrentes au gaz ou au charbon.

S'agissant de fournir l'électricité en base, reste alors le recours au **charbon** comme alternative de référence, face au gaz naturel du scénario précédent (*Business as usual*). D'où un nouveau scénario intégrant ce mode de production, qui pourrait techniquement opérer dans le parc STEG à partir de 2023-2024.

Chacune de ces deux options de base à dominante "**Gaz**" ou "**Charbon**" a été déclinée en deux alternatives :

- La première intègre une capacité d'énergies renouvelables (**EnR**) en fonction de leur rentabilité et sur la base d'hypothèses de coût d'installation et de durée d'utilisation. Le jeu de l'optimisation technico-économique (hors externalités) se traduit dans ce cas par une **contribution plutôt modeste des EnR**, qu'elles soient associées à une production de base au Gaz ou au Charbon.
- La seconde introduit dans le mix une dose consistante et significative d'éolien et de solaire. L'insertion de cette dose dans le programme d'équipement a été "forcée", de manière à attribuer à ces sources non fossiles un **objectif "volontariste" de 30%** des kilowattheures fournis en 2030. Ledit pourcentage a été retenu à l'issue d'une étude précédente consacrée au mix électrique, sous l'égide de l'Agence Nationale de la Maîtrise de l'Energie (ANME), et menée par GIZ (Gesellschaft fuer Internationale Zusammenarbeit), l'organe de la coopération technique bilatérale de l'Allemagne.

En résumé, **quatre scénarios de demande d'énergie primaire** ont été examinés :

- Scénario "Gaz" avec contribution modeste des EnR
- Scénario "Gaz" avec contribution volontariste des EnR
- Scénario "Charbon" avec contribution modeste des EnR
- Scénario "Charbon" avec contribution volontariste des EnR

Pour chacun des scénarios sont passées successivement en revue ci-après, par type d'équipement :

- La puissance à installer ;
- La production d'électricité ;
- La consommation de combustibles.

## LA PUISSANCE INSTALLÉE

Concernant la capacité additionnelle attachée à chacun des quatre scénarios et qui est explicitée dans les graphiques suivants, l'approche utilisée est conservatrice, en ce sens que le **complément en Énergies Renouvelables (EnR)** apporté au système vient non pas se substituer, mais se superposer aux MW des centrales conventionnelles installées. Ceci tient aux limites du modèle "WASP" utilisé dans cette

simulation, qui ne permet pas aisément de prendre en compte la variabilité des énergies renouvelables. Cette insuffisance devra être corrigée ultérieurement lors de l'approfondissement envisagé pour la présente étude.

Pour expliquer cette **redondance de capacité** inhérente à l'analyse en question, il faut rappeler la nécessité pour la puissance à installer, d'assurer **l'adéquation entre offre et demande d'électricité** :

- Garantir la fourniture de la puissance appelée sur le réseau électrique jour et nuit, été comme hiver, implique que l'ensemble des moyens disponibles soit en mesure d'**épouser la courbe de charge** dans toutes ses modulations.
- Cette courbe de charge comporte **deux pointes journalières**, qui apparaissent respectivement le jour et le soir. L'écart entre les maxima absolus atteints par chacune d'elles en cours d'année (généralement en été pour la première, en hiver pour la seconde) est supposé, dans le cadre du présent exercice, évoluer dans une plage relativement étroite. Cette hypothèse - qui reste à valider - dicterait des niveaux assez proches l'un de l'autre, pour les capacités à installer en vue de faire face à chacun de ces deux pics saisonniers, considérés isolément : l'un, diurne (du fait de la climatisation) ; l'autre, nocturne (normalement en hiver, du fait de l'éclairage).

Or à la tombée de la nuit, le solaire est inopérant, tout naturellement ; quant à l'éolien, sa contribution reste tributaire des aléas atmosphériques, auxquels la force du vent est assujettie. En l'absence de stockage, on ne saurait donc escompter de participation ni de l'un ni de l'autre à la couverture de la demande, au moment où la pointe du soir atteint son plus haut niveau de l'année. Pour faire face alors à ce dernier pic, le parc de production est donc ici dimensionné (i) sur la base de l'hypothèse énoncée ci-avant quant au faible écart entre maxima annuels jour/soir (ii) en ignorant, pour défaut supposé de disponibilité, la capacité additionnelle à pousser à 30% de la part des EnR dans le mix électrique.

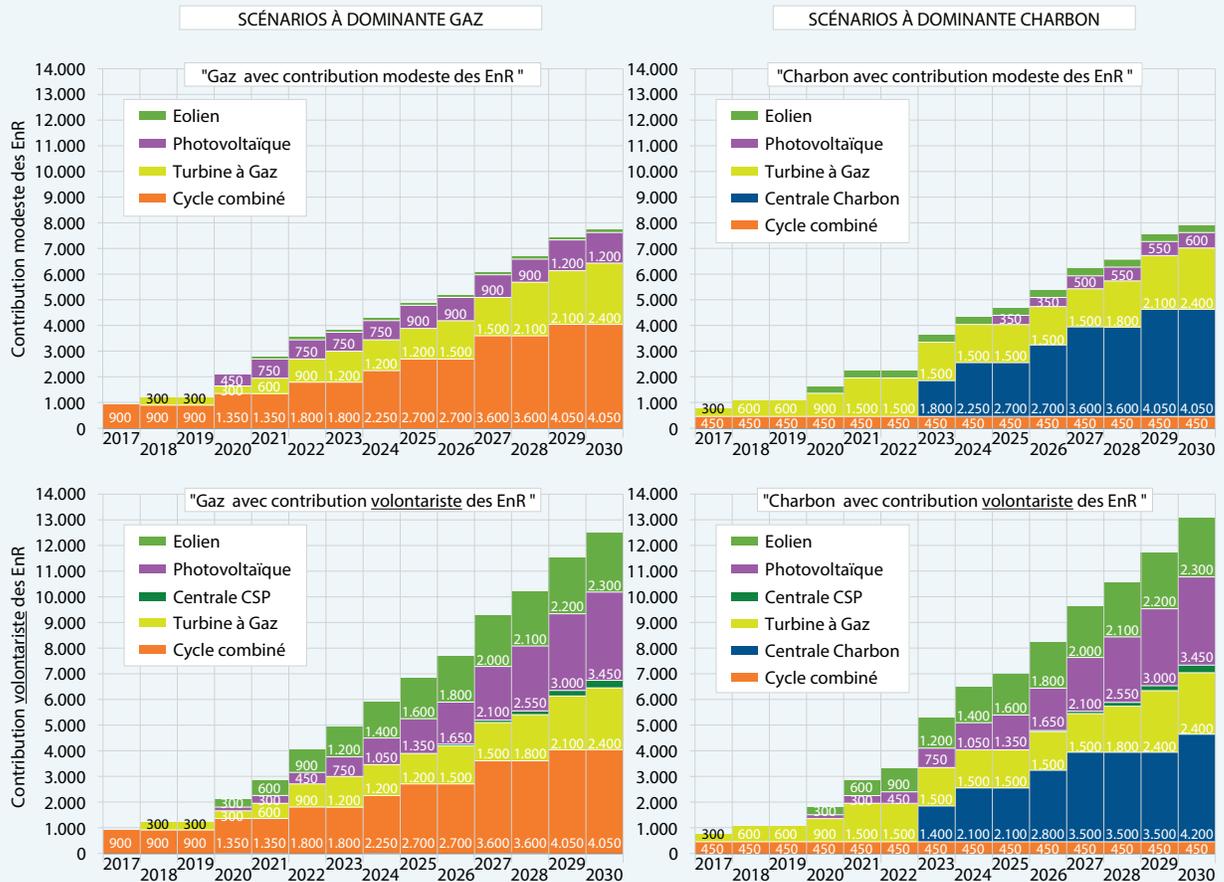
Ainsi peut-on comprendre la redondance qui apparaît dans ces scénarios au niveau de la puissance installée, tout en reconnaissant la nécessité d'adopter dans un approfondissement ultérieur une hypothèse moins conservatrice.

Retenons donc que tout se passe ici comme si les gains apportés par les Renouvelables se

situaient uniquement au niveau des **économies de combustibles** (paramètre "Energie"), sans réduire le niveau des équipements "classiques" de production

d'électricité à installer par ailleurs (paramètre "Puissance") (figure 1.9).

Figure 1.9 | NOUVELLES CAPACITÉS INSTALLÉES (MW)



Source: Préparé par l'auteur

## LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

La production d'énergie électrique afférente à chacun des scénarios ci-dessus se présente alors comme suit, en valeur absolue et en % (figure 1.10 et 1.12),

le graphique en pourcentage exprimant précisément le **mix de production électrique** correspondants.

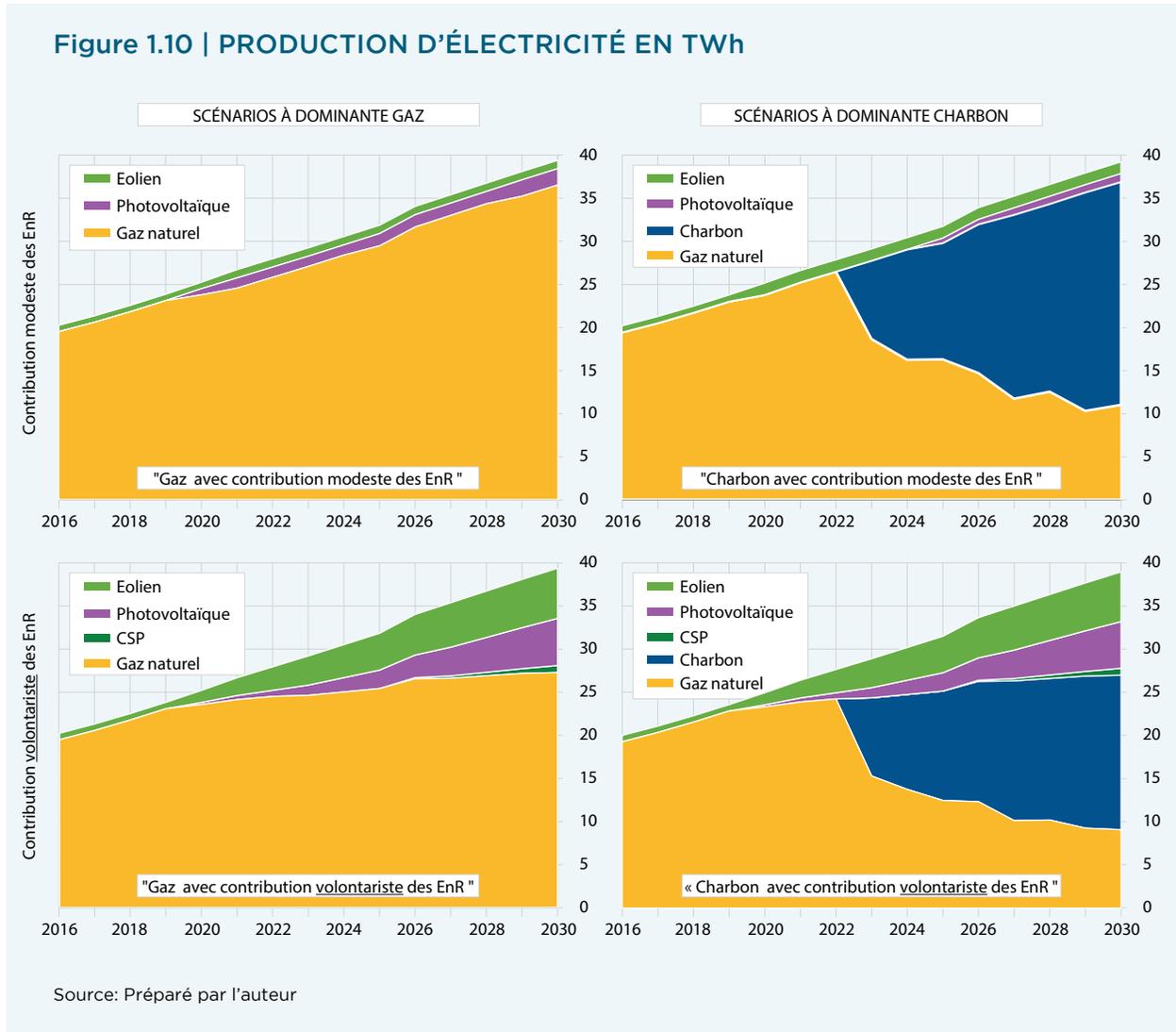
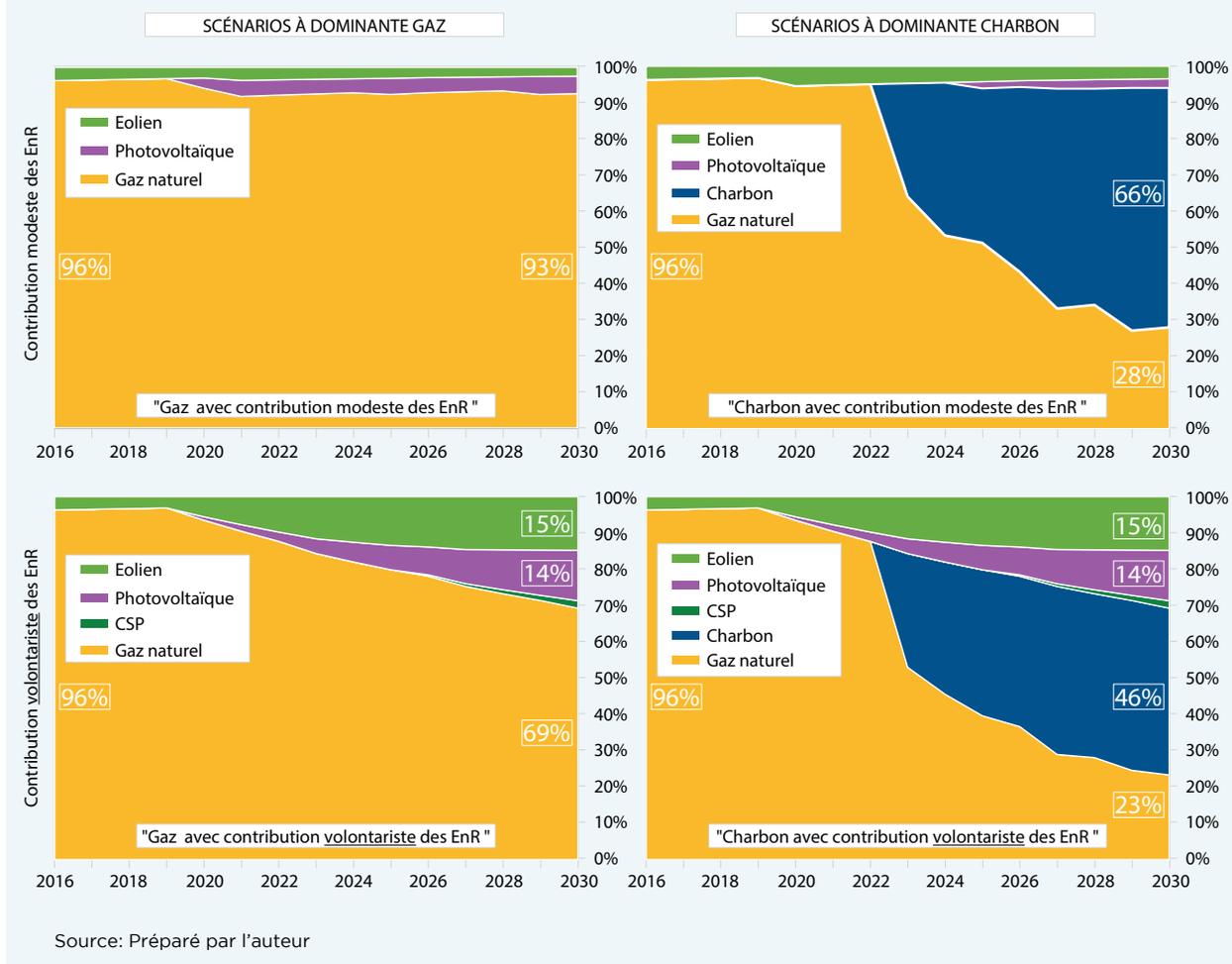


Figure 1.11 | MIX DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE EN %



## La consommation de combustibles

Les **consommations d'énergie fossile** qui découlent des scénarios présentés précédemment se différencient quant à :

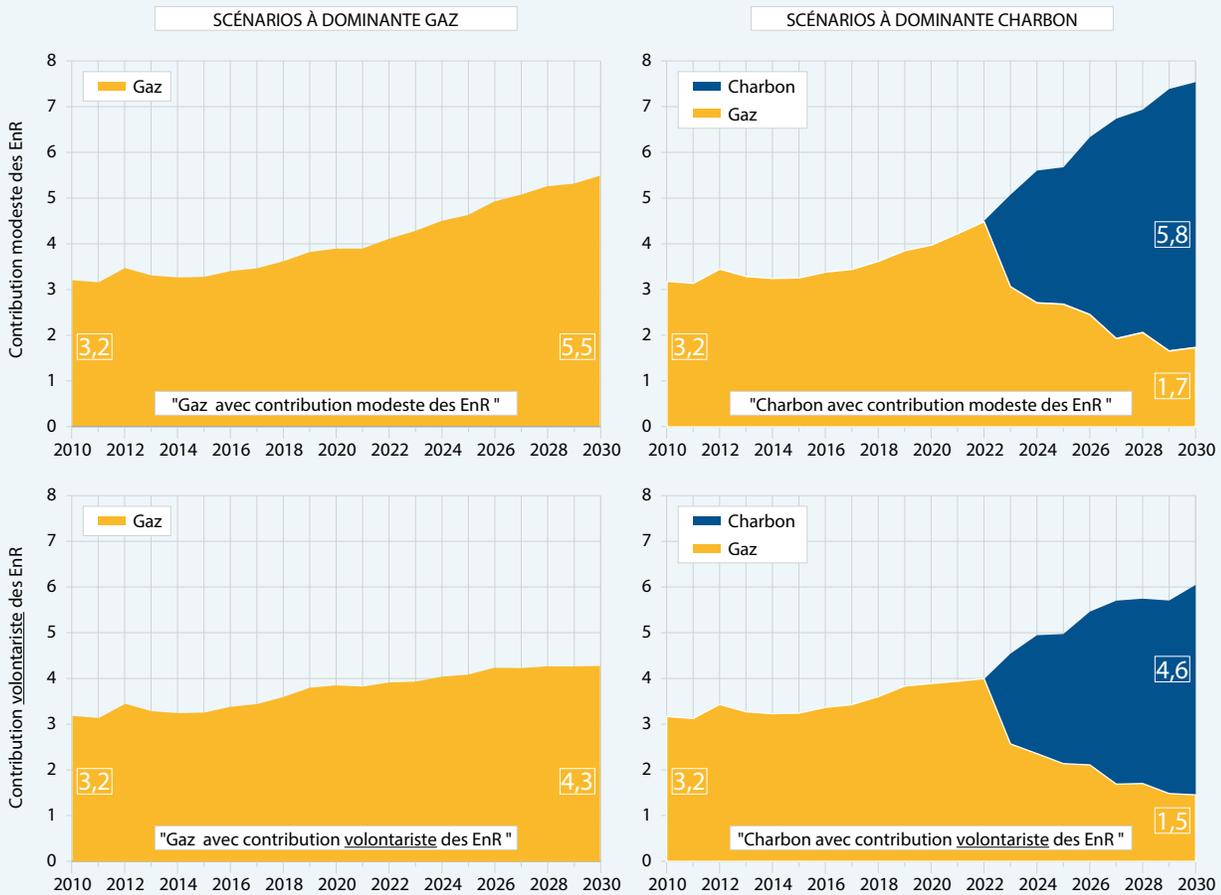
- leur **contenu** : répartition entre types de combustibles utilisés (gaz ou charbon) ;
- leur **enveloppe** : volume global des tep qui sont brûlées afin d'atteindre la production assignée (laquelle est identique pour les 4 scénarios, par définition) ; ce volume reflète notamment :
  - la place qu'occupent les Énergies Renouvelables dans le mix ("modeste" ou "volontariste") ;

- l'efficacité énergétique afférente à chaque mode de production (turbines à gaz, cycle combiné ou centrale charbon).

On note que dans les scénarios à dominante Charbon, la demande en gaz des centrales culminerait juste avant 2023 à 4 M tep environ, pour chuter rapidement avec l'entrée en masse des unités charbon dans le parc (à partir de 2023-2024): autour de 1,6 M tep en 2030, soit la moitié de son niveau de 2010.

Quant à la consommation du secteur électrique en gaz et charbon réunis, les scénarios à dominante **Gaz** s'avèrent comme **les plus sobres au total** (toujours en termes de volume, car dans le calcul en **valeur**, le

Figure 1.12 | CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE EN M TEP POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



Source: Préparé par l'auteur

charbon l'emporte financièrement en raison de son prix sensiblement plus bas à l'importation).

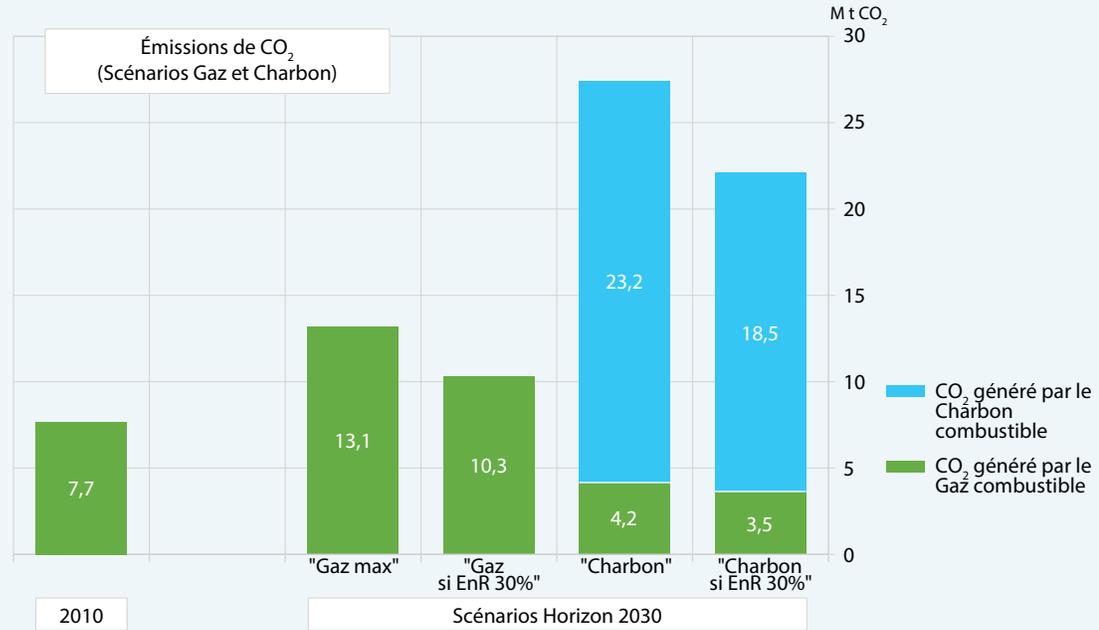
On reconnaît dans cette efficacité thermique, le rendement meilleur des centrales à **cycle combiné**. Même le scénario "Charbon avec composante volontariste de Renouvelables" ne parvient pas à rattraper cet avantage du gaz : malgré l'économie de combustible que procure sa contribution de 30% à la production d'électricité, il s'avère finalement plus gourmand en énergies fossiles que le scénario Gaz maximum, où la proportion des EnR dans le mix est pourtant bien plus modeste (figure 1.13).

**Quant aux émissions de CO<sub>2</sub>**, le bilan plaide sans appel en faveur des scénarios à dominante Gaz (figure 1.13 bis). Les options Charbon (y compris en

cas de contribution volontariste de Renouvelables) en viennent en effet à **doubler l'impact** sur le réchauffement climatique, sous **l'effet cumulé** :

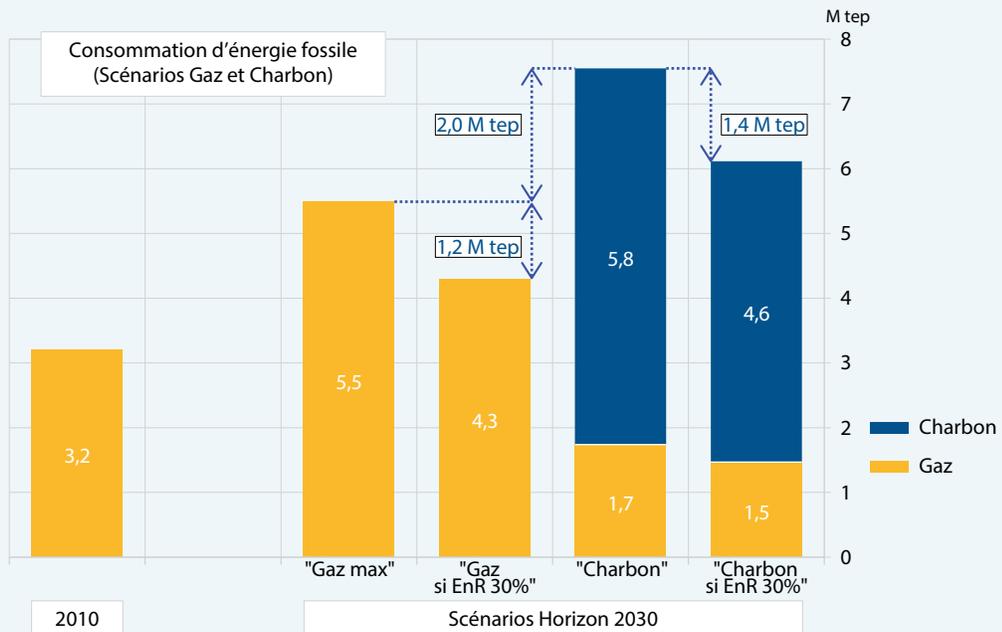
- de la moindre **efficacité thermique** -déjà soulignée- des centrales au charbon : pour produire une même quantité d'électricité, elles requièrent **à l'entrée des brûleurs** davantage de combustible en tep/MWh produit ;
- de la **chimie** même du **charbon** : la **combustion** de ce dernier **dans les chaudières** génère un taux de carbone/tep brûlée, plus élevé que dans le cas du **méthane**, dont le gaz naturel standard est composé pour l'essentiel.

**Figure 1.13 | CONSOMMATION D'ÉNERGIE FOSSILE (en M tep) induite par la production d'électricité, selon les scénarios**



Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.13 bis | ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> (en millions de tonnes) GÉNÉRÉES PAR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, SELON LES SCÉNARIOS**



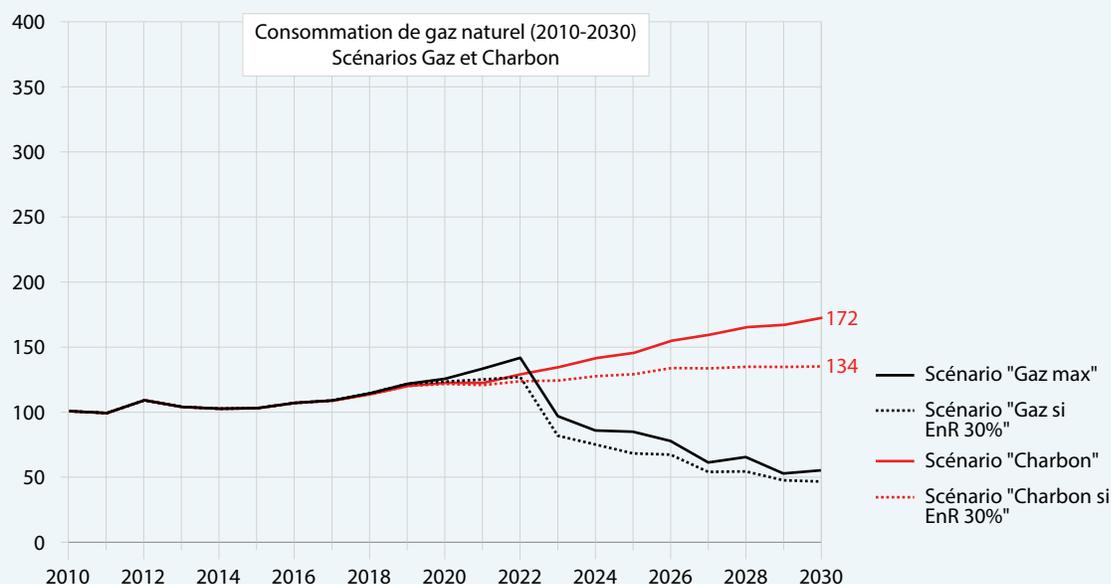
Source: Préparé par l'auteur

L'utilisation d'indices permet d'illustrer autrement la manière dont la demande de gaz et les émissions de CO<sub>2</sub> évolueraient respectivement, entre les niveaux actuels (année 2010 = Base 100) et l'horizon 2030. On relève ainsi :

- Dans les scénarios à dominante **Gaz** : une **progression modérée de volume** (entre 30 et 75% sur la période, selon la part des EnR dans le mix)
  - pour le **gaz naturel consommé** par les centrales électriques ;
  - pour les **émissions de CO<sub>2</sub>** générées par sa combustion ;

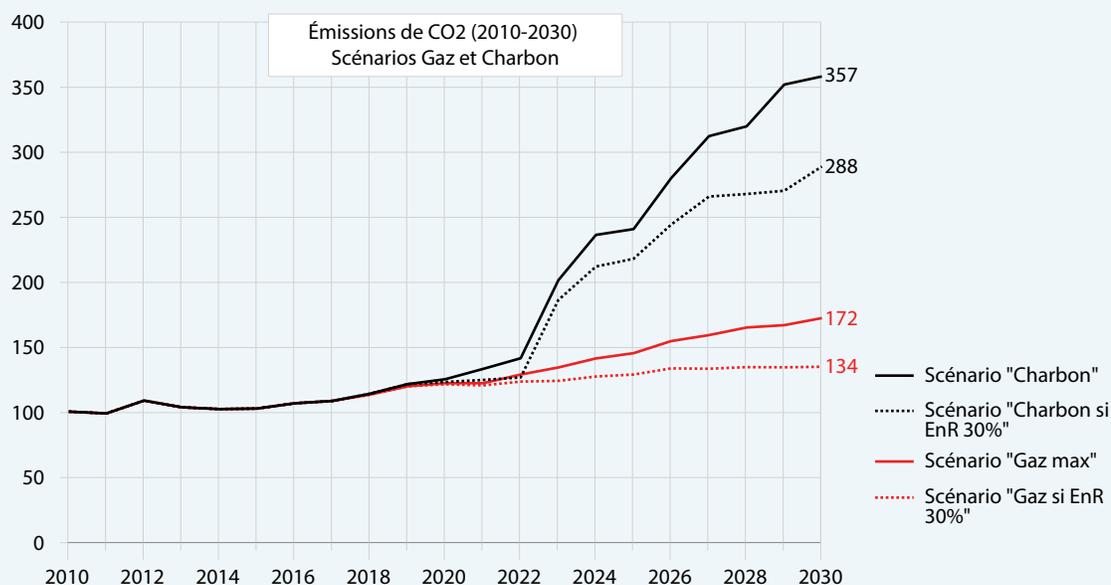
- Dans les scénarios à dominante **Charbon** : le **meilleur et le pire à la fois**
  - une **dépendance** du secteur électrique vis-à-vis du gaz naturel, deux fois moindre **en 2030 qu'aujourd'hui** (d'où un approvisionnement nettement plus diversifié, compte tenu du fait que l'importation de charbon est autrement plus souple que celle du gaz), étant signalé néanmoins un surcroît de besoins en gaz avant l'arrivée en 2023 de la 1ère centrale à charbon : un **gonflement** sensible, par un facteur de **l'ordre de trois** au moins, pour le **CO<sub>2</sub> émis** (d'où sévère aggravation de l'impact écologique).

**Figure 1.14 | ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL INDUITE PAR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, SELON LES SCÉNARIOS (ANNÉE 2010 = INDICE 100 )**



Source: Préparé par l'auteur

**Figure 1.15 | ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> GÉNÉRÉES PAR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, SELON LES SCÉNARIOS (ANNÉE 2010 = INDICE 100)**



Source: Préparé par l'auteur

## Bilans comparés offre/demande de gaz

Après l'étude de simulation consacrée à la production d'électricité et ses diverses implications, notamment la consommation de combustibles, c'est à présent le bilan **offre/demande de gaz naturel** qu'il convient de réexaminer à la lumière de ces résultats, en confrontant d'ici 2030 :

- Ressources gazières, telles que prises comme hypothèse de travail ;
- Besoins globaux de gaz, tels qu'ils découlent de trois des scénarios précédents, après qu'on a rajouté à la demande de gaz du secteur électrique, explicitée ci-avant, celles du Résidentiel & Tertiaire, ainsi que de l'Industrie (hors cimenteries, qui sont supposées recourir de préférence au *petcoke*).

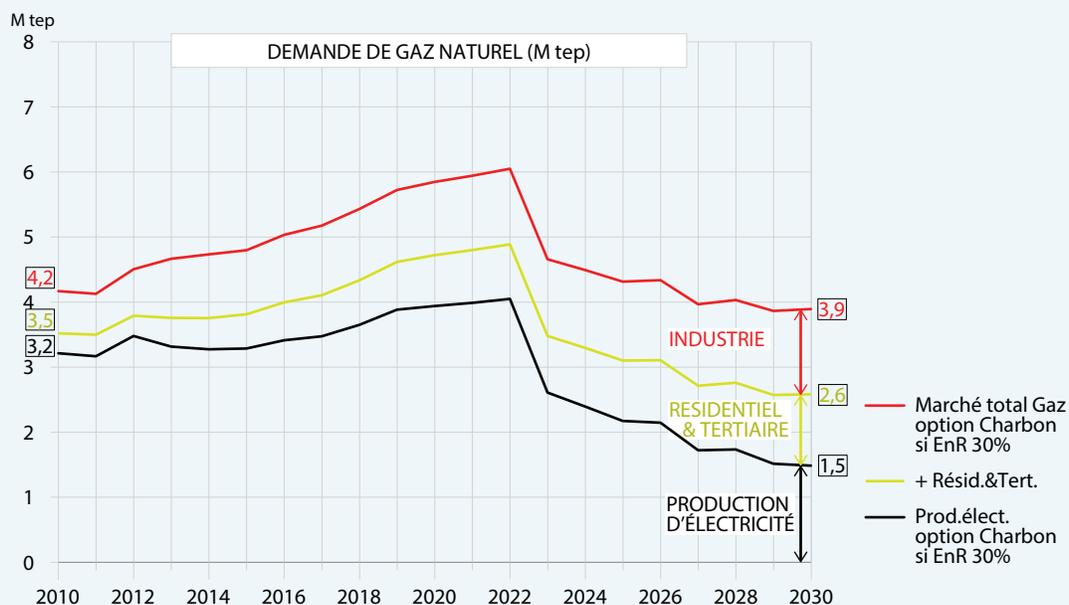
### A. SCÉNARIO À DOMINANTE CHARBON

Nous nous intéresserons ici, côté demande, au **scénario Charbon avec contribution volontariste**

**de renouvelables** à la production d'électricité à hauteur de 30%, qui donne lieu à la "**Demande Gaz Minimum**". En effet, l'autre scénario Charbon examiné précédemment, qui suppose une contribution modeste d'EnR, ne présente plus d'intérêt du point de vue adopté à ce stade de notre analyse.

Les besoins globaux en gaz se présentent dans ce cas comme suit, par secteur d'utilisation :

**Figure 1.16 | DEMANDE GAZ MINIMUM (tous secteurs d'utilisation)**  
**Scénario “Charbon avec contribution volontariste des EnR”**



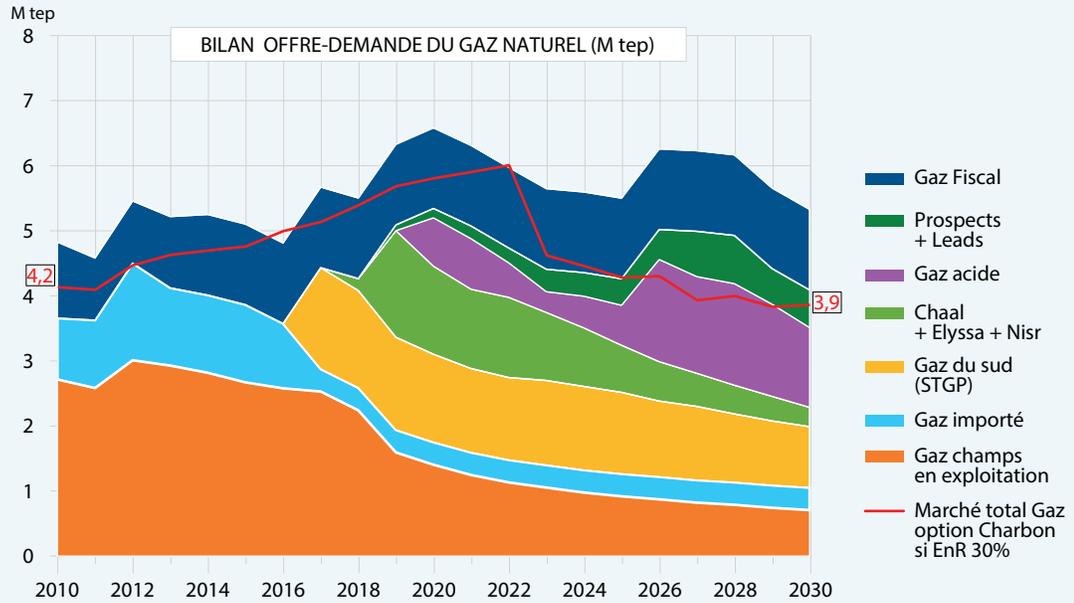
Source: Préparé par l'auteur

Le rapprochement entre besoins ci-dessus et ressources supposées disponibles, pour ce scénario Charbon qui comporte 30% d'EnR dans le mix et qui donne lieu à la **Demande Gaz Minimum**, permet de constater que :

- La consommation globale de gaz pourrait être **satisfaite normalement** si s'avéraient disponibles toutes les ressources qui sont imaginées ici (y compris le Gaz acide et les "Prospects + Leads") et que nous désignerons sommairement dans la **suite de l'exposé comme** "Ressources Maximum", ce terme ne devant pas cependant être pris à la lettre, mais considéré comme une simple hypothèse de travail pour les besoins de la présente étude (figure 1.17).

