



HAL
open science

L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d'échelles

Nadia Benalouache

► **To cite this version:**

Nadia Benalouache. L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d'échelles . Géographie. Aix-Marseille université; Université de Sfax 2017. Français. NNT: . tel-01595802

HAL Id: tel-01595802

<https://shs.hal.science/tel-01595802v1>

Submitted on 27 Sep 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Thèse présentée pour obtenir le grade de docteur
Aix-Marseille Université
Université de Sfax

UMR 7303 TELEMME – LR SYFACTE
École Doctorale 355 – Espaces, Cultures, Sociétés
École Doctorale – Lettres, Arts et Humanités

Discipline : Géographie

L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d'échelles

Par : Nadia Benalouache

Sous la direction de SYLVIE DAVIET, Professeur des Universités
et de ALI BENNASR, Professeur des Universités

Membres du jury :

Membre : MOURAD BEN JELLOUL, Professeur, Université de Tunis

Membre : ALI BENNASR, Professeur des Universités, Université de Sfax

Membre : SYLVIE DAVIET, Professeur des Universités, Aix-Marseille Université

Membre : MICHEL DESHAIES, Professeur des Universités, Université de Lorraine

Rapporteur : ADNANE HAYDER, Professeur des Universités, Université de Tunis

Rapporteur : ÉRIC VERDEIL, Professeur des Universités, Sciences Po-Paris

Date de soutenance : 30 juin 2017

Avant-propos

Le sujet de cette thèse de doctorat a été élaboré à partir de nos travaux de Master II portant sur l'entrepreneuriat de l'énergie solaire en Tunisie. Ce travail s'inscrivait dans un programme de recherche MeRsi-AUF-IRMC intitulé "*Les stratégies d'internationalisation des entreprises maghrébines et de réinvestissement des Maghrébins d'Europe. Vers un entrepreneuriat transméditerranéen ?*". Notre parcours de recherche s'est parfaitement articulé à ce programme scientifique plus vaste et collectif. Ainsi, à l'occasion de nombreuses rencontres académiques organisées dans ce cadre, nous avons pu éprouver la pertinence de nos questionnements et les amender par ailleurs.

Dans la perspective d'une recherche doctorale, une collaboration universitaire entre les deux rives nous est apparue comme une opportunité. Cette collaboration a été formalisée dans le cadre d'une cotutelle internationale entre Aix-Marseille Université et la Faculté des Lettres et Sciences Humaines de Sfax. L'obtention d'une bourse d'Aide à la Mobilité (BAM), octroyée par le Ministère des Affaires Etrangères et Européennes (MAEE) nous a permis de prétendre, entre septembre 2011 et décembre 2013, à un rattachement institutionnel et scientifique auprès de l'IRMC de Tunis et d'effectuer de nombreuses missions de recherche sur les terrains tunisien, algérien et marocain. En plus des facilités d'accès à l'information sur le terrain, l'immersion au sein du pays et de l'IRMC nous a permis de côtoyer de nombreux chercheurs en sciences humaines et sociales qui travaillent sur le Maghreb et d'assister à de nombreux séminaires et rencontres. Cela nous a notamment permis de nous familiariser avec les méthodes d'investigation sur ce terrain en particulier, et de vivre de l'intérieur les bouleversements révolutionnaires en Tunisie. Cette expérience nous a permis de comprendre plus globalement les défis contemporains qui se nouent aujourd'hui au Maghreb et de prendre de la hauteur sur notre propre objet.

Notre recherche sur le terrain, qui s'est déroulée en trois phases [cf. annexe n°1], nous a permis d'établir progressivement un réseau de contacts. Nous avons dû faire face à un certain nombre de difficultés durant ces phases expérimentales et, parmi elles, la méfiance des institutions et des entreprises qui, lors des premiers entretiens, nous renvoyaient systématiquement aux données publiques. À partir de la seconde phase de terrain, nous nous sommes donc prémunis d'autorisations de recherche, délivrées par l'IRMC. L'enregistrement des entretiens était très souvent refusé, ce qui prolongeait de manière conséquente la durée des interviews. Nous avons utilisé le plus souvent la langue française lors de nos entretiens, mais également la langue arabe (dialectal tunisien, algérien et marocain) et berbère (*amazigh*). Signalons également que nous avons été en contact avec de nombreux experts à l'occasion de forums et congrès professionnels rassemblant les institutions et les entreprises du monde méditerranéen de l'énergie.