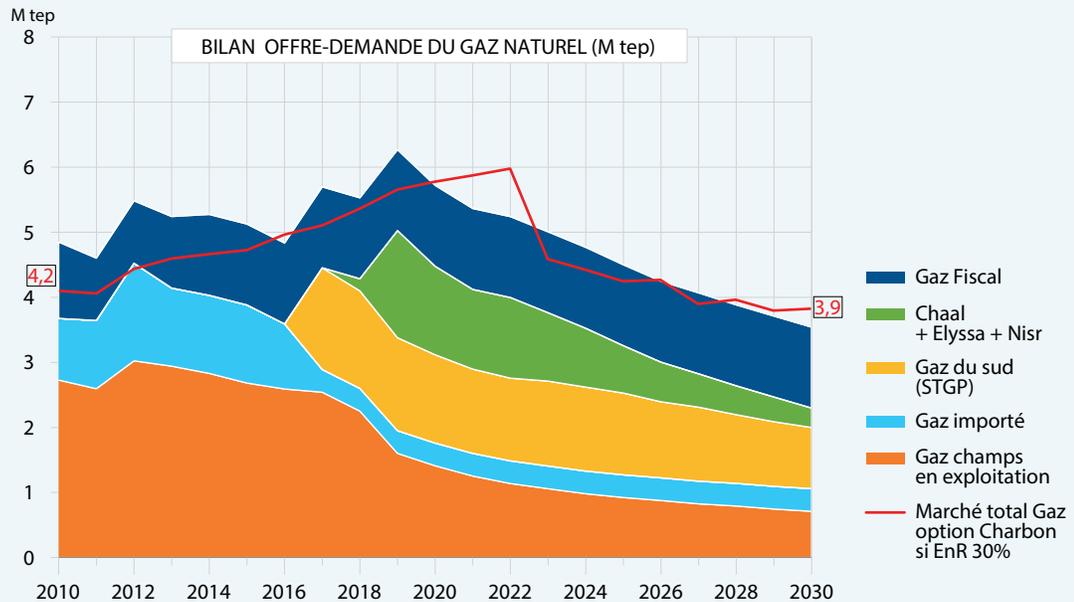
- En l'absence des "Prospects + Leads" (hypothèse de ressources gazières qui seront désignées comme "**Ressources Minimum**", ce terme devant être compris lui aussi comme un raccourci commode pour la suite de la présentation), un appoint d'importations serait nécessaire pour couvrir la totalité des besoins en gaz à l'horizon 2030, mais aussi un peu avant le démarrage en 2023 de la 1ère centrale au charbon (figure 1.18).

Figure 1.17 | DEMANDE GAZ MINIMUM, TOUS SECTEURS CONFONDUS (Scénario “Charbon avec contribution volontariste des EnR”) vs “Réserves Maximum” (y compris gaz acide + prospects + leads)



Source: Préparé par l'auteur

Figure 1.18 | DEMANDE GAZ MINIMUM, TOUS SECTEURS CONFONDUS (Scénario “Charbon avec contribution volontariste des EnR”) vs “Réserves Minimum” (hors gaz acide et prospects + leads)



Source: Préparé par l'auteur

## B. SCENARIOS À DOMINANTE GAZ

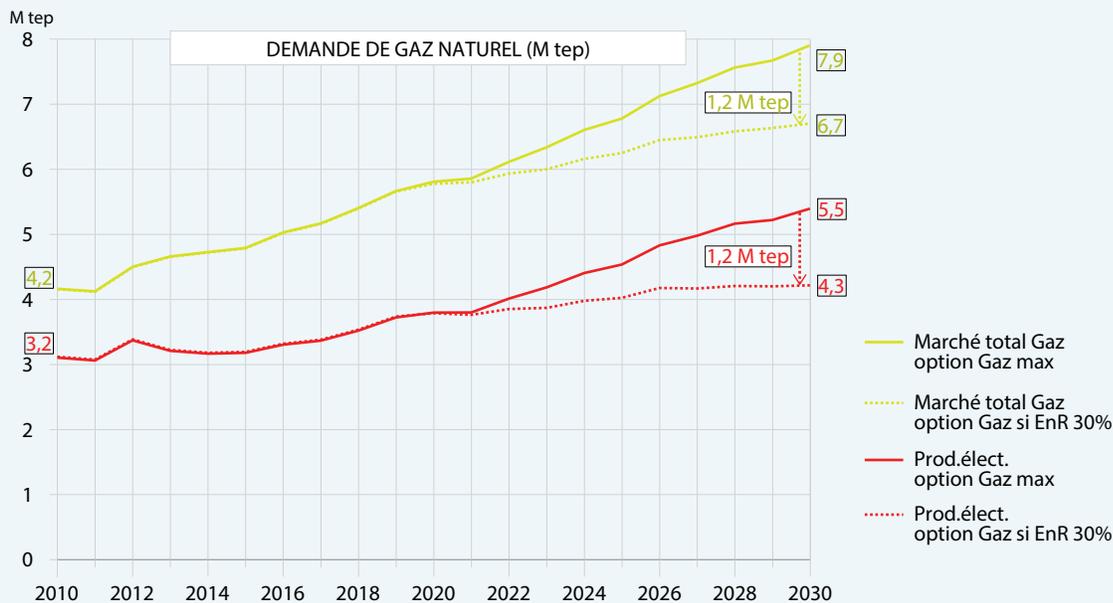
Deux scénarios à dominante gaz ont été considérés dans ce chapitre jusqu'ici, à propos de la demande :

- “**Gaz avec contribution modeste des EnR**”, qui correspond à la **Demande Gaz Maximum** (c'est le scénario Business As Usual –"BAU"- que nous avons présenté au paragraphe 13 comme première approche du mix à l'horizon 2030) ;
- “**Gaz avec contribution volontariste des EnR**” (30% de la production d'électricité), qui donne lieu

à ce que nous désignerons par **Demande Gaz "Intermédiaire"**.

La juxtaposition des profils de consommation de gaz associés à chacun de ces deux scénarios, qui excluent le charbon par définition, permet de visualiser l'allègement important des besoins en gaz (1,2 Mtep de combustible économisé à l'horizon 2030), lorsque la dose d'Énergies Renouvelables dans le mix électrique est poussée à 30% (figure 1.19). :

**Figure 1.19 | IMPACT SUR LA DEMANDE GAZ MAXIMUM**  
D'une contribution des énergies renouvelables de 30% dans le *MIX* électrique



Source: Préparé par l'auteur

Examinons à présent comment se comparent les besoins découlant de ces deux options à dominante Gaz, d'un côté, et de l'autre les ressources gazières imaginées :

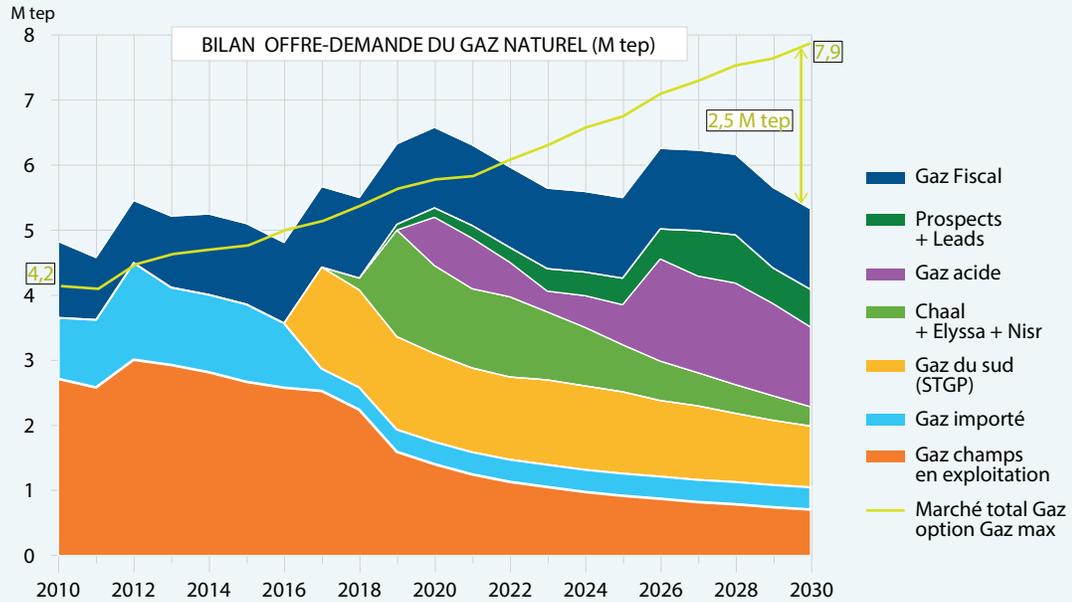
- POUR LE SCÉNARIO "GAZ AVEC CONTRIBUTION MODESTE DES EnR"**, qui se traduit par la demande gaz maximum, nous voyons apparaître à l'horizon 2030 :

- un décalage de **2,5 Mtep** entre la consommation globale de gaz et l'hypothèse de disponibilité la

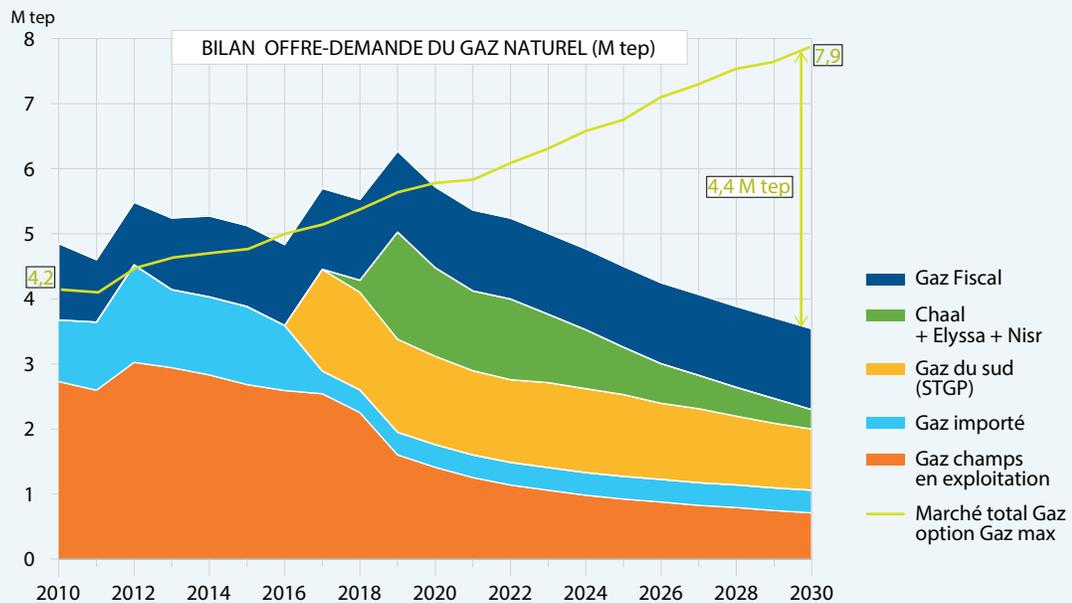
plus élevée ou "**Réserves Maximum**", incluant Gaz acide et "Prospects + Leads". (figure 1.20)

- une **aggravation** de ce gap à **4,4 Mtep**, si les "**Réserves Minimum**" (donc hors Gaz acide et sans les "Prospects + Leads") s'avèrent être seules **au rendez-vous** (figure 1.21).

**Figure 1.20 | DEMANDE DE GAZ MAXIMUM, TOUS SECTEURS CONFONDUS (Scénario “Gaz avec contribution modeste des EnR”) vs “RÉSERVES MAXIMUM” (y compris GAZ ACIDE + PROSPECTS + LEADS)**



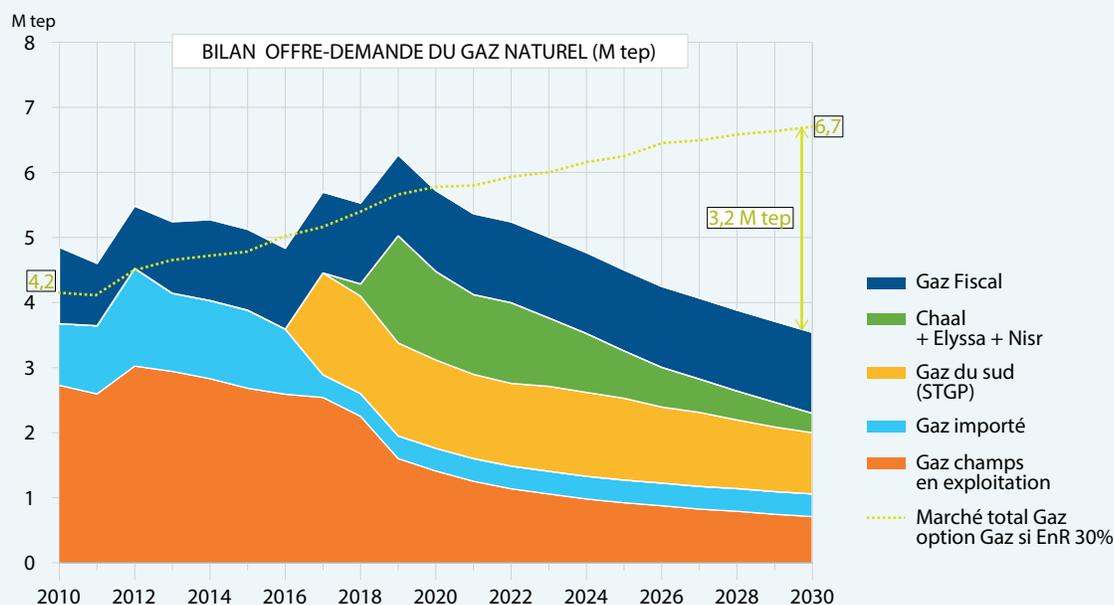
**Figure 1.21 | DEMANDE DE GAZ MAXIMUM, TOUS SECTEURS CONFONDUS (Scénario “Gaz avec contribution modeste des EnR”) vs “RÉSERVES MINIMUM” (HORS GAZ ACIDE ET PROSPECTS + LEADS)**



b) **POUR LE SCÉNARIO “GAZ AVEC CONTRIBUTION VOLONTARISTE DES EnR”**, on constate une réduction de 1,2 Mtep sur le gap précédent (par rapport aux seules “Réserves Minimum”), ramenant le déficit à **3,2 Mtep**, dans ce cas où les Renouvelables assurent 30% de la production d’électricité (figure 1.22).

L’analyse précédente met donc en évidence, dans les deux scénarios excluant le charbon, un **déphasage significatif** entre offre et demande de **gaz**. Même une part de 30% d’énergies renouvelables dans le mix électrique ne réussit pas à réduire suffisamment le *gap*. Et ce, sans écarter l’éventualité où les **ressources gazières devraient être révisées à la baisse** (donc en dessous du niveau de “Réserves Minimum” présenté ici), ce qui creuserait encore le décalage.

**Figure 1.22 | DEMANDE DE GAZ TOUS SECTEURS CONFONDUS**  
afférente au Scénario “Gaz avec contribution volontariste des EnR”  
vs “RÉSERVES MINIMUM” (HORS GAZ ACIDE ET PROSPECTS + LEADS)



Source: Préparé par l’auteur

## Retour sur la destination du gaz naturel

Les résultats dégagés de l’analyse offre/demande en gaz devraient normalement inviter à **prioriser l’allocation des ressources en gaz Naturel**, en passant au crible l’utilisation du gaz naturel selon la valeur ajoutée que peut apporter cette forme d’énergie :

- Secteur Résidentiel & Tertiaire et Industrie : s’agissant du développement de ces marchés (Industrie notamment), on gagnerait ici à tendre

vers une certaine sélectivité, voire à privilégier la clientèle “noble”, celle qui exploite le mieux les avantages comparatifs du gaz naturel ; l’outil tarifaire pourrait aider à une telle démarche ;

- Production d’électricité : plus que tout autre segment du marché, ce secteur tire pleinement parti du gaz, mais il est aussi très sensible au coût du combustible, vu sa part prépondérante dans le coût de revient du kWh, ce qui le distingue des

autres utilisateurs moins exposés de ce point de vue.

La vulnérabilité qui affecte cette activité si névralgique qu'est l'électricité, au plan économique (compétitivité), pourrait être atténuée si :

- La production d'électricité ne reposait sur l'importation de gaz que de manière accessoire.
- L'allocation des ressources en gaz était aménagée de façon à concéder au secteur électrique, d'un point de vue commercial, la priorité d'accès aux disponibilités nationales de gaz, avec le coût d'opportunité associé.

Une relecture du bilan offre/demande sous ce nouvel éclairage amène alors à circonscrire :

- Les besoins en gaz, aux seules centrales électriques.
- Les ressources "Minimum", telles que prises à titre d'hypothèse.

Nous revisitons ainsi la **balance gaz**, en affichant de nouveau tour à tour les scénarios les plus représentatifs de la consommation **dédiée à la production d'électricité**, à savoir :

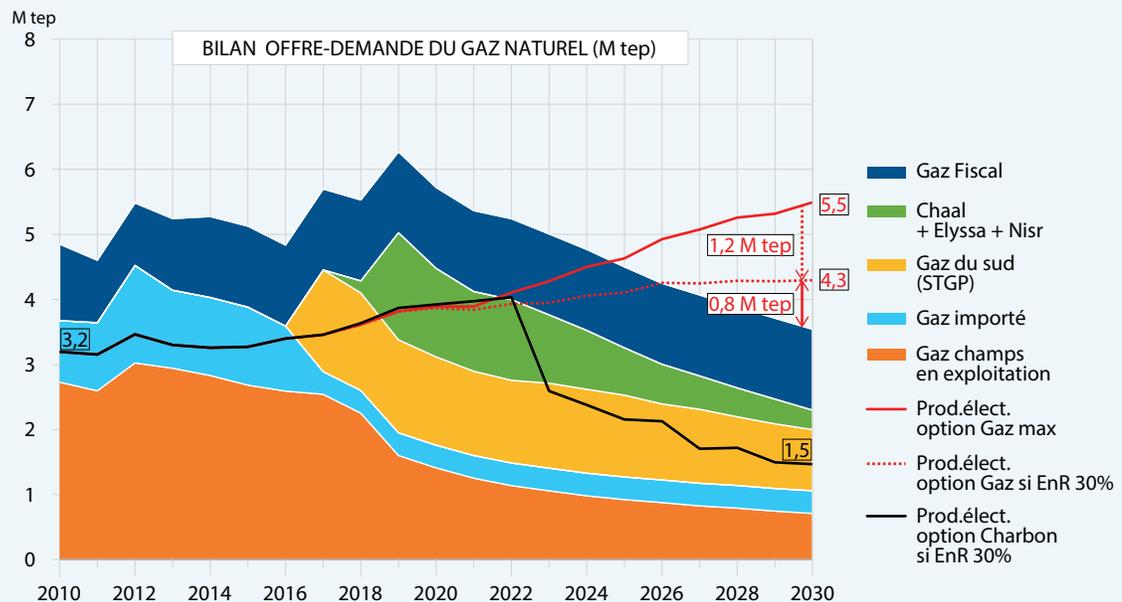
- Demande gaz **minimum** ("Charbon avec contribution volontariste des EnR").
- Demande gaz **maximum** ("Gaz avec contribution modeste des EnR").
- Demande gaz **intermédiaire** ("Gaz avec contribution volontariste des EnR").

On observe alors que si l'on réservait (potentiellement) au seul secteur électrique les disponibilités en gaz correspondant aux "Réserves Minimum" (qui, rappelons-le, doivent être considérées comme pure hypothèse adoptée pour les besoins de la simulation), le bilan serait le suivant :

- Le scénario Gaz minimum (Charbon avec contribution volontariste des EnR) verrait ses

**Figure 1.23 | GAZ POUR PRODUCTION ÉLECTRICITÉ VS "RÉSERVES MINIMUM"**

- "Gaz avec contribution modeste des EnR" (Scénario maximum)
- "Gaz avec contribution volontariste des EnR" (Scénario intermédiaire)
- "Charbon avec contribution volontariste des EnR" (Scénario minimum)



Source: Préparé par l'auteur

- besoins largement pourvus au-delà de 2023 ;
- Le scénario Gaz maximum (Gaz avec contribution modeste des EnR) induirait un gap de 2 Mtep à l'horizon 2030.
- Le scénario Gaz intermédiaire (Gaz avec contribution volontariste des EnR) ramènerait

ce dernier déficit à 0,8 Mtep (toujours pour les seuls besoins de la production d'électricité, les autres secteurs d'utilisation étant supposés être alimentés à partir de gaz importé).

## Conclusions

Le niveau relativement limité du déficit afférent au scénario intermédiaire donne à réfléchir quant à la stratégie la plus pertinente à engager. Il laisse à ce scénario à dominante Gaz, avec une part EnR de 30% dans le mix électrique, ses chances face aux options concurrentes reposant sur le Charbon

Certes, le recours au **charbon** ne manque pas d'atouts sous l'angle :

- Economique : prix d'achat attractif, d'où moindre coût global actualisé, tous scénarios confondus, avant prise en compte des externalités.
- Géopolitique : approvisionnement diversifié, d'où moindre dépendance.

Mais son utilisation ne va pas sans problèmes, sur les plans technique, écologique et financier:

- Contraintes de site (aménagement portuaire, etc.).
- Atteintes à l'environnement, plus sévères qu'avec les autres énergies fossiles tant à l'échelle locale (pollution) que planétaire (effet de serre).
- Investissements lourds et de financement malaisé (cf. point précédent).

Quant aux scénarios à dominante **Gaz**, ils pèchent avant tout, sous l'angle physique, par le **manque de visibilité sur les disponibilités** attendues à l'horizon envisagé, étant admis que le risque de dépendance commande de **ne compter sur l'importation qu'à un niveau raisonnable**. Pour le charbon, la question se pose en d'autres termes du fait de la diversité des sources et voies potentielles d'approvisionnement.

Ceci étant, le gaz naturel est doté, au regard de la production d'électricité, des **mérites spécifiques** que nous avons déjà soulignés : moindre coût d'investissement au MW installé ; moindre consommation en tep/MWh ; moindre taux de carbone à la combustion, en tonnes de CO<sub>2</sub> / m<sup>3</sup>.

Ces atouts incitent à ne pas écarter d'emblée cette option, surtout si le gap pouvait être contenu dans des limites acceptables, comme cela semblerait se dessiner pour le scénario intermédiaire (à condition que le niveau des disponibilités en gaz soit validé).

Les actions pouvant être menées dans le cadre de la maîtrise de l'énergie, sur le front de **l'efficacité électrique** au stade du consommateur final, aideraient bien sûr à réduire la demande d'énergie primaire et donc le déficit en gaz.

Une autre considération, sous forme de question, nous paraît devoir être mise en avant, qui joue plutôt en défaveur du charbon et pourrait avantager *a contrario* le gaz, en lui conservant (du moins pour un temps) son statut de combustible dominant dans le secteur électrique. Engager bientôt un processus charbon en vue d'une finalisation vers 2023, en pleine phase de transition énergétique au niveau planétaire, ne serait-ce pas risquer de prendre une décision stratégique à contretemps, voire à contre-courant ?

Sans parler de ressources de gaz que la prospection du sous-sol national pourrait amener entretemps à découvrir, (pensons ici plus particulièrement au gaz non conventionnel), faut-il exclure la perspective d'une nouvelle donne d'ici là, sur la scène énergétique mondiale ? Peut-on imaginer entre autres, l'arrivée à maturité de techniques innovantes, susceptibles de produire de l'électricité dans de meilleures conditions techniques, économiques, écologiques ? Autant d'interrogations qui pourraient entrer en ligne de compte dans la quête d'une stratégie de moindre regret.

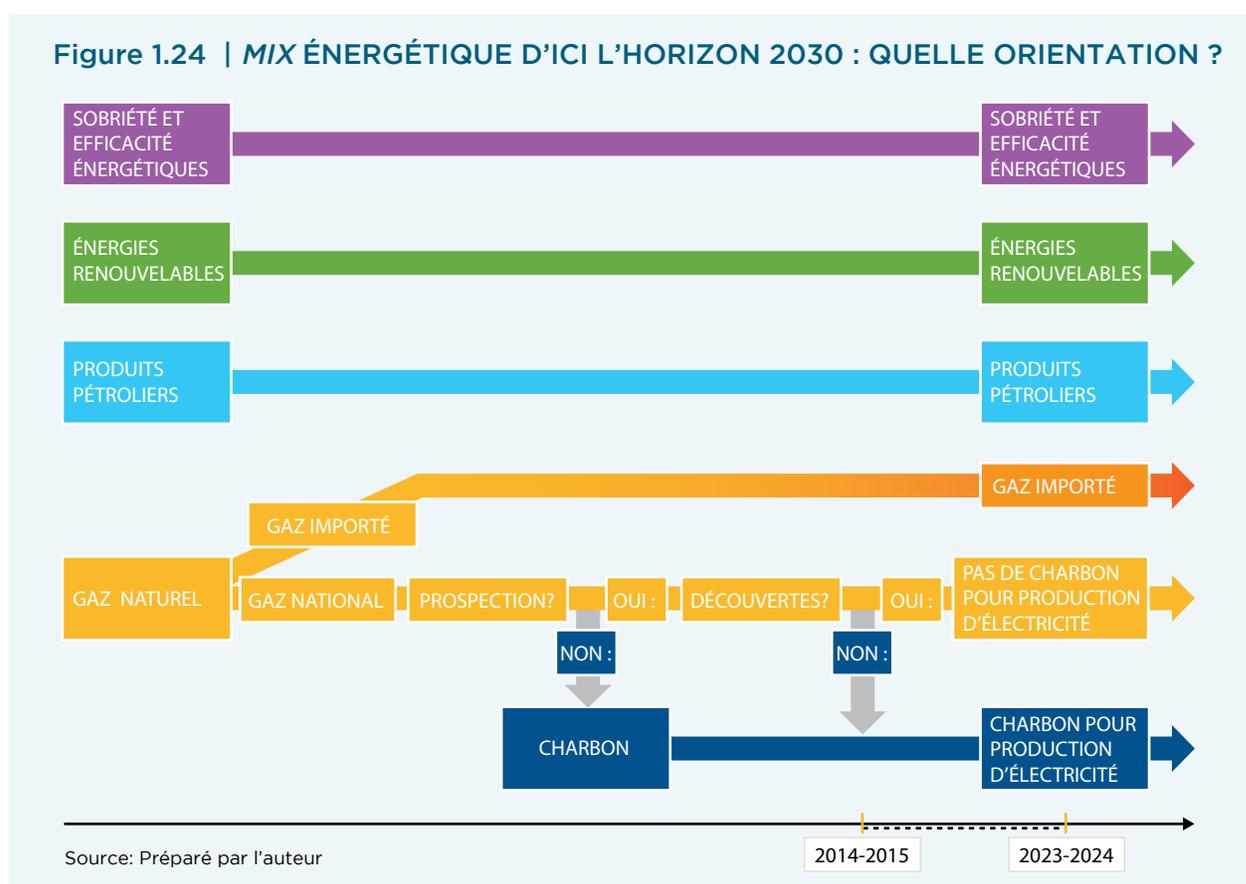
Les remarques précédentes amènent alors à esquisser les orientations suivantes (figure 1.24) :

- Porter le maximum d'effort sur la **sobriété et l'efficacité énergétiques**, de façon à réduire

autant que faire se peut, la consommation (et donc tout gap éventuel entre offre nationale et demande).

- Encourager le développement des **énergies renouvelables** pour réduire d'autant le recours aux énergies fossiles.
- **Réserver le gaz naturel** aux usages pour lesquels il apporte une vraie **valeur ajoutée** par rapport aux combustibles concurrents, en orientant de préférence les autres utilisations vers les **produits pétroliers**.

- Intensifier la **prospection du gaz naturel, conventionnel ou pas**, sur le territoire national, de manière à mettre à jour au plus tôt le potentiel réellement disponible, avec à la clé :
  - soit la découverte de nouvelles réserves significatives, de nature à maintenir le **gaz en tant qu'énergie de choix pour le secteur électrique** ;
  - soit l'absence de découverte, ce qui impliquerait en l'absence d'alternative le passage au **charbon** pour la production d'électricité, avant que le déficit en gaz ne devienne rédhibitoire.



Reste la question du **bilan économique** attaché aux divers scénarios envisagés, car la présentation des résultats n'a porté ici que sur les paramètres **physiques**. Certes, la dimension **financière** était sous-jacente dans cet exercice, ne serait-ce que pour déterminer la **configuration optimale** tant au niveau de la puissance en MW à installer dans le parc ; que de l'énergie en kWh à "dispatcher" entre les différents moyens de production.

On dispose ainsi de données chiffrées, en particulier sur le montant des **investissements** (hors réseau de transport d'électricité) et les dépenses de **combustible**.

Ceci ne suffit pas cependant à établir un bilan **significatif**.

Pour s'approcher d'une appréciation plus complète visant à synthétiser la comparaison des scénarios ici

présentés, il conviendrait d'**approfondir l'analyse**, notamment sur les points suivants :

- Evaluer l'impact sur la demande en énergie primaire, d'un scénario d'efficacité électrique renforcée, au stade de la consommation finale.
- Cerner en fonction des spécificités du gaz l'évolution de son marché :
  - par secteur d'activité (Résidentiel & Tertiaire ; Industrie) ;
  - par extension géographique en surface.
- Creuser la problématique de la pointe maximum annuelle jour vs soir, qui affecte le photovoltaïque ou le solaire thermique sans stockage.
- Estimer le surcoût de transport dû à la localisation dans le Sud du pays du rayonnement solaire à intensité maximale.
- Procéder à un calcul de sensibilité visant en particulier les coûts d'installation au MW, les prix d'achat des combustibles (gaz/charbon) et le taux d'actualisation.
- Prendre en compte les externalités imputables à l'usage d'énergies fossiles.

## Références bibliographiques

---

- GIZ and ANME (2012). Renewable energy and energy efficiency in Tunisia – employment, qualification and economic effects.



## CHAPITRE 2

# Intégration énergétique Maghrébine

# Intégration énergétique Maghrébine

Ce second chapitre est consacré à l'analyse du contexte énergétique maghrébin à la lumière des tendances énergétiques dans l'espace euro-méditerranéen et tenant compte du contexte énergétique mondial. Il établit un bilan quantitatif et qualitatif des échanges et réalisations à vocation régionale et analyse les orientations des acteurs de la scène énergétique régionale.

Après détermination des facteurs de rapprochement et de complémentarité entre les pays maghrébins, il passe en revue les conditions générales favorisant une intégration régionale effective et continue en analysant les différentes activités et les branches du secteur de l'énergie, de manière à identifier les pistes d'intégration progressive et de création d'un

espace énergétique régional convergent, ouvert sur son environnement régional et se positionnant durablement dans les réalités mondiales.

Face aux défis que rencontrent la plupart des pays pour diversifier leurs mix énergétiques, optimiser l'utilisation de leurs ressources naturelles, maîtriser leurs consommations, garantir leur sécurité d'approvisionnement sur le long terme et assurer l'accès à l'énergie de leurs populations, le chapitre présente des recommandations, approches et idées de projets prioritaires permettant de développer l'intégration énergétique régionale et d'engranger des retombées économiques et sociales importantes dans un esprit de coopération élargie et de solidarité entre les pays et les peuples de la région.

## Le contexte énergétique euro-méditerranéen

L'énergie est un poste important de la balance commerciale des pays méditerranéens importateurs et un levier notable des rentrées budgétaires pour les pays exportateurs. Elle est aussi un facteur déterminant des relations entre l'Europe et les pays méditerranéens qui lui fournissent un tiers de ses importations de gaz naturel et un quart de ses importations de pétrole. Les échanges entre l'Union Européenne et ses pays voisins continuent à se renforcer notamment à travers la multiplication des réseaux de gaz et des interconnexions électriques.

L'espace énergétique méditerranéen se caractérise par deux inégalités, celle entre la rive Nord, économiquement plus riche et forte consommatrice d'énergie, et la rive Sud moins développée et disposant d'importantes réserves énergétiques. Ces dernières sont fortement concentrées dans

trois pays : l'Algérie, la Libye et l'Égypte, lesquels détiennent ensemble 6% des réserves mondiales d'hydrocarbures. Le potentiel d'échanges en matière de pétrole et de gaz naturel est réel et prometteur. Le renforcement des interconnexions électriques Nord-Sud et Est-Ouest l'est aussi. La Méditerranée est aussi dotée de ressources exceptionnelles en énergies renouvelables, surtout solaire et éolienne en particulier au Sud et à l'Est.

Compte tenu de l'interdépendance croissante des économies des pays euro-méditerranéens dans le secteur de l'énergie et de la forte évolution que connaissent plusieurs pays du Sud de la région, l'approche recommandée par les rencontres dédiées à ces questions consisterait à favoriser en premier lieu le développement des activités déjà concernées par la coopération régionale actuelle,

à dominante Nord-Sud, et à l'élargir à la dimension Sud-Sud en particulier pour les réseaux gaziers, les interconnexions électriques, le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique et la coopération élargie dans les domaines de la recherche-développement, de la

formation et du partenariat industriel. En effet, l'objectif final serait d'élargir cette coopération, de la structurer pour toute la région et de l'orienter vers l'intégration effective et continue du secteur énergétique pour le bénéfice de tous les pays qui partagent cette vision.

## Situation et enjeux énergétiques de la région méditerranéenne

---

La demande énergétique de la région méditerranéenne est largement dominée par les combustibles fossiles et est appelée à le rester dans les prochaines décennies, comme l'indique le scénario tendanciel élaboré par l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME, Mediterranean Energy Perspectives 2011), qui extrapole les politiques actuelles (conservative scenario). En effet, la part des énergies fossiles resterait de l'ordre de 80% de la demande totale en 2030.

A l'horizon 2030, le pétrole devrait rester le combustible dominant dans le mix énergétique (37%), à cause principalement de la demande du secteur des transports dont le poids continue de croître malgré la croissance du gaz dans la production électrique. Quant à la part du gaz, elle est appelée à augmenter pour atteindre environ 30% et celle du charbon se situerait à 12%.

L'essentiel de l'augmentation de la demande se situera dans les pays Sud et est méditerranéens (PSEM), alors que les pays du Nord verront leur part baisser de 72 % à 58%.

En 2008, la consommation d'énergie finale des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM) était de 214 Mtep, et la décomposition par produit montre que les produits pétroliers sont largement dominants (51%), suivis du gaz (19%) et de l'électricité (18%), loin devant le charbon (6%), la biomasse (4%) et les énergies renouvelables (2%) (géothermie, solaire, éolien).

Le taux de croissance moyen annuel de la consommation d'énergie finale des PSEM depuis 1990 est de 3,8%, et devrait se maintenir à 3,5% jusqu'en 2030 (OME, Mediterranean Energy Perspectives 2011). La structure de la consommation énergétique dans la région est en train d'évoluer. Après avoir été longtemps dominée par la demande

de l'industrie, elle connaît un changement rapide en faveur de parts plus importantes pour les transports et le résidentiel, la part de ce dernier pouvant atteindre 25% de la consommation totale à l'horizon retenu.

Quant au taux de croissance de la consommation d'énergie finale du secteur électrique des PSEM, il devrait se maintenir à 4,8% par an jusqu'en 2030.

Les combustibles fossiles représentent environ 90% de la production d'électricité des PSEM. Les énergies renouvelables, hors hydraulique, sont encore très marginales avec 0,5% dans la production d'électricité. Leur développement futur, du fait d'un potentiel important, est encouragé par des politiques énergétiques favorables, de nombreuses incitations fiscales et financières et des progrès technologiques importants. Elles sont donc appelées à croître rapidement à un taux moyen de 3,5% environ par an et leur part dans le mix énergétique est estimée à 11% de la demande en 2030.

La capacité électrique installée est appelée à se développer rapidement et les 2/3 des capacités additionnelles seraient installées dans les pays du Sud. La production totale d'électricité de la région est estimée à environ 3 300 TWh en 2030, ce qui nécessiterait l'installation d'une capacité supplémentaire d'environ 350 GW essentiellement composée de centrales thermiques, avec une large préférence pour le gaz, dont la part atteindrait le 1/3, alors que les énergies renouvelables hors hydraulique atteindraient à peine 7%.

La croissance de la consommation, l'augmentation et la diversité des besoins nécessitent un approvisionnement croissant induisant constamment des investissements structurels pour assurer les niveaux de production requis à plus ou moins long terme et une infrastructure adéquate pour le transport, le stockage et la distribution.

Pour satisfaire cette demande en 2030, la région devrait importer près de 40% de ses besoins en pétrole et 28% de ses besoins en gaz, ce qui confirmerait sa dépendance totale vis-à-vis de ces deux produits. Quatre pays : Algérie, Egypte, Libye et Syrie sont exportateurs d'hydrocarbures et fournissent 22% des importations de pétrole et 35% de celles de gaz de l'ensemble du bassin méditerranéen. Tous les autres pays sont importateurs nets d'énergie. S'agissant de la production, et compte tenu des réserves de pétrole et de gaz estimées à environ 4,6% des réserves mondiales, elle pourrait augmenter d'ici à 2030 de 20% pour le pétrole et doubler pour le gaz et ce moyennant une exploration plus rapide dans les principaux pays pétroliers du Sud.

Vu la croissance soutenue de la demande d'énergie finale, qui pourrait atteindre 3,5%/an d'ici 2030, ceci pourrait aggraver la situation de dépendance des PSEM vis-à-vis des énergies fossiles et les rendre encore plus vulnérables. Sauf nouvelles, découvertes, les pays actuellement exportateurs d'énergie comme **l'Égypte ou l'Algérie verraient leur capacité d'exportation** (et donc de financement de l'activité économique nationale) réduite pour pouvoir faire face à leur demande interne.

Quant aux pays importateurs d'énergie comme **la Tunisie, le Maroc ou encore la Jordanie, leur dépendance est amenée à s'accroître** et leur

facture énergétique risque de s'alourdir. Les risques sociaux et économiques dus à la hausse des coûts d'approvisionnement et à ses répercussions sur la facture énergétique des pays et le budget des ménages et des entreprises rendent impérative la **mise en place d'une bonne maîtrise de la demande** pour consommer mieux et moins.

Parallèlement à tous ces risques, le secteur de l'énergie en Méditerranée, comme l'ensemble des activités économiques doit faire face aux contraintes environnementales qui l'amènent à mettre en œuvre à grande échelle le potentiel d'efficacité énergétique non encore suffisamment exploité, la promotion de technologies propres, et ce, afin d'assurer les conditions d'un développement durable et sobre en carbone dans la région et de contribuer à la réalisation de ses objectifs.

**A l'horizon 2030 selon les projections de l'OME plus de 300 Mtep pourraient être économisées par les PSEM.** Avec une hypothèse d'un baril de pétrole à 120 \$US, ces économies représentent plus de **250 milliards de dollars** sur la période. C'est autant de gains ou de plus-values sur l'exportation pour les pays producteurs et sur les budgets des États qui leur permettraient d'accroître leurs capacités d'investissement et de développement de tous les autres secteurs.

## Perspectives de la coopération euro-méditerranéenne

---

La part de l'énergie importée au sein l'Union européenne (UE), qui s'élève actuellement à 80% pour le pétrole et à plus de 60% pour le gaz, continue d'augmenter. L'UE dépend des pays producteurs du Sud méditerranéen pour 36% de ses importations en gaz naturel et pour 20% de ses importations de pétrole. Les décisions prises à l'échelon national et les accords entre États membres et pays tiers ont un impact significatif sur le développement des infrastructures énergétiques et l'approvisionnement en énergie de l'UE dans son ensemble comme sur les pays partenaires du Sud.

Conformément à la stratégie Énergie-Climat 2020, l'UE cherche aujourd'hui à renforcer la dimension extérieure de sa politique énergétique en développant la transparence entre les États membres en ce qui

concerne leurs accords énergétiques avec des pays tiers et en assurant une meilleure coordination des contacts et des démarches visant à l'établissement de partenariats énergétiques globaux avec de grands pays partenaires.

L'UE a proposé récemment un nouveau partenariat avec les pays du Sud de la Méditerranée sur les projets liés aux énergies renouvelables. Elle œuvre aussi à défendre l'adoption de normes internationales juridiquement contraignantes concernant la sûreté nucléaire dans les discussions multilatérales, notamment au niveau de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), et plaide pour élargir les évaluations de la sûreté nucléaire aux pays voisins de l'Union.

Les pays du Sud pour leur part sont généralement conscients de l'interdépendance du développement de leurs secteurs énergétiques avec ceux de l'Europe mais ont des aspirations sensiblement différentes du moins pour le court et moyen termes.

Ils se sentent presque autant concernés par la sécurité d'approvisionnement mais mettent l'accent davantage sur l'exploitation judicieuse de leurs ressources naturelles pour assurer leur développement et tablent sur un partenariat élargi notamment avec l'Europe qui devrait leur apporter plus de progrès, de croissance et de bien-être social et ce dans le cadre d'une vision stratégique de la région visant à réduire les écarts entre les deux rives de la Méditerranée et développer les infrastructures pour favoriser l'intégration régionale pour le bénéfice de l'ensemble des peuples et des pays.

Cette approche appelle du point de vue des PSEM à une véritable ouverture du marché européen aux pays du Sud, la promotion accrue du transfert de technologies, au développement des capacités propres en particulier dans les secteurs à haute valeur ajoutée, dont l'énergie, et à la création d'emplois pour les jeunes générations actuellement privées de débouchés.

En somme, ces pays aspirent à un partenariat élargi répondant aux priorités nationales et régionales et recherchent un effet de levier pour transcender leur développement économique et social, en étant convaincus que le secteur de l'énergie est un des secteurs clés sur lequel ils peuvent miser à cet effet.

## Situation énergétique des pays du Maghreb

### ETAT DES LIEUX, CARACTÉRISTIQUES ET TENDANCES

La situation énergétique des pays du Maghreb présente d'importantes différences, aussi bien pour le potentiel de ressources énergétiques notamment d'hydrocarbures, que pour la production, les formes d'énergie utilisées et la consommation énergétique. L'énergie au Maghreb occupe une place très importante et a un impact important sur l'ensemble des économies des pays, à des degrés divers, notamment pour les balances commerciales des pays exportateurs.

Le niveau d'échanges énergétiques entre les pays du Maghreb est très faible malgré un potentiel élevé non encore exploité à cause notamment d'une volonté assez limitée de coopération.

Le niveau de consommation d'énergie par habitant est très différent d'un pays à l'autre mais reste faible comparé à la moyenne au Nord de la Méditerranée.

Néanmoins, le Maghreb présente globalement une tendance élevée à l'augmentation de la consommation énergétique du fait de la croissance démographique encore relativement élevée et du développement économique attendu de la région.

L'énergie constitue un enjeu très important pour l'intégration du Maghreb et plus largement la coopération en région méditerranéenne et présente

de nombreuses opportunités pour contribuer de façon décisive à la réalisation d'un ensemble économique convergent dans la région. De plus, les inégalités des ressources et des niveaux de consommation est considérée comme un facteur important de complémentarité pour l'intégration du Maghreb et le développement socio-économique de chaque pays maghrébin.

### LES FACTEURS ET LES ÉTAPES D'UNE INTÉGRATION PROGRESSIVE

Afin de déterminer les possibilités de coopération élargie et d'une intégration régionale progressive du secteur de l'énergie, l'approche à retenir devrait tenir compte des facteurs politiques et socio-économiques propres à chaque pays afin de mieux identifier les facteurs de rapprochement ou de divergence et de dégager les conclusions et recommandations les plus adaptées au contexte et aux objectifs recherchés. Pour déterminer les facteurs de réussite, il est recommandé d'intégrer dans une approche progressive les éléments suivants :

- Réaliser des études conjointes pour la région, afin d'identifier des grappes de projets d'intérêt commun en partant des priorités nationales inscrites dans les politiques et stratégies de développement des pays concernés qui peuvent initier des synergies de développement et de coopération immédiate ou à terme ;

- Elaborer des projets de démonstration à intérêt régional et touchant les domaines retenus du secteur de l'énergie ;
- Instaurer un système de suivi pour chaque action d'intégration/coopération retenue en associant les institutions nationales et régionales et opérateurs du domaine, l'université, la recherche, l'industrie et les services connexes de la filière énergétique ainsi que les institutions financières ;
- Créer un comité de pilotage pour l'ensemble du plan d'action de coopération retenu, pour valider les projets et orientations et faire des recommandations à chaque étape d'évolution du plan d'action afin d'assurer les synergies nécessaires au niveau de la région.
- Intégrer des outils de développement et d'accompagnement concernant en particulier les domaines suivants :
  - La formation spécifique et le perfectionnement des capacités propres aux niveaux national et régional pour les projets prioritaires de la coopération et l'intégration régionale ;
  - La mise en œuvre des capacités industrielles

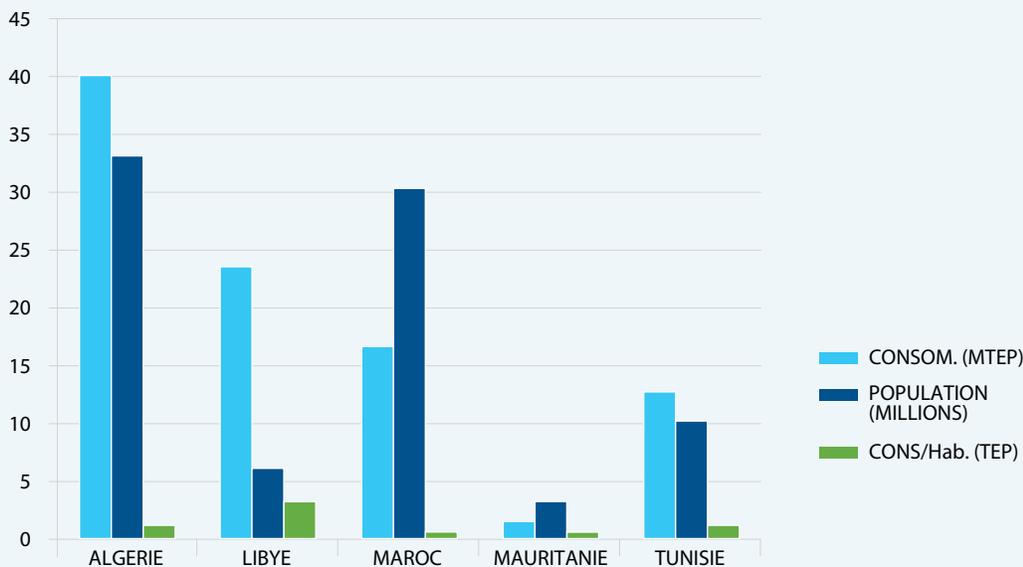
nécessaires et le développement des métiers spécifiques au secteur énergétique afin de développer les valeurs ajoutées nationales et régionale et contribuer à la croissance économique et à la création d'emplois des pays de la région ;

- La mise en place de moyens de financement adéquats et dédiés au développement des secteurs et activités visés par l'intégration et la coopération énergétique.

## CARACTÉRISTIQUES ÉNERGÉTIQUES DU MAGHREB

La répartition des ressources énergétiques est très inégale selon les pays du Maghreb. Les pays les mieux dotés sont l'Algérie et la Libye avec, respectivement, un excédent énergétique de 140 et 76 Mtep en 2010. La Tunisie, la Mauritanie et le Maroc sont par contre déficitaires nets. Le déficit est particulièrement élevé pour le Maroc, qui dépend quasi totalement des importations. Les disparités concernent également la consommation par habitant, qui en 2009 était de 3,1 tep pour la Libye contre seulement 0,4 tep pour le Maroc (figure 2.1).

Figure 2.1 | Consommations totales et consommations/habitant



Source: Préparé par l'auteur

## RÉSERVES D'HYDROCARBURES

Les réserves d'hydrocarbures du Maghreb sont estimées à sept milliards de tonnes de pétrole et à six mille milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel. Ces ressources sont très inégalement réparties; l'Algérie et la Libye détiennent ensemble 87% des réserves de pétrole et 71% des réserves de gaz naturel de toute la région méditerranéenne.

Les réserves de pétrole sont plus importantes pour la Lybie, avec 5,4 milliards de tonnes, suivie de l'Algérie avec 1,5 milliard de tonnes. Les réserves de gaz naturel sont par contre plus de trois fois plus importantes en Algérie avec 4 500 Gm<sup>3</sup> qu'en Libye avec 1 300 Gm<sup>3</sup>.

## PRODUCTION ET CONSOMMATION D'HYDROCARBURES AU MAGHREB

La production annuelle actuelle au Maghreb est estimée à 175 Mtep et plus de 100 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel. Cette production provient à raison de 96% de deux pays, à savoir l'Algérie pour 61% et la Libye pour 35%.

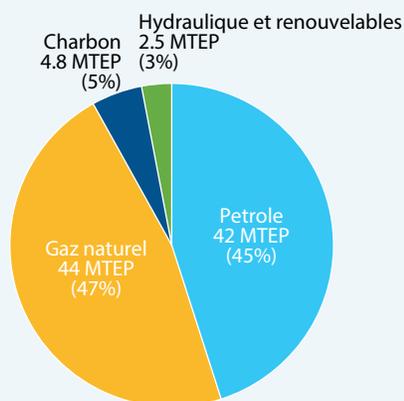
Le potentiel de la région est d'environ 40 années de réserves de pétrole et 60 ans de réserves de gaz aux cadences actuelles de production. La production totale d'hydrocarbures est estimée en moyenne sur les dernières années à 270 Mtep, dont environ 65% de pétrole et 35% de gaz naturel.

La consommation maghrébine est très largement dominée par les énergies fossiles, dont la part représente 97% de la consommation totale d'énergie primaire dans le bilan énergétique du Maghreb en 2010. (figure 2.2)

La région se caractérise par ailleurs par des intensités énergétiques élevées, qui atteignent 0,39 en moyenne au Maghreb, avec cependant des différences importantes entre les pays. L'Algérie avec 0,48 et la Libye avec 0,39 occupent le haut de l'échelle alors que la Tunisie avec 0,32 et le Maroc avec 0,25 se situent plus bas et ont enregistré une tendance modérée à la baisse au cours de la dernière décennie. Toutefois, les intensités énergétiques des pays du Maghreb restent très supérieures à celle des pays Nord-méditerranéens avec un facteur multiplicateur de 1,5 à 2.

Le bilan énergétique global du Maghreb est nettement excédentaire : en 2010 la production d'énergie totale des pays du Maghreb s'est élevée à environ 270

Figure 2.2 | Répartition de la consommation totale d'énergie primaire par type de combustible



Source: Préparé par l'auteur

millions de tep, alors que la consommation a atteint au total 90 millions de tep, soit un excédent de 180 Mtep.

Ainsi les exportations annuelles d'énergie du Maghreb sont en moyenne de l'ordre de 180 millions de tep, atteignant même des pointes annuelles de près de 200 millions de tep sur la dernière décennie. Ces exportations étaient composées pour 2/3 de pétrole et pour 1/3 de gaz. Avec 70% l'Algérie, premier pays méditerranéen exportateur d'énergie, couvre la majorité de ces exportations.

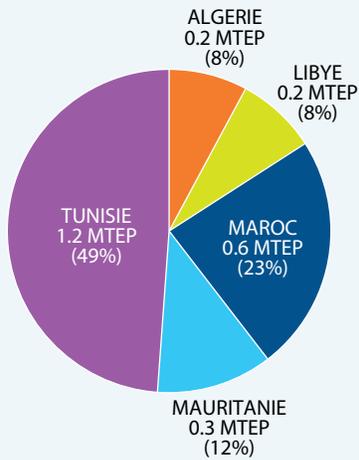
La production d'énergies non conventionnelles est par contre très faible : en comparaison avec les pays de l'Europe du Sud, l'utilisation des énergies non conventionnelles (solaire, éolienne ...) constitue une très faible part de la consommation totale d'énergies de la région comme indiqué ci-après.

## RESSOURCES ET TENDANCES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La consommation d'énergies renouvelables est estimée à 2,5 Mtep pour 2010 soit environ 3% de la consommation totale de la région. Par pays, elle se répartit comme indiqué dans la figure 2.3.

Les ressources en énergies renouvelables sont très importantes au Maghreb particulièrement pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

**Figure 2.3 | Consommation d'Énergies Renouvelables (Mtep) en 2010**



Source: Préparé par l'auteur

Les heures d'ensoleillement se situent selon les régions entre 2 650 et 3 400 heures par an et la moyenne annuelle d'irradiation entre 1 300 kWh/m<sup>2</sup>/

an dans les zones côtières et 3 200 kWh/m<sup>2</sup>/an dans le Sud et les zones désertiques.

La vitesse moyenne du vent varie de 6 à 12 m/s selon les localisations ce qui confère à la région un potentiel énergétique éolien très important mais jusque-ici peu exploité à l'exception de quelques projets.

La volonté politique en faveur des énergies renouvelables est régulièrement déclarées et les bénéfiques d'un recours à grande échelle sont reconnus dans tous les pays de la région, mais le bilan reste mitigé et modeste par rapport au potentiel existant. En fait, le développement des énergies renouvelables a été longtemps entravé dans la région par des barrières et obstacles d'ordre institutionnel, réglementaire, financier ou de marché et l'absence de programmes réellement mobilisateurs.

Toutefois, il convient de noter une tendance récente beaucoup plus favorable et davantage d'intérêt de la région sous la contrainte de la transition énergétique, notamment en Europe, mais aussi à la faveur de l'émergence de nouvelles initiatives, notamment européennes, de mécanismes de soutien et de programmes incitatifs.



Salle de contrôle de la STEG à Ghannouch.

## Synthèse des échanges actuels

Hormis le gaz naturel, les échanges commerciaux d'énergies restent limités y compris pour l'électricité, où ils sont négligeables. Les échanges de pétrole brut et de produits pétroliers sont ponctuels. Les échanges maghrébins de gaz ont bénéficié des infrastructures de transport entre Algérie et Europe du Sud, via la Tunisie et le Maroc.

Les échanges de la Tunisie avec les pays exportateurs du Maghreb se montent à 14 % du total de ses échanges énergétiques, ceux du Maroc avec les autres pays du Maghreb totalisent un million de tep par an soit 11% de ses échanges énergétiques.

Dans le secteur **pétrolier**, les échanges commerciaux intra-maghrébins sont faibles par rapport au potentiel de la région et aux besoins des pays. En 2010 ils ont totalisé seulement 1,8 million de tonnes sur un total commercialisé de 70 millions de tonnes, soit 2,6% des échanges pétroliers avec l'extérieur et 4,3% de la consommation globale de la région. Durant la période considérée on a enregistré une exportation algérienne d'un million de tonnes de produits pétroliers vers le Maroc, soit moins de 5% des exportations pétrolières de l'Algérie, et une exportation libyenne vers la Tunisie de moins d'un million de tonnes de pétrole, soit moins de 2% des échanges énergétiques extérieurs de la Libye.

Pour le **gaz** on note que les ventes annuelles au Maghreb de gaz naturel algérien totalisent 0,5 milliard de m<sup>3</sup>, soit moins de 1% de ses exportations. La Libye quant à elle n'a réalisé aucune vente de gaz naturel dans cette région.

Les quantités de gaz exportées vers l'Europe par l'Algérie s'élèvent annuellement à 49,9 millions de tep via la Tunisie et le Maroc, et celles de la Libye directement vers l'Italie à 7,5 millions de tep.

Les quantités de gaz consommées par le Maroc et la Tunisie, prélevées sur les infrastructures d'exportations de l'Algérie vers l'Europe, totalisent 2,4 millions de tep et équivalent à 5% environ des exportations algériennes totales vers l'Europe en 2009.

Il est à noter que, contrairement au cas de l'électricité, il n'existe pas encore d'infrastructure d'interconnexion gazière destinée essentiellement aux marchés nationaux maghrébins. Dans la région,

un seul projet a été envisagé entre la Tunisie et la Libye depuis l'année 2000 pour une capacité annuelle de 2 milliards de m<sup>3</sup> destinés au marché tunisien, mais il n'a jamais été réalisé faute de disponibilité de gaz dans la région Ouest de la Libye et compte tenu par ailleurs des besoins des centrales électriques de ce pays et de leur reconversion progressive au gaz naturel.

Quant aux échanges **d'électricité** intra-maghrébins, ils sont très faibles, seulement 0,7 TWh soit 0,7% de la consommation totale d'électricité des pays de la région et ce, pour manque d'adaptation au potentiel d'échange. L'utilisation principale s'effectue dans le cadre d'échanges à bilan nul pour secours ponctuel ou épisodiquement sous forme d'achat pour palier aux retards dans les programmes d'équipement en moyens de production.

Plusieurs projets d'interconnexion sont envisagés en Méditerranée afin de développer le potentiel d'échanges Nord-Sud. En particulier il est à signaler le projet ELMED d'établissement d'une interconnexion sous-marine Tunisie-Italie d'une capacité de 1 000 MW qui, dans sa première conception, était associé au projet d'une centrale de 1 200 MW en Tunisie dont 800 MW destinés à l'Italie. Ce projet évolue actuellement vers un projet régional d'interconnexion à vocation plus large de liaison des deux rives de la Méditerranée dans sa partie centrale et pour fermer la boucle occidentale de la région après l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne, mise en service en 1997 et doublée en 2006.

## Les infrastructures, les operateurs et les projets

Les interconnexions des réseaux de transport des différentes formes d'énergie sont relativement peu développées et peu exploitées : Les gazoducs reliant l'Algérie à l'Europe du Sud via respectivement la Tunisie et le Maroc constituent en pratique les seules interconnexions actuellement opérationnelles entre les pays de la région. Le pipeline reliant In Amenas dans le Sud algérien au terminal pétrolier de La Skhira en Tunisie, mis en exploitation dans les années 1950' et ayant transporté pendant des décennies une dizaine de millions de tonnes par an, est à l'arrêt depuis longtemps, car la production de pétrole brut d'In Amenas qui transitait auparavant par la Skhira est maintenant exportée via le port de Skikda dans le Nord de l'Algérie. De son côté, la Libye alimente directement la Sicile et l'Italie en gaz naturel sans transiter par la Tunisie.

Les interconnexions électriques entre les pays du centre et de l'ouest de la région, qui relie le Maroc, l'Algérie et la Tunisie depuis plusieurs décennies sont exploitées à seulement une petite fraction de leurs capacités.

L'interconnexion entre la Tunisie et la Libye, achevée en 2003, sont exploitées qu'épisodiquement et en réseau séparé, pour des raisons techniques inhérentes notamment à la structure et la stabilité du réseau égypto-libyen malgré plusieurs tests et rectifications.

Les quelques projets mixtes dans le domaine de l'énergie n'ont pas encore atteint leurs objectifs : deux sociétés mixtes d'exploration pétrolière ont été créées en association d'une part, entre la Tunisie et la Libye et d'autre part, entre la Tunisie et l'Algérie.

Les travaux de prospection et de forage réalisés par la société tuniso-libyenne, au cours des années 1990 n'ont pas encore permis de mettre à jour de nouvelles réserves d'hydrocarbures, malgré plusieurs travaux d'exploration géologique et géophysique et l'association de partenaires extérieurs à la région. La société tuniso-algérienne a acquis plus récemment dans les années 2000 deux permis de recherche, l'un en Algérie et le deuxième en Tunisie, mais elle n'a pas encore dépassé le stade des études et travaux d'exploration préliminaire.

Les marchés nationaux d'énergie primaire sont administrés et contrôlés en bonne partie par les

sociétés d'Etat. Les prix sont administrés. L'énergie est très subventionnée en Algérie et en Libye, moyennement subventionnée en Tunisie et moins subventionnée au Maroc.

En Algérie, quelques unités de production indépendante d'électricité (IPP) ont été développées par deux entreprises nationales, en l'occurrence SONATRACH et SONELGAZ. La loi du 5 février 2002 réforme le secteur de l'électricité et sépare les activités de production, transport et distribution, et institue un régulateur indépendant (la CREG). Elle autorise la production privée d'électricité mais maintient le monopole de transport et de distribution de l'électricité et du gaz tout en instituant le droit d'accès des tiers au réseau. L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) a été créée en 1985, avec pour mission principale la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique.

En Libye, le secteur de l'énergie est également contrôlé par l'Etat à travers la National Oil Company (NOC), dans le secteur des hydrocarbures, et à travers la General Electric Company of Lybia (GECOL), dans le secteur de la production, du transport et de la distribution d'électricité. En matière de développement des énergies renouvelables, une agence nationale, la Renewable Energy Authority of Libya (REAOL), est chargée d'élaborer une stratégie de mise en valeur des énergies renouvelables en Libye à l'horizon 2030.

En Tunisie le secteur de l'électricité et le transport et la distribution de gaz sont gérés par une entreprise publique (la STEG) qui coexiste avec un producteur privé d'électricité auquel elle achète la totalité de sa production. Depuis sa création en 1985 l'ANME est, chargée de mettre en place la politique nationale de maîtrise de la demande et le développement des énergies renouvelables. Le cadre institutionnel est resté pratiquement inchangé.

Les projets de réforme du secteur de l'électricité sont encore au stade de l'étude au Maroc. On relève cependant la mise en place récemment d'un cadre innovant pour la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ce cadre porte sur la création de deux entreprises, la Moroccan Agency

for Solar Energy (MASEN) pour le développement de l'énergie solaire centralisée et l'Agence Nationale

pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (ADEREE).

## Potentiel d'échanges en 2020

Une étude récente, effectuée par le "Peterson Institute for International Economics", relative au potentiel global d'échanges sur la base d'une optimisation de l'utilisation des possibilités existantes et des projets engagés, a estimé à 18 Mtep les opportunités d'échanges d'hydrocarbures en 2020 entre les pays du Maghreb, ce qui représenterait 15% de la demande totale d'énergie de la région à cet horizon.

Ainsi les échanges potentiels réalisables seraient les suivants :

- Pour les produits pétroliers : 8,5 millions de tonnes, soit 18% de la demande pétrolière du Maghreb, estimée à 47 millions de tonnes ;
- Pour le gaz naturel : 9,5 milliards de m<sup>3</sup> soit 12% de la demande gazière du Maghreb, estimée à 80 milliards de m<sup>3</sup> ;
- Pour les échanges d'électricité : 15 TWh, soit 7,5% de la demande totale du Maghreb, estimée à 200 TWh.

La **Tunisie** pourrait importer à partir de l'Algérie jusqu'à 50% de ses besoins en gaz naturel, soit entre 3 et 3,5 Gm<sup>3</sup> par an. Le reste des besoins seraient couverts par la production nationale et éventuellement par des importations de Libye.

La Tunisie pourrait aussi couvrir 20 à 30% de sa demande **pétrolière** par des importations à partir de l'Algérie, soit 1,5 à 2 Millions de tonnes.

Pour les échanges **électriques**, la cinquième ligne d'interconnexion entre la Tunisie et l'Algérie, en plus du renforcement par le projet ELTAM de 225 kV à 400 kV, permettrait d'augmenter les échanges à hauteur de 6 TWh.

Quant au **Maroc**, l'infrastructure **gaz** existante entre ce pays et l'Algérie lui permet déjà de prélever plus de 1 Gm<sup>3</sup>. La capacité du gazoduc pourrait être augmentée, par l'addition d'une station de compression, de 5 à 6 Gm<sup>3</sup>, en fonction de la demande tant au Maroc qu'en péninsule ibérique.

L'étude a estimé également que le Maroc pourrait couvrir 35 à 40% de ses besoins en **pétrole** et **produits pétroliers** à partir de l'Algérie. Les quantités pourraient atteindre en 2020 un niveau de 3,5 millions de tonnes. L'Algérie pourrait de son côté augmenter ses importations de lubrifiants en fonction des disponibilités marocaines. Les échanges pétroliers seraient ainsi multipliés par 3 ou 4 en l'espace d'une dizaine d'années.

Pour les échanges électriques, la troisième ligne d'interconnexion entre le Maroc et l'Algérie, outre la ligne de 400 kV en projet tout le long du Maghreb, permettrait d'augmenter facilement les échanges jusqu'à 4 TWh.

## Barrières spécifiques à l'intégration énergétique Maghrébine

Les situations énergétiques sont très contrastées entre pays exportateurs et pays importateurs : la contribution du secteur de l'énergie au PIB des pays exportateurs (Algérie et Libye) est très élevée. L'Algérie, en tant que premier fournisseur de pétrole et de gaz, occupe une position clé dans l'espace euro-méditerranéen et entend consolider sa position de fournisseur d'énergies conventionnelles de l'Europe.

Les pays importateurs au contraire cherchent à adopter une stratégie susceptible de leur assurer une plus grande indépendance et sécurité énergétique.

Les marchés sont fortement administrés et régis par des règles de fonctionnement sensiblement différentes, particulièrement en matière de tarification.

# L'intégration des marchés de l'énergie du Maghreb

Le secteur de l'énergie nécessite des infrastructures importantes et des investissements lourds pour son développement tant pour la production, la transformation, le stockage et la distribution que pour l'utilisation. Ces infrastructures devraient être planifiées et mises en place de manière compatible avec les orientations visant l'intégration et l'optimisation du développement du secteur énergétique dans la région.

Aussi le cadre institutionnel de la coopération régionale est également incontournable si l'on veut favoriser le développement du marché régional sur des bases appropriées, promouvoir les investissements et optimiser l'évolution et la rentabilité des activités concernées, tout en donnant l'occasion de relever les capacités propres de l'ensemble de la région et de favoriser le progrès technologique ainsi que les meilleures pratiques dans le secteur, et en ouvrant continuellement de nouveaux horizons à la consolidation de l'intégration de la région. Depuis une vingtaine d'années, nombre de commissions, travaux et études ont évoqué les avantages d'une intégration des marchés de l'énergie des pays maghrébins. Pour le Maghreb en particulier, on cite l'amélioration de l'accès aux ressources énergétiques disponibles dans la région et la réduction du coût d'approvisionnement qui en résulterait pour les pays importateurs ainsi que la mise en valeur de ressources énergétiques additionnelles pour les pays producteurs par le développement des échanges provenant de la croissance rapide du marché énergétique régional intégré.

D'autre part et à la lumière des mouvements qui se dessinent sur la scène énergétique mondiale par l'exploitation accrue des hydrocarbures non conventionnels, en particulier des gaz de schiste en Amérique du Nord, et le déplacement rapide de la demande européenne vers d'autres produits tels que le charbon, les énergies renouvelables et, à un degré moindre, le gaz non conventionnel, les équilibres actuels du marché risquent de connaître rapidement des bouleversements tant sur les flux physiques que sur les prix, qui bénéficieront davantage aux marchés régionaux intégrés. Les premières conséquences commencent à voir le jour, en particulier pour les demandes de révision des contrats à terme de vente de gaz naturel suite à la baisse importante des prix aux USA, le plus grand marché de l'énergie, résultant

des productions massives de gaz de schistes sur ce marché.

L'interconnexion des réseaux de transport permettrait d'une part de sécuriser la continuité des approvisionnements des pays importateurs mais, également, celle des pays exportateurs et d'autre part, de favoriser l'accès au réseau européen via le Maroc et la Tunisie. Les obstacles à l'exploitation normale de l'interconnexion électrique entre la Tunisie et la Libye devraient être levés. Les projets d'interconnexions gazières entre la Libye et la Tunisie, la Tunisie et l'Italie, entre l'Algérie et la Sardaigne (s'il se concrétise), mériteraient d'être considérés dans une optique d'intégration régionale pour en maximiser les retombées pour la région.

L'intégration des parcs de production électrique et l'interconnexion des réseaux permettraient de réduire significativement les capacités à installer et de réduire par conséquent les coûts d'accès à l'énergie électrique.

La création d'un marché unique et ouvert de l'électricité permettrait de réduire le coût d'accès à l'énergie grâce à l'effet de taille puisque des unités de production de plus en plus grandes et de plus en plus performantes seraient favorisées, à la réduction des coûts de transport par unité. Une taille plus importante du marché offrirait de nouvelles opportunités de mise en valeur de ressources énergétiques additionnelles et de maîtrise de nouveaux services.

La mise en commun des compétences permettrait de créer des technopôles spécialisés dans les différents segments du secteur de l'énergie, ce qui permettrait de réduire à terme la dépendance technologique et de développer les compétences propres de l'ensemble de la région.

L'intégration du marché maghrébin de l'énergie renforcerait aussi sa position face en particulier à l'important marché euro-méditerranéen.

## MARCHÉ MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ

Le Maghreb est un important marché d'énergie électrique avec une population de 88 millions d'habitants et une consommation totale estimée à près de 100 TWh en 2010, progressant de plus de 6% sur les dernières années.

Les tableaux suivants (tableaux 2.1, 2.2 et 2.3) la dernière publication des statistiques officielles COMELEC pour l'année 2010. présentent le secteur électrique au Maghreb selon

**Tableau 2.1 | Puissance installée par type d'équipement en 2010 (MW)**

	ALGÉRIE	LIBYE	MAROC	TUNISIE	MAURITANIE	COMELEC
<b>Thermique</b>	11 104	8 907	4 353	3 485	109	27 958
- TV	2 487	1 747	2 385	1 090	-	7 709
- TG	6 320	4 805	915	1 560	-	13 600
- CC	2 052	2 355	850	835	-	6 092
- Diesel	245	-	203	-	109	557
<b>Hydraulique</b>	228	-	1 770	66	-	2 064
<b>EnR</b>	-	-	221	55	-	276
- Eolien	-	-	221	55	-	276
- Solaire	-	-	-	-	-	-
- Biomasse	-	-	-	-	-	-
<b>Puis. installée 2010</b>	11 332	8 907	6 344	3 606	109	30 298
<b>Puis. installée 2009</b>	11 325	6 766	6 135	3 480	134	27 840
<b>Tx de crois (09/10)</b>	0,1%	31,6%	6,5%	3,6%	-18,7%	8,8%

Source: Bulletin statistique 2010, COMELEC, 2010. Retraitée par l'auteur

**Tableau 2.2 | Production par type d'équipement en 2010 (GWh)**

	ALGÉRIE	LIBYE	MAROC	TUNISIE	MAURITANIE	COMELEC
<b>Thermique</b>	44 999	32 558	18 410	14 606	401	110 974
- TV	9 692	6 347	13 940	5 799	-	35 778
- TG	19 564	14 130	1 171	2 797	-	37 593
- CC	15 341	12 081	2 963	6 010	-	36 396
- Diesel	403	..	336	-	401	1 208
<b>Hydraulique</b>	173	-	3 361	50	116 (1)	3 970
<b>EnR</b>	-	-	659	139	-	798
- Eolien	-	-	659	139	-	798
- Solaire	-	-	-	-	-	0,27
- Biomasse	-	-	-	-	-	-
<b>Puis. installée 2010</b>	45 172	32 558	22 700	14 795	517	115 742
<b>Puis. installée 2009</b>	42 770	30 426	20 808	14 082		108 562
<b>Tx de crois (09/10)</b>	5,6%	7,0%	9,1%	5,1%		6,6%

(1) La production est importée du barrage hydroélectrique de Manantali.  
Source: Bulletin statistique 2010, COMELEC, 2010. Recreated by author.

**Tableau 2.3 | Consommation totale par secteur en 2010 (GWh)**

	ALGÉRIE	LIBYE	MAROC	TUNISIE	MAURITANIE	COMELEC
<b>Consommation Totale 2010</b>	35 803	26 572	23 751	12 880	368	99 373
<b>Agriculture</b>	1 005	3 361	1 142	849	..	6 358
<b>Eau &amp; Energie</b>	4 467	-	-	536	..	5 002
<b>Industrie</b>	10 565	3 864	17 546	4 732	..	36 707
<b>Transport</b>	634	-	-	306	..	939
<b>Tertiaire</b>	6 799	6 923	1 017	2 817	..	17 556
<b>Résidentiel</b>	11 758	8 645	3 393	3 640	..	27 436
<b>Autres</b>	576	3 778	652	-	..	5 006
<b>Consommation Totale 2009</b>	33 817	24 759	22 384	12 214	347	93 521
<b>Tx de crois. (09/10)</b>	5,9%	7,3%	6,1%	5,4%	6,1%	6,3%
<b>Population (million)</b>	36,3	6,1	31,9	10,6	3,3	88,1
<b>Consommation moyenne kWh/tête</b>	986	4 368	746	1 215	110	1 135

Source: Bulletin statistique 2010, COMELEC, 2010. Retraitée par l'auteur.

Ce marché se répartit actuellement comme suit : 36% pour l'Algérie, 26,7% pour la Libye, 23,9% pour le Maroc, 13% pour la Tunisie et 0,4% pour la Mauritanie.

La production d'électricité est dominée par la production thermique avec 96%, suivie de l'hydraulique avec 3% et de l'éolien avec 1%.

Le niveau des échanges d'électricité entre les pays du Maghreb est très bas, par manque de capacité disponible mais aussi par manque de contrats commerciaux bilatéraux de vente et d'achat d'électricité et l'absence de cadre régional de développement du marché de l'électricité. Seuls les échanges transfrontaliers de l'Espagne vers le Maroc ont été significatifs ces dernières années.

En 2010 des importations substantielles d'électricité ont été effectuées par le Maroc auprès de l'Espagne et parfois auprès de l'Algérie, totalisant 4,6 TWh soit 19% de ses besoins pour cette année.

Les exportations totales algériennes se montaient à 0,82 TWh en 2010, soit seulement 1,8% de la production totale de ce pays de l'année.

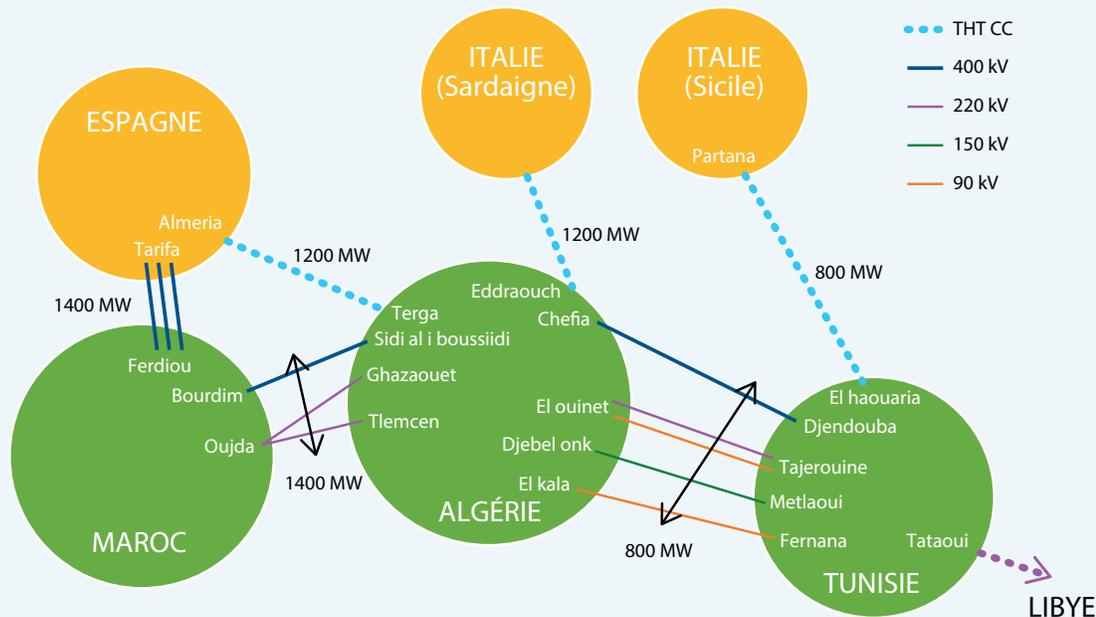
Par ailleurs, les échanges entre les trois pays du Maghreb sont actuellement limités à 200/250 MW entre l'Algérie et le Maroc, et 100/150 MW entre la Tunisie et l'Algérie.

Les capacités d'échange qui devraient être totalement opérationnelles à l'horizon 2020, selon l'étude MEDA dont il est question ci-après, se présentent comme indiqué dans le graphique (figure 2.4).

L'étude MEDA intitulée "Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie au marché intérieur de l'Union Européenne", menée en 2010, financée par l'Union Européenne et ayant réuni des experts maghrébins et européens, a présenté le potentiel de renforcement des capacités d'échange à l'horizon 2020 comme suit :

- Avec l'interconnexion en 400 kV entre le Maroc et l'Algérie, les capacités d'échanges possibles pourraient passer à 750 MW alors que l'échange entre l'Espagne et le Maroc, en courant alternatif, peut actuellement atteindre 900 MW.
- Dans les années qui viennent et grâce à la réalisation de la dorsale en 400 kV au Maghreb, les capacités opérationnelles d'échange devraient passer en 2020 à :

Figure 2.4 | Capacités d'échanges opérationnels à l'horizon 2020



Source: Etude MEDA- Europe Aid/123009/D/SER/MULTI / Prestataire: SOFRECO, 2010. Retraitée par l'auteur.

- > 1 400 MW entre le Maroc et l'Espagne,
- > 1 400 MW entre le Maroc et l'Algérie,
- > 750 MW entre la Tunisie et l'Algérie,
- > 1 200 MW entre l'Algérie et l'Espagne en courant continu, et
- > éventuellement 800 MW entre la Tunisie et la Sicile, en courant continu, si le projet ELMED se réalisait.

Cette étude, bien que limitée dans son étendue, fait apparaître l'avantage d'un développement concerté des moyens de production d'électricité des trois pays du Maghreb. Leurs interconnexions, en cours ou programmées, sont suffisantes, au moins à l'horizon 2020, pour autoriser des échanges qui leur permettraient d'améliorer les performances de leurs réseaux, à savoir :

- une réduction de la pointe globale des 3 réseaux du fait du décalage des pointes estimé à 2000 MW en 2020,
- une réduction de la réserve globale d'environ 1 600 MW en 2020,
- la mise en service d'unités plus puissantes, en particulier en base, d'où une réduction du coût du MW installé.

Cette amélioration de la performance des réseaux se traduit par une meilleure efficacité thermique de la production et une amélioration du facteur d'utilisation des centrales.

Le bénéfice à long et moyen termes est une réduction et/ou un report des investissements de chaque pays ainsi que l'achat d'électricité moins chère que celle de certaines productions propres pour satisfaire la pointe. Il deviendrait également envisageable d'investir conjointement dans des projets importants, c'est-à-dire de mutualiser les investissements de production.