Les situations de recherche auxquelles nous avons été confrontées ne nous ont pas permis d'avoir un processus de réflexion linéaire. L'approche développée présente un caractère expérimental important parce qu'elle procède par itérations entre hypothèses, observations empiriques, analyse(s) de données, bibliographie et questionnements dans un cadre de séminaires de recherche et de manifestations scientifiques relevant plus largement de ma formation doctorale qui s'est poursuivie au sein de l'UMR TELEMME (7303) et de la Maison Méditerranéenne des Sciences de de l'Homme (MMSH) à partir de 2014. C'est ainsi, que nous avons notamment participé au projet MUCONEM (Mutations contemporaines de l'énergie en Méditerranée) du programme HOMERE (CNRS), à un atelier de recherche interdisciplinaire MedEnergie du LabexMed de la MMSH, que nous avons pu co-organiser au sein du laboratoire TELEMME une journée d'étude sur la transition énergétique en Méditerranée publiée depuis au sein de la revue *Rives Méditerranéennes*, et que nous avons bénéficié d'une participation à la première école d'été AMU-IRD-AFD sur les Objectifs du Développement Durable (ODD).

Remerciements

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mes deux directeurs de thèse Sylvie Daviet et Ali Bennisr pour leur confiance et leurs conseils. Mon travail n'aurait pas été ce qu'il est sans cette collaboration scientifique entre les deux rives méditerranéennes.

Le travail d'investigation sur le terrain maghrébin aurait été très difficile sans le soutien financier du Ministère des Affaires Européennes et Étrangères (MAEE) et de l'Institut de Recherche sur le Maghreb Contemporain (IRMC) grâce auxquels j'ai pu bénéficier d'une Bourse d'Aide à la Mobilité.

Je remercie également les membres du Jury, Mourad Ben Jelloul, Ali Bennisr, Sylvie Daviet, Michel Deshaies, Adnane Hayder, et Éric Verdeil qui ont accepté de lire et d'évaluer ce travail

J'exprime ma profonde gratitude à l'ensemble des personnes avec lesquelles j'ai pu m'entretenir et qui m'ont permis de nourrir ma recherche et d'accéder aux informations. Cette thèse n'aurait pas pu aboutir sans l'aide du personnel relevant des ministères dédiés à l'énergie dans les trois pays du Maghreb mais également des personnes exerçant au sein des organisations régionales, des entreprises publiques comme privées, des agences de promotion des énergies renouvelables, des centres de recherche, des associations de la société civile, des associations d'électriciens et de régulateurs méditerranéens, des institutions financières internationales, régionales et nationales et enfin les experts indépendants. Je remercie tout spécialement Habib El Andaloussi, Abdelatif Bardach, Mohamed Berdaï, Abdelkrim Ghezal, Yacine Halimi, Najib Othmane, Noura Laroussi, Rafik Missaoui, Abdelouahab Mohamed Yacef et Jonas Zingerle.

Je remercie également le Laboratoire TELEMME et les directeurs successifs Jean-Marie Guillon, Maryline Crivello, Laure Verdon et Xavier Daumalin. Je tiens à remercier plus particulièrement Éric Caroll, Jacques Daligaux et Laurence Lablache.

J'ai pu également compter sur l'aide des membres du Laboratoire SYFACTE, notamment celle de Mongi Belarem, Ali Langar, Monaem Nasr, Taher Yengui que je remercie.

J'ai vécu une formidable expérience au sein de l'IRMC sur le plan scientifique comme humain. Elle n'aurait pas été si mémorable sans la présence d'Irène, de Romain, de Basma, de Sawssen, de Sayida, de Raja, de Christiane, de Hayat, de Alia, de Kmar, de Pauline, de Latifa, de Jallal, de Taoufik, de Fethi, de Myriam, de Charlotte et de tant d'autres. Une pensée particulière pour Stéphanie, Khaled et Noureddine qui m'ont apporté leur aide chaque fois que je l'ai sollicitée.