A court terme, il deviendrait possible de déclasser immédiatement les plus anciennes centrales, les moins efficaces, sans avoir à attendre la mise en place de nouveaux moyens de remplacement.

La mutualisation des moyens de production de base à partir de 2020 environ, c'est à dire après la mise en service des centrales déjà prévues, devrait permettre de réduire progressivement la consommation spécifique des trois pays et des coûts d'investissement grâce aux effets de taille et de série.

## CADRE DU MARCHÉ MAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ

Le cadre du marché maghrébin de l'électricité présente plusieurs aspects déterminants, qui limitent, à des degrés divers, le développement des échanges et particulièrement les questions suivantes :

### Limitation de la capacité de production :

Actuellement, le Maroc est importateur net, principalement d'Espagne. L'Algérie ne dispose pas d'un excédent substantiel et planifie essentiellement pour sa demande interne. La Tunisie était à la limite de sa capacité de production, jusqu'à la mise en service de la nouvelle centrale à cycle combiné de Sousse, avant l'été 2014.



Centrale à cycle combiné de Ghannouch.

L'étude MEDA a permis de mener des discussions approfondies concernant les concepts et structures à mettre en place pour réaliser un marché régional de l'électricité, y compris l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques du Maghreb et de l'Union Européenne.

L'étude a été présentée aux ministres des pays maghrébains concernés, qui ont signé une Déclaration Commune le 20 Juin 2010 à Alger, en présence du Commissaire Européen en charge de l'énergie, avec les recommandations et déclarations de principe de sa mise en œuvre, selon lesquelles ils :

- Convient de dépasser le stade actuel des échanges conjoncturels, et d'œuvrer pour la création d'un véritable marché maghrébin de l'électricité ;
- Convient que l'accès aux réseaux doit être non discriminatoire et transparent, et faire l'objet d'une tarification adéquate favorisant les échanges ;

- Invitent les gestionnaires de réseaux à élaborer un projet de règles communes visant à faciliter les échanges transfrontaliers d'électricité ;
- Invitent les autorités de régulation ou les autorités publiques assumant actuellement cette fonction, à présenter un projet de méthodologie commune pour la tarification transfrontalière et d'accès aux infrastructures de transmission de l'électricité, en référence aux principes utilisés dans l'Union Européenne ;
- Convient d'œuvrer ensemble à l'amélioration et à l'harmonisation des règles du marché de l'électricité, de l'accès au réseau et du fonctionnement des systèmes ;
- Convient de développer et de renforcer les interconnexions électriques entre les trois pays du Maghreb et l'Union Européenne, dans la perspective de promouvoir les échanges dans la sous-région Euromaghrébine.

Toutefois et hormis les actions de formation réalisées dans le cadre de l'étude, il n'y a pas encore de mesures concrètes de mise en œuvre de ce marché régional de l'électricité.

En effet, et pour qu'un échange régional d'énergie se développe d'une manière durable conformément aux études, les conditions préalables suivantes sont requises :

- La conduite d'études de Plan directeur de production et de transport à l'échelle régionale intégrant aussi bien les sources fossiles que les sources renouvelables, et ce afin de faire ressortir les complémentarités en matière de type d'équipement et de dates de mise en service,
- L'adoption d'une stratégie claire au niveau régional, quant à la fixation du seuil maximum acceptable de recours par un pays donné aux importations par le réseau interconnecté, seuil de 10 à 20% généralement,
- L'accord des pays partenaires sur une liste de projets régionaux prioritaires d'investissement en production et en transport, avec un échéancier de mise en œuvre approuvé.

Par ailleurs, l'organisation progressive d'un marché régional de l'électricité, intégré et interconnecté avec celui de l'Union Européenne, nécessite de régler progressivement plusieurs questions d'un commun accord:

- La détermination des tarifs de transit et le développement de la concurrence ;
- L'élaboration de codes de réseaux en cohérence avec un code régional commun ;
- La mise en place d'autorités de régulation et la réglementation de l'accès des tiers aux réseaux ;
- La création des instances institutionnelles nécessaires, par des accords appropriés.

### **Capacité des interconnexions et des réseaux nationaux:**

La capacité des interconnexions régionales n'a pas constitué réellement un handicap aux échanges régionaux d'énergie entre les pays de la région, car ces échanges ont été faibles par rapport aux capacités actuelles des lignes et ont revêtu plutôt un caractère de secours et d'échanges à bilan nul que d'échanges commerciaux durables dans le temps.

En 2001 et dans le cadre de l'étude ELTAM (Egypte, Libye, Tunisie, Algérie et Maroc), le Comité maghrébin de l'électricité (COMELEC) a arrêté un programme visant à renforcer les interconnexions électriques maghrébines et en particulier la construction d'une dorsale de 400 kV reliant les quatre pays maghrébins et l'Egypte. Les interconnexions actuelles dans la région présentent les caractéristiques suivantes :

- Entre le Maroc et l'Algérie, trois interconnexions sont en service : deux en 225 kV et une en 400 kV. L'interconnexion entre les deux pays a été renforcée par la mise en service en avril 2010 de la 2ème ligne 400 kV Bourdim – Hassi Aneur.
- Entre l'Algérie et la Tunisie, cinq interconnexions sont en service et une interconnexion en 400 kV est actuellement exploitée en 225 kV.
- Entre la Tunisie et la Libye deux interconnexions en 225 kV sont exploitées en réseau isolé, et une interconnexion en 400 kV est prévue pour 2015-2016.

Les interconnexions sont aussi renforcées par les projets d'infrastructures de transport en cours dans le cadre de la boucle électrique autour de la Méditerranée (MEDRING), à savoir :

- La mise en service d'une dorsale de 400 kV -actuellement en construction et dont l'achèvement d'un premier segment a été fait en 2011- devrait créer une situation nouvelle. Elle rend techniquement possible un accroissement des échanges.

- Les échanges entre le Maghreb (Maroc) et l'Union Européenne (Espagne) se sont bien développés, à travers deux câbles sous-marins dont la capacité de transit est de 1400 MW (trois câbles pour 2 100 MW dans le futur). SONELGAZ a également procédé à des échanges, quoique limités, avec l'UE.
- A côté du projet ELMED d'interconnexion Tunisie-Italie d'une capacité de 1 000 MW (qui reste encore au stade des études préliminaires), il est question d'autres projets tels que l'interconnexion Algérie-Espagne (Arzew-Almeria) qui suivrait le tracé du gazoduc, sous-marin reliant déjà ces deux pays et un projet d'interconnexion Algérie - Italie.

Les trois pays du Maghreb sont associés à l'UCTE (l'Union for the Coordination of the Transmission of Electricity), institution européenne de coordination des réseaux, et se sont engagés à en appliquer les principales dispositions techniques, à savoir : la participation à la tenue en fréquence, la participation aux réserves, l'engagement de secours mutuel et les compensations aux échanges volontaires.

A long terme et en matière de développement de réseaux, les conditions préalables suivantes sont requises :

- La finalisation de la dorsale 400 kV entre les pays du Maghreb selon l'accord déjà conclu dans le cadre du COMELEC entre ces pays,
- L'adaptation de la capacité des réseaux nationaux pour permettre d'évacuer les flux d'énergie,
- L'adoption de normes communes et harmonisées en matière de gestion de l'exploitation du réseau,
- La définition de règles d'accès au réseau et de gestion de la congestion,
- La mise œuvre d'un système d'information gérant en temps réel les transferts d'énergie entre les pays de la région.

La pratique de contrats commerciaux bilatéraux repose, de manière générale, sur la gestion des échanges occasionnels, en plus des échanges de secours. Cette pratique a été limitée à quelques contrats d'une durée en général inférieure ou égale à une année et de nature ponctuelle, pour répondre à des situations passagères de déficit de production ou de décalage de programmes d'équipement. Les contrats à long terme sont, en règle générale, inexistantes.

Des contrats ont été établis récemment entre le Maroc et l'Algérie, mais les volumes restent faibles par rapport aux possibilités réelles. Une autre expérience a été tentée en 1994 entre l'Algérie et la Tunisie, puis les échanges sont revenus à la règle du bilan annuel nul. En 2012, un contrat commercial a été élaboré entre la Tunisie et la Libye, consistant à exploiter l'interconnexion en réseau fermé à cause des problèmes techniques déjà évoqués et explicités plus bas.

Le développement à long terme des échanges nécessiterait :

- L'établissement de contrats-types bilatéraux plus durables
- L'adoption de tarifs de transport de l'énergie électrique
- La mise en œuvre d'institutions régionales dédiées à la gestion des interconnexions à même de promouvoir, gérer et réguler les échanges régionaux et interrégionaux, à l'instar du réseau unifié des pays européens. Actuellement, et en dehors d'une concertation périodique au sein de la Commission des interconnexions du COMELEC, aucune institution régionale n'existe à cet effet
- Enfin, il ne faut pas oublier que le support énergétique régional est le gaz naturel. Par conséquent, le développement de centrales électriques dépend de la disponibilité du gaz et de la capacité de transport de cette énergie soit sous forme de gaz naturel, soit sous forme de produit transformé, tel que l'électricité. Dans cette optique, le développement d'un réseau gazier en coordination avec les besoins des centrales électriques régionales et la mise en place de contrats de long terme de fourniture et de transport de gaz assurerait la viabilité et l'accès au financement des projets électriques nécessaires pour satisfaire la demande électrique croissante.

## MARCHÉ EUROMAGHRÉBIN DE L'ÉLECTRICITÉ :

Il ressort de la pratique qu'il s'agit en fait de deux segments de marché différents et qui obéissent à des logiques différentes :

- Le marché ibérique est déjà interconnecté avec le Maroc, vers lequel il exporte massivement

de l'électricité (18% de la consommation du Maroc). Ce marché est par ailleurs contraint par les capacités limitées de ses interconnexions avec la France, principale porte d'entrée au reste de l'Europe, ce qui ne permet pas réellement d'échanger avec les autres pays gros producteurs de l'Europe, comme la France et l'Allemagne . Le liaison en courant continue en cours de réalisation est destinée à désenclaver le réseau ibérique en doublant les 1 400 MW de capacité de transit actuelle.

- Le marché italien est, lui-même, fortement connecté avec le reste de l'Europe. Ce marché est pour le moment importateur net d'électricité, en majorité à partir de la France. Différents projets d'interconnexion sont en discussion entre les pays du Maghreb et l'Italie, dont le projet ELMED d'interconnexion entre la Tunisie et la Sicile.

Les deux liaisons de 225 kV (720 MVA) Tunisie–Libye ne sont pas encore opérationnelles en tant qu'interconnexion régionale, pour des raisons de synchronisation de réseaux : la Libye étant accrochée aux réseaux Est Méditerranée via l'Égypte et la Turquie alors que la Tunisie est accrochée au réseau Ouest Européen via l'Algérie, le Maroc et l'Espagne. Après le renforcement en cours du "ring" méditerranéen, les problèmes devraient se résoudre et une liaison de 400 kV pourrait voir le jour vers 2016. Une autre solution possible serait une liaison en courant continu.

D'autres idées sont aussi considérées pour l'exportation de l'électricité de sources renouvelables à partir de plusieurs pays du Maghreb vers l'Europe, via l'Italie ou l'Espagne. Il s'agit en particulier du Plan Solaire Méditerranéen (PSM), de l'initiative DESERTEC, ou encore du projet NUR ENERGIE.

Il ressortait des versions initiales de ces idées de projet qu'une production massive d'électricité à partir des énergies renouvelables et notamment de solaire (à concentration) devaient être exportées vers l'Europe, via un réseau dédié transportant cette énergie des sites désertiques où elle serait produite vers la côte (rive maghrébine) et des lignes d'interconnexion dimensionnées en conséquence.

Vu l'isolement relatif du marché ibérique et la forte pénétration des énergies renouvelables dans ce marché, le développement se ferait plus vraisemblablement à travers l'Italie.

## Encadré 2.1

Le **Plan Solaire Méditerranéen (PSM)** se place comme le vecteur du développement à grande échelle de l'énergie solaire en région Méditerranée avec l'objectif principal de la satisfaction des besoins énergétiques des pays du Sud et l'exportation partielle de l'électricité produite vers les pays européens, en tant que facteur complémentaire important de la rentabilité économique et financière des projets. L'exportation de l'électricité verte vers l'Europe est rendue théoriquement possible grâce à l'article 9 de la directive européenne sur les énergies renouvelables. Cette exportation est toutefois conditionnée par l'existence d'interconnexions, et suppose la mise en place d'une régulation spécifique afin d'éviter les effets d'opportunité ou de distorsion de marché. Elle implique aussi que les pays européens soient encore demandeurs et que leurs réseaux ne soient pas saturés par leurs propres programmes d'énergie verte. L'objectif quantitatif du PSM pour 2020 serait l'installation de 20 GW de nouvelles capacités à partir de sources renouvelables, solaire et éolienne essentiellement, et le développement des réseaux électriques et des interconnexions Nord/Sud et Sud/Sud. L'efficacité énergétique et le transfert de technologie sont pour l'instant considérés simplement comme des mesures d'accompagnement, ce qui ne tient pas réellement compte des enjeux et attentes des pays du Sud et valorise peu le potentiel de l'efficacité énergétique dans la région.

Cela ne serait possible que si un cadre institutionnel, définissant d'une manière claire les conditions des échanges euromaghrébins et traduisant en particulier l'article 9 actuel de la directive européenne en décrets d'applications et en accords clairement définis entre les pays des deux rives de la Méditerranée.

Il est à préciser à cet effet que la Directive Energies renouvelables 2009/28/CE porte engagement

des Etats membres de l'Union européenne à atteindre l'objectif global fixé de 20% d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation d'énergie finale en 2020. Cette Directive définit trois mécanismes de flexibilité pour les pays européens non en mesure de remplir leurs objectifs, à savoir les transferts statistiques, les projets communs entre Etats membres ou pays tiers et les régimes d'aide communs. Ce troisième mécanisme ouvre la voie vers l'adoption d'un marché commun de certificats verts entre Etats, facilitant le soutien transfrontalier à l'énergie produite à partir de sources renouvelables sans affecter les régimes d'aide nationaux.

Dans ce cadre, le Plan Solaire Méditerranéen pourrait présenter un certain intérêt pour l'Europe, si les décrets d'application concernant l'importation à partir de pays tiers sont promulgués et si une dynamique se développe entre les pays partenaires du Nord et du Sud de la région euro-méditerranéenne.

Toutefois, deux facteurs venus bouleverser récemment la scène énergétique pourraient retarder la réalisation effective des ambitieux projets évoqués plus haut :

- L'irruption sur le marché européen, de charbon à bon marché en provenance des USA, où il est supplanté par le gaz de schiste ;
- Le développement spectaculaire des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) dans des pays comme l'Espagne, l'Allemagne ou encore le Danemark

Ce qui s'est traduit par une situation de surcapacité de production d'électricité, et les centrales fonctionnant au gaz naturel devenant non rentables et par la mise sous cocon d'un certain nombre d'entre elles.

D'un autre côté, un pays comme la Tunisie, en pleine phase de transition énergétique, risque de connaître un déficit croissant dans les dix années qui viennent. Elle doit de ce fait opter pour des solutions d'attente non optimales, avant d'être fixée quant à la possibilité de découvrir et développer de nouvelles réserves nationales de gaz naturel (notamment non conventionnel), faute de quoi elle pourrait être amenée à introduire le charbon dans son mix énergétique. On pourra se reporter à ce sujet au premier chapitre du présent rapport qui traite en détail de cette question.

Les conditions pourraient alors être réunies pour justifier la réalisation dans un proche avenir d'une interconnexion électrique Europe - Tunisie, avec pour

ses premières années de fonctionnement un flux Nord-Sud qui verrait la Tunisie, en attente de solution interne à son déficit, importer de l'électricité depuis l'Europe, qui y trouverait aussi son avantage en utilisant sa capacité excédentaire, et ce, pour autant que le prix d'arrivée s'avère compétitif sur le réseau tunisien.

### MARCHÉ MAGHRÉBIN DU GAZ :

Les interconnexions gazières entre les pays du Maghreb et le Sud de l'Europe sont plus développées en termes de capacité de transport et volume d'échanges (figure 2.5).

Ce développement est essentiellement le résultat de la politique d'exportation de gaz algérien et libyen vers l'Europe, par gazoducs et sous forme de GNL, selon les principaux axes suivants :

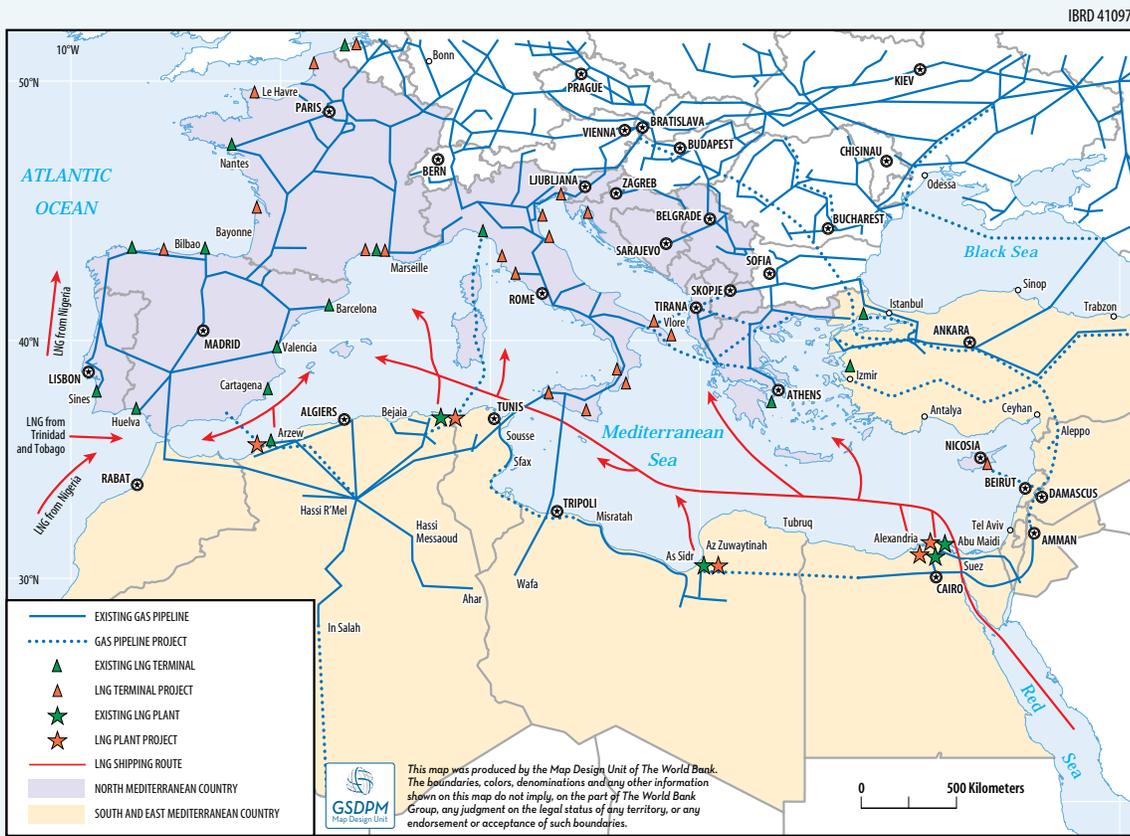
- Gazoduc Algérie-Tunisie-Italie : capacité de 33 Gm<sup>3</sup> /an

- Gazoduc Algérie-Maroc-Espagne/Portugal : 12 Gm<sup>3</sup> /an,
- Gazoduc Algérie-Espagne (MEDGAZ) : 8 Gm<sup>3</sup> /an,
- Gazoduc Libye-Italie : 8/16 Gm<sup>3</sup> /an.

Les volumes sont exportés vers l'Europe par l'Algérie (49,9 Mtep) via la Tunisie et le Maroc, et à moindre échelle par la Libye (7,5 Mtep) directement vers l'Italie.

Les quantités consommées par le Maroc et la Tunisie (2,4 Mtep au total) sont prélevées sur les infrastructures d'exportation de l'Algérie vers l'Europe et représentaient environ 5% des exportations algériennes totales vers ce continent en 2009. Contrairement au cas de l'électricité, il n'y a pas encore d'infrastructures d'interconnexions entre les pays de la région dédiées aux marchés maghrébins. Un projet en ce sens a été envisagé il y a dix ans entre

Figure 2.6 | Interconnexions gazières euro-méditerranéennes



Source: Carte de fond Plan Bleu, Medelec et OME, 2008. Retraitée par l'auteur

la Tunisie et la Libye, mais comme indiqué plus haut, il ne s'est pas concrétisé, faute de disponibilité de gaz dans la région ouest de la Libye et compte tenu par ailleurs des besoins des centrales électriques de ce pays et de leur reconversion progressive au gaz naturel

La Tunisie a un besoin en gaz pour la production d'électricité (40% de la demande totale d'énergie primaire) et pour les secteurs industriels et tertiaires (30% du total).

Les besoins du Maroc ne sont pas définitivement arrêtés, compte tenu de l'existence dans une proportion importante du charbon dans le mix électrique et de l'orientation récente et significative vers les centrales solaires de taille importante à hauteur de 2000 MW de puissance au total. Toutefois les besoins du Maroc pourraient évoluer rapidement en fonction du mix énergétique adopté.

Dans quelle mesure ce besoin peut-il être satisfait par des importations à partir des pays maghrébins voisins, l'Algérie et la Libye, et à travers des gazoducs bilatéraux en plus des gazoducs euro-méditerranéens ?

Dans quelle mesure aussi peut-on envisager une exploitation commune des gisements frontaliers de gaz ? Des possibilités ont été identifiées en particulier près des régions ouest de Tunisie et pourraient être mises en œuvre lorsque les conditions de base le permettront.

Ces gazoducs bilatéraux ne se limiteraient pas à irriguer les zones frontalières, ce qui est évident, mais pourraient aussi alimenter les réseaux nationaux avec l'éventualité d'avoir des clients éligibles dans des conditions à définir.

Les réserves émises par rapport à ces éventualités résident souvent, pour les pays concernés du moins, dans l'impact d'une telle approche sur la prospection nationale de gaz naturel qu'elle pourrait décourager si les quantités ne peuvent pas être exportées ou faire l'objet d'un SWAP en cas d'excédent. Cela serait d'autant plus aigu si les pays respectifs décidaient d'exploiter les gisements de gaz non conventionnels dans un futur proche.

Une réponse claire à de telles questions ne pourra être apportée qu'en menant une étude sur les options de développement du marché régional du gaz naturel et sur les conditions de développement des interconnexions bilatérales en gaz naturel

et éventuellement d'exploitation des gisements frontaliers.

La coopération maghrébine pour le secteur du gaz pourrait aussi s'enrichir par l'adaptation de l'industrie maghrébine du gaz à l'augmentation progressive de la compétition aussi bien au niveau mondial que régional. Il est recommandé à cet effet d'opter pour une réforme des réglementations nationales afin d'optimiser le fonctionnement et la rentabilité du secteur du gaz, notamment par l'ouverture de plusieurs segments du marché à la concurrence, la mise en place d'Autorités de Régulation afin de développer les investissements et l'introduction d'un degré suffisant de compétition entre les opérateurs du marché par l'ouverture de la production et le cas échéant, des importations aux tierces parties selon les conditions spécifiques de chaque marché ou segment de marché et selon les opportunités de coopération élargie se présentant pour la région.

## DÉVELOPPEMENT RÉGIONAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

---

Le **Maroc** dispose de ressources renouvelables importantes et de programmes ambitieux avec l'objectif d'atteindre 2 000 MW d'électricité verte en 2020, qu'il destine essentiellement au marché national. Il dispose en fait de ressources plus importantes en éolien et en solaire, qui pourraient être totalement ou partiellement exportées vers l'Europe à travers l'Algérie et la Tunisie, si le doublement de l'interconnexion France-Espagne, en cours, ne suffit pas pour assurer le transit à travers la péninsule ibérique.

Le premier parc éolien réalisé au Maroc est celui d'Abdelkhalek Torres (50,4 MW) et a été mis en service en 2000. L'ONEE a réalisé 2 autres projets éoliens : le parc éolien Amougdoul à Essaouira de 60 MW, mis en service en 2007, et le parc éolien de Tanger de 140 MW, inauguré en 2010. Ainsi, la capacité éolienne installée au Maroc est actuellement autour de 280 MW et représente 4,5% de la puissance totale installée.

Le programme éolien intégré de l'ONEE, lancé en 2010, prévoit la construction de 5 nouveaux parcs éoliens qui totaliseraient une puissance installée de 1 000 MW. Leur édification, en plus de ceux en cours de développement sous le régime de la production privée d'électricité ou dans le cadre de la nouvelle loi sur les énergies renouvelables, devrait porter la

puissance électrique installée d'origine éolienne à 2 000 MW en 2020, soit sept fois le niveau actuel.

Le Maroc a confié récemment à un consortium la construction d'une première grande centrale solaire (à concentration) de 160 MW, près de la ville de Ouarzazate au Sud du pays.

Quant à l'**Algérie**, elle s'est lancée essentiellement dans la filière solaire. Le programme algérien consiste à installer une puissance d'origine renouvelable importante dont une partie destinée à couvrir la demande nationale en électricité et l'autre à l'exportation. Cette dernière reste toutefois subordonnée à l'existence de financements extérieurs et d'une garantie d'achat à long terme de la part de partenaires fiables.

La **Tunisie** s'est lancée modestement, depuis le début des années 2000, dans la filière éolienne. La STEG a réalisé une première centrale de 10 MW, étendue par la suite à 20 MW à Sidi-Daoud dans le Cap-Bon, et a mis récemment en service deux nouvelles centrales éoliennes totalisant 155 MW près de Bizerte, dans le Nord du pays.

Un projet pilote CSP de 50 MW est envisagé, mais sa réalisation prochaine est problématique du fait de la conjoncture financière difficile que connaît la STEG.

Dans le cadre du développement des énergies renouvelables, le plan solaire tunisien, lancé en décembre 2009 pour la période 2010-2016, a été récemment actualisé. Il vise à augmenter la part des renouvelables les efforts d'efficacité énergétique par la réalisation de projets faisant également partie du Plan solaire méditerranéen.

Enfin en Libye, la construction d'une première centrale éolienne, d'une capacité de 60 MW a démarré en mai 2010 avec des machines de fabrication espagnole.

Il ressort de la revue de l'état des lieux dans le Maghreb qu'une harmonisation régionale du développement des énergies renouvelables pourrait constituer un catalyseur du développement du marché régional de l'électricité et de celui des interconnexions avec l'Europe. Il peut aussi être une opportunité pour un développement industriel à l'échelle régionale.



Parc éolien de Métlina en Tunisie.

Cependant à ce jour, et comme précisé précédemment, les pays concernés ont adopté une approche purement nationale, sans tenir compte des programmes des pays voisins et sans recherche de synergies régionales.

Les seules initiatives à vocations régionales sont le Programme Solaire Méditerranéen (PSM) et le projet DESERTEC. Elles sont encore au stade des investigations et à la recherche d'appuis dans les pays concernés du Sud. N'étant pas accompagnées de plans d'actions ni de sources de financement dédiées, elles n'ont pas recueilli l'adhésion effective des pays du Sud et soulevé peu d'enthousiasme dans les pays du Nord. En outre, comme indiqué plus haut, la situation énergétique de l'Europe, plutôt excédentaire en la matière, ne semble guère favorable actuellement à l'importation d'électricité produite à partir de renouvelables en provenance de la rive Sud de la Méditerranée.

La question qui se pose depuis peu et à la faveur des changements concernant la région consiste à identifier et canaliser les efforts et les moyens pour amorcer une coopération régionale convergente en matière de développement des énergies renouvelables.

Ces dernières années ont vu des séminaires et des conférences organisées par les institutions multilatérales (BAD, BM, BEI, UE, ...) auxquelles les pays de la région participent pour présenter leurs expériences nationales. Ce qui manque, c'est une initiative maghrébine qui aurait dès le départ

comme objectif d'explorer les pistes de coopération et d'harmonisation des efforts entre les pays pour construire un marché convergent et mutuellement bénéfique dans la région et en faire un levier de développement socio-économique.

Cette initiative doit provenir des pays eux-mêmes et pourrait se réaliser dans le cadre régional avec l'appui des gouvernements et le soutien des organisations spécialisées. Préalablement, le COMELEC et un ou plusieurs de ses membres tels que l'ONEE, SONELGAZ, la STEG et GECOL pourraient engager une telle réflexion exploratoire.

Une seconde étape pourrait consister en la constitution de groupes de réflexion régionaux qui auraient à approfondir les principaux axes en recourant éventuellement à des expertises internationales. Comme exemple de thèmes, on pourrait citer:

- Le potentiel des renouvelables par filière et par pays,
- L'alternative de contribution des renouvelables au programme de production d'électricité,
- L'impact d'un recours massif aux renouvelables sur le réseau régional d'échanges,
- L'harmonisation du cadre incitatif et réglementaire,
- Le potentiel de développement des différentes filières pour chacun des pays et les complémentarités industrielles possibles pour maximiser la valeur ajoutée régionale.

## Démarche pour développer des institutions régionales

---

La mise en œuvre d'institutions régionales est à même de promouvoir et de faire respecter de tels programmes régionaux. Le COMELEC a été et continue d'être très utile comme canal de communication et de coopération entre les entreprises nationales d'électricité, mais n'a ni le statut ni les moyens pour rationaliser et gérer le marché maghrébin de l'électricité.

Les autres régions africaines ont développé de telles institutions : les pools énergétiques avec une institution et un budget propre. Certains sont bien avancés et peuvent être cités en bon exemples (Southern Africa Power Pool ou SAPP, et Western

Africa Power Pool ou WAPP). Le Pool Énergétique de l'Afrique de l'Est est à mi-chemin (EAPP), alors que le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale est encore en développement.

Cependant tous ces pools énergétiques ont établi des plans directeurs régionaux de production et de transport d'électricité et ont adopté des projets régionaux prioritaires d'investissement. Ils ont aussi adopté ou préparé des normes techniques d'exploitation des réseaux, des tarifs de transport, des contrats types commerciaux et des formes de marché régional de l'électricité avec des mécanismes régionaux de régulation.

Le COMELEC pourrait s'inspirer de telles expériences et de celle de l'Europe pour renforcer et développer sa structure de manière à promouvoir les échanges régionaux d'électricité.

## Possibilités de développement

---

Afin de promouvoir la coopération énergétique entre les pays maghrébins et construire une intégration progressive au bénéfice de toute la région, des pistes intéressantes peuvent être envisagées. Cependant, même si les arguments ne manquent pas pour justifier un agenda aussi ambitieux, il est clair que les pistes proposées ci-dessous restent difficiles à réaliser dans le moyen terme, étant donné les défis politiques et économiques que connaît la région. Mentionnons-les néanmoins pour mémoire :

- Utilisation des centrales les plus rentables à l'échelle régionale ou sous-régionale et optimisation de leurs productions en fonction de leur efficacité et des consommations spécifiques ;
- Utilisation efficace et développement des interconnexions électriques et mise en place d'une règle commerciale pour créer un véritable marché maghrébin ;
- Intégration des réseaux gaziers des pays maghrébins et encouragement des échanges et de swap dans la région et avec l'Europe ;
- Optimisation de l'approvisionnement des zones frontalières en électricité et gaz en développant les réseaux transfrontaliers sur une base économique et une solidarité maghrébine ;
- Promotion de centrales d'énergies renouvelables sur une base maghrébine reposant sur le partage du travail et développement de la formation et la recherche-développement sur un plan maghrébin par l'adoption d'un programme de maîtrise technologique ;
- Conception d'un Programme maghrébin d'efficacité énergétique (PMEE) et création d'un cadre institutionnel pour promouvoir les sociétés de services énergétiques, ESCO, et développer l'expertise régionale ;
- Promulgation d'une Charte maghrébine de l'énergie avec des mécanismes de suivi, des groupes de travail thématiques et des réunions périodiques des ministres en charge de l'énergie

pour impulser le processus d'intégration régionale ;

- Mise en place d'un Forum Énergétique Maghrébin pour développer les relations et les échanges de manière régulière entre tous les acteurs de la scène énergétique maghrébine, institution qui pourrait organiser des colloques régionaux à l'initiative des pays membres pour baliser les options de complémentarité et les voies et moyens pour les réaliser ;
- Conception et mise en œuvre progressive d'une instance régionale qui pourrait être un COMELEC revu et complété avec des missions précises visant l'intégration de la région, des attributions bien définies, un effectif maghrébin suffisant et bien formé aux nouvelles missions et des moyens appropriés et plus développés.

### PRÉALABLES ET BASES DE COOPÉRATION ÉNERGÉTIQUE RÉGIONALE

---

Le développement de l'intégration énergétique du Maghreb nécessite également la mise en place concomitante des actions de base suivantes dans tous les pays de la région selon leurs spécificités nationales :

- Adoption de politiques énergétiques adéquates, cohérentes et ouvertes sur la coopération régionale et sous-régionale ;
- Perfectionnement des outils et méthodes de planification énergétique et la formation spécifique des ressources humaines tant nationales que régionales ;
- Promotion du transfert et de la maîtrise technologiques, de l'efficacité énergétique et le développement d'une offre compétitive d'équipements et de solutions performantes pour la production, la transformation, la conversion et l'utilisation de l'énergie.

Cela requiert les orientations et actions suivantes :

- Ferme volonté politique matérialisée des pays concernés ;
- Adoption de politiques énergétiques cohérentes et ouvertes sur la coopération régionale ;
- Cadre institutionnel régional et mécanismes de gouvernance ;
- Perfectionnement des outils et méthodes de planification énergétique ;
- Formation spécifique des ressources humaines nationales et régionales ;
- Promotion de l'efficacité énergétique et de la maîtrise technologique ;
- Développement d'une offre régionale de systèmes et d'équipements compétitifs pour toutes les filières.

## ACTIVITÉS DE COOPÉRATION ET SYNERGIES NÉCESSAIRES

---

L'existence d'interconnexions électriques et d'infrastructures gazières sont des facteurs de développement des échanges et de réalisation progressive d'un marché régional intégré.

De même, la complémentarité des ressources et des réseaux sont des éléments efficaces d'optimisation des investissements et de sécurisation de l'approvisionnement énergétique de la région.

Les activités et synergies suivantes sont recommandées pour la construction de l'intégration progressive du secteur énergétique au Maghreb :

- Développement des programmes d'efficacité énergétique au niveau régional et mise en réseau des solutions et des bonnes pratiques ;
- Intégration et optimisation des réseaux électriques et développement des échanges commerciaux ;
- Développement des infrastructures et intégration des réseaux de gaz naturel et promotion des échanges intra-maghrébins ;
- Encouragement de l'exploration pétrolière et de l'exploitation commune, en particulier dans les zones frontalières et les régions peu ou pas explorées, par des sociétés régionales communes ;
- Développement régional concerté et optimisé des énergies renouvelables ;
- Promotion dans la région de partenariats

énergétiques et industriels élargis ;

- Mutualisation de la formation et du perfectionnement des ressources humaines et des compétences dans les filières ;
- Développement de la recherche-développement et promotion de programmes à dimension et finalité régionale.

## PROJETS À VOCATION D'INTÉGRATION MAGHRÉBINE

---

De nombreux projets à vocation régionale peuvent être mis à l'étude dans un cadre maghrébin pour amorcer et stimuler une approche énergétique convergente et complémentaire dans la région et qui aboutiront éventuellement à des projets régionaux concrets. Les propositions concernent principalement les approches et programmes potentiels suivants :

## CONCEPTION ET ADOPTION D'UN PLAN SOLAIRE MAGHRÉBIN

---

Ce projet consisterait à fédérer l'ensemble des programmes et plans solaires des pays de la région avec l'objectif de mettre en place un plan solaire maghrébin afin d'intégrer les opportunités régionales aux opportunités nationales et de positionner durablement le Maghreb dans les perspectives mondiales et régionales de développement des énergies renouvelables. Le plan pourrait se baser sur les éléments suivants :

- Mise en place dans les pays du Maghreb de façon concertée et répartie, de plusieurs sites de production d'électricité solaire, photovoltaïque et à concentration, et développement planifié de la fabrication régionale de panneaux solaires, de capteurs de concentration, et de nombreux équipements et accessoires nécessaires ;
- Projet à vocation régionale et de nature intégrée pouvant répondre plus facilement aux critères de coûts et aux conditions du financement et bénéficier ainsi plus facilement de partenariats internationaux, d'un savoir-faire conséquent et des capacités techniques et humaines du Maghreb.

## COOPÉRATION ÉLARGIE POUR PLUS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

---

Il existe une grande opportunité pour le Maghreb de développer l'efficacité énergétique dans tous

les secteurs d'activités économiques et sociales et de réaliser le potentiel important de la région et se rapprocher des niveaux internationaux d'efficacité afin de hisser leurs compétitivités, d'engranger des progrès technologiques et d'optimiser l'utilisation de leurs ressources énergétiques. Les bases consisteraient à développer les actions suivantes :

- Assistance à l'élaboration de programmes énergétiques et à la mise en place du cadre institutionnel et réglementaire ;
- Formation et qualification des ressources humaines concernées par le secteur de l'énergie en vue de renforcer les capacités propres des pays et de la région ;
- Appui en matière d'identification, d'étude et de mise en œuvre de projets concrets avec habilitation d'équipes locales et régionales pour favoriser la domiciliation et la pérennisation des connaissances ;
- Mise à disposition de moyens de financement adaptés aux projets et assortis d'incitations à l'investissement, notamment pour les collectivités, les ménages et les PME.

## COOPÉRATION POUR LA RECHERCHE DÉVELOPPEMENT

L'intégration énergétique maghrébine nécessitera sans nul doute la mutualisation des efforts des centres de Recherche et Développement chargés des programmes de recherche appliquée sur les sujets et les projets d'intérêt commun dans le secteur de l'énergie et les secteurs liés au développement énergétique .

## Conclusion

Le secteur de l'énergie peut représenter un élément moteur pour l'intégration maghrébine, et au-delà catalyser la mise en place d'une dynamique méditerranéenne propice au développement. L'intégration énergétique maghrébine nécessite l'exploitation judicieuse des complémentarités existantes et surtout potentielles ; elle doit se baser sur la recherche continue de l'équilibre des relations et sur une solidarité accrue.

Cette coopération énergétique privilégiée est nécessaire et sera mutuellement bénéfique face notamment aux déséquilibres entre les

Cette coopération spécifique en matière de recherche, développement et de maîtrise technologique devra s'attacher à créer et favoriser une bonne synergie au Maghreb entre les établissements académiques, les pôles technologiques, les centres de recherche et l'industrie ;

De même il est recommandé l'organisation régulière de forum et de rencontres spécialisés, au niveau régional et sous-régional pour maintenir l'élan, élargir le cercle des intervenants et impulser régulièrement les orientations et actions mises en œuvre dans le cadre maghrébin.

## COOPÉRATION POUR LA FORMATION SPÉCIALISÉE

Pour favoriser les approches et programmes actuels et futurs d'intégration énergétique, il sera de plus en plus nécessaire de développer l'accompagnement en matière de formation spécialisée pour favoriser des partenariats réels et durables dans la région par la création d'instituts dédiés à l'encadrement et de centres communs de formation professionnelle, outre l'harmonisation entre les établissements locaux existants. Cet effort de création et d'harmonisation devrait concerner en particulier les instituts régionaux de formation d'ingénieurs et techniciens et les centres de formation technique dans les domaines et filières couvrant les hydrocarbures, l'électricité y compris le nucléaire, les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

situations énergétiques des pays et à l'ampleur des investissements nécessaires et des moyens, notamment financiers, à mettre en œuvre pour assurer la sécurité d'approvisionnement, l'exploitation judicieuse des ressources locales et l'accès à l'énergie et aux services énergétiques des populations. La complexité et la globalisation des contraintes, le remodelage géopolitique et la mondialisation rapide sont autant de facteurs déterminants et urgents qui appellent les pays maghrébins à passer à l'action et à faire les bons choix politiques, stratégiques, économiques et sociaux.

Dans un contexte de mutation de la géopolitique mondiale de l'énergie, avec l'apparition de nouveaux pôles de production d'énergie à la faveur de la production croissante de gaz et pétrole de schiste, notamment aux États-Unis, du développement de grands pôles de consommation, comme la Chine, l'Inde et les grands pays émergents, les défis et opportunités que les pays méditerranéens en général et les pays maghrébins en particulier 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 et une intégration progressive, mais déterminée.

La situation politique actuelle qui caractérise la région ainsi que la disponibilité accrue et l'importance des flux d'aides financières pour plusieurs pays de la région, en particulier la Tunisie, afin de les aider dans la phase post révolution sont des facteurs favorables à l'intégration économique régionale, l'énergie en étant un élément clé.

## Références bibliographiques

---

- Intégration progressive des marchés de l'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne- Programme MEDA de l'Union Européenne/ Europe Aid/123009/D/SER/Multi/Rapport définitif-mai 2010/ Synthèse des actions- octobre 2010.
- Infrastructures and sustainable energy development in the Mediterranean : outlook 2025- Blue Plan papers- Habib El Andaloussi- 2010.
- Deciding the Future : Energy Policy Scénarios to 2050- World Energy Council 2007.
- Etude stratégique de la planification énergétique de la Tunisie- Modèle MAED-STEG en coopération avec AIEA- 2010.
- World Energy Outlook-IEA-2011.
- Renewables Global Status Report 2012-REN 21.
- Bulletin Statistique du COMELEC-Année 2010.
- Rapport d'activité 2013 SONELGAZ-ALGERIE.
- Rapport d'Activité 2013 ONE-MAROC.
- Rapport d'Activité 2013 STEG-TUNISIE.
- Communication DG-ASEA sur les défis du secteur énergétique africain- Avril 2013.
- Mediterranean Energy Perspectives ( MEP) 2011-OME.
- Peterson Institute for International Economics -Prospects for Greater Global and Regional Integration in the Maghreb-2008.
- IPEMED-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'OME -Mai 2013.
- The Mediterranean Region- Challenges and Opportunities -Securing an affordable and sustainable energy future for the region-MEP 2010-OME.





## CHAPITRE 3

# Réformes institutionnelles du secteur de l'énergie en Tunisie

# Réformes institutionnelles du secteur de l'énergie en Tunisie

Compte tenu de l'amenuisement des ressources **gazières** nationales et du déficit qui apparaît en la matière, la priorité doit être donnée au renouvellement des réserves et à la diversification du bouquet énergétique dont le développement des énergies renouvelables (EnR) est une composante.

Pour atteindre ces objectifs, le cadre institutionnel du secteur de l'énergie doit être révisé en agissant sur les trois leviers prioritaires suivants :

- Le **cadre réglementaire** relatif au développement du gaz naturel et des EnR
- Le système des **prix** et des **subventions**
- La **régulation indépendante**

## Le cadre réglementaire

La révision du cadre réglementaire doit viser :

- le développement des ressources gazières nationales en vue d'assurer la couverture des besoins incompressibles du marché local jusqu'à l'horizon 2030 ; et
- le développement des EnR, composante stratégique du mix énergétique.

### CODE DES HYDROCARBURES : RENFORCEMENT DES INCITATIONS AU DÉVELOPPEMENT DU GAZ.

Bien que disposant de réserves pétrolières et gazières relativement réduites comparées à celles de ses voisins, la Tunisie a réussi à repousser l'échéance du déficit de la balance énergétique et à s'assurer un approvisionnement régulier et fiable, notamment en gaz naturel. Les disponibilités en gaz ont permis de mettre en place une politique de substitution de cette

Ce troisième chapitre passe en revue le cadre institutionnel et réglementaire actuel du **gaz naturel** et la promotion des **énergies renouvelables** et présente des recommandations permettant d'atténuer les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre des réformes de ces activités, afin d'améliorer les performances.

source d'énergie aux hydrocarbures liquides (fuel-oil, gasoil, pétrole lampant, GPL) tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Le programme d'équipement en moyens de production d'électricité a été basé sur le choix des cycles combinés, dont les bonnes performances ont contribué à une réduction sensible de l'intensité énergétique du pays mais ont augmenté la dépendance vis-à-vis du gaz naturel.

Pour couvrir les besoins importants et incompressibles en gaz naturel destiné à la production d'électricité ainsi qu'aux secteurs industriel et résidentiel, il est impératif de rechercher et développer de nouvelles ressources gazières qui prendraient la relève des principaux gisements actuels (Miskar, Hasdrubal) dont le déclin est amorcé.

Le code des hydrocarbures en vigueur depuis 1999 (loi 99-93) et qui a regroupé les différents textes de lois régissant les activités d'exploration et de production



Un cadre réglementaire adéquat est essentiel pour pouvoir fournir l'électricité à moindre coût aux magasins artisanaux comme celui à Tozeur.

d'hydrocarbures présente cependant une forte orientation pétrole. Malgré des révisions effectuées en 2002, 2004 et 2008 destinées à la promotion du gaz naturel, l'objectif de renouvellement des réserves est loin d'être atteint.

Le développement des ressources nationales de gaz naturel passe par la révision du code des hydrocarbures en vue de lui donner une orientation gaz plus accentuée grâce à des incitations spécifiques.

La recherche de nouvelles disponibilités doit constituer une priorité par rapport aux rentrées fiscales, qui étaient l'objectif prioritaire jusqu'ici.

Les améliorations qui pourraient être introduites (Tableau 3.1) concernent :

- La garantie d'écoulement du gaz découvert sur le marché local. Cette garantie est en effet un élément fondamental dans le processus décisionnel de l'exploration-production sachant que les textes actuels n'accordent qu'un accès prioritaire.

- Le taux de recouvrement des dépenses d'exploration (uplift) pour les objectifs gaziers profonds et l'off-shore.
- L'exploitation du gaz non commercial (gaz torché, gaz à forte teneur en inertes) pour la production d'électricité
- Le développement de l'infrastructure, afin d'améliorer le maillage et la couverture des zones gazières potentielles.
- L'exonération des redevances sur les concessions gazières approvisionnant le marché local durant les premières années de production jusqu'au recouvrement des dépenses.
- La fiscalité, dont le taux pourrait baisser à 35% (au lieu de 50% actuellement) pour les projets gaziers, taux identique à celui appliqué aux projets industriels.
- La consolidation des comptes des concessions gazières appartenant à un même opérateur.
- L'implication de l'ETAP dans l'exploration de certains objectifs gaziers profonds (trias d'Ezzaouia, El Bibane).

**Tableau 3.1 | Code des hydrocarbures : les incitations au développement du gaz**

	<b>ACTUEL</b>	<b>A ENVISAGER</b>
<b>Garantie d'écoulement sur le marché local</b>	Accès prioritaire Droit à l'export	<b>Garantie</b> d'achat
<b>Prix du gaz</b>	80% du prix du fuel BTS	Inchangé
<b>Uplift gaz objectifs profonds, offshore</b>	10 à 30%	30 à 50%
<b>Gaz non commercial</b>	Droit d'utilisation pour la production électrique (moins de 40 MW) Fiscalité : 35%	Capacité à augmenter en fonction du réseau  Fiscalité : 35%
<b>Infrastructure gazoducs</b>	Provision pour réinvestissement de 20% du bénéfice imposable Accès au réseau : non défini	Provision 30%  Accès des tiers au réseau
<b>Redevances</b>	2% à 15% (Rapport R)	<b>Exonération</b> jusqu'au recouvrement des dépenses
<b>Consolidation des comptes entre concessions gazières</b>	Non autorisée	<b>A autoriser</b> pour le même opérateur
<b>Fiscalité gaz</b>	50% à 65% (R)	35% (cf secteur industriel)
<b>Engagement ETAP dans l'exploration du gaz</b>	Non prévu	Les grandes structures identifiées
<b>Gisements non conventionnels</b>	Non prévu	Cadre réglementaire d'exploration, sécurité, environnement, fiscalité, développement

Source: Préparé par l'auteur

Par ailleurs, et compte tenu des réserves possibles de gaz non conventionnel et de la sensibilité environnementale que suscite cette source d'énergie et afin d'en évaluer le potentiel - qui pourrait être au moins équivalent à celui du gaz conventionnel - il serait nécessaire et important de développer dans le code, le cadre réglementaire et environnemental d'exploration de ces gisements non conventionnels en s'inspirant des expériences internationales : Etats-Unis (Encadré 2), Canada, Pologne, Algérie...

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (World Energy Outlook 2011) les ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel seraient du même ordre de grandeur que les ressources récupérables de gaz conventionnel. Le gaz de schiste représenterait 183 Tm<sup>3</sup>.

En Tunisie, deux zones potentielles sont supposées receler des réserves non conventionnelles : l'extrême

Sud faisant partie du bassin de Ghadamès, qui disposerait d'un grand potentiel en gaz et la région de Kairouan dont les réserves seraient plutôt des hydrocarbures liquides.

Sachant que les délais nécessaires à la mise en exploitation de tels gisements se situent entre cinq et dix ans, cette période devrait être mise à profit pour mener les études d'impact sur l'environnement ainsi que les enquêtes publiques qui les accompagnent. Les textes réglementaires doivent prévoir l'éventualité de l'arrêt des travaux par l'autorité concédante à n'importe quelle étape si les opérations présentent un risque pour la santé, la sécurité et l'environnement. Une veille technologique doit être maintenue en attendant que les techniques d'exploitation en cours d'évolution atteignent un degré de maturité suffisant pour permettre un développement de ces gisements acceptable sur le plan environnemental.

## Encadré 3.1

Les Etats-Unis d'Amérique ont été dès 2008 le premier pays à exploiter industriellement les hydrocarbures non conventionnels et notamment le gaz de schiste. Aujourd'hui, la production de gaz non conventionnel dépasse l'exploitation conventionnelle. Le gaz de schiste contribue pour 15% à la production nationale d'hydrocarbures avec une croissance annuelle de 15%. Chaque année, environ 15 000 puits de gaz de schiste sont forés.

Cette révolution énergétique n'a pas été sans conséquences : les USA passeraient du statut d'importateur à celui exportateur de gaz en 2020. Ils peuvent ainsi entrevoir grâce au développement de leurs ressources en gaz de schiste, la perspective d'un déclin des centrales au charbon, d'une substitution au GNL importé ainsi que celle d'un report de la construction de nouvelles centrales nucléaires. L'exploitation du gaz de schiste a entraîné une forte baisse des prix du gaz sur le marché américain (4 \$ /MM BTU contre 10 \$ en Europe) entraînant une forte relance économique dans dix-neuf états allant du Dakota à la Pennsylvanie en passant par le Texas.

La décision d'exploiter les ressources potentielles de gaz non conventionnel sera liée à un arbitrage dans le mix énergétique entre cette source et la solution alternative en compétition directe, représentée par la filière charbon.

### CODE DES ENERGIES RENOUVELABLES

Le Plan Solaire Tunisien (PST) s'est fixé l'objectif ambitieux d'atteindre en 2030 une part de 30% d'énergies renouvelables (EnR) dans la production électrique. En 2012 leur part (hydroélectricité et éolien) n'était que de 2%. Afin de valoriser son fort potentiel solaire et éolien et de diversifier son mix énergétique, la Tunisie a lancé dès 2009 le Plan Solaire Tunisien (PST), qui s'intègre dans une stratégie nationale de développement durable.

Les objectifs du PST ne peuvent être réalisés sans le lancement de grands projets publics et privés. Il est donc impératif de reprendre les textes réglementaires et mettre en place un cadre institutionnel clair dédié aux EnR de nature à encourager les investissements privés.

Les textes réglementaires des EnR sont actuellement éparpillés dans les différentes lois et décrets de maîtrise de l'énergie :

- La loi 2004-72 du 02/08/2004 relative à la maîtrise de l'énergie qui introduit de façon générale le programme national de promotion des énergies renouvelables dans leurs différentes composantes

: éolienne, solaire thermique, photovoltaïque pour l'électrification rurale, valorisation des déchets, géothermie, hydraulique. La loi 2009-7 du 09/02/2009 complétant la loi 2004-72 établit le cadre de la production d'électricité à partir d'EnR pour la propre consommation d'établissements industriels, agricoles ou tertiaires qui bénéficient du droit d'accès au réseau de la STEG pour le transport de l'électricité produite jusqu'à leurs points de consommation ainsi que du droit de vente de leurs excédents exclusivement à la STEG.

- Le décret 2009-2773 du 28/09/2009 a fixé les conditions d'accès au réseau et de cession à la STEG des excédents d'électricité produite à partir d'EnR dans la limite de 30% de la production. La limite de 30% peut être dépassée pour les projets de production d'électricité à partir de la biomasse pour une puissance installée inférieure à 15 MW. L'arrêté du ministre de l'industrie du 1er juin 2010 a fixé les coûts de transport et les prix de vente de ces excédents.
- Une loi adoptée par l'assemblée constituante en septembre 2014, mais non encore publiée, autorise la production d'électricité à partir d'EnR, par des entreprises spécialisées, en vue de sa vente à la STEG ou de son exportation.

Au niveau organisationnel, les acteurs concernés par les EnR sont actuellement :

- Le ministère de l'Industrie, qui est à la fois l'autorité concédante et régulateur. Sa principale mission est de définir les orientations stratégiques du secteur de l'énergie, de fixer les tarifs de l'énergie, les prix de cession des excédents d'électricité des auto-producteurs et le prix de transport par le réseau.
- L'Agence Nationale de Maitrise de l'Energie (ANME), qui conçoit et anime des programmes d'efficacité énergétique et de développement des EnR. Elle intervient dans la mise en œuvre de la politique de l'Etat et la proposition des textes réglementaires.
- La STEG est avec une capacité installée de 240MW d'éoliennes, le principal producteur d'électricité à partir d'EnR, conduit le système électrique, exploite le réseau de transport, et est l'acheteur unique des excédents d'électricité des auto-producteurs d'EnR.
- STEG Energies Renouvelables est la filiale créée par l'opérateur public pour gérer ses unités de production d'EnR et offrir des services d'assistance aux promoteurs privés dans la conception et la réalisation de leurs projets d'EnR.
- Les établissements industriels, agricoles ou tertiaires engagés dans des projets de production d'électricité à partir d'EnR dans le cadre de la loi 2009-7.

Les textes réglementaires actuels concernent donc un programme de soutien aux EnR produites par l'industrie et par les gros consommateurs pour leurs besoins propres. La récente loi autorisant à la production d'électricité à partir d'EnR, par des entreprises spécialisées n'étant pas à ce jour publiée aucun projet privé de ce type.

Une refonte des textes dans un code qui établira un cadre clair dédié aux EnR sera nécessaire pour inclure et développer notamment les points suivants :

- Les sites potentiels de production (éolien, solaire).
- Le mode d'octroi des concessions par type et capacité ainsi que les délais de réalisation des projets.
- Les modalités d'accès aux réseaux.
- Les mécanismes des prix de vente et tarifs d'accès aux réseaux.
- Le mode d'arbitrage des litiges.
- Le statut de l'exportation.

- Le statut de la production combinée d'électricité et de dessalement d'eau.
- Les procédures spéciales de gestion des servitudes et du foncier.
- La mise en place d'une structure dédiée aux EnR, chargée de l'élaboration des programmes et du suivi des réalisations et qui serait le guichet unique des promoteurs.



Pour atteindre l'objectif ambitieux de 30% d'électricité produite à partir d'EnR, l'engagement de l'Etat est nécessaire et doit se refléter dans une politique volontariste se traduisant par la levée des barrières principales au développement des EnR et par l'adoption de mesures d'accompagnement incitatives.

## CADRE RÉGLEMENTAIRE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

Pour compléter l'examen du cadre réglementaire du secteur de l'énergie, il y a lieu de passer en revue les textes régissant les activités électriques :

- La loi 62-8 (03.04.1962) nationalise la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité et de gaz combustible et en confie la gestion à la STEG, nouvelle entreprise créée à cet effet.
- La loi 96-27 (01.04.1996) supprime le monopole de la production électrique de la STEG, ouvrant la voie au premier projet de production privée d'électricité (Radès 2) dont toute la production est cédée à l'acheteur unique que reste la STEG, dans le cadre d'un contrat d'achat à long terme (PPA).
- La loi 2002-23 (14.02.2002) portant révision du code des hydrocarbures et qui a introduit la production privée d'électricité à partir du gaz non commercial permettant le lancement du projet de récupération du gaz associé d'El Bibane.
- Les lois de maîtrise de l'énergie 2004-72 (02.08.2004), 2009-07 (09.02.2009) et les décrets d'application associés, mettent en place le cadre réglementaire de la cogénération et de l'autoproduction d'électricité à partir des EnR.
- L'arrêté du ministère de l'Industrie du 01.06.2010, fixe les prix de cession à la STEG de

l'électricité provenant de l'autoproduction, de la cogénération et des EnR.

La réforme du secteur électrique a connu une progression lente et prudente, concrétisée par l'ouverture de la production aux opérateurs privés en 1996 et l'introduction en 2004 d'un premier cadre réglementaire pour l'autoproduction par cogénération et recours aux EnR, par les entreprises industriels, agricoles et tertiaires. La STEG garde le monopole du transport et de la distribution.

La situation du secteur électrique est similaire à celles des pays voisins et du Sud de la Méditerranée (Tableau 3.2) se caractérisant par :

- L'ouverture du secteur à la production privée dans des proportions variant de 2% pour la Jordanie à 60% pour le Maroc.
- Des monopoles sur les réseaux de transport.
- Des monopoles dans la distribution, avec cependant des ouvertures à la gestion privée et municipale au Maroc, en Jordanie et au Liban.
- Des prix administrés et des subventions importantes.
- L'absence de marchés de l'électricité ouverts à la concurrence.
- Une régulation indépendante inexistante ou peu active.
- Des capacités de réseaux inter-frontaliers insuffisantes.

**Tableau 3.2 | Secteurs électriques des pays du Sud de la Méditerranée**

	TUNISIE	ALGÉRIE	MAROC	EGYPTE	JORDANIE	LIBAN
<b>Production privée %</b>	Oui 25%	Oui 15%	Oui 60%	Oui 12%	Oui 2%	Oui 5%
<b>Autonomie du Réseau</b>	Non	Oui	Non	Oui	Oui	Non
<b>Distribution</b>	Monopole	Monopole	Municipale 50%	Monopole	Municipale 40%	Municipale 10%
<b>Ouverture du marché</b>	Non	Non	Non	Non	Non	Non
<b>Régulateur</b>	Ministère de l'industrie	CREG	Ministère de l'énergie	EEUCPRA	EnRC	NEnRA
<b>Limite auto production</b>	50 MW	Non	50 MW	Non	50 MW	Non
<b>Tarif réseau</b>	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non

Source: Préparé par l'auteur

- Des transactions réduites aux cas de secours mutuels.

Le développement des interconnexions et l'intégration aux marchés euro-méditerranéens

contribueront incontestablement à l'accélération des réformes du secteur électrique tunisien en vue de sa mise en conformité avec les règles pratiquées sur ces marchés.

## Prix et subventions

L'analyse des prix de l'énergie en Tunisie en 2012 permet de dégager les constats suivants:

- Les prix ne reflètent pas les coûts de production ou d'approvisionnement.
- Les subventions ne ciblent pas uniquement les couches sociales défavorisées (pauvres et vulnérables<sup>1</sup>), mais profitent à toutes les catégories socioprofessionnelles.

### PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS

Les prix de cession des produits pétroliers ex-raffinerie représentent seulement la moitié environ des prix du marché international. Les produits les plus subventionnés par la Caisse de compensation sont le GPL et le gasoil qui absorbent à eux deux 70% des allocations destinées aux produits pétroliers et 30% des subventions totales de l'énergie.

Les prix de vente des carburants à la pompe en Tunisie représentent seulement 70% des prix du

marché international à l'importation. Ils se situent par ailleurs à 25% en dessous des prix pratiqués au Maroc et 60% en dessous des prix à la pompe en Turquie.

La refonte du système des prix des produits pétroliers passe par l'alignement des prix de cession ex-raffinerie sur les prix du marché international afin d'aboutir à une transparence de la gestion de l'activité Raffinage et déplacer les subventions vers l'aval au niveau des taxes qui joueraient alors le rôle de matelas d'absorption des fluctuations du marché international.

La politique de subvention doit continuer à cibler le GPL domestique ainsi que le gasoil destiné à l'agriculture et au transport. Le mécanisme de réajustement des prix du carburant en fonction de l'évolution du marché international doit s'appliquer aussi bien à la hausse qu'à la baisse afin de crédibiliser la démarche et introduire plus de transparence dans le système des prix.



Usine de Gaz du pétrole liquéfié à Gabes.

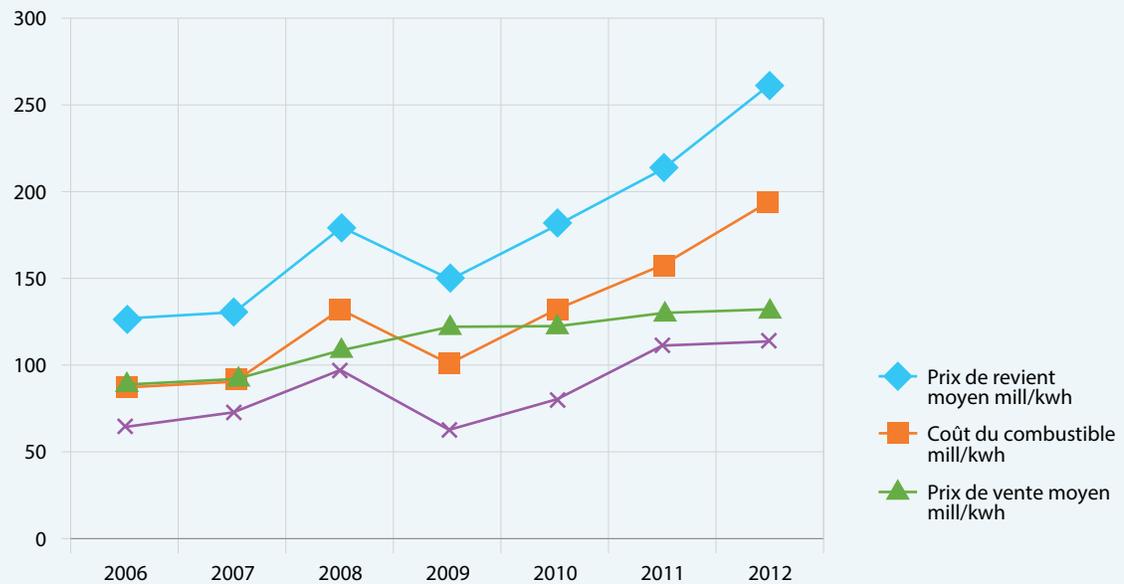
<sup>1</sup> Les couches sociales défavorisées sont celles situées entre les seuils de pauvreté inférieur et supérieur et sont notamment identifiées au niveau de la STEG par une faible consommation d'électricité par ménage inférieure à 50kWh par mois contre une consommation moyenne par ménage de 140 kWh /mois.

## PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Malgré les multiples réajustements réguliers des prix de l'électricité (fig.1) ayant abouti à un doublement du prix de vente moyen (HT/MT/BT) entre les années 2000 (67 mill/kWh) et 2010 (124mill/kWh), le prix de vente moyen en 2012(133 mill/kWh) ne représente que 51% du prix de revient. Le coût du combustible qui évolue parallèlement aux prix du gaz naturel sur le marché international, représente lui-même une part variant entre 60% et 75% du prix de revient du kWh

distribué sur le réseau. Ainsi la STEG subventionne directement l'électricité à travers la politique tarifaire et enregistre un déficit structurel compensé par des allocations budgétaires annuelles qui lui sont versées directement par le ministère des finances et les subventions indirectes à travers le prix préférentiel (90,8 DT/tep) auquel elle achète le gaz Algérien (redevances et achats) à l'ETAP.

Figure 3.1 | Evolution des prix de l'électricité.



Source: Préparé par l'auteur

L'analyse des tarifs de l'électricité permet de dégager les constats suivants :

- 50% des subventions de l'électricité profitent à la clientèle Haute Tension (HT) et Moyenne Tension (MT) composée essentiellement des industries et des activités de service (tourisme, commerce, artisanat...).
- Les bénéficiaires du tarif de la tranche sociale Basse Tension (BT) (50 kWh/mois), qui était à l'origine la cible principale des subventions et qui représentent la moitié des 3.4 millions de clients BT, ne profitent que de 10% des subventions totales accordées à l'électricité.
- Le tarif de la troisième tranche BT (gros consommateurs) lui-même ne couvre pas le prix de revient.

Le réajustement des tarifs doit avoir les objectifs suivants:

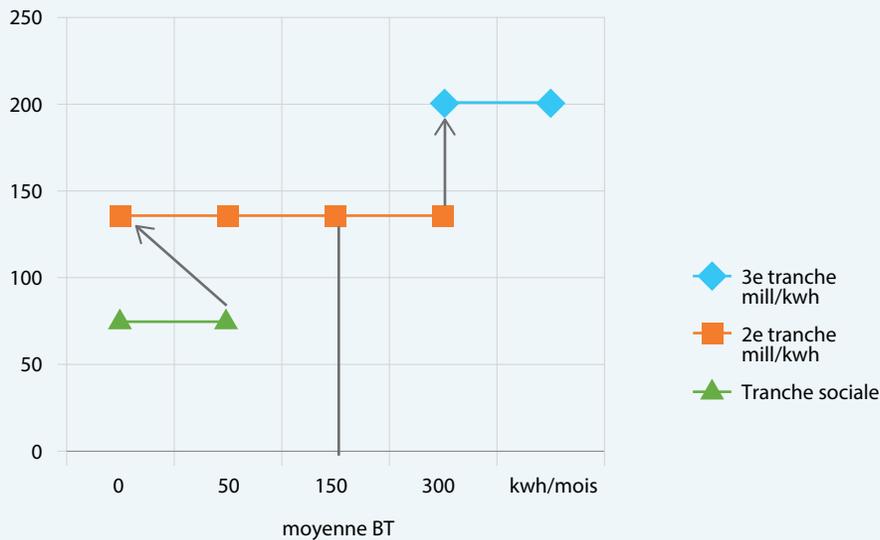
- Refléter autant que possible les coûts et restaurer la capacité d'autofinancement de la STEG.
- Améliorer le ciblage des subventions vers les catégories socio- professionnelles défavorisées (tranche sociale, agriculture).

Affiner le tarif progressif pour inciter aux économies d'énergie en introduisant plus de tranches intermédiaires et une tranche supérieure pour les gros consommateurs (figure 3.2).

Le système de tarification actuelle en Tunisie (figure 3.2) se compose de trois niveaux :

- Une tranche sociale pour les clients résidentiels alimentés par des branchements n'excédant

Figure 3.2 | Tarification actuelle



Source: Préparé par l'auteur

pas 2kVA de puissance et dans une limite de consommation de 50 kWh/mois. Le tarif de cette tranche est de 75 mill/kWh.

- Une 2e tranche, appelée «normale », pour les autres clients résidentiels raccordés avec des puissances supérieures à 2kVA dont la consommation est inférieure à 300 kWh/mois et qui sont facturés pour la totalité de leur consommation à 135 mill/kWh.
- Une 3e tranche applicable à toute la clientèle dont la consommation dépasse 300 kWh/mois facturée au tarif de 200 mill/kWh. Pour ces abonnés, le montant total facturé sera la somme des deux montants résultant des 2e et 3e tranches.

L'écart de consommation entre la tranche sociale (50 kWh/mois) et la tranche suivante (300 kWh/mois) est important et pénalise le consommateur tunisien moyen (150 kWh/mois) dont le niveau de besoin électrique est largement au-dessus de la tranche sociale et très en-deçà de la tranche supérieure. Cette répartition des tranches n'est pas suffisamment motivante pour la réalisation d'économies d'énergie. En insérant des tranches intermédiaires (fig.3) avec un pas plus serré (ex 100 kWh/mois) et des tarifs progressifs, le système bonifierait le consommateur qui fait l'effort d'économie devenu à sa portée.

Au-delà du niveau de la consommation moyenne type, les tarifs doivent être réajustés pour refléter autant que possible les coûts réels et dégager une marge bénéficiaire dans la tranche des gros consommateurs. Bien entendu cette tarification doit faire l'objet d'études détaillées et de différentes simulations afin de ne pas causer de manque à gagner pour la STEG et pour identifier des mesures d'atténuation adéquates pour protéger la population vulnérable.

### LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LES PAYS DU SUD DE LA MÉDITERRANÉE

La comparaison des tarifs de l'électricité pour le secteur résidentiel dans les pays du Sud de la Méditerranée (figure 3.4) suscite les constats suivants :

- Les tarifs les plus bas (minimum et maximum) se trouvent en Algérie et en Egypte, pays disposant d'importantes ressources gazières et subventionnant fortement l'électricité.
- Des tarifs plus élevés sont pratiqués en Tunisie et au Maroc, qui sont dans un environnement économique comparable. Cependant au Maroc, ils sont supérieurs de 35% environ pour le minimum (social) et de 15% pour le maximum par rapport à ceux de la Tunisie.

Figure 3.3 | Tarification progressive

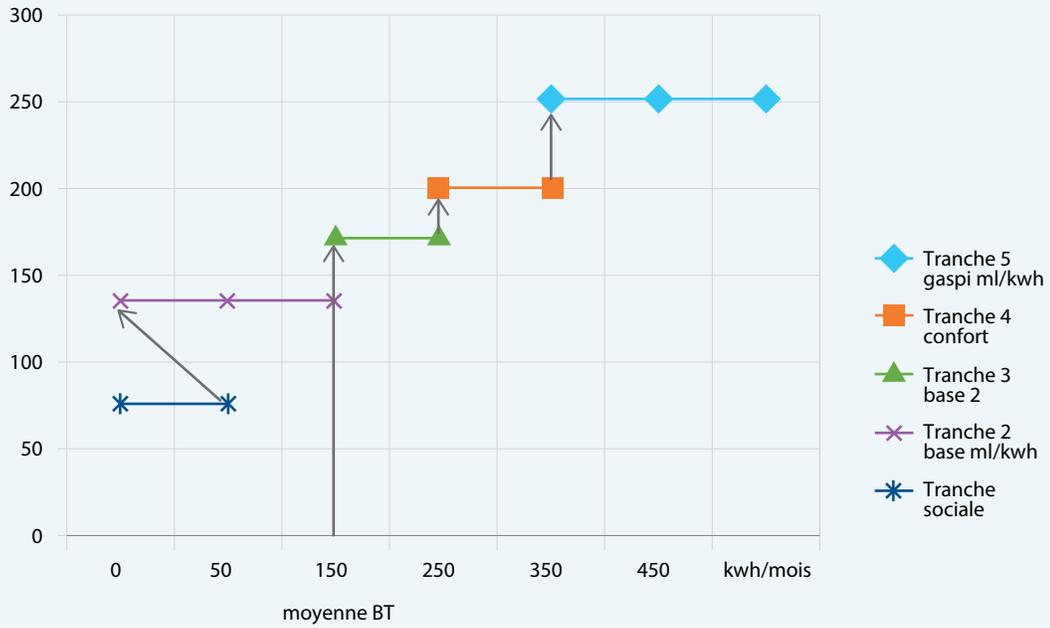
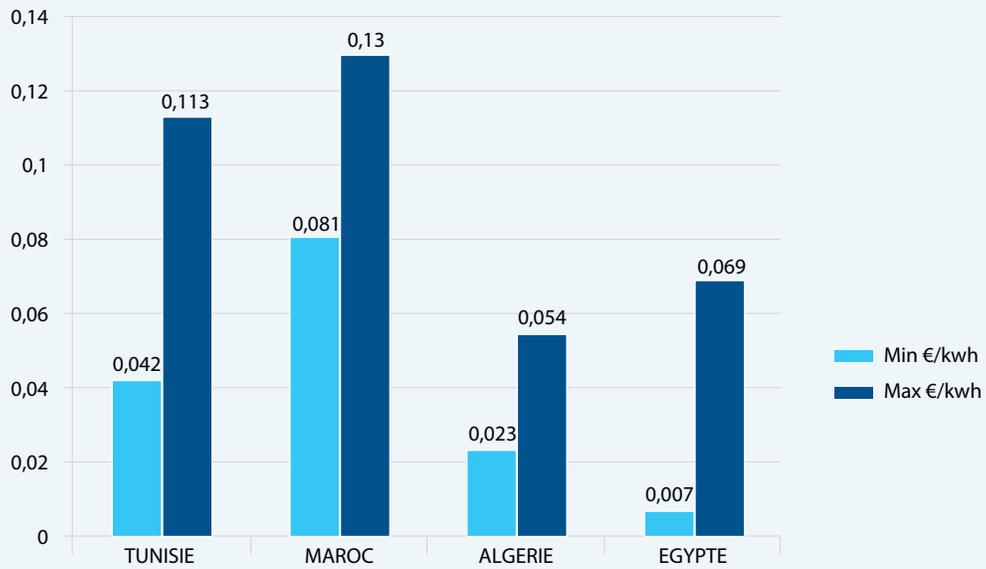


Figure 3.4 | Tarifs de l'électricité dans les pays du Sud de la Méditerranée



## LE SYSTÈME DE COMPTAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

---

Le parc actuel de comptage de la STEG se compose de:

- 3,4 millions de compteurs BT dont, 85% sont électromécaniques et 12% (400 000) électroniques. Ces derniers, bien que possédant des fonctionnalités de lecture par tranche horaire ne sont utilisés que pour une simple lecture de la consommation totale.
- 16 000 compteurs MT électroniques avec mesure par poste horaire mais dont 25% seulement sont équipés de système de télémesure.

Un projet pilote de 1 500 compteurs intelligents en BT, équipés de télémesure et de lecture par postes horaires, est en cours de réalisation dans la banlieue de Tunis. La technologie de ces compteurs est en cours de test par la STEG.

Il importe d'accélérer la généralisation des compteurs intelligents afin d'aboutir à :

- l'application de tranches tarifaires par poste horaire
- l'amélioration de la relève et du recouvrement (télémesure, télé et prépaiement)
- une meilleure gestion de l'offre et de la demande grâce à l'interactivité entre la STEG et sa clientèle
- la participation de la clientèle à l'effort d'économie d'énergie
- la diminution du coût marginal de production et l'optimisation des investissements

En attendant la généralisation des compteurs intelligents, il y a lieu de tester les solutions techniques disponibles sur le marché qui consistent à adapter aux compteurs existants une boîte de mesure reliée à Internet (energy box) permettant l'acquisition et la mise à disposition des données à travers des capteurs. L'analyse de ces données contribuera à la rationalisation de la consommation par la clientèle et à une meilleure gestion de la pointe par la STEG.

## LES PRIX DU GAZ NATUREL

---

La couverture des besoins du marché local en gaz naturel est assurée actuellement à moitié par la production nationale (Miskar, Hasdrubal, Gaz du Sud, Chergui) achetée par la STEG auprès des opérateurs au prix international avec une indexation sur le fuel BTS. La moitié restante est assurée par du gaz

d'origine algérienne cédé à la STEG à un prix, depuis le début des années 2000, très inférieur à son coût.

Malgré cette subvention indirecte de l'Etat à travers le prix du gaz algérien, le prix de vente au consommateur représente moins de 50% du coût de revient. Ainsi le déséquilibre financier structurel de la STEG au niveau de l'activité électricité s'est étendu à l'activité gaz qui a représenté pendant longtemps une manne pour cette société.

La plus grande partie (60%) de ces subventions au gaz naturel profite aux consommateurs de moyenne et haute pressions, qui sont essentiellement les industries et les activités de services. Le secteur résidentiel n'a en fait bénéficié que du 1/3 des subventions sans que les catégories sociales défavorisées visées par ces avantages en profitent réellement en raison de leur faible consommation.

La raréfaction de nouvelles disponibilités nécessaires pour assurer les besoins incompressibles du marché local impose une rationalisation de la consommation dont le moteur serait un système de prix plus cohérent et des subventions mieux ciblées.

L'amélioration de la tarification progressive existante s'avère opportune afin de la rendre plus incitative à l'économie d'énergie. Une tranche sociale sur le gaz naturel pourrait également être introduite et appliquée aux consommateurs bénéficiant déjà de la tranche sociale sur l'électricité.

## SUBVENTIONS ET TRANSFERTS SOCIOÉCONOMIQUES

---

La politique de subvention des produits énergétiques en Tunisie fait partie du contrat social. Cette politique remonte aux années 1970 et visait à assurer un accès équitable aux produits de première nécessité. Cependant, le système tel qu'il a été établi ne répond pas entièrement aux objectifs anticipés visant à cibler les catégories défavorisées.

Pour ne pas menacer la stabilité économique et sociale du pays, la diminution ou la suppression de ces subventions à l'énergie doit s'accompagner de mesures compensatoires mais temporaires. A cet effet, une feuille de route doit être élaborée pour clarifier la vision sur le plan de la politique économique et sociale de l'Etat, avec une évaluation des impacts et des risques ainsi qu'un programme de transfert de ces subventions vers des actions ciblant les classes sociales défavorisées et certains secteurs ayant un

effet sensible sur le pouvoir d'achat de la population (agriculture, transport...). Cette feuille de route devrait intégrer un programme de communication bien étudié afin de lui assurer toutes les chances de réussite<sup>3</sup>.

## Régulation indépendante

### JUSTIFICATION

La mise en place d'une structure de régulation indépendante pour les secteurs de l'électricité et du gaz se justifie notamment par :

- Le nombre croissant des opérateurs actuels (IPP, cogénération, auto-producteurs) découlant de l'ouverture du secteur de l'électricité à la production indépendante
- L'objectif d'un développement ambitieux des EnR (30% de la production électrique en 2030) nécessitant un arbitrage sur les conditions d'accès aux réseaux, sur les prix et sur les investissements
- La situation de monopole sur les réseaux de transport et de distribution, la STEG étant acheteur et distributeur unique
- L'objectif d'intégration des marchés maghrébin et européen qui impose l'adoption de règles transparentes et communes et l'existence d'un régulateur indépendant qui veille à leur application.