Ma thèse a su tirer profit d'échanges et de réflexions théoriques et méthodologiques enrichissants avec Kévin Duruisseau.

Merci à Mathieu Coulon pour ses précieux conseils en cartographie.

Merci à Julia et Loïc pour leur relecture ainsi que toutes celles et ceux qui ont contribué à mener à terme ce travail, en particulier Teteh, Perrine, Nora, Najate, Marie-My et Faty.

Je remercie ceux qui me sont chers. Leurs encouragements et leur affection m'ont accompagnée jusqu'à l'achèvement de cette thèse. Je remercie tout particulièrement mes frères, mes sœurs et mes belles-sœurs pour leur soutien et leur confiance. Merci à ceux qui m'ont accompagné par le passé et m'ont orienté vers les chemins de l'Université : Éliane Tiré, Philippe Carbone et Gérard Poiteau.

Mes plus profonds remerciements vont à mes parents. Tout au long de mon parcours, ils m'ont toujours soutenu, encouragé et aidé. Qu'ils trouvent, dans la réalisation de ce travail, l'aboutissement de leurs efforts ainsi que l'expression de ma plus affectueuse gratitude.

Sommaire

Avant-propos -----	3
Introduction générale -----	11
Partie I – La transition énergétique émergente : cadres contextuel, conceptuel et technique -----	27
Introduction de la première partie -----	29
Chapitre 1 – Les contraintes énergétiques et climatiques mondiales : la remise en cause du modèle énergétique maghrébin -----	31
Chapitre 2 – La transition énergétique : concept et outils d’analyse en géographie -----	67
Chapitre 3 – L’énergie solaire au cœur de la transition énergétique « bas carbone » et son mode de déploiement -----	93
Chapitre 4 – La Méditerranée : un laboratoire d’examen de la transition énergétique émergente -----	115
Conclusion de la première partie -----	130
Partie II – L’électricité, un facteur d’intégration régionale en Méditerranée. Une géographie des réseaux -----	133
Introduction de la deuxième partie -----	135
Chapitre 5 – L’intégration régionale au Maghreb : le rôle de l’électricité dans le processus d’intégration -----	137

Chapitre 6 – Une intégration régionale de l’électricité encouragée dans un cadre euro-méditerranéen -----	179
Chapitre 7 – Transition énergétique et Plan Solaire Méditerranéen : un facteur de renforcement de l’intégration régionale -----	207
Conclusion de la deuxième partie -----	253
Partie III – L’émergence de modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement de l’énergie solaire au Maghreb. Une approche comparée -----	255
Introduction de la troisième partie -----	257
Chapitre 8 – Conditions, freins et modalités au développement de l’énergie solaire au Maghreb -----	259
Chapitre 9 – Vers une nouvelle géographie de l’électricité au Maghreb ? -----	333
Conclusion de la troisième partie -----	389
Conclusion générale -----	391
Bibliographie -----	407
Annexes -----	441
Liste des acronymes -----	453
Liste des cartes -----	459
Liste des encadrés -----	461

Liste des figures -----	463
Liste des graphiques -----	465
Liste des photos -----	467
Liste des tableaux -----	469
Table des matières -----	471