### BENCHMARKING

Bien qu'elle ait été instituée par des textes de lois dans certains pays méditerranéens, la fonction de régulation indépendante n'est pas réellement active sur le terrain, et ceci en raison de l'absence de marchés ouverts de l'électricité dans les pays concernés, où les situations de monopole subsistent et où les prix continuent à être administrés.

Au Maroc, la régulation du secteur électrique est assurée par le ministère en charge de l'énergie et la dynamique de réforme est en mouvement, catalysée par le développement des interconnexions, des échanges transfrontaliers avec l'Europe et par le développement rapide des EnR. En Algérie, des textes réglementaires ont permis la mise en place depuis

2002 d'une commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), condition nécessaire à la réalisation de mégaprojets de production et d'exportation vers l'Europe, qui n'ont pu se concrétiser à ce jour. La CREG ne remplit pas actuellement la mission qui lui était assignée.

### MODÈLE RÉALISABLE

Compte tenu du retour d'expérience relative à la régulation dans les pays méditerranéens, l'instauration en Tunisie d'une régulation indépendante est à mener de manière progressive, pour les raisons suivantes :

- La fonction de régulateur indépendant est nouvelle dans le secteur de l'énergie et il est nécessaire de préparer et d'informer les intervenants sur les modalités et l'implication pratique de cette mission.
- Les opérateurs publics historiques vont continuer à jouer un rôle essentiel dans le secteur, l'objectif étant alors de garantir aux nouveaux entrants des conditions de travail encourageantes et transparentes en conformité avec la politique énergétique du pays.
- Les conflits de compétence ou d'intérêt et l'éparpillement de l'expertise dans le secteur sont à éviter.

Le rôle du régulateur indépendant serait d'être l'œil critique externe du système ainsi qu'un appui pour l'Administration.

L'expérience de l'Instance Nationale des Télécommunications (INT) instituée en 2002 en Tunisie est instructive et a permis l'ouverture du secteur à la concurrence, l'amélioration de la qualité de service et de la couverture téléphonique, la baisse des tarifs, le développement des hauts débits avec un impact positif sur l'expansion sans précédent du secteur des télécommunications et de l'internet.

<sup>3</sup> La Banque Mondiale a un programme d'assistance technique pour appuyer la Tunisie dans la réforme en cours du contrat sociale visant une meilleure équité dans l'allocation des ressources publiques, y compris les subventions énergétiques



La bonne maintenance assure la disponibilité adéquate en électricité.

Le développement de la fonction de régulation pourrait évoluer selon le schéma suivant :

- Dans une première phase, une commission de régulation formée d'un nombre restreint d'experts (un technicien, un économiste, un juriste) serait mise en place et aurait pour mission d'émettre des propositions sur la structure du marché de l'énergie pour les cinq prochaines années et notamment sur :
  - L'harmonisation et l'adoption des règles d'octroi des concessions aux nouveaux opérateurs.
  - Le programme d'équipement en moyens de production d'électricité et la démarche d'intégration des EnR dans ce programme.
  - Les modalités d'accès des tiers aux réseaux électriques et gaziers ainsi que les tarifs de transport et de distribution en considérant les règles de sécurité, d'intégrité du réseau et de non discrimination. La commission devrait exercer une régulation basée sur les coûts réels en attendant la mise en place

progressive de mécanismes de marché.

- La tarification de l'électricité et du gaz avec un bon ciblage des subventions.
- Le programme incitatif d'approvisionnement en gaz naturel.
- La gestion optimale des réseaux de transport du gaz naturel.
- La régulation technique (sécurité et protection de l'environnement).
- Quant à la seconde phase, elle vise le plus long terme : la commission de régulation mènera une réflexion sur l'évolution du marché national et régional de l'électricité et du gaz et sur les mesures institutionnelles à mettre en place et proposera aux pouvoirs publics une feuille de route permettant la mise en place progressive de ces mesures.

La commission de régulation aurait une mission de formation et de sensibilisation des cadres du secteur de l'énergie à la culture de la régulation, en s'inspirant des diverses expériences internationales.

## Conclusion

---

Le déclin de la production nationale d'hydrocarbures, devant accroître le déficit de la balance d'énergie primaire en gaz naturel d'ici 2020, et la nécessité de préparer la transition énergétique vers des sources alternatives, dont les énergies renouvelables seront une composante importante (30% de la production d'électricité en 2030), commandent d'initier rapidement le programme de réforme du cadre institutionnel du secteur de l'énergie en Tunisie.

Compte tenu des délais de réalisation des études et processus techniques, juridiques et législatifs nécessaires à la révision de ce cadre, il conviendrait de constituer sans tarder les groupes de travail spécialisés pour se pencher en priorité sur :

- La refonte du code des hydrocarbures pour améliorer les incitations à l'exploration et au développement du gaz naturel et notamment le gaz non conventionnel, dont la prospection et l'évaluation des réserves économiquement récupérables est urgente et conditionne le choix du mix énergétique.

- L'élaboration d'un code des énergies renouvelables, regroupant l'ensemble des dispositions applicables aux EnR, actuellement dispersées, tout en améliorant les incitations au développement des ER (tarifs, accès au réseau.....).
- L'élaboration d'une étude sur les prix de l'énergie afin de rationaliser la consommation. L'étude devrait aussi comprendre l'analyse des mesures de compensation temporaires pour les classes défavorisées.

Ces propositions de réformes doivent être accompagnées d'une feuille de route pour leur mise en œuvre et d'un programme d'information et de communication adapté.

Le cadre réglementaire, les prix et subventions, ainsi que la régulation étant les principaux leviers d'une politique énergétique cohérente et efficace, ils doivent suivre un processus régulier et continu de mesure de performance et d'adaptation à la conjoncture énergétique nationale et régionale.

## Références bibliographiques

---

- Golden rules for a golden age of gas. World Energy Outlook 2012. Special report on unconventional gas. IEA.
- Les hydrocarbures de roche-mère en France. Conseil général de l'Industrie, de l'énergie et des technologies. République française. Février 2012.
- Loi n° 13 relative aux Energies Renouvelables au Maroc. Juin 2010.
- Le livre blanc des Energies Renouvelables en France. Contribution du syndicat des ER au débat relatif à la politique énergétique. Février 2012.
- Study on the financing of renewable energy investment in the southern and eastern Mediterranean region. FEMIP. Octobre 2010.
- Rapports d'activité STEG: 2010-2011-2012.





## CHAPITRE 4

# Retombées socio-économiques

# Retombées socio-économiques

Le présent chapitre traite des questions liées à **la création d'emplois** dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Il s'agit d'analyser la capacité des filières d'énergies renouvelables à générer de l'emploi et de créer de la valeur ajoutée à travers une contribution locale accrue au niveau des projets énergétiques. **L'objectif est de montrer que ces filières peuvent être davantage créatrices d'emplois que les filières traditionnelles au gaz par exemple et qu'elles ont un effet d'entraînement sur l'économie en général.**

Partant de la décomposition de la chaîne de valeur de chaque filière d'EnR, la méthodologie utilisée pour l'identification des emplois prend en considération les emplois directs, indirects et induits. Ceci a permis de **modéliser**, de manière simple et approximative, la création d'emplois en tenant compte de **plusieurs hypothèses et données**, relatives au mix énergétique pour la Tunisie, à l'horizon 2030, aux ratios standard d'emploi par MW et par filière, qui sont publiés sur le plan international, à l'ajustement de ces ratios pour

la Tunisie, en avançant des hypothèses sur le taux d'intégration et la productivité, au rendement des centrales par filière, au ratio sur les emplois indirects et induits, et aux investissements en EE.

Ce chapitre présente **l'état de la situation actuelle en Tunisie** sur le plan de l'emploi et de l'intégration dans les filières étudiées. Le chapitre présente aussi les résultats de la modélisation en matière d'évaluation du nombre d'emplois susceptibles d'être créés dans ces filières, tout en comparant avec les emplois qui auraient été créés par les énergies conventionnelles pour avoir la même quantité d'énergie. Les résultats montrent qu'il y a donc une **création de plus de 8500 emplois directs dans les EnR** jusqu'à 2030, et le double, si l'on tient compte des emplois indirects et induits. Comparés à une filière Gaz, ce nombre aurait été près de **4 fois moins** important. Le chapitre conclut par la proposition de **dix recommandations** qui permettront de concrétiser les créations d'emplois attendues.

## État des lieux

### L'INTÉGRATION DANS LES DIFFÉRENTES FILIÈRES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

#### Le Chauffe-eau Solaire CES

Cette phase s'est développée davantage pour le chauffe-eau solaire, avec six unités industrielles<sup>4</sup> qui opèrent dans la filière à côté d'une quarantaine d'importateurs. Les installateurs de CES individuels se sont bien développés au début du projet. L'une

des raisons provient du fait que le Fonds Mondial de l'environnement (FEM), qui a financé le projet, a exigé que les fournisseurs d'équipements aient leurs propres réseaux d'installateurs pour garantir la qualité du service après-vente. Il y a aujourd'hui, sur toute la Tunisie, plus d'un millier d'installateurs, en majorité sous forme d'entreprises individuelles.

Quant aux CES collectifs, ils se sont développés surtout dans le secteur hôtelier, grâce au programme Prosol tertiaire. Dans ce cadre, l'ANME a accordé des agréments à une douzaine d'installateurs<sup>5</sup>.

Pour ce qui est des activités indirectes, il y a une vingtaine de bureaux d'études reconnus dans l'activité d'étude de faisabilité et de suivi des installations solaires collectives. Cependant, le marché des études est faible et n'a pas permis l'apparition d'un plus grand nombre de BE et de compétences significatives. Il s'agit en effet d'installations de complexité faible, qui ne nécessitent pas de compétences particulièrement pointues en études. De plus, ce sont les fournisseurs de matériel qui offrent le plus souvent les solutions techniques requises.

### **Le solaire photovoltaïque**

Deux unités industrielles ont été mises en place pour l'assemblage des modules photovoltaïques, avec une

capacité pour chacune de 20MWc/an et 15MWc/an.

D'autres composantes des installations PV sont intégrées localement et font partie, d'une manière générale de l'industrie du matériel électrique et électronique, sans être particulièrement spécifiques au solaire. Il s'agit des batteries, fabriquées principalement par le leader du marché Assad, des câbles, des régulateurs et des boîtes et autres matériels divers de connexion.

Enfin l'assemblage et l'installation se fait par un grand nombre de sociétés dont plusieurs sont aussi importatrices des modules.



Chauffes eau solaire sur le toit d'un hôtel.



Production de chauffe eau solaire.

*Rappelons que les installations PV avaient commencé en Tunisie dans les années 80, avec la centrale de Hammam Biadha (40 000 kWh/an). Puis il y a eu les projets d'électrification des zones rurales isolées à l'aide de kits individuels de 100 W, ainsi que le pompage solaire. D'autres expériences ponctuelles ont enfin été lancées dans les zones isolées, et ce dans les télécommunications, le balisage, les postes frontière, les forêts, etc. Au total, le parc installé, tous usages confondus, est estimé à plus de 2 MW, dont environ 1 MW pour l'électrification rurale, quelques centaines de kW pour le pompage et le reste pour les autres applications professionnelles.*

<sup>4</sup> Les 6 unités sont : SOFTEN, SINES, SIER, BSI, TECH-SOL et SOLTECH

<sup>5</sup> Il y a eu également l'agrément d'une vingtaine de bureaux d'études, et de 3 bureaux de contrôle.

## L'éolien

Le composant le plus important qui est fabriqué localement est la tour de support de la turbine. La société leader est la Socomenin à Sfax qui a même réussi à exporter le produit. Pour le reste, il y a divers composants électriques et électroniques, déjà produits par les industries tunisiennes, qui sont utilisables dans les installations d'éoliennes. Il s'agit, comme précédemment : des câbles; des transformateurs; des régulateurs et ballasts et des tableaux de commande.

La phase d'assemblage sur site et d'installation comporte une composante locale importante dans le génie civil et dans les essais.

Quant à l'activité d'exploitation et de maintenance, une expérience a été faite par la STEG qui a confié cette activité à la STEG-ER pour la gestion du parc de Haouaria. Une certaine capitalisation de savoir-faire a pu être assurée à cette occasion. Mais cette externalisation a été arrêtée en 2012 et la STEG a récupéré elle-même la gestion.

Enfin, les activités indirectes sont assez diversifiées dans ce cas de l'éolien, et comportent :

- En amont, plusieurs interventions d'études pour les mesures de vent, le choix des sites, les études de faisabilité. Quelques prestataires spécialisés sont présents, comme par exemple Enerciel. L'ANME, pour sa part, a mis en place un noyau de 4 experts spécialisés dans l'éolien, dans le cadre d'un projet PNUD de renforcement de capacité.
- Les prestations juridiques pour le traitement des problèmes du foncier
- Les prestations administratives pour l'obtention des autorisations d'implantation
- Les services logistiques (transport, manutention...), qui sont particulièrement délicats pour les mâts des éoliennes par exemple.

*Sur le plan des installations réalisées en éoliennes, la Tunisie dispose aujourd'hui de deux sites fonctionnels : celui de El Haouaria avec 55 MW et celui de Bizerte avec 120 MW installé début 2012 (plus 70 MW additionnels d'ici à 2014).*

## L'efficacité énergétique

L'impact sur l'industrie tunisienne en terme de fabrication, se retrouve dans plusieurs secteurs, comme :

- Les fenêtres isolantes
- Les matériaux d'isolation des murs et toits, où des partenariats avec des firmes internationales ont été conclus pour fabriquer et diffuser les produits en Tunisie
- Les lampes à basse consommation avec une gamme de produits tunisiens
- Les appareils électroménagers avec l'intégration des nouvelles normes liés à la classification des produits en matière de performances énergétiques
- La cogénération

A côté de cette industrie, il y a des **activités indirectes** très diversifiées, comme :

- Les expertises et audits énergétiques dans les trois secteurs les plus importants que sont le bâtiment, le transport et l'industrie.
- La certification des équipements
- Les études architecturales pour la conception des bâtiments économes en énergie
- Les études économiques et de faisabilité des projets d'efficacité énergétique, ainsi que pour le recours aux mécanismes internationaux

D'une manière générale, les incitations fournies pour faire appel à cette expertise ont été assez favorables au développement des compétences tunisiennes. L'ANME a joué un grand rôle dans ce domaine, en organisant plusieurs sessions de formation d'experts et en constituant une base de données pour cette expertise, à la disposition des opérateurs économiques. A côté de ces incitations, il y a aussi le rôle qu'a joué la réglementation en matière d'audits obligatoires et de performances énergétiques des équipements.

Ces actions, aussi bien dans le domaine des énergies renouvelables que dans celui de l'efficacité énergétique, ont permis de favoriser une intégration commerciale et industrielle dans différentes filières et de créer de nombreux emplois ainsi qu'une valeur ajoutée économique appréciable.

Ces programmes ont donné des résultats encourageants, à l'instar de la réduction de l'intensité énergétique qui est passée de **0,325 ktep/1000TND en 2007 à 0,300 en 2011**, soit une baisse moyenne de 1,9% par an. Cependant, la philosophie de ces programmes a toujours été de sécuriser l'approvisionnement énergétique du pays tout en

préservant les aspects économiques et l'impact sur le budget de l'Etat. Par contre, des objectifs indirects en termes d'impact industriel et social ne se retrouvent pas explicitement dans la stratégie.

## LES ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DE FORMATION

### Le pôle technologique de Borj Cedria

Il a été mis en place pour prendre en charge la R&D dans le domaine de l'énergie. Il dispose d'un centre de recherche dont la mission est de contribuer à la maîtrise de la consommation des énergies conventionnelles et d'accroître la part des EnR et des nouvelles technologies de l'énergie dans le bilan énergétique de la Tunisie. Le centre assure la formation supérieure au niveau Mastère et Doctorat dans le domaine de l'énergie. Il fournit des prestations spécifiques, comme la délivrance de certificats de conformité aux normes tunisiennes pour les chauffe-eau solaires ou l'expertise dans le domaine du dessalement solaire de l'eau, du séchage solaire industriel et des technologies et systèmes photovoltaïques. Le centre dispose de laboratoires dans chaque filière d'énergie renouvelable, à savoir le solaire thermique, le PV et l'éolien ainsi que l'efficacité énergétique.

Il abrite également la composante EnR de l'Euro Mediterranean Institute of Technology avec:

- une école d'excellence en énergie, énergies renouvelables et efficacité énergétique ;
- un laboratoire de tests d'équipements des EnR et d'efficacité énergétique;
- une plate-forme de démonstration ;
- un démonstrateur composé d'une station CSP de 1 MW et d'une station photovoltaïque de 260 kWc.

Deux autres pôles assurent une activité indirectement liée à l'énergie, comme le pôle technologique d'El Ghazala spécialisé dans les technologies de l'information et de la communication et le pôle de compétitivité de Sousse, spécialisé en mécanique, électronique et informatique.

Dans le cadre du plan solaire, il est prévu de créer à Borj Cedria un **Centre international de formation et d'expertise en énergies renouvelables**, avec

des laboratoires spécialisés en solaire thermique et photovoltaïque. Le but est de former des ingénieurs dans ces domaines et de fournir aux industriels potentiels l'infrastructure de développement et d'essai nécessaire

### Autres laboratoires

Plusieurs autres laboratoires spécialisés dans l'énergie ont également été mis en place dans divers institutions universitaires, dont<sup>6</sup> l'EPT, l'ENIT, l'ENIM, l'ENIS, l'ENIG, l'ESSTT, la FST et l'ISSATS. *Il est utile de noter l'absence de structures de R&D multilatérales, qu'elles soient avec les pays du Nord ou du Sud, pour mettre en commun des ressources et avoir une taille critique permettant de mener des programmes conséquents.*

### La formation professionnelle

En matière de formation continue, l'ATFP a intégré dans ses programmes des cursus comportant des spécialités liées à l'énergie. Une trentaine de centres de formation dispensent ainsi de tels programmes.

La formation continue est assurée également par des institutions publiques le plus souvent sur financement international, comme c'est le cas de l'ANME, du CITET, des centres techniques industriels tels que comme le CTMCCV et le GETIME. Quelques opérateurs privés sont aussi présents.

### Les centres techniques

Ils sont sous la tutelle du ministère de l'Industrie. Parmi les 9 centres qui existent, deux sont plus ou moins en rapport avec le domaine de l'énergie, à savoir le GETIME dans le secteur de la mécanique, électrique et électronique et le CTMCCV dans le secteur des matériaux de construction, de la céramique et du verre.

### Les emplois créés à ce jour

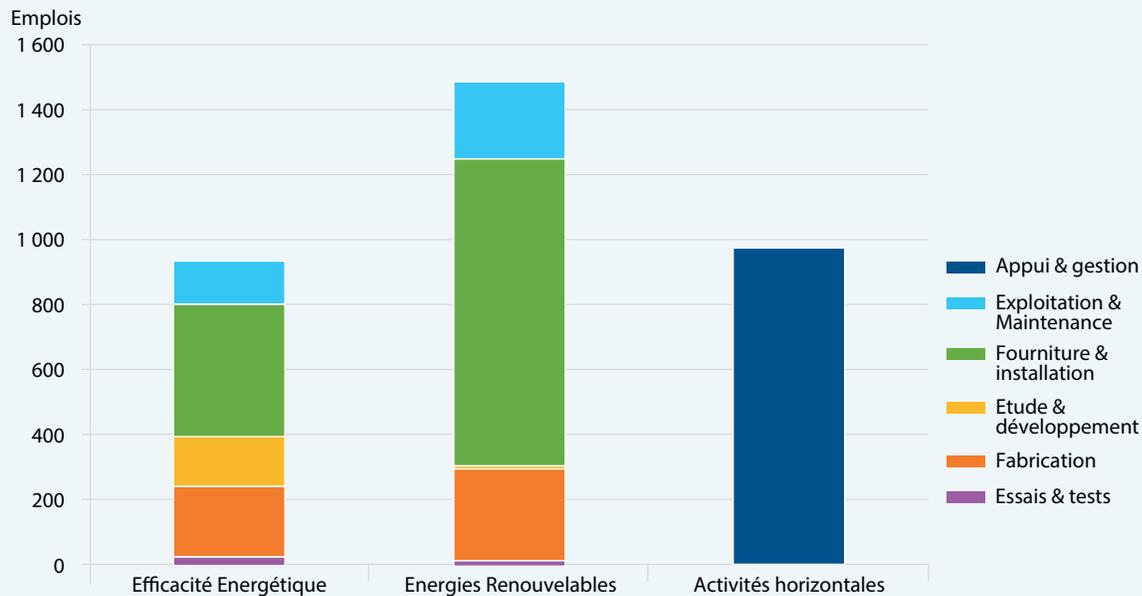
L'estimation du nombre d'emplois créés par l'ensemble des activités évoquées précédemment a été avancée dans quelques études. Il s'agirait d'environ 3 400 emplois directs créés<sup>7</sup> entre 2005 et 2010, répartis entre :

- 1 500 dans les énergies renouvelables
- 930 dans l'efficacité énergétique
- 970 dans des activités horizontales d'appui et de gestion

<sup>6</sup> L'Ecole Polytechnique de Tunis, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Monastir, Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax Ecole Nationale d'Ingénieurs de Gabes, Ecole Supérieure des Sciences et Techniques de Tunis, Faculté des Sciences de Tunis, Institut Supérieur des Sciences Appliquées et de la Technologie de Sousse.

<sup>7</sup> Source : étude Alcor & Ecoser 2011

**Figure 4.1 | Répartition des emplois créés en Tunisie entre 2005 et 2010 selon la chaîne de valeur**



Source: ALCOR & ECOSER, 2011. Retraitée par l'auteur

Le niveau de ces emplois est à :

- 44% des cadres supérieurs
- 29% des cadres moyens
- 27% des ouvriers

## Situation internationale des emplois

### PROGRESSION DU MARCHÉ

Le boom mondial des énergies renouvelables au cours des dernières années a engendré une augmentation considérable de la capacité installée entre, 2005 et 2010: Elle a progressé de 700% pour le solaire PV et de 333% pour l'éolien. C'est dire le potentiel du marché et la nécessité de suivre ce mouvement. Quant aux perspectives futures, retenons le graphique suivant, qui projette l'évolution d'ici à 2035, de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Europe : Cette part passera de 7% en 2008 à 31% en 2035.

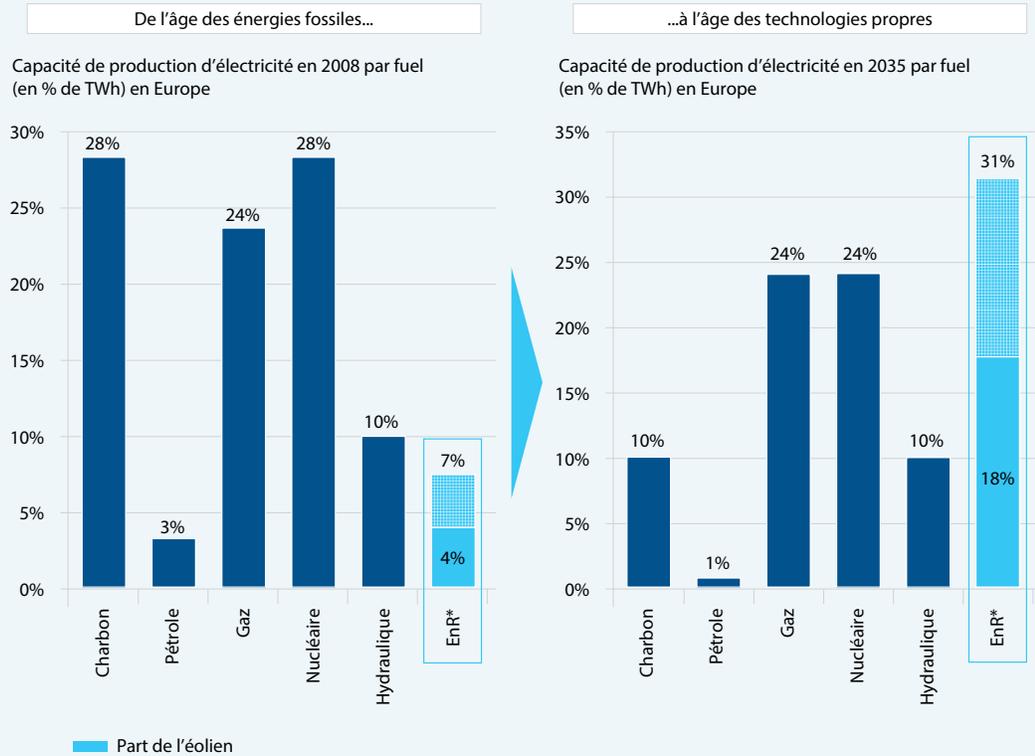
### SITUATION MONDIALE DES EMPLOIS

S'agissant du volet emploi, parmi les sources de données sur le sujet citons l'IRENA, de REN21, de l'OIT. Elles traitent essentiellement de la production d'électricité connectée au réseau et des biocarburants. La production d'énergie isolée n'est pas couverte.

#### Les emplois par pays et filières

Il ressort des études citées que le nombre d'emplois dans le monde s'élève à plus de 3,5 millions de personnes, toutes filières d'EnR confondues. Le tableau qui suit présente le détail de ce chiffre par filière ainsi que pour les principaux pays.

**Figure 4.2 | Évolution de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en Europe à l'horizon 2035.**



Source: EIA World Energy 2010 Analyse PwC, 2010. Retraitées par l'auteur.

Note (\*): biomasse, éolien, géothermie, solaire PV, CSP, énergies marines

**Tableau 4.3 | Les emplois mondiaux par principaux pays dans les EnR**

en Milliers d'emplois	Année de réf	Type d'emploi	Total cumulé EnR	Eolien	Solaire PV	Solaire therm	Hydrau lique	Géo thermie	Bio masse	Biocar burant
Total Monde	REN21 (2010)	Dir & ind/Dir	3 500	630	350	315				1 500
	Ragwitz (2005)	UE					230	25	700	
<b>Dont: Quelques pays:</b>										
Allemagne	O'Sullivan (2010)	D&Ind	367,4	96,1	107,8	13,1	7,6	13,3	98,9	23,1
Bresil	REN21 (2010)			14						730
Chine	REN21 (2010)			150	120	250				
	OIT (2007)		1 121	20	100	800			200	
	UNEP (2006)	Direct	943	22,2	55	600			266	
Danemark	DWIA (2009)	Direct		<b>24,7</b>						
Espagne	MITC (2010)	D&Ind	115,7	55,2	28,3	9,8	1,6	0,58	7,3	1,9
France	ADEME (2010)	D&Ind	115,4	22	3,5	10,5	2,4	10	45	20
Inde	MNRE (2009)	D&Ind	350	42	112	41	12,5		142,5	
Indonesie	APEC (2008)	D&Ind								114,7
USA	REN21 (2010)	?		85	17	1		9	66	
	Bezdek (2006)	D&Ind	446,3	36,8	15,7	1,9	19	21	152	160,3

Source : IRENA, ADEME, 2011. Retraitées par l'auteur.

Le tableau reprend plus ou moins les mêmes données, en les présentant par type d'énergie :

**Tableau 4.4 | Nombre d'emploi dans le monde pour les EnR en 2009**

INDUSTRY	ESTIMATED JOBS WORLDWIDE	SELECTED NATIONAL ESTIMATES
<b>Biofuels</b>	> 1 500 000	Brazil 730 000 for sugar cane and ethanol production
<b>Wind power</b>	> 500 000	Germany 100 000; United States 85 000; Spain 42 000 Denamark 22 000; India 10 000
<b>Solar hot water</b>	~ 300 000	China 250 000
<b>Solar PV</b>	~ 300 000	Germany 70 000; Spain 26 000; United States 7 000
<b>Biomass power</b>	-	Germany 110 000; United States 66 000; Spain 5 000
<b>Hydropower</b>	-	Europe 20 000; United States 8 000; Spain 7 000
<b>Geothermal</b>	-	Germany 9 000; United States 9 000
<b>Solar thermal power</b>	~ 2 000	Spain 1 000; United States 1 000
<b>Total</b>	> 3 000 000	

Source: REN21

<sup>8</sup> Sans retenir le chiffre de 600 000 emplois en Chine fourni par la source UNEP, au tableau plus haut

L'enseignement à tirer de ce recensement est que :

- Près de la moitié des emplois se trouve dans les biocarburants, principalement au Brésil.
- Vient ensuite l'emploi dans l'énergie éolienne avec plus de 600 000 personnes, dont 100 000 en Allemagne.
- Le solaire thermique est dominé incontestablement par la Chine qui emploie 250 000 personnes<sup>8</sup> sur un total d'environ 300 000 dans le monde.

- La plupart des emplois sont concentrés dans un nombre réduit de pays, à savoir, la Chine, le Brésil, l'Inde, l'Allemagne et les Etats-Unis.
- Quelques pays ont développé une filière spécifique dans laquelle ils ont atteint un niveau d'emploi appréciable : c'est le cas du Brésil avec les biocarburants, ou du Danemark avec les éoliennes.

La même étude REN21 réalisée au cours des années passées a permis de montrer l'évolution de ces emplois et les prévisions pour 2030, comme suit :

**Tableau 4.5 | Evolution du nombre d'emploi dans les EnR**

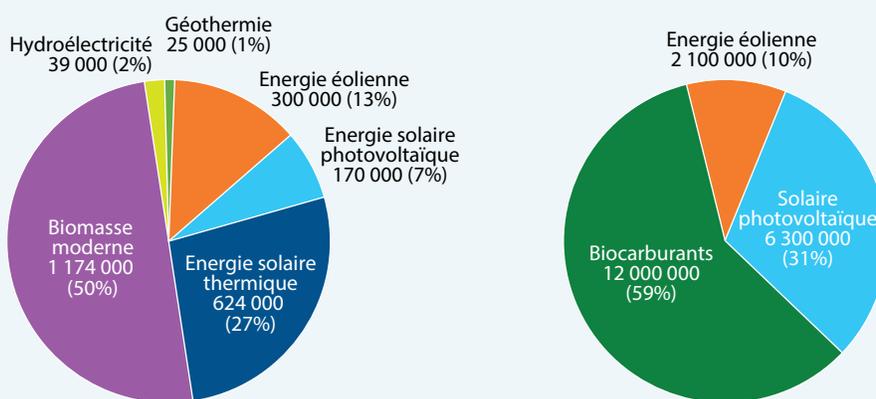
(en millions)	2004	2006	2009	PRÉV 2030
<b>Total des emplois mondiaux dans les EnR</b>	1,7	2,4	3	<b>20</b>
<b>Dont : emplois dans : biocarburants</b>	0,9	1,1	1,5	<b>12</b>
<b>Eolien</b>			0.500	
<b>Solaire PV</b>			0.300	
<b>Solaire thermique</b>			0.300	

Source: Préparé par l'auteur

Les projections de créations d'emplois en énergies renouvelables à l'horizon 2030 avancent donc le chiffre de **20 millions**, dont 12 M pour les

biocarburants. Le reste comprend **2,1 M pour les éoliennes et 6,3 M pour le solaire photovoltaïque.**

**Figure 4.6 | Prévisions des emplois dans les EnR en 2030**



Source : Green Jobs-UNEP/ILO/IOE/ITUC, 2008. Retraitées par l'auteur.

S'agissant de l'efficacité énergétique, des prévisions ont été faites pour le cas des bâtiments. Ils avancent le chiffre de création de 2 à 3,5 millions d'emplois verts supplémentaires en Europe et aux Etats-Unis, avec un potentiel bien plus élevé dans les pays en développement.

L'exemple du Brésil est à citer. Un programme nommé "ma maison, ma vie" a été lancé en 2009. Il comporte la mise à disposition des familles pauvres, d'un logement intégrant le chauffage solaire de l'eau. 500 000 logements ont été prévus pour 2011 et 2 millions dans une deuxième phase. L'impact sur l'emploi a été estimé à 30 000 postes additionnels sur 4 ans, sans compter ceux qui sont liés à la construction basique proprement dite.

### Les EnR créent davantage d'emplois que les énergies conventionnelles

Cette affirmation a été démontrée par une étude de l'université de Californie, en 2004. Elle a comparé plusieurs scénarios de mix énergétique à l'horizon 2020, et a évalué l'impact sur l'emploi de chacun. Elle utilise un modèle basé sur des ratios de nombre d'emplois créé par chaque filière, aussi bien en production qu'en exploitation et maintenance. L'étude examine 5 scénarios pour couvrir 20% de la demande d'énergie : le premier qui est celui qui était effectif en 2002, utilise 85% de biomasse, 14% d'éolienne et 1% d'énergie solaire, alors qu'à l'opposé le dernier scénario utilise 100% de gaz naturel.

**Tableau 4.7 | Création d'emplois en fonction des scénarios de mix énergétique**

SCENARIOS	AVERAGE EMPLOYMENT WITH EACH SCENARIO (JOBS)		
	Construction, Manufacturing, Installation	O&M and Fuel Processing	Total Employment
<b>Scenario 1:</b> 20% Renewable Portfolio Standard (RPS) by 2020 (85% biomass, 14% wind energy, 1% solar PV)	52 533	188 317	240 850
<b>Scenario 2:</b> 20% Renewable Portfolio Standard (RPS) by 2020 (60% biomass, 37% wind energy, 3% solar PV)	85 008	91 436	176 444
<b>Scenario 3:</b> 20% Renewable Portfolio Standard (RPS) by 2020 (40% biomass, 55% wind energy, 5% solar PV)	111 879	76 139	188 018
<b>Scenario 4:</b> Fossil Fuels as usual by 2020 (50% coal and 50% natural gas)	22 711	63 657	86 369
<b>Scenario 5:</b> 20% Gas Intensive by 2020 (100% natural gas)	22 023	61 964	83 987

Source: REN21

Le résultat montre que les trois premiers scénarios dans lesquels les EnR sont dominantes, créent entre 2 et 3 fois plus d'emplois que les scénarios d'énergie traditionnelle, pour la même quantité d'énergie fournie. Cette différence provient davantage de la phase de construction et d'installation que de celle de l'exploitation.

Le scénario 3, par exemple, dans lequel la part de l'éolien est de 55%, crée 5 fois plus d'emplois lors de cette phase de construction que les scénarios

conventionnels. Par contre, l'éolien crée moins d'emplois dans la phase d'exploitation, compte tenu du fait que les turbines ne nécessitent pas de surveillance particulièrement poussée. En effet, les EnR ne créent pas beaucoup d'emploi dans cette phase, en comparaison aux autres types de centrales.

## COÛT DES EMPLOIS DANS LES ENR ET DANS LES ÉNERGIES CONVENTIONNELLES

Plusieurs études ont présenté le coût des emplois pour différentes formes d'énergie. Un ratio est souvent retenu, à savoir celui du nombre d'emplois créés par million de \$ investi. Le tableau suivant montre qu'au niveau des emplois directs, c'est le solaire qui crée le plus d'emplois, suivi par l'éolien. Si

l'on ajoute les emplois indirects, le solaire et l'éolien sont voisins, mais loin derrière le gaz. Dans tous les cas, l'efficacité énergétique est la filière qui crée le plus d'emplois par dollar investi.

L'inverse de ce ratio est également significatif, et indique que le solaire et l'éolien ont un coût par emploi d'environ 100 m\$, alors que le coût d'un emploi dans le gaz est de plus de 2 fois et demi plus élevé.

Tableau 4.8 | Coût des emplois par forme d'énergie

	NBR EMPLOIS DIRECTS/M\$ INVESTI	NBR EMPLOIS INDIRECTS/M\$ INVESTI	NBR EMPLOIS DIR+IND/M\$ INVESTI	COÛT D'1 EMPLOI EN M\$	COEF NBR EMPLOIS IND/DIRECT
<b>Eolien</b>	4,6	4,9	9,5	105	1,1
<b>Solaire</b>	5,4	4,4	9,8	102	0,8
<b>Gaz</b>	0,8	2,9	3,7	270	3,6
<b>Efficacité énergétique (bât)</b>	7	4,9	11,9	84	0,7

Source : Institut PERI - USA 2009 - Etude de Pollin Heintz et Garret Peltier. Retraitées par l'auteur.

> Nous pouvons donc conclure que, rapporté aux investissements, les énergies renouvelables créent plus d'emplois que les énergies conventionnelles.

De leur côté, les emplois créés dans l'efficacité énergétique ont les meilleures performances sur le plan des coûts.

## Les enseignements pour la Tunisie à partir des expériences internationales

En analysant les expériences de la Chine, de l'Inde, de l'Egypte, du Maroc et de la Corée du Sud, certains enseignements ont été tirés pour le cas de la Tunisie.

D'abord, ces pays ont tous mis en place des **stratégies claires**, qui définissent des objectifs spécifiques (quantitatifs/qualitatifs) à atteindre en fonction des capacités actuelles et des perspectives futures. Des projets ont par la suite été entrepris dans le cadre de ces stratégies. C'est ce qui a permis de stimuler l'émergence de fabricants locaux et le développement de leur activité avec des effets bénéfiques en termes de création de valeur ajoutée et d'emplois.

Le développement du **marché local** des EnR constitue à l'origine le **principal moteur d'intégration** industrielle des EnR, sauf en Corée. C'est ainsi que, pratiquement, tous les constructeurs de turbines cités, Sinovel, Goldwind ou Dongfang pour la Chine, Suzlon pour l'Inde, ont démarré leur activité en vendant des turbines sur le marché local (où ils sont leaders), pour ensuite développer leur activité à l'exportation.

La Corée est un cas à part puisqu'elle a visé, dès le départ, des marchés à l'exportation, mais, pour les sous-ensembles d'éoliennes. Elle a ainsi développé l'industrie des composants qui exporte vers les gros constructeurs d'éoliennes, dans le cadre d'un partenariat.

La situation de la Tunisie, est dans une certaine mesure, comparable à celle de la Corée puisque le marché tunisien dans ce domaine reste assez faible. Le développement d'une industrie locale de fabrication de composants éoliens nécessite un marché plus vaste, qui peut être assuré dans le cadre d'une éventuelle complémentarité avec d'autres pays de la région MENA. L'orientation vers l'export sur l'Afrique subsaharienne, par exemple pourrait être envisagée dans le cadre de partenariats avec des acteurs internationaux.

Enfin, les données disponibles sur les activités indirectes (études en amont, assistance technique, montage de projets,...) montrent qu'elles relèvent principalement d'organismes publics en Chine et qu'elles ne sont pas assez développées en Egypte. A cet égard, l'expérience de la Tunisie avec STEG-EnR à El Haouaria constitue une avancée intéressante. Malheureusement, elle a été freinée après la révolution.

Pour ce qui concerne la manière dont se sont développées les entreprises dans ces pays, il est clair que toutes ont opté pour un **transfert de technologies** à partir d'entreprises mondiales et à travers divers moyens qui peuvent être :

- Des accords de licence : Dans l'éolien, les entreprises locales ont approché des fabricants européens pour acquérir la technologie nécessaire pour la fabrication de turbines. La compagnie indienne Suzlon a commencé ses activités de fabrication d'éoliennes avec une licence de la compagnie allemande Südwind. Les chinois Goldwind et Sinovel, ont bénéficié de licences acquises auprès des entreprises allemandes Fuhrlander et Vensys.
- Entrée dans le capital ou rachat/fusion à mesure que la technologie se développe : cas des entreprises Suzlon ou Goldwind ou de SWEG avec la compagnie espagnole MTOI.
- Développement de l'activité en partenariat : c'est le cas de nombreuses entreprises coréennes (cas de Samsung avec Romantech et Garrad Hassan)

Un des plus importants leviers qui ont permis le développement des industries locales concerne le volet R&D. Toutes les entreprises qui se sont positionnées en tant que leaders dans leurs domaines ont développé leurs propres technologies grâce à des investissements dans la R&D. Suzlon,

a par exemple, créé des centres de recherche qui emploient 550 employés dans plusieurs pays. L'activité de R&D doit aussi être appuyée par les RH et les compétences adéquates, à l'instar du cas égyptien, où les laboratoires de la NREA travaillent en étroite collaboration avec les universités qui ont des filières dédiées aux EnR.

Le développement des industries locales a enfin été possible grâce à un **appui important des gouvernements**. Différentes mesures ont été mises en place pour favoriser directement l'émergence de ces industries. Ces dernières incluent, entre autres, des mesures réglementaires (par exemple lois sur les tarifs d'achat), des mécanismes financiers (subventions, exonération de droits de douane sur l'importation d'équipements, prêts avec des taux bonifiés,...), des mesures restrictives (par exemple, en fixant un pourcentage d'équipements devant être fournis par des opérateurs locaux ou par l'obligation pour les entreprises locales de générer une partie de l'énergie consommée à partir de renouvelables), ou d'autres mesures, telles que le fait d'encourager dans les appels d'offres les opérateurs qui auraient recours à des fabricants locaux d'équipements.



# Méthodologies pour identifier l'emploi dans les énergies renouvelables

Il faut noter que la plupart des études internationales sur le sujet des emplois dans les EnR font état de la difficulté d'évaluer de manière précise les emplois en question. De ce fait, il n'y a pas de consensus sur la définition précise du champ des emplois concernés par les EnR et l'Efficacité énergétique (EE), et plusieurs méthodologies ont été suivies à cet effet. Nous tenterons ici de présenter les grandes lignes des approches<sup>9</sup> que nous pouvons recommander.

## DÉFINITION DES EMPLOIS DIRECTS, INDIRECTS ET INDUITS

L'approche consiste à définir les emplois sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière de l'énergie renouvelable concernée et à y rajouter d'autres emplois induits, qui sont en dehors de cette chaîne de valeur, mais qui sont générée par celle-ci.

On parle alors de trois catégories d'emplois ainsi créés : **directs, indirects et induits**.

### Les emplois directs

Ce sont ceux qui interviennent directement dans le processus de mise en place d'une nouvelle centrale de production d'électricité. A partir de la décomposition de la chaîne de valeur présentée en Annexe 3, il est d'usage de présenter la création d'emplois directs dans les 3 phases principales à savoir, la phase d'investissement ou CIM<sup>10</sup>, qui comporte la phase de fabrication d'équipements et la phase de l'installation et montage, puis la phase d'exploitation et de maintenance (ou O&M).

Il faut signaler que les emplois dans la phase d'investissement sont ponctuels et se limitent à la durée de vie de la fabrication et du chantier, qu'il s'agisse d'investissements d'augmentation de capacité ou de renouvellement de centrales obsolètes, alors que les emplois d'O&M sont récurrents.

### Les emplois indirects

Ce sont ceux qui interviennent dans la fourniture d'intrants matériels et/ou immatériels au processus

précédent : cela peut concerner par exemple :

- la fabrication d'acier, qui va être utilisé par les mâts d'éoliennes,
- ou encore les emplois transversaux comme les avocats, les assureurs, les bureaux de conseil, qui interviendront en dehors des activités de la production directe d'électricité... pour mettre en place de nouvelles réglementations, ou des emplois en R&D ou dans le conseil ... (par exemple, les mesures de vent peuvent aussi se retrouver dans les activités indirectes, si elles ne sont pas spécifiques à un projet donné)

Ces emplois seront plus importants si l'intégration verticale des fournisseurs au sein du pays est assurée.

### Les emplois induits

Cette dernière catégorie est souvent mal cernée : elle part du principe que les richesses créées par les emplois précédents sont dépensées dans l'économie en général et que, de ce fait, elles génèrent des emplois induits. Il peut s'agir par exemple des économies réalisées par les consommateurs sur leur facture énergétique, qui sont ainsi dépensées ailleurs. Il y a donc une redistribution de revenu, qui génère elle-même de l'emploi.

L'approche pour évaluer ces emplois induits se base sur la comparaison entre le salaire annuel moyen dans le pays et le montant économisé par les mesures d'efficacité énergétique.

Le rapport entre ces deux grandeurs donne le nombre d'emplois supposé avoir été créé, si l'on considère que toutes les économies réalisées sont réinvesties dans l'économie, ou même épargnées, puisque dans ce cas, le montant est réinjecté par les banques dans l'économie.

### Emplois nets et bruts

Par ailleurs, les emplois précédents correspondent aux créations brutes de postes de travail. Si l'on veut être plus fidèle, il y a lieu de s'intéresser aux emplois nets, en déduisant de ce qui précède, les

<sup>9</sup> Basé sur de nombreuses études dont celles de : a) IRENA 2011, b) Fondatera - Syndex Déc 2011 pour le compte du Plan Bleu, c) BIRD :Issues in estimating the employment generated by energy sector activities - Robert Bacon and Masami Kojima- Juin 2011, e) Methodology for calculating energy sector jobs - Greenpeace - ISF- Jay Rutovitz and Josh Usher - UTS 2010, f) ARENE Ile de France et ICE Déc 2006.

<sup>10</sup> CIM : Construction - Installation - Manufacturing / O&M : Operation & Maintenance

emplois perdus dans d'autres secteurs. En effet, le fait de réaliser des économies d'énergie, entraîne le report d'investissements, en nouvelles centrales par exemple, et donc reporte la création d'emplois. On parle alors d'emplois indirects non créés qui doivent être déduits des emplois bruts créés. Mais un tel calcul semble très complexe, et plusieurs études reconnaissent l'impossibilité de le faire, spécialement pour les pays en développement, compte tenu de l'absence de données.

### Unité de mesure des emplois

Une autre remarque méthodologique concerne l'unité de mesure des emplois. En effet, si l'on veut donner une image fidèle du nombre d'emploi créés, il faut préciser la durée sur laquelle ces emplois vont être effectivement opérationnels. Par exemple, lorsque l'on crée des emplois pour construire une centrale, ces emplois disparaissent, en grande partie, après la fin de la construction. De même, pour les actions

liées à l'efficacité énergétique, les emplois créés sont à rapporter à la durée de réalisation des travaux.

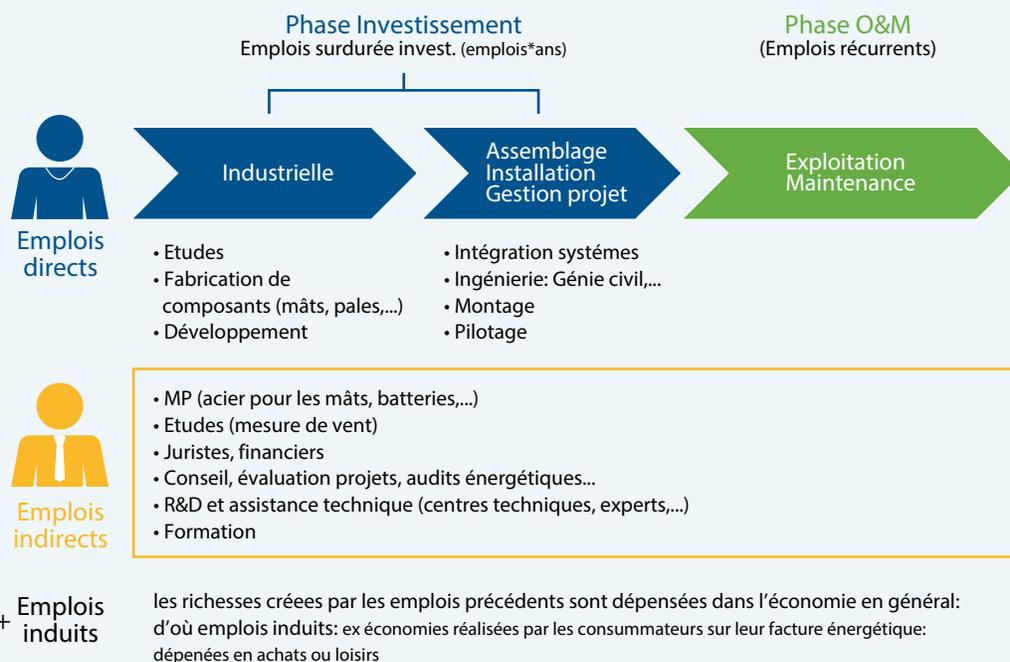
Pour tenir compte de la période en question, on utilise parfois la notion **d'emplois\*ans**. Si l'on divise ce nombre par la durée d'un programme d'économie d'énergie par exemple, on obtient la moyenne annuelle du nombre d'emplois permanents sur la durée dudit programme.

Il faut bien prendre conscience que le nombre obtenu ne traduit pas la création annuelle de nouveaux emplois, mais plutôt le "stock" d'emplois créés sur la durée. Si l'on désire avoir une estimation du nombre d'emplois nouveaux créés chaque année, il faudra encore une fois diviser le chiffre précédent par la durée du programme en question.

### Schéma récapitulatif des emplois

Le schéma suivant résume ces trois catégories d'emplois ainsi que la chaîne de valeur en question.

Figure 4.9 | Les trois catégories d'emploi et la chaîne de valeur des EnR



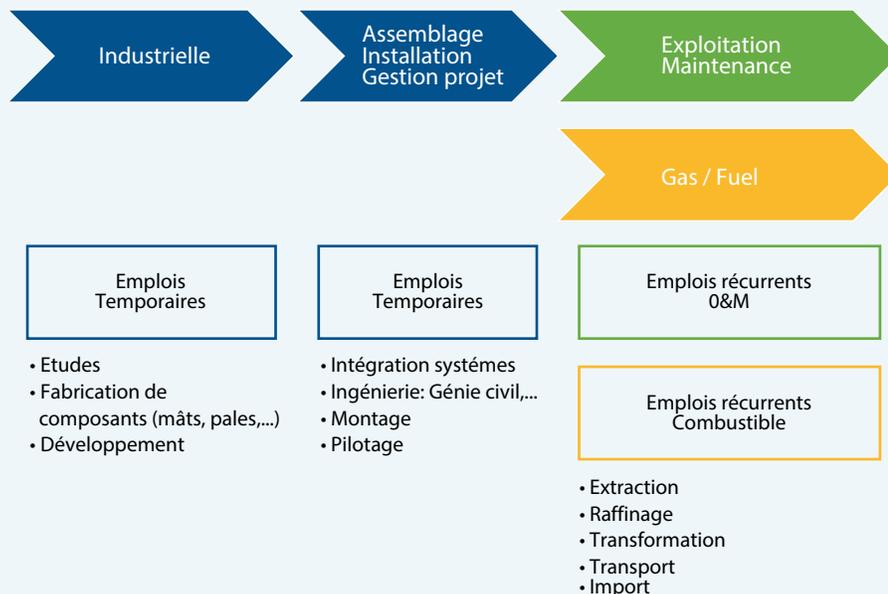
Source: Préparé par l'auteur

Sur un autre plan, si l'on désire traiter des emplois dans les énergies fossiles, le schéma suivant est à compléter par les emplois liés au combustible. En effet, les personnes qui sont employés dans

la chaîne de valeur du combustible (extraction, raffinage, transport, distribution...) sont à prendre en considération.

Le schéma devient alors le suivant :

Figure 4.10 | Les emplois dans la chaîne de valeur du combustible



Source: Préparé par l'auteur

## RATIOS UTILISÉS POUR ESTIMER LE NOMBRE D'EMPLOIS

Pour ce qui est des emplois directs, les ratios sont estimés en partant du coût moyen d'investissement pour la centrale concernée et en examinant les pourcentages de valeur de chaque phase de la chaîne de valeur, qui sont donnés par des statistiques internationales (World Energy Council). Ceci permet d'obtenir la valeur de chaque maillon de la chaîne qui participe à la construction de la centrale.

Par la suite, on examine chacun de ces maillons, qui contribue à l'intégration locale, et on prend en compte le nombre d'emploi et le CA qu'il réalise, en général, dans le pays. Ceci permet de dégager un ratio de nombre d'emploi par M€ pour chaque secteur. On essaye d'examiner le niveau de détail qui se rapproche le plus de l'activité en question, par exemple, la construction métallique, ou la production de machines électriques...Ce ratio, appliqué à la valeur des investissements de chaque maillon de la chaîne, calculée précédemment, donne alors le nombre d'emplois recherché.

Les emplois sont calculés en EPT sous forme de moyenne annuelle pour tenir compte du caractère ponctuel de l'investissement. Ils sont exprimés soit en fonction du coût de l'investissement, soit de la puissance en MW.

La valeur des ratios obtenus se présente comme suit:

**Tableau 4.11 | Ratio du nombre d'emplois directs par MW pour chaque filière**

	NBR ANNÉE CONSTRUCTION	PHASE INDUSTRIELLE	PHASE CONSTRUCTION & INSTALLATION	S/TOTAL PHASE INVESTISSEMENT	PHASE EXPLOITATION (O&M)	CONSOMMABLE
	Emplois*ans/MW (sur la durée de construction)			Emplois récurrents annuels/ MW	Emplois /GWH	
<b>Charbon</b>	5	1,5	6,2	7,7	0,1	selon région
<b>Gaz &amp; Fuel</b>	2	0,07	1,4	1,47	0,05	0,12
<b>Nucléaire</b>	10	1,6	14,4	16	0,3	0,001
<b>Biomasse</b>	2	0,4	3,9	4,3	3,1	0,2
<b>Hydraulique</b>	2	0,5	10,8	11,3	0,2	
<b>Eolien</b>	2	12,5	2,5	15	0,4	
<b>PV</b>	1	9,3	29	38,3	0,4	
<b>Solaire thermique</b>	2	4	6	10	0,3	

\*Moyenne mondiale : 0.4 moyenne Afrique : 0,11 pour technologie actuelle et prévision 0.07 pour nouvelle génération

Source: Greenpeace International- Jay Rutovitz, Josh Usher 2010. Retraitées par l'auteur.

Il convient de noter la colonne de droite relative au combustible pour les centrales utilisant de l'énergie fossile. Nous utiliserons donc ces ratios par la suite pour montrer que les EnR créent davantage d'emploi que les énergies traditionnelles.

**Quant aux ratios d'emplois indirects et induits,** ils sont le plus souvent calculés à partir des tables d'entrée-sortie spécifiques à un pays donné. Ces tables permettent d'appliquer un coefficient multiplicateur aux emplois directs (comme dans le cas du tableau précédent). Cependant, de telles tables ne sont pas toujours disponibles, ou ne sont pas très fiables, ce qui donne une certaine imprécision aux résultats obtenus.

C'est pourquoi plusieurs études se limitent à estimer la création des emplois directs, mais ceci ne reflète pas du tout la réalité (voir l'exemple plus loin, qui montre que l'ensemble des trois catégories d'emplois peut être le triple des emplois directs). Il faut relever la difficulté de trouver un consensus autour de

ces ratios, qui diffèrent selon les approches et les hypothèses retenues.

Pour illustrer cette difficulté, nous présentons les sources citées par l'étude de Fondatera, pour ce qui est des ratios de création d'emploi dans la phase O&M, pour divers pays et divers filières.

Nous voyons donc la diversité des ratios qui varient, parfois, dans des proportions significatives. Il est à noter que le tableau donne aussi une estimation pour le cas de la Tunisie.

## Tableau 4.12 | Ratios de nombre d'emploi pour l'exploitation des centrales électriques

RATIOS EMPLOIS O&M

Types de centrale	ratios utilisés dans l'étude		Comparaisons				
	ETP <sup>1</sup> /MW	Source	UE (Syndex)	Pologne 2030 (Syndex)	Greenpeace <sup>2</sup>	PNUE 2011 <sup>3</sup>	Banque Mondiale <sup>4</sup>
Pétrole	0,30	Tunisie	0,25				
Gaz	0,19	Tunisie	0,20	0,23	0,05	0,70	
Charbon	0,45	UE	0,45	0,31	0,10	0,74	
Nucléaire	0,34	UE	0,34	0,34	0,32		
Hydro	0,27	Tunisie	0,18	0,18	0,22		
EnR							
Éolien	0,12	Tunisie & Maroc	0,25	0,21	0,50	0,27	
Solaire	0,12	UE	0,12	0,12	0,30	1,20	1,31
Biomasse/biogaz/CRW	0,23	UE	0,23	0,21	3,10	0,35	
Géothermie	1,40	UE	1,40				

<sup>1</sup> ETP (Equivalent Temps Plein) = 1 800 h.

<sup>2</sup> Greenpeace et EREC, Working for the Climate, Renewable energy & the green Job Revolution, 2009.

<sup>3</sup> UNEP, towards a Green Economy, Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication, 2011.

<sup>4</sup> World Bank, Ernst & Young, Fraunhofer, MENA assessment of the local Manufacturing Potential for CSP Projects, 2010.

Source : Etude Fondaterra – Syndex, 2011. Retraitées par l'auteur.

### Ajustement des ratios d'emploi par pays

Les ratios ainsi calculés sont le plus souvent déterminés pour une centrale mise en œuvre dans un pays développé, qui fabrique une bonne partie des composants.

Si l'on veut utiliser de tels ratios de manière significative en Tunisie, il convient de tenir compte d'un certain nombre de facteurs qui reflètent l'intégration effective des parties de la chaîne de valeur. Trois facteurs sont le plus souvent introduits, à savoir :

#### Le taux d'intégration national au cours de chaque phase de la chaîne de valeur

Il reflète le taux de fabrication locale, lors de la phase initiale (Ph1.1) de l'investissement, y compris la production intellectuelle (ingénierie...), puis l'intégration lors de l'installation (Ph1.2) c'est-à-dire si le chantier est réalisé par des équipes locales ou non, avec un pilotage également local ou étranger... Enfin, il y a l'exploitation de la centrale et sa maintenance (Ph O&M) qui, le plus souvent est réalisée par des équipes locales. On aboutit ainsi à un taux d'intégration dans chaque phase. Pour le

cas de la Tunisie, les taux que nous retiendrons sont de 40% pour la phase investissement, 80% pour la phase montage et 100% pour la phase O&M.

#### La productivité du travail par région

Ce facteur traduit le fait que la productivité peut être différente d'un pays à l'autre et qu'il faut donc ajuster les ratios standards qui, eux, reflètent une productivité optimale. Cet ajustement tient compte également de la nature des équipements utilisés en fabrication, et de leur degré d'automatisation, car ceci a un impact sur le nombre de personnes requis. Nous retiendrons un coefficient de productivité de la Tunisie d'environ 80%.

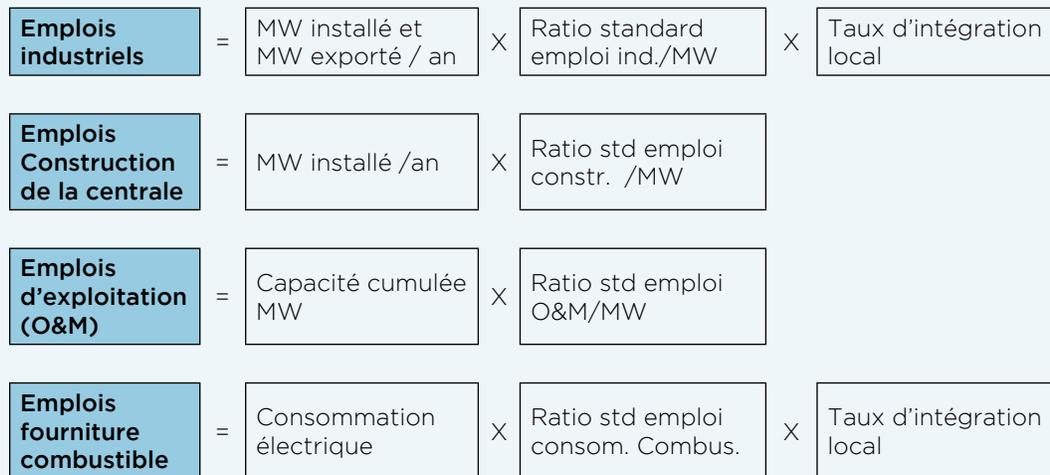
#### L'évolution de la technologie

Ce dernier facteur est assez difficile à déterminer, car il anticipe l'évolution de la "productivité future". Il suppose que la productivité va probablement être meilleure au fur et à mesure du développement des expériences sur terrain et le développement de la technologie. Ceci aura comme conséquence la baisse probable des ratios liés à l'emploi dans le futur. Comme les projections de création d'emploi

sont faites le plus souvent sur de longues périodes qui dépassent les dix années, ce facteur peut être

introduit de manière prospective. Le schéma suivant résume l'approche :

**Figure 4.13 | Calcul du nombre d'emplois en tenant compte des facteurs d'ajustement**



Source : Greenpeace International 2010

## LES EMPLOIS DANS L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Les **emplois créés par les mesures d'efficacité énergétique** représentent un potentiel très important qui peut dépasser celui de l'emploi créé lors de l'installation de centrales solaires ou éoliennes.

Par exemple, l'isolation d'un toit d'une maison génère des emplois pour la fabrication de l'isolant et pour son installation. De même, les audits énergétiques créent un marché significatif pour les ingénieurs-conseils. Il y a aussi des emplois locaux qui peuvent être créés en utilisant des systèmes individuels de production électrique, comme des panneaux photovoltaïques, ou de la biomasse...

En Allemagne, pour la seule année 2006, les actions d'EE dans le bâtiment ont créé 145 000 emplois équivalents plein temps, et ce, suite à une plus forte incitation financière des pouvoirs publics. Le PNUE estime qu'en Europe, **une augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique crée environ un million**

**d'emplois.** Malgré cela, l'évaluation précise du nombre d'emploi ainsi créé n'est pas courante et peu d'études ont traité de ce sujet de manière totale.

Dans la plupart des cas, on traite un volet spécifique comme l'impact sur l'emploi de l'introduction de l'isolation des maisons, ou l'installation de chauffe-eau solaires...La raison à cela vient du fait que l'identification de ces emplois est une démarche assez complexe, puisqu'il s'agit d'emplois localisés, d'où leur grand intérêt d'ailleurs, et parfois même des emplois qui se trouvent dans l'économie informelle, comme les installateurs en bâtiment.

La démarche pour cerner ces emplois peut se faire, comme pour le cas des EnR présenté précédemment, en considérant les trois rubriques d'emplois directs, indirects et induits.

### Les emplois directs et indirects

Il est possible de répartir ces emplois selon les phases de mise en œuvre comme suit<sup>11</sup>:

<sup>11</sup> Inspiré de l'étude ICE 2006 - Etude Arene « Prospective sur le développement des activités et des emplois dans les secteurs de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables en Ile-de-France »

- **Phase des études** : Il peut s'agir des audits et des expertises techniques qui sont nécessaires pour dimensionner les équipements et démontrer leur rentabilité
- **Phase de la fabrication** des équipements et des matériaux utilisés dans l'efficacité énergétique : la difficulté ici est de ne retenir que les emplois induits par l'utilisation spécifique de ces produits, dans le cadre de l'efficacité énergétique.
- **Phase de l'installation** des équipements chez le consommateur : ex : isolation des murs, du toit,...
- **Phase d'exploitation et de maintenance**. C'est plutôt la maintenance qui est ici davantage concernée, notamment lorsqu'il s'agit du secteur résidentiel
- **Phase transversale d'appui aux acteurs** : Cette phase est assez diversifiée et comporte a) les emplois dans la formation et la sensibilisation des professionnels et des particuliers b) la promotion

qui induit des emplois dans les sociétés de communication par exemple ainsi que dans les institutions publiques et c) les emplois dans le secteur financier, liés aux nouveaux mécanismes qui sont mis en place spécifiquement pour promouvoir l'utilisation des équipements

Le plus souvent, ce sont les emplois de l'installation et de la maintenance qui sont les plus importants. Pour les estimer, la plupart des démarches à l'échelle internationale suivent la méthode exposée précédemment, qui considère le ratio d'emploi rapporté à l'investissement. Ces démarches partent de **l'observation de quelques programmes spécifiques** qui se sont déroulés (retour d'expérience). Ils en évaluent les emplois effectifs créés et les rapportent à l'investissement dépensé. Ceci permet de dégager un **ratio d'emploi par million d'euros** pour chaque catégorie d'action (isolation de toit, ...). Le tableau qui suit présente une fourchette indicative pour ces ratios.

**Tableau 4.14 | Ratios types pour les emplois dans l'efficacité énergétique dans le bâtiment**

TYPE DE PROGRAMME D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	NOMBRE D'EMPLOIS-ANS PAR € MILLION INVESTI
Isolation du bâtiment et substitution des systèmes de chauffage	10 à 16
Systèmes de chauffage	8 à 14
Construction de bâtiments bioclimatiques ou à hautes performances énergétiques	10 à 20
Amélioration de l'efficacité de l'électroménager et des systèmes d'éclairage	7 à 14
Développement du bois énergie	14,7
Installation de chauffe-eau solaire	20,7
Moyenne	Une douzaine d'emplois-ans/Million €

Source: Préparé par l'auteur

Ce ratio semble assez bien partagé par plusieurs approches, puisqu'une autre étude menée en Angleterre<sup>12</sup> a montré que chaque million d'euros investi dans l'efficacité énergétique résidentielle, a généré environ 12 à 13 emplois équivalents plein temps.

Il faut rappeler que l'unité retenue est l'emploi\*an, ce qui signifie que, pour avoir le nombre d'emplois récurrents annuels, il faut diviser les emplois ainsi obtenus par la durée des investissements à réaliser (voir plus loin).

<sup>12</sup> Etude en 2000 citée dans la synthèse du rapport du PNUÉ sur les emplois verts (2008)

Notons que, comme pour les EnR, d'autres approches ont tenté d'estimer les emplois créés en Efficacité Energétique à partir de ratios liés à la puissance installée ou au nombre de m<sup>2</sup> de panneaux et non pas liés à l'investissement.

### **L'efficacité énergétique dans d'autres secteurs que le bâtiment**

S'agissant des emplois liés à l'efficacité énergétique dans les autres secteurs que le bâtiment, l'étude Fondaterra citée reconnaît le manque de données disponibles à ce jour pour mener une telle projection<sup>13</sup>.

**Pour le secteur du transport** par exemple, il n'y a pas de données sur les scénarios en termes d'évolution des ratios tels que les tonnes de marchandises par km pour le fret ou de nombre de passagers par km pour le transport des passagers, par mode de transport... Cependant, l'étude affirme qu'en se basant sur les travaux menés dans l'Union Européenne, il est prouvé que, si une politique d'équilibrage du transport en faveur du rail par exemple est adoptée, cela conduira à une croissance de l'emploi.

**Pour le secteur industriel**, le scénario étudié pour les pays du Sud de la Méditerranée (PSEM) part du principe qu'il y aura une modernisation de l'appareil productif pour adopter les meilleures technologies disponibles. Ces dernières sont moins polluantes et auraient un impact très fort sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> notamment, qui se traduirait par une réduction de la demande d'énergie du secteur industriel de 7 % d'ici à 2030 dans les PSEM.

Il s'agira par exemple de faire des investissements technologiques qui ont un impact sur la réduction de la consommation, mais qui permettront aussi d'améliorer la productivité. C'est pourquoi le scénario de rupture envisagé prévoit que les PSME rattrapent le déficit de productivité du travail, constaté actuellement pour atteindre le niveau des pays développés. Ce point fait que le scénario en question créera moins d'emplois que le scénario de référence, pour lequel le gain de productivité est plus faible. Par contre, ce scénario aura un impact en termes de création de nouveaux métiers liés à l'efficacité énergétique comme les diagnostiqueurs énergétiques, les auditeurs du processus de production...

## **STRUCTURE DES EMPLOIS**

Au-delà de l'identification du nombre d'emplois créés, il est important de connaître le profil de ces emplois, pour les différentes filières des EnR. Pour cela, il est nécessaire de passer en revue l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur et de voir, à chaque étape, la nature des métiers qui interviennent.

### **Les emplois par secteur économique**

La figure 4.14 donne un premier résultat en présentant, pour chaque filière énergétique, les secteurs économiques les plus employeurs (industrie, transport, commerce, services, agriculture, mines...).

Il apparaît ainsi que :

Dans le premier cas, celui de l'éolien et du PV<sup>14</sup>, les métiers concernés sont davantage dans la phase industrielle et dans la construction.

Par contre, pour la seconde catégorie, la chaîne de valeur, et donc les métiers, dépend de la nature de la matière première utilisée. Ainsi, dans les biocarburants, par exemple, le gros des emplois sera d'un côté, en amont pour les métiers d'agriculteurs et d'ouvriers agricoles que l'on retrouve dans les champs consacrés à la culture de maïs, et en aval, dans la distribution des produits. Idem pour le charbon, où 40% des emplois se retrouvent dans l'extraction.

Dans l'ensemble des cas, sauf la biomasse, les emplois administratifs et professionnels, comme les juristes, les financiers ou les chercheurs, représentent une proportion comprise entre 20% et 35%.

### **Les qualifications requises**

Le problème de la disponibilité des qualifications se pose souvent dans le secteur des EnR, surtout pour les pays en développement qui démarrent de gros programmes. Malgré cela, même les pays développés ont souvent des difficultés à trouver certaines catégories d'emplois critiques. De manière globale, si l'on reprend la chaîne de valeur, les qualifications demandées lors des principales phases sont<sup>15</sup>:

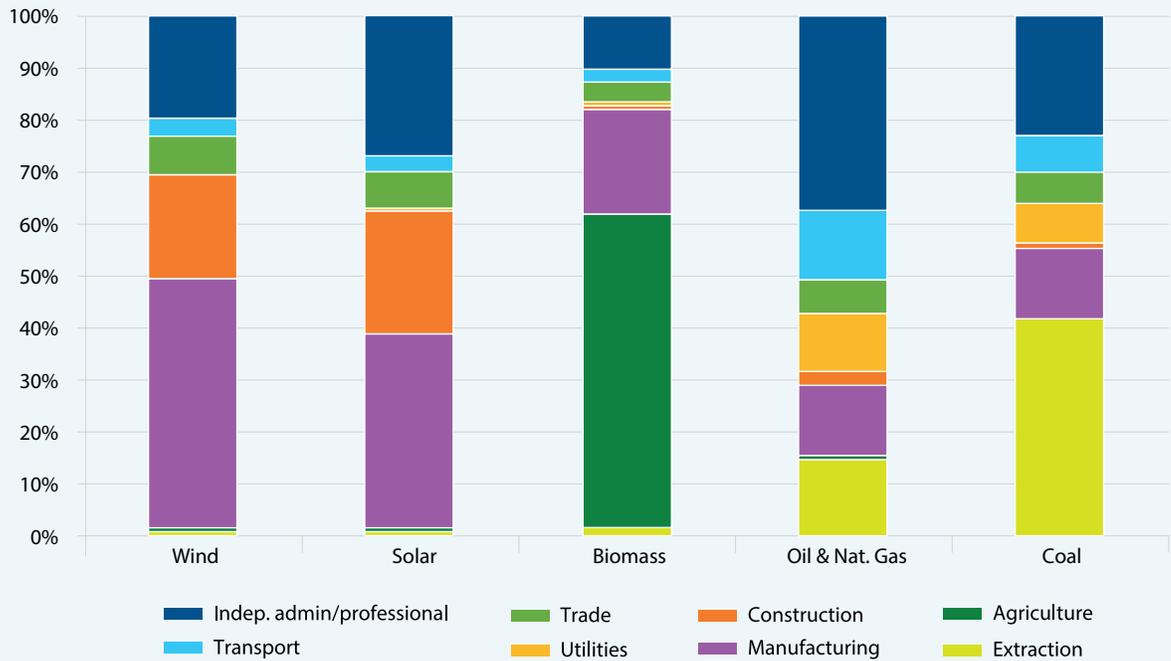
Dans la phase industrielle : Quelle que soit la nature des EnR, il apparaît que les emplois sont ici de plus haut niveau que dans la moyenne nationale du pays.

<sup>13</sup> Etude Fondaterra – Décembre 2011 - page 89

<sup>14</sup> Filières dites « non utilisatrices de fuel » par opposition aux trois autres qui ont besoin de fuel dans une partie ou dans la totalité du processus

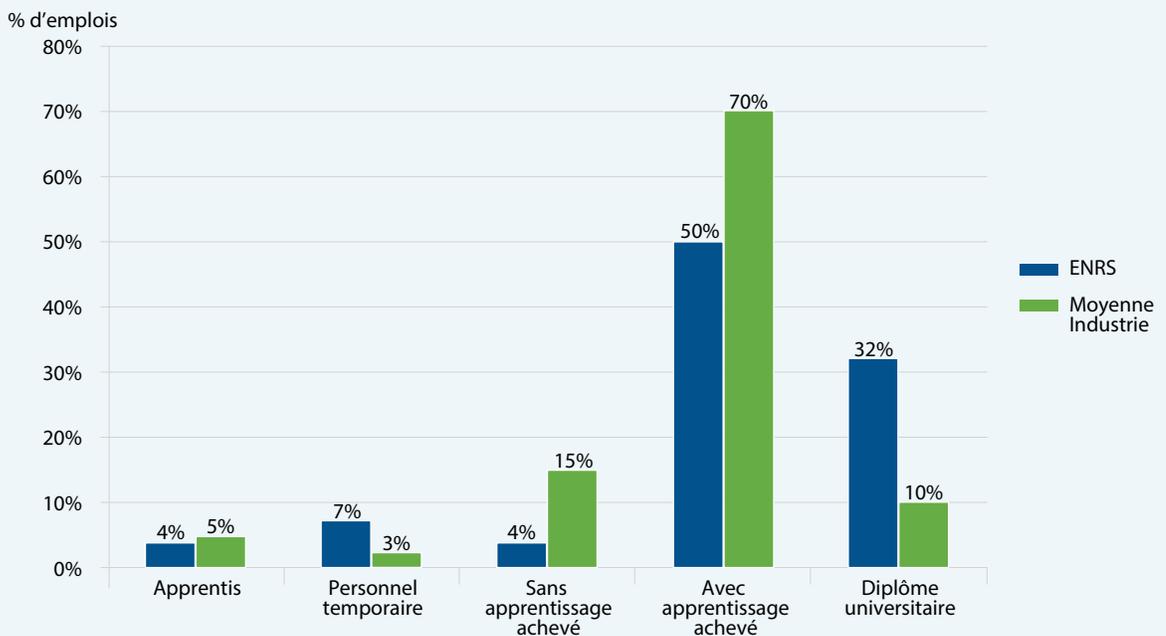
<sup>15</sup> Etude IRENA Jobs

**Figure 4.15 | Structure des emplois créés pour chaque filière de production d'énergie**



Source: IRENA 2011.

**Figure 4.16 | Répartition des emplois créés en Allemagne dans les énergies renouvelables par niveau de qualification**



Source: GWS 2011.

Ainsi, le taux de diplômés du supérieur est d'environ 40% dans ce type d'industrie, contre 10% pour la moyenne nationale, en Europe.

Ceci est illustré par le graphique ci-contre, qui traite du cas de l'Allemagne : il montre que les emplois dans l'ensemble de la filière des énergies renouvelables comportent 32% de diplômés du supérieur<sup>16</sup> contre 10% pour l'ensemble des emplois.

- Pour la phase d'étude d'implantation, un niveau d'études supérieures est nécessaire pour les activités d'ingénierie, d'analyse météorologique, de gestion de projets et de R&D
- Par contre, pour la phase de montage sur site, le niveau requis est plutôt celui d'ouvriers qualifiés
- Enfin, pour la phase d'exploitation et de maintenance, les emplois diffèrent selon la filière. Ainsi, les centrales solaires photovoltaïques exigent une présence permanente sur le site pour la supervision de l'exploitation. Mais elles nécessitent beaucoup plus d'emplois dans la maintenance, pour le nettoyage des miroirs par exemple et la partie thermique classique.

De manière plus précise, les **principaux métiers** en jeu sont, le plus souvent, ceux que l'on retrouve dans différents secteurs économiques. Néanmoins, ils doivent recevoir une **formation complémentaire** sur la filière énergétique concernée. Ceci étant, quelques métiers vraiment spécifiques aux énergies renouvelables, ont été identifiés.

Le **cas particulier des emplois du niveau de la formation professionnelle** a été traité à part pour la Tunisie. Il s'agit d'une première étude<sup>17</sup> destinée à identifier, parmi ces profils, ceux qui concernent les niveaux pouvant être assurés par la formation professionnelle et les besoins en formation requis. Elle aboutit à la sélection d'**une dizaine de métiers spécifiques** au secteur des énergies renouvelables et de l'EE, et qui auraient un débouché réel en Tunisie.