Introduction générale

L'énergie est un facteur essentiel du développement des sociétés (George, 1950 ; Cottrell, 1955 ; Bauby, 1995 ; Ayres, 2009 ; Boiteux *et alii*, 2010 ; Carbonnier, Grinevald, 2011). Il paraît donc difficile de dissocier le système énergétique d'une société de son mode de développement économique et de ses réalités sociales. En effet, la transition énergétique « *is not limited to energy systems themselves, but extends to their patterns of economic growth and development* » (Bridge *et alii*, 2013, p. 337). Le modèle énergétique qui se diffuse actuellement dans le monde, et dans lequel s'inscrit le modèle énergétique maghrébin dominé par les hydrocarbures, fait face à deux contraintes majeures : la raréfaction des ressources fossiles et fissiles à l'échelle humaine (Merlin, 2008 ; Rojey, 2008 ; Chevalier *et alii*, 2012) – contrainte souvent associée à une autre préoccupation, la volatilité des cours de l'énergie – et le phénomène du réchauffement climatique (Rojey, 2008 ; Tsayem-Demaze, 2011 ; Deshaies, Baudelle, 2013). Ce contexte questionne la durabilité du système énergétique, et appelle plus largement à une redéfinition profonde des besoins et des modes de consommation, ainsi qu'à l'émergence ou au retour (Brücher, 2009) à de nouvelles sources et formes de production d'énergie. Le modèle énergétique dominant, qui influence les règles actuelles de la croissance économique et du développement, est, au sens du rapport Brundtland (1987), non durable, ce qui favorise la montée en puissance du concept de transition énergétique (Rojey, 2008 ; Raineau, 2010 ; Smil, 2010 ; Bridge *et alii*, 2013 ; Chevalier *et alii*, 2013 ; Duruisseau, 2014 ; Zelem, Beslay, 2015).

Le terme de « transition » désigne un système caractérisé par un changement profond, qui évolue d'une configuration dominante à une autre. La transition d'un système suit généralement une trajectoire faite de fluctuations autour d'une tendance vers une autre tendance. L'objectif est alors de comprendre ce qui conduit une trajectoire vers cette autre tendance (Scheffer *et alii*, 2012). La plupart des auteurs considèrent deux types de transition : celles qui résultent d'une perturbation exogène et celles qui découlent d'interactions endogènes au système (Sanders, 2014). La transition énergétique « bas carbone »¹ a pour spécificité de reposer sur un perturbateur à la fois endogène à son système, le caractère épuisable des ressources fossiles, et exogène, le réchauffement climatique, contrainte globale et inédite dans l'histoire longue des transitions énergétiques (Debeir *et alii*, 1986 ; Grübler, 1998, 2004, 2010 ; Melosi, 2006 ; Smil, 2010 ; Arnoux, 2010). Le réchauffement climatique, qui « force » et suscite une transformation dans le système énergétique dominant, rend cette transition énergétique « institutionnalisable », à l'instar du développement durable, et émane le plus souvent de volontés délibérées. Pour Smil (2010), cette transition, dominée par des préoccupations environnementales au niveau global, et en particulier l'incertitude quant aux

¹ Terminologie empruntée à Bridge *et alii* (2013) qui désignent la transition émergente comme une « *low carbon transition* ».

impacts du changement climatique, sera impulsée par les pouvoirs publics et orientée selon leurs objectifs. En effet, « *nous ne pouvons nous en remettre à l'entropie et à la finitude des réserves [car] pour des raisons climatiques et plus généralement écologiques, il faut absolument produire une contrainte politique* » (Fressoz, 2013, p. 16). Le concept émergent de « transition énergétique » possède, à ce titre, une forte résonance politique, car suivant les définitions qu'il recouvre, ce dernier peut justifier différentes orientations et stratégies d'action. Les Sciences Humaines et Sociales (SHS) contribuent à la compréhension des processus politiques et aux débats publics portant sur ces nouvelles formes d'énergie (Labussière, Nadaï, 2015).

Le terme de transition énergétique est utilisé pour la première fois au début des années 1980 (Krause *et alii*, 1980). La définition la plus générique de la transition énergétique renvoie au passage d'un modèle reposant majoritairement sur les énergies fossiles vers un nouveau modèle énergétique fondé en majeure partie sur les énergies non carbonées. Nous soutenons l'idée que l'innovation technique pour engager cette transition est nécessaire mais non suffisante. En effet, **ce processus est multiforme et multidimensionnel**, car « *les dynamiques de transition se présentent [...] comme le résultat de processus interactifs complexes entre des marchés, des technologies, des institutions, des politiques publiques, des comportements individuels sur fond de tendances économiques, techniques et socioculturelles* » (Rumpala, 2010). Les Sciences Humaines et Sociales ont donc un rôle à jouer dans la lecture et l'analyse de ce processus. Les causes de ce dernier ayant été largement investies, il reste à mettre en évidence les modalités de sa mise en œuvre ainsi que ses impacts, tant du point de vue politique, économique, social que géographique.

« *La géographie s'intéresse depuis longtemps déjà à la question de l'énergie, car l'énergie est une clé de lecture des territoires* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p.23). Dans la **discipline géographique**, la thématique a été abordée à partir de plusieurs entrées : les structures de production et de consommation, les structures spatiales, les réseaux techniques, les acteurs et les marchés (Brunet *et alii*, 2005 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a). Mérenne-Schoumaker rapporte que les structures et les dynamiques territoriales sont avant tout conditionnées par la disponibilité des ressources énergétiques et que « *la discordance entre les zones de production et de consommation impliqu[e] des flux de matière énergétique et a fortiori des transports* ». Les sources d'énergies solaires modifient, cependant, la répartition géographique « traditionnelle » des disponibilités énergétiques, longtemps associées aux énergies de stock, car elles sont de faible densité énergétique et distribuées de manière plus homogène sur les territoires (Barnet, 1983 ; Brücher, 2009 ; Smil, 2010, Debeir *et alii*, 1986 ; 2013 ; Deshaies, Baudelle, 2013). L'énergie solaire, qui est une énergie de flux, réintroduit ainsi une proportionnalité entre rendement et surface de production (Bonnal, Rossetti, 2007 ; Brücher, 2009 ; Fouquet, 2010 ; Deshaies, Baudelle, 2013 ; Durand *et alii*, 2015). Par ailleurs, la discordance entre les zones de production et de consommation est a priori rompue avec

l'énergie solaire, qui peut être produite et consommée localement. Le développement de l'énergie solaire peut par conséquent avoir une influence nouvelle sur les types d'organisation spatiale. Les mutations énergétiques en cours supposent une nouvelle approche géographique de l'énergie, du fait notamment du déploiement de nouvelles sources d'énergies renouvelables, de l'optimisation nouvelle des réseaux électriques, de la relocalisation des systèmes énergétiques (ou électriques), de l'émergence de nouveaux acteurs, de l'apparition de nouveaux espaces de l'énergie ou encore du rapport bouleversé de l'offre et de la demande.

Notre thèse interroge la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » au **Maghreb**, sous l'angle du développement de l'énergie solaire, dans des pays qui n'ont aucun engagement contraignant en matière de réduction des gaz à effet de serre dans le cadre du protocole de Kyoto (pays de l'annexe II). Les trois pays du Maghreb présentent, par ailleurs, des profils énergétiques extrêmement hétérogènes, l'Algérie est exportatrice d'hydrocarbures tandis que le Maroc dépend à plus de 96 % des importations d'énergie. La Tunisie, qui enregistre un déficit de sa balance énergétique depuis 2001, est devenue importateur net. Chacun des mix de consommation énergétique, en revanche, illustre, à l'instar de nombreux pays arabes, le « tout hydrocarbures » (Favennec, 2009 ; Mons, 2011). Bien que les besoins diffèrent, les enjeux relatifs au développement de l'énergie solaire à la fin de la décennie 2000 au Maghreb ne se limitent pas à la seule préoccupation du réchauffement climatique, mais ouvrent des perspectives d'autosuffisance énergétique et constituent une opportunité technologico-industrielle majeure pour le développement de ces jeunes nations.

Le choix d'un objet technique

Le recours à l'énergie solaire repose sur plusieurs formes d'exploitation et renvoie à différents procédés techniques et potentialités énergétiques. Notre travail s'intéresse aux **dispositifs solaires et hybrides dédiés à la production d'électricité et connectés au réseau**. L'ensemble des procédés servant à produire de l'électricité à partir de l'énergie solaire sont pris en considération, à savoir la technologie photovoltaïque (PV) et thermodynamique (CSP) ainsi que les systèmes hybrides solaire-gaz, technologies en présence au Maghreb.