L'étude a aussi mentionné quels étaient, parmi ces métiers, ceux qui nécessitent la création d'un nouveau diplôme en formation initiale (FI), et ceux qui peuvent être maîtrisés par la formation continue (FC). Le résultat se présente comme suit :

FILIERE	MÉTIERS	DIPLÔME	FI	FC
EnR	Chef de projet EnR	BTS		
Eolien	Technicien supérieur en exploitation et maintenance des systèmes éoliens	BTS		
PV	Installateur mainteneur de systèmes PV	BTS		
Solaire thermique	Installateur mainteneur de CES individuels et collectifs	BTS		
Biomasse	Technicien de construction de bio-digesteur avec formation de base en maçonnerie	BTS		
EE	Etanchéiste monteur en isolation thermique	CAP		
	Chef de chantier second œuvre EE et EnR	BTS		
	Responsable de l'énergie dans le bâtiment	BTS		
	Responsable en management de l'énergie	BTS		
	Technicien supérieur en gestion et maintenance des syst. Co/Trigénération	BTS		
	Spécialiste en diagnostic moteur	BTS		

Source : Identification des besoins en formation dans le domaine de l'énergie - N. Amaimia, mars 2011 . FI - formation initiale, FC - formation continue

<sup>16</sup> Les 40% précédents sont uniquement pour l'industrie et non pour toute la filière

<sup>17</sup> Identification des besoins en formation dans le domaine de l'énergie - N. Amaimia, Mars 2011

# Résultats de la création d'emplois pour la Tunisie

## PRÉSENTATION DES ÉTAPES DE LA DÉMARCHE ET DES HYPOTHÈSES RETENUES

La création d'emplois dans les énergies renouvelables en Tunisie sera déterminée en utilisant les ratios et approches présentés précédemment<sup>18</sup>. Le cheminement suivi est indiqué comme suit, en rappelant à chaque fois les données et hypothèses retenues :

- Le mix énergétique** prévu pour la Tunisie à l'horizon 2030, afin de savoir l'importance des centrales à mettre en œuvre. Nous prendrons, pour les besoins de la présente étude, les chiffres provisoires de l'étude sur l'actualisation du plan solaire (ANME, octobre 2012), sur les perspectives des EnR à l'horizon 2030.
- Les ratios standards d'emploi par MW**, tels que présentés dans le chapitre méthodologique que nous rappelons ici :

Figure 4.17 | Capacité EnR envisagée par le plan solaire tunisien d'ici 2030 (en MW)

	2016	2020	2030
<b>Puissance "renouvelables" MW</b>	680	1 735	4 205
<b>Part des "renouvelables" (en puissance)</b>	12%	27%	32%
<b>Eolien</b>	425	795	1 675
<b>PV</b>	205	680	1 930
<b>Solaire thermique</b>	50	250	600

Source: Préparé par l'auteur

Tableau 4.18 | Ratios standards des emplois par MW des filières retenues pour la Tunisie

	NBR. ANNÉE CONSTRUCTION	PHASE INDUSTRIELLE EN AMONT	PHASE CONSTRUCTION INSTALLATION & GESTION PROJET	S/TOTAL PHASE INVESTISSEMENT	PHASE EXPLOITATION (O&M)	COMBUSTIBLE
<b>Ratios Standards du Nombre d'emplois directs créés/MW</b>	<b>Emplois*ans/MW (sur la durée de construction)</b>				<b>Emplois récurrents annuels/MW</b>	<b>Emplois récurrents annuels/GWH</b>
<b>Eolien</b>	2	12,5	2,5	15	0,4	NA
<b>PV</b>	1	9,3	29	38,3	0,4	NA
<b>Solaire thermique</b>	2	4	6	10	0,3	NA
<b>GAZ</b>	2	0,07	1,4	1,47	0,05	0,12

Source: Préparé par l'auteur

<sup>18</sup> Nous avons pris connaissance de la plupart des études qui ont été menés sur la Tunisie, pour évaluer l'impact sur l'emploi. Les résultats et approches suivies peuvent être différentes, même si, sur le fond, elles suivent les mêmes principes, basés sur des ratios d'emploi par filière, tel que présentés au § 0, p 44.

Par souci de clarté nous ne présenterons pas ici l'ensemble de ces études.

Nous en avons retenu une seule, que nous présenterons en annexe, à savoir, celle de Fondatera qui a l'avantage de traiter en même temps, les emplois directs et indirects ainsi que ceux de l'efficacité énergétique dans le bâtiment.

c. **Les ajustements de ces ratios pour la Tunisie**, selon ce qui a été évoqué précédemment, particulièrement pour ce qui est :

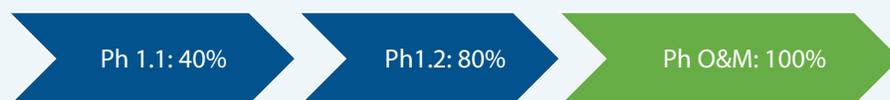
- **du taux d'intégration** attendu tout au long de la chaîne de valeur de chaque filière: les taux retenus sont de 40% pour la phase d'investissement, de 80% pour la phase de montage et de 100% pour la phase d'O&M, et ce, compte tenu de l'analyse de la chaîne de valeur ainsi que des études réalisées. Notons que ces hypothèses sont très réalistes, et même relativement pessimistes, si l'on tient compte, par exemple, du résultat de l'étude récente d'ESMAP qui a avancé le chiffre de 60% de taux d'intégration pour le solaire, dans le cas où la production est destinée à plusieurs pays de la région MENA. Nous avons préféré retenir un taux plus faible, en restant au niveau de la Tunisie. Pour l'éolien, le taux de 40% est très réaliste compte tenu du fait que des pays comme l'Egypte l'ont

déjà atteint, et que la Tunisie intègre déjà plusieurs composants comme les mâts et quelques composants électriques.

Pour comparer les emplois avec ceux de la filière Gaz, nous avons émis l'hypothèse que, dans l'ensemble du circuit d'approvisionnement du gaz, le taux d'intégration était de 60%, puisqu'une partie du gaz est importée.

- **de la productivité** : Rappelons que cet ajustement part du constat que la productivité dans les pays en développement peut être plus faible que dans les pays développés compte tenu du degré d'automatisation ou de l'expérience du personnel. Nous ferons donc l'hypothèse que la productivité dans la phase industrielle est de 80% de celle qui existe dans les pays développés, alors qu'elle serait de 70% dans les phases d'installation et d'exploitation. Partant de là, ces facteurs étant inférieurs à l'unité vont donc augmenter quelque peu le nombre d'emplois.

Figure 4.19 | Taux d'intégration retenus pour la Tunisie



Source: Préparé par l'auteur

Tableau 4.20 | Coefficients d'ajustements retenus pour la Tunisie

	PHASE INDUSTRIELLE EN AMONT	PHASE CONSTRUCTION INSTALLATION	PHASE EXPLOITATION (O&M)	COMBUSTIBLE
<b>Taux d'intégration Tunisie</b>	40%	80%	100%	60%
<b>Ajustement sur la productivité</b>	80%	70%	70%	

Source: Préparé par l'auteur

A ce stade, nous avons donc déterminé les ratios ajustés et adaptés à la Tunisie, qui se présentent comme suit :

**Tableau 4.21 | Ratios définitifs des emplois directs/MW retenus pour la Tunisie**

	PHASE INDUSTRIELLE EN AMONT	PHASE CONSTRUCTION INSTALLATION	PHASE EXPLOITATION (O&M)	COMBUSTIBLE
<b>Eolien</b>	6,3	2,9	0,6	
<b>PV</b>	4,7	33,1	0,6	
<b>Solaire thermique</b>	2,0	6,9	0,4	
<b>GAZ</b>	0,04	1,60	0,07	0,17

Source: Préparé par l'auteur

- d. **La durée des programmes** : nous avons retenu une base de 15 ans pour l'éolien et le solaire (soit jusqu'à 2030 environ), alors qu'elle serait de 7 ans pour l'efficacité énergétique, pour être conformes au plan solaire. Ceci nous permettra de passer de l'unité des emplois\*ans à celle des emplois stables sur l'année. De cette façon, le nombre d'emplois que l'on trouve en appliquant les ratios par MW seront donc divisés par cette *durée* pour obtenir le nombre d'emplois annuels qui seront créés.
- e. **Les rendements des centrales dans chaque filière**, afin d'ajuster la capacité installée et la production effective. Ceci est important pour comparer la situation des EnR avec celle du Gaz, puisque les rendements dans ce dernier cas

sont beaucoup plus élevés. Les coefficients de capacité ont été pris de l'étude "The cost of new Generating Capacity un Perspective" - janvier 2012.

A partir de là, nous avons repris les puissances prévues dans le plan solaire en EnR et auxquelles nous avons appliqué les coefficients en question. Le total obtenu a alors permis, par un calcul inverse, de déterminer la capacité à installer en centrale à Gaz pour avoir la même puissance qu'en EnR.

Ceci signifie que, si l'on prévoit une capacité installée en EnR de 4 200 MW, la capacité équivalente à installer en centrale au gaz serait de 1 500 MW environ.

**Tableau 4.22 | Puissances installées et disponibles et capacité équivalente en Gaz pour la Tunisie**

	Coefficient de capacité	P en MW Installée		P en MW disponible
<b>Eolien Onshore</b>	28 à 40%	1 675		570
<b>PV</b>	15 à 28%	1 930		425
<b>Solaire thermique</b>	25 à 49%	600		222
<b>Total</b>	29%	4 205		1 216
<b>GAZ</b>	80%	1 520		1 216

Source : Electric Power Research Institute Program on Technology Innovation - juin 2011- cité dans l'étude "The cost of new Generating Capacity un Perspective" - janvier 2012.

## PREMIER RÉSULTAT : LES EMPLOIS DIRECTS ATTENDUS EN TUNISIE

L'application de l'ensemble de la démarche précédente nous donne donc à ce stade le nombre d'emplois directs attendus en Tunisie, dans chacune des filières. Pour comparer avec la filière Gaz, il faut convertir le ratio d'emploi par GWh en emplois par MW. Nous avons retenu un nombre d'heures annuel de fonctionnement d'environ 11 000 heures pour tenir compte des arrêts de maintenance (11 mois par an \* 22 heures par jour).

**1er résultat** - Il apparaît ainsi que l'installation de 4 200 MW d'EnR créerait en Tunisie environ **8 500 emplois directs stables** sur une durée de 15 ans (hors EE). Ce nombre est près de **4 fois plus élevé** que celui qui aurait été créé par une capacité équivalente en énergie conventionnelle (Gaz)

**Tableau 4.23 | Premier résultat : Nombre d'emplois directs créés par les EnR et comparaison avec le Gaz**

Emplois Directs Permanents ajustés	Cible MW pour 2030	Emplois permanents moyens <u>annuels</u> sur le durée du programme			Emplois récurrents		Total emplois directs/an
Eolien Onshore	1 675	698	319	1 017	957		1 974
PV	1 930	598	4 264	4 863	1 103		5 966
Solaire thermique	600	80	274	354	257		611
<b>Total</b>	<b>4 205</b>	<b>1 376</b>	<b>4 858</b>	<b>6 234</b>	<b>2 317</b>		<b>8 551</b>
<b>GAZ</b>	1 520	4	162	166	109	1 892	2 166

Source: Préparé par l'auteur

De plus, le tableau montre que les filières les plus créatrices d'emploi sont :

- Le PV, avec près de six mille emplois directs, grâce à la haute intensité en main-d'œuvre lors de la phase d'installation, et compte tenu du mix énergétique, où le programme PV vient en première position avec 1 900 MW.
- L'éolien, qui comporte davantage d'emplois dans la phase industrielle, en raison de la fabrication des mâts et autres composantes.
- Le solaire thermique, avec 600 emplois directs

## LES EMPLOIS DANS L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour les emplois indirects et induits créés par les actions de l'efficacité énergétique:

- f. Le montant des **investissements en efficacité énergétique** dans le bâtiment<sup>19</sup>. Nous avons retenu l'hypothèse basse de 700 MD prévue au

précédent plan solaire. Ce montant a été calculé comme suit : Nous avons retenu les projets n° 21 à 24 qui concernent le bâtiment, pour un montant de 400 MD environ sur 7 ans, auxquels nous avons rajouté le programme Prosol résidentiel Pr1 (260 MD) et collectif (8,5 MD).

- g. Les ratios utilisés sont ceux qui ont été présentés plus haut: Le ratio moyen retenu est celui de 12 emplois équivalents plein temps par million d'euros investis, **soit 6 emplois par MDT**, sur la durée du programme. Ce ratio a été ajusté en fonction d'une hypothèse relative au taux d'intégration. Le taux de 70% a été retenu, du fait qu'il y a une part de main-d'œuvre importante dans ces actions d'EE, comme la pose de matériaux d'isolation,... Il y a aussi une part d'intégration locale industrielle (chauffe-eau, panneaux isolants, fenêtres,...)
- h. Pour tenir compte des **autres activités de l'EE en dehors du bâtiment**, notamment dans le

<sup>19</sup> Le plan solaire tunisien avance une estimation de 700 MD sur les 7 ans, alors que l'étude Fondaterra fait référence au Plan Bleu et cite un chiffre de 3,6 milliards € sur 20 ans

transport et l'industrie, un coefficient de 50% a été appliqué par rapport aux emplois créés dans

le bâtiment. Le résultat obtenu pour les emplois dans l'EE est le suivant :

**Figure 4.24 | Second résultat : Nombre d'emplois directs créés par l'EE**

<b>Investissements prévus</b>	<b>700</b>	<b>MD : selon le 1er Plan Solaire sur 7 ans</b>		
<b>Ratios d'emplois/MDT</b>	6	Hyp. Tx intégration 70%	70%	420
<b>Hyp. sur le nb. emploi transport et industrie</b>	50% de ceux du bâtiment			
<b>Nombre d'emplois annuels moyens Permanents sur la durée du programme EE</b>				<b>630</b>

Source: Préparé par l'auteur

**2ème résultat** - L'EE en Tunisie créerait environ **600 emplois directs stables** sur une durée de 7 ans.

Il convient de relever de nouveau que ce chiffre de 600 emplois est assez faible, mais qu'il dépend de l'investissement qui sera consacré dans les plans futurs. Rappelons que nous avons retenu l'hypothèse pessimiste d'un investissement de 700 MD sur une durée de 7 ans.

### CONCLUSION : LES EMPLOIS TOTAUX (DIRECTS ET INDIRECTS ET EN EE)

Pour conclure l'estimation des emplois à créer, il faut à présent tenir compte des emplois indirects et induits.

- La dernière hypothèse sera donc celle du coefficient à appliquer aux emplois directs pour

avoir les emplois indirects et induits. Ceux-ci ont été cités plus haut et sont appelés Multiplicateur Type 1 pour donner le coefficient à appliquer aux emplois directs pour avoir les emplois directs et indirects et Multiplicateur Type 2, qui donne le même coefficient pour obtenir les emplois totaux, y compris les emplois induits.

Pour conférer plus de simplicité à notre approche, nous avons retenu un coefficient de 2 c'est-à-dire que les emplois indirects et induits sont du même ordre que les emplois directs.

Le résultat final est alors le suivant :

**Tableau 4.25 | Résultat final : Nombre d'emplois créés par les EnR et l'EE**

<b>Emplois directs annuels stables dans les EnR sur 15 ans</b>			<b>8 550</b>
<b>CREATION ANNUELLE d'emplois directs Nouveaux pendant 15 ans</b>			<b>570</b>
Emplois qui serait créés sur 15 ans par les énergies conventionnelles (Gaz) pour la même puissance utilisée	2 160	environ 4 fois moins que les EnR	
<b>Emplois totaux (directs, indirects and induits) dans les EnR sur 15 ans</b>			<b>17 100</b>
<b>CREATION ANNUELLE d'emplois totaux (directs, indirects and induits) Nouveaux en EnR sur 15 ans</b>			<b>1 140</b>
Emplois annuels stables en Efficacité énergétique (pour mémoire, compte tenu de l'investissement du 1er plan solaire)			630

Source: Préparé par l'auteur

Le résultat global de la création d'emplois aboutit à un chiffre de plus de 8500 emplois directs dans les EnR jusqu'à 2030, et le double, si l'on tient compte des emplois indirects et induits. Comparés à une filière Gaz, ce nombre aurait été près de 4 fois moins important.

Le nombre d'emplois en EE n'est pas très significatif, du fait qu'il se base sur un volume d'investissements du premier plan solaire, qui n'est pas encore actualisé. Une synthèse de ce qui précède a été mise dans un tableur Excel, dans lequel nous avons intégré les **hypothèses retenues**.

## PROFIL DES EMPLOIS POUR LA TUNISIE

Comme indiqué précédemment, même si les catégories d'emploi dans les EnR et l'EE sont, pour la plupart, les mêmes que pour les énergies conventionnelles, il n'en demeure pas moins qu'elles nécessitent des compétences nouvelles, qui ne sont pas nécessairement disponibles dans les emplois traditionnels. Ces compétences peuvent, le plus

souvent, être acquises par la formation continue. Celle-ci pouvant être qualifiante ou sous forme de recyclage en vue d'une reconversion. Malgré cela, quelques métiers spécifiques ne peuvent être maîtrisés qu'à travers la formation initiale, pour laquelle de nouveaux diplômés devront être prévus.

### Remarque :

Notons qu'une étude quantitative<sup>20</sup> a estimé le nombre d'emplois à créer en Tunisie selon les profils présentés dans le tableau précédent, et ce pour la période 2011 – 2016. Néanmoins, elle n'a pas pris en compte, pour le cas de les EnR, le niveau d'intégration possible dans l'industrie, qui créerait donc des emplois futurs. Elle n'a pris en compte que les emplois directs liés à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance. De ce fait, elle aboutit à un nombre d'emploi assez faible (490 sur la période de 5 ans). Par contre, pour l'efficacité énergétique, l'étude conclut à la création possible de 3600 emplois environ sur la période, qui toucheraient les métiers suivants :

Etanchéiste monteur en isolation thermique	2 000
Chef de chantier second œuvre EE et EnR	300
Responsable de l'énergie dans le bâtiment	100
Responsable en management de l'énergie	600
Technicien en gestion et maintenance des systèmes Co/Trigénération	20
Spécialiste en diagnostic moteurs	600
<b>TOTAL EE</b>	<b>3 620 soit environ 700 emplois par an</b>

Ce nombre de 700 emplois par an n'est pas très loin du chiffre que l'on a obtenu avec l'approche des ratios liés à l'investissement, présentée plus haut.

<sup>20</sup> Maîtrise de l'énergie en TN : Potentialités d'intégration industrielle et d'emplois : Néji Amaïmia et Ezzedine Khalfallah

## Pistes de recommandations

Les recommandations s'inscrivent dans le cadre d'une stratégie nationale pour le développement de l'emploi et de la valeur ajoutée locale dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Nous n'évoquerons ici que les sujets qui se rapportent directement à l'intégration et à l'emploi. Les politiques de promotion de l'énergie renouvelable, en général ne seront pas traités, comme la mise en place de tarifs incitatifs, des subventions à la production d'électricité.

### ELABORER UNE VISION 2030 ET 2050 POUR LES ENR EN TUNISIE ET UNE FEUILLE DE ROUTE PAR FILIÈRE

La vision ne doit pas cibler, uniquement, la production d'EnR en tant que source d'énergie alternative, mais doit en faire un objectif de développement des effets induits

Les feuilles de route devront alors comporter des objectifs en termes d'intégration industrielle et de maîtrise des maillons les plus opportuns de la chaîne de valeur (voir l'exemple de la vision 2050 de la France par filière. Ex du solaire thermique en annexe)

A titre d'exemple, le rapport 2012 de l'EWEA (The European Wind Energy Association) recommande aux Etats de ne pas considérer l'éolien comme une solution au changement climatique et à la sécurité d'approvisionnement, mais bien comme une voie pour stimuler la croissance économique en Europe et pour renforcer sa compétitivité. Il faut donc, selon cette organisation, investir encore plus dans l'éolien, même en tant de crise et d'austérité budgétaire.

### DÉFINIR UNE STRATÉGIE ET UN PROGRAMME DE MAÎTRISE TECHNOLOGIQUE POUR L'ENSEMBLE DES FILIÈRES, AVEC DES OBJECTIFS PRÉCIS D'INTÉGRATION NATIONALE ET D'EXPORTATION.

Cette stratégie devrait impliquer toutes les parties prenantes, publiques et privées, et se fera en conformité avec les lignes directrices de la feuille de route. Trois approches stratégiques pourraient être envisagées, chacune ayant la finalité suivante en termes d'objectif à l'horizon 2030:



Ces scénarios partent du principe que la Tunisie, compte tenu de la taille de son marché, ne peut envisager de s'engager, seule, dans la production. Par contre un regroupement de pays, comme le Maghreb et l'Egypte par exemple, pourrait donner une taille critique à l'ensemble.

Le premier scénario peut s'inspirer du modèle d'Airbus (EADS) en Europe, pour lequel, des pays européens se sont spécialisés dans la fabrication de sous-ensembles de l'Airbus et l'assemblage en créant une société commune.

**Il présente plusieurs opportunités, du fait qu'aucun pays de la zone n'a** encore intégré d'ensembles importants. L'Egypte en est à ses débuts et le Maroc est en cours d'étude pour le faire. Le moment est donc vraiment opportun pour soulever cette question. Plusieurs activités sont possibles pour matérialiser une telle spécialisation régionale, à savoir:

- La création de sociétés mixtes de fabrication
- La mise en place d'un centre de formation régional avec une coopération Nord – Sud
- Le lancement de programmes de développement communs

Les études citées dans le rapport ont montré la faisabilité technico-économique d'un tel scénario. Reste, par contre, la volonté politique pour le faire.

De son côté, les scénarios 2 et 3 considèrent que la Tunisie a des avantages compétitifs pour la fabrication de certains composants en sous-traitance. Elle l'a déjà largement prouvé dans les secteurs de l'aéronautique et de l'automobile, sans parler du textile.

Elle dispose en effet d'un tissu de sous-traitants assez développé, y compris dans la technologie de pointe, mais ce sont des sous-traitants et non des concepteurs de produits. D'où l'intérêt que peuvent avoir des partenaires à coopérer avec ces entreprises qui auront une compétitivité, en termes de coût et de logistique appréciable.

L'expérience forte dans la sous-traitance est aussi un atout que la Tunisie doit valoriser, en comparaison à d'autres pays qui pourraient aussi s'engager dans cette voie. Bien qu'il s'agisse de la même philosophie, nous avons dissocié les deux scénarios 2 et 3, pour tenir compte également de la physionomie des acteurs en Tunisie, ainsi que de leur expérience dans le domaine. Deux exemples peuvent illustrer ceci.

Le premier est celui de la STEG International qui a donné des preuves de compétitivité dans plusieurs pays africains notamment, en prenant en charge l'installation de centrales.

Le second exemple est dans le secteur des télécommunications, avec la société SOTETEL et d'autres, qui ont réalisé plusieurs projets d'installation de centraux téléphoniques dans les pays du Golfe par exemple, en sous-traitance auprès de grands constructeurs internationaux.

## CONCEVOIR UN PROGRAMME DE R&D CIBLÉ SUR LES OBJECTIFS

Quel que soit le scénario retenu, la création d'un noyau de R&D dans les énergies renouvelables est un passage obligé. En effet, même les deux scénarios de la sous-traitance nécessitent d'avoir un certain savoir-faire pour pouvoir se positionner dans des activités à plus haute valeur ajoutée que le simple montage.

De plus, si le scénario 1 n'est pas retenu, il faudra s'y préparer dans un horizon plus ou moins proche. Lorsqu'il s'agira par exemple de négocier un partenariat maghrébin, la Tunisie devra être en position de force et mettra en valeur les acquis qu'elle aura déjà obtenus.

C'est pourquoi un programme de R&D est nécessaire, et il devra être lancé suite à l'identification des technologies prioritaires à maîtriser en Tunisie, dans le cadre de la mise en place des nouveaux projets solaires et éoliens.

Il ne s'agira pas de se lancer dans un programme lourd de R&D, sans connexion avec les débouchés qu'il va générer. Il faut plutôt opter pour une approche ciblée de R&D, qui permette d'aller dans le sens des objectifs du scénario choisi.

Le programme de R&D devra être au service de cet objectif, et tous ses travaux ne doivent pas viser la recherche dans l'absolu mais bien l'intégration industrielle.

Pour ce faire, ce programme doit comporter un mix entre développement local et transfert de technologie, en partenariat avec des firmes internationales. Il doit aussi favoriser la mise en place de partenariats Sud-Sud et Nord-Sud, associant des entreprises industrielles, des instituts de formation et des centres de recherche. Des accords avec d'autres centres de recherche des pays MEDA seront mis en place, comme par exemple avec le Centre international pour la science et la technologie de pointe de Trieste<sup>21</sup>, dispense des formations et des programmes de recherche impliquant le transfert de technologie en direction des pays en développement.

Dans le même sens, il faudra renforcer le **pôle technologique** de Borj Cedria en mettant en place des plates-formes d'innovation afin d'aider les entreprises en matière d'innovation et de leur permettre de bénéficier des avancées technologiques. La notion de clusters en **énergie renouvelable** pourrait être retenue, et consiste à avoir une organisation qui rassemble tous les acteurs de la filière pour travailler sur un programme d'intégration des composantes de la chaîne de valeur. Les acteurs à impliquer sont : les développeurs potentiels, les industriels, les exploitants, les structures de recherche et centres techniques et la STEG

Dans cette démarche, il faudra **associer les grands groupes tunisiens**, et ne pas se contenter de développer des programmes de R&D au sein des institutions de recherche publique. Une formule de **partenariat public-privé innovante** devra être conçue afin d'impliquer ces grands groupes dans une démarche gagnant – gagnant.

<sup>21</sup> <http://www.ics.trieste.it>

Le domaine des EnR requiert des investissements parfois coûteux et des compétences élevées. C'est pourquoi les grands groupes tunisiens ont un rôle primordial à jouer.

Signalons que cette orientation pourrait avoir un impact sur la politique des projets à lancer, et notamment pour la formule de l'IPP. Dans l'éolien, par exemple, les projets en IPP sont, en général, attribués à des opérateurs d'une taille importante, qui ne sont pas toujours disposés à aller dans le sens d'une intégration locale.

Par contre, le fait d'opter pour des projets décentralisés, de taille plus faible, peut offrir à des investisseurs locaux une occasion de se positionner. Or, à l'échelle de la Tunisie, les investisseurs locaux qui seront les plus capables de s'engager dans cette voie seront vraisemblablement les grands groupes industriels et financiers.

### PRÉVOIR, LORS DES APPELS D'OFFRES, UNE CLAUSE D'INTÉGRATION LOCALE ET DE PARTENARIAT AVEC DES CONSTRUCTEURS / DES INSTALLATEURS.

---

L'expérience de l'industrie automobile en Tunisie et, à un degré moindre, des télécommunications, montrent que cette démarche peut avoir un impact très fort sur le développement industriel, sans nuire aux intérêts des fournisseurs. En effet, il a été possible, avec ces expériences, de bâtir une démarche qui privilégie le développement compétitif d'activités à valeur ajoutée locale, qui n'impose pas aux fournisseurs d'acheter des produits avec un surcoût par rapport à ce qu'ils peuvent trouver sur le marché. Plusieurs pays l'ont pratiquée et il est indispensable que les nouvelles acquisitions de centrales aient un objectif d'intégration. Cependant, il ne faudra pas que cette intégration se limite à des opérations d'assemblage sans capitalisation technologique. C'est pourquoi la Tunisie devra afficher sa stratégie industrielle dans le cadre du scénario choisi et demander, lors des appels d'offres, que des propositions soient faites pour aller dans le sens de cette stratégie.

**Ceci suppose qu'une instance de pilotage puisse superviser ce type d'action**, et qu'elle soit capable de dialoguer avec les soumissionnaires, afin de résoudre les difficultés et les blocages qui apparaîtront.

Ces derniers pourront d'ailleurs provenir même des acteurs locaux, qui auront pour préoccupation première l'approvisionnement en énergie et non l'intégration industrielle. D'où la nécessité d'une telle instance, qui puisse concilier les intérêts de chacun (voir le dernier point).

### LANCER UNE ÉTUDE APPROFONDIE POUR L'IDENTIFICATION DES EMPLOIS DANS LES ENR ET L'EE ET LES BESOINS EN FORMATION ET DÉPLOYER UN PROGRAMME DE FORMATION EN CONSÉQUENCE

---

Le présent document a montré le potentiel très important de création d'emplois. Pour que ces prévisions se réalisent, il faut bien entendu que le marché soit là et que l'intégration locale se concrétise. Cependant, il est important de pouvoir identifier avec plus de précision les emplois en question, pour anticiper les difficultés qui peuvent surgir et, surtout, pour mettre en place les programmes de formation qui s'imposent. Il ne faut pas que les futurs projets soient freinés pour non disponibilité des personnes ayant les compétences requises.

L'étude déjà disponible sur les besoins en formation a balisé la voie. Il faut à présent aller plus en profondeur et définir un programme de formation au niveau des universités et des centres de formation professionnelle pour disposer des compétences requises dans les nouveaux métiers liés aux EnR. Une autre étude est en cours, avec l'ANME, sur financement de la GIZ : en attendant sa publication officielle, les premiers résultats que l'on a pu connaître laissent penser qu'il faudra probablement approfondir davantage les analyses et la méthodologie suivie.

Il est probable que toutes ces études confirment que les compétences requises dans les EnR et l'EE sont souvent celles de métiers déjà existants auxquels il faut rajouter des modules spécifiques de formation. Il faut donc procéder à une revue des programmes actuels et les adapter aux EnR et à l'EE. Quelques nouvelles filières seront à créer lorsque le métier est complètement nouveau.

Dans ce même sens, la formation continue devra être privilégiée pour le renforcement de capacité des acteurs en service afin qu'ils puissent se recycler et intégrer les nouveaux concepts spécifiques au domaine des EnR. Des bourses pour une formation

et des études à l'étranger pourront être mises à disposition dans le cadre de la coopération internationale.

### CRÉER UN RÉSEAU ENTRE LES INSTITUTIONS DE FORMATION À L'ÉCHELLE MAGHRÉBINE EN PARTENARIAT AVEC DES PAYS DU NORD.

Dans le cadre de la stratégie d'intégration maghrébine, il est opportun de créer un réseau entre les différentes institutions de formation qui permette de fédérer celles qui existent dans chaque pays.

L'objectif est de réunir les compétences au-delà d'un seul pays, pour les mettre au service de la région Méditerranée. Tous les pays seraient gagnants, car ils pourraient bénéficier de l'appui des ingénieurs ainsi formés et de partenariats avec les entreprises qui seraient en liaison avec cette institution. En parallèle à cela, et en fonction du scénario choisi, il pourra être nécessaire de disposer d'une institution dédiée à ce type de formation en EnR et EE.

### INCITER LES RÉGIONS À ÉLABORER LEURS PROPRES PLANS RÉGIONAUX DE DÉVELOPPEMENT DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE.

Les emplois liés à la maîtrise de l'énergie, en dehors de ceux qui concernent la production centralisée d'électricité, sont souvent diffus et se retrouvent dans plusieurs activités. C'est pourquoi ils peuvent être identifiés et promus, davantage à l'échelle locale, que sur le plan national. Il peut s'agir par exemple, de l'installation d'éoliennes individuelles chez un agriculteur, ou des actions en efficacité énergétique adaptées au contexte d'une ville donnée.

De ce fait, il sera utile que chaque région élabore son propre plan de maîtrise de l'énergie, en identifiant toutes les possibilités offertes. Des experts pourraient être mis à la disposition des régions dans ce sens, et seraient financés par le fonds de maîtrise de l'énergie.

### CONCEVOIR UN MODE DE COLLABORATION AVEC LA STEG, QUI L'IMPLIQUE DAVANTAGE DANS LA STRATÉGIE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.

Il faudrait que la STEG soit un acteur actif dans le développement des projets d'intégration dans les

énergies renouvelables. A cet effet, comme l'ont fait d'autres pays, la STEG devrait réserver une partie de son chiffre d'affaires au développement de telles activités. Cela pourrait consister à soutenir des projets de recherche, ou à inciter des entreprises ou des promoteurs à se lancer dans des projets qui vont dans le sens de la stratégie.

### CRÉER UN DISPOSITIF DE FINANCEMENT ADAPTÉ À LA STRATÉGIE.

Celui-ci devra comporter notamment :

- Un fonds stratégique pour le développement des industries dans les EnR: il viendrait en renforcement du Fonds actuel de maîtrise de l'énergie dont les ressources sont insuffisantes au regard de la stratégie. Il devra ainsi être en mesure de financer les programmes de R&D et des projets pilotes d'intégration industrielle. Ses ressources pourraient provenir de droits de douane, comme pour le fonds actuel, avec une assiette élargie aux équipements acquis par la STEG par exemple (voir le cas de la Corée). D'autres ressources devraient être sollicitées auprès des fonds internationaux dédiés tels que le GEF...
- Un mécanisme de garantie pour les activités des ESCO: ces acteurs n'ont pas pu se développer à ce jour, en raison surtout de l'absence de mécanisme de garantie sur les investissements à réaliser pour le compte de leurs clients. Ce sont pourtant des acteurs qui peuvent avoir un rôle très important dans l'efficacité énergétique.  
  
Il faut donc revoir les conditions de leur fonctionnement et doter le marché des mécanismes nécessaires pour qu'ils puissent opérer.
- Une société d'investissement énergétique (SIE) qui finance les projets d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. Cette société fonctionnerait sous le modèle du capital risque et soutiendrait les start-ups qui se lanceraient avec des projets innovants.

### CRÉER UN ORGANE DE PILOTAGE DE LA STRATÉGIE ET DE GOUVERNANCE DE LA FEUILLE DE ROUTE

Compte tenu de l'importance et de la complexité du sujet, il y a besoin de mettre en place une structure

responsable pour la mise en œuvre de la stratégie, qui ne devrait pas être prise en charge par la structure du ministère lui-même. En effet, celle-ci n'a pas la disponibilité requise pour assurer un pilotage serré du projet.

De son côté, l'ANME, qui a joué un tel rôle pour d'autres projets, n'est pas la structure idoine pour piloter une stratégie aussi ambitieuse. C'est en effet une agence d'exécution et non un organisme de pilotage. Sa mission ne lui confère pas l'autorité pour coordonner les autres parties prenantes. Il faut donc disposer d'un organe de pilotage de haut niveau, qui regroupe toutes ces parties et qui ait l'autorité pour agir en faveur de la mise en œuvre des actions.

Notons également qu'un tel organe devra être dissocié d'un futur organe de régulation, qui n'a pas de telles prérogatives en matière de pilotage d'une stratégie.



# Références bibliographiques

- EIA World Energy 2010 Analyse PwC.
- IRENA - Working Paper: - Renewable Energy Jobs: Status, Prospects & Policies - 2011.
- Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate? By Daniel M. Kammen, Kamal Kapadia, Matthias Fripp of the Energy and Resources Group - Goldman School of Public Policy - Université Californie – Berkeley 2004.
- Atelier sur les Perspectives et Opportunités d'emploi dans une Economie Verte en Tunisie - Bureau de l'ONUDI en Tunisie – Alcor - Décembre 2011.
- Identification des besoins en formation dans le domaine de la maîtrise de l'énergie en Tunisie – GIZ - Mars 2011.
- Energies renouvelables en Tunisie: Opportunités de développement & d'industrialisation – Document final mars 2010 GTZ.
- Institut PERI – USA 2009 – Etude de Pollin Heintz – Garret Peltier.
- An Overview of China's Renewable Energy Market, China Briefing, Juin 2011.
- Competition and Cooperation between Europe and China in the Wind Power Sector, Lema et al (2011) IDS Working Paper, V. 2011 N. 377.
- How China reshapes the dynamics of the global wind power industry Lema et Berger (2012).
- Can green sunrise industries lead the drive into recovery? The case of the wind power industry in China and India, UNIDO, 2009.
- <http://www.getsolar.com/blog/india-solar-mission-launched-aims-for-20-gw-by-2022/3103/>
- "Indian wind energy program: performance and future directions" , Rajsekhar et al (1999), Energy Policy, Vol. 27 (1999).
- Policy Paper on collaboration between European and Indian Wind Energy Sector, Suman et Burskens (2007).
- "Wind energy status in India: A short review", Sharma et al (2012), Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012).
- Status and Forecast of Wind Energy in Korea, Lee (2009).
- Doosan plans offshore manufacturing facility in Scotland, Paul Garrett, Windpower Monthly, 22 March 2011.
- Renewable Energy Development in South Korea, 2010 <http://www.renewableenergyworld.com>
- Prospects of the Renewable Energy Sector in Egypt: Focus on Photovoltaics and Wind Energy, GTZ, 2010.
- Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects, Fev 2011.
- Etude BAD sur la mise en valeur des énergies propres en Egypte - Oct 2011.
- Rapport de la commission européenne, analyse E-CUBE, 2013.
- BIRD – ESMAP : Evaluation du potentiel de fabrication des composants CSP dans la région MENA : Etude Ernst &Young et Institut Fraunhofer (Allemagne).

- Etude Fondatera – Syndex pour le compte du Plan Bleu: Impact emploi et formation du développement de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables dans les PSEM : Déc 2011.
- BIRD : Issues in estimating the employment generated by energy sector activities - Robert Bacon and Masami Kojima- Juin 2011.
- Methodology for calculating energy sector jobs – Greenpeace – ISF- Jay Rutovitz and Josh Usher – UTS 2010.
- Note de Recherche BIT 2012 : “L'investissement dans les énergies renouvelables crée des emplois”.
- Plan solaire tunisien - ANME.
- Maîtrise de l'énergie en Tunisie : Potentialités d'intégration industrielle et d'emplois : Néji Amaimia et Ezzedine Khalfallah.
- <http://www.ics.trieste.it>
- Projet MITRE : Monitoring & Modelling Initiative on the Targets for Renewable Energy.
- Conseil économique et social du Maroc – 2012 : l'Economie Verte : « Opportunités de création de richesses et d'emplois ».
- SAFIRE-RIOT: input-output model : Calculation of the employment impacts of renewables.

# Sigles et abréviations

ADEREE	Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (Maroc)
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
APRUE	Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
ATFP	Agence Tunisienne de Formation Professionnelle
ATPG	Association Tunisienne du Pétrole et du Gaz
BAD	Banque Africaine de Développement
BAU	Business as usual (poursuite des tendances actuelles)
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BM	Banque Mondiale
CITET	Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis
COMELEC	Comité Maghrébin de l'Electricité
CREG	commission de régulation de l'électricité et du gaz
CSP	Concentrated Solar Power
CTMCCV	Centre Technique de Matériaux de Construction et de la Verrerie
DGE	La Direction Générale de l'Energie
EAPP	East African Power Pool
EE	Efficacité énergétique
EGA	Environmental General Authority
ENIG	Ecole Nationale des Ingénieurs de Gabès
ENIM	Ecole Nationale des ingénieurs de Monastir
ENIT	Ecole Nationale des Ingénieurs de Tunis
EnR	énergies renouvelables
EPT	Ecole Polytechnique de Tunisie
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
ESSTT	Ecole Supérieure des Sciences en Technique de Tunis
ETAP	Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières
EWEA	The European Wind Energy Association
GECOL	General Electric Company of Lybia
GIZ	Gesellschaft fuer Internationale Zusammenarbeit
INT	l'Instance Nationale des Télécommunications
IRENA	International Renewable Energy Agency
ISSATG	Institut Supérieure des Sciences Appliquées et des Technologies de Gabès
MASEN	Moroccan Agency for Solar Energy

NOC	National Oil Company –Libye
l'OME	l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
ONEE	Office National d'Electricité et de l'Eau-Maroc
PSEM	pays du Sud et de l'Est méditerranéens
PSM	Plan Solaire Méditerranéen
PST	Plan Solaire Tunisien
R&D	Recherche et Développement
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
SAPP	South African Power Pool
SONATRACH	Société nationale de transport et de la commercialisation des hydrocarbures (Algérie)
SONELGAZ	Société Nationale de l'Electricité et du Gaz (Algérie)
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
tep	tonne d'équivalent pétrole
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UE	Union Européenne
UMA	Union du Maghreb Arabe
WAPP	West African Power Pool
WASP	Wien Automatic System Planning (modèle d'optimisation économique des plans d'expansion des systèmes de production d'électricité)