L'étude des dispositifs euro-méditerranéens de promotion de l'énergie solaire, qui visent à déployer des unités de production d'électricité d'origine renouvelable à grande échelle au Sud de la Méditerranée (Plan Solaire Méditerranéen, Desertec Industrial Initiative) et à les relier électriquement entre elles et/ou directement au réseau électrique européen explique, entre autres, le choix de ne considérer que les installations connectées au réseau électrique. Cette perspective soulève des problématiques liées à l'intégration électrique des territoires et à leur mise en réseau (matérielle). Ainsi, la question des infrastructures de production de l'électricité mais également celle de son évacuation doivent être appréhendées.

Justification du terrain d'étude

Le choix des trois pays du Maghreb répond à l'exigence d'une cohérence territoriale [cf. figure 1]. Les pays retenus sont dotés d'un potentiel d'ensoleillement considérable, en raison notamment de la présence du désert saharien, un des gisements solaires les plus importants au monde. Les superficies très étendues, la quasi-absence de conflits d'usage – notamment avec l'agriculture – expliquent l'attention portée à la zone dans le cadre des projets euro-méditerranéens. Aussi, « *c'est sur la production de l'énergie solaire que se fixe le rêve « développementiste » du Sahara. C'est sur elle qu'on table pour répondre à l'essentiel des besoins énergétiques de la région euro-méditerranéenne* » (Henry et alii, 2013, p. 3).

Les applications solaires à concentration et dans une moindre mesure, photovoltaïques – centrales photovoltaïques au sol (CPVS) par exemple – exigent, qui plus est, une forte irradiation solaire sur des périodes relativement longues pour être économiquement viable et rentable (Ferrière, Flamant, 2004). L'un des enjeux technico-économiques actuels majeurs réside dans l'exploitation industrielle à grande échelle de ce type de dispositif. En outre, à la différence des ressources en hydrocarbures qui concernaient avant tout l'Algérie, la ressource solaire, relativement bien répartie sur les territoires du Maghreb, fait une place inédite au Maroc et à la Tunisie.

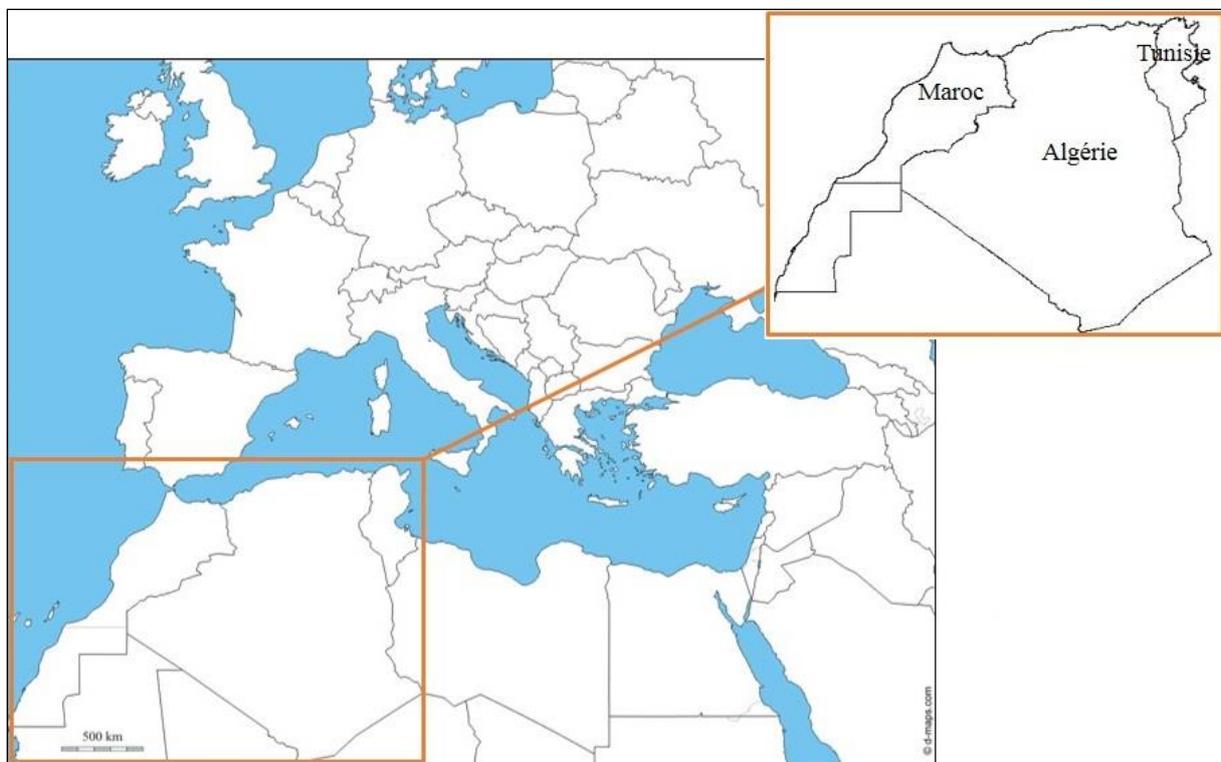


Figure 1 – Le Maghreb central

Le choix du Maghreb offre également d'analyser un contre-exemple dans les enjeux territoriaux de la transition énergétique « bas carbone ». L'organisation des pays du Maghreb

repose encore sur une déconcentration administrative, malgré les réformes entreprises dans le sens d'une plus grande décentralisation des pouvoirs² (Zriouli, 2012 ; Ressami, 2013 ; Lokrif, Moisseron, 2014 ; Labiadh, 2016). L'influence du pouvoir central sur les décisions prises aux échelles infra-étatiques est forte et s'opère notamment au travers de représentants de l'État. Cette réalité institutionnelle n'a pour le moment pas permis l'émergence de « territoires » locaux au Maghreb, espaces délimités, sur lesquels s'exercent le plus souvent l'autorité d'organes élus (et non nommés par l'État) disposant de pouvoirs significatifs. Or, l'existence de territoires témoigne d'une appropriation par les acteurs locaux (élus, associations, entreprises, acteurs ordinaires). La notion de territoire permet ainsi, à la différence de celle d'espace, de souligner le rôle de l'acteur (Raffestin, 1986 ; Daviet, 2005 ; Claval, 2007 ; Benko, 2008) à différents niveaux d'exercice et de gestion des pouvoirs.

Mises à part des formes de politisation locale de la question énergétique (Jaglin, Verdeil, 2013), promues par des associations de la société civile ou des municipalités, il est inapproprié, dans ce contexte de forte centralisation administrative, de parler de territorialisation³ des énergies renouvelables au Maghreb. D'après Jaglin et Verdeil (2013, p.7), l'hypothèse d'« *une montée en puissance des pouvoirs locaux dans la gouvernance énergétique* » n'est pas vérifiée au sud de la Méditerranée, du moins pour le moment. Il n'est donc pas pertinent de déceler au Maghreb une quelconque « revanche des territoires »⁴. En dépit de ce constat, une transition énergétique « bas carbone » s'opère au Maghreb. Elle est, entre autres, le fruit de projets imaginés par des structures supranationales et décidés au plus haut niveau des États. En observant une transition énergétique qui s'opère principalement « par le haut », notre recherche s'inscrit de fait à contre-courant de nombreux travaux qui se proposent d'étudier une transition énergétique « par le bas », émanant du local (Vaché, 2009 ; Cacciari *et alii*, 2014 ; Bally, 2015 ; Durand *et alii*, 2015 ; Pierre, 2015).

Par ailleurs, en dehors des rapports d'expertise (UNECA, 2012), très peu d'études académiques ont été conduites sur la transition énergétique au Maghreb ou dans les pays qui le composent (Brand, Zingerle, 2011 ; Bolzon *et alii*, 2013 ; Jaglin, Verdeil, 2013 ; Rocher, Verdeil, 2013) ; la majorité des contributions scientifiques sur la transition énergétique étant dédiées aux Pays du Nord (PN). Autant de raisons qui justifient le choix du Maghreb comme terrain d'étude.

² Cf. Article 129 de la constitution de la République tunisienne adoptée le 26 janvier 2014 ainsi que la politique sur la « régionalisation avancée » au Maroc.

³ La territorialisation s'entend en géographie comme un processus de décentralisation qui permet d'inscrire l'action publique à une échelle infra-nationale (Reghezza-Zitt, 2012). Pour certains auteurs (Douillet, 2003 ; Douillet, De Maillard, 2007), la territorialisation constitue même une des conséquences inattendues du processus de la décentralisation des pouvoirs en même temps qu'elle sert l'affirmation des acteurs locaux.

⁴ Cette expression a été forgée par Labussière et Nadaï (2015) pour évoquer, le cas échéant, le rôle des territoires dans la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ».

Approche systémique et systèmes sociotechniques

Notre approche est systémique. En s'intéressant à un objet technique⁵, la thèse révèle les enjeux multiples (économique, politique, spatial et social) que sous-tend son déploiement au Maghreb. Nous tentons de comprendre dans quelle mesure l'objet technique est à l'interface de ces différentes sphères [cf. figure 2]. Cette approche systémique invite ainsi à ne plus « raisonner par filières, ni à partir de la simple métrique des capacités productives installées » (Labussière, Nadaï, 2015, p. 11). Elle nous permet d'appréhender la complexité de la technologie en la « dépliant », afin d'éclairer « les processus et les liens indissociablement sociotechniques qui la portent à existence et la constituent » (Labussière, Nadaï, 2015, p. 25). Il s'agit de dépasser la simple étude de l'objet technique et d'envisager l'insertion de ce dernier dans l'espace, les logiques organisationnelles qui l'entourent ou encore le processus de sa mise en marché.

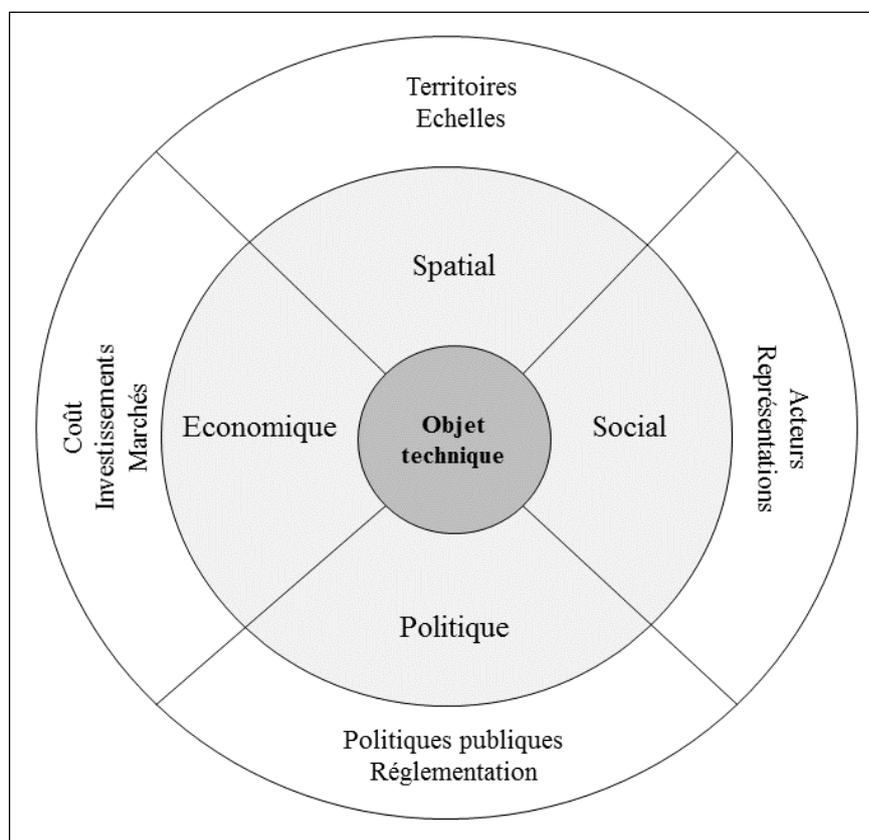


Figure 2 – L'étude d'un objet technique dans une approche systémique

L'étude des transitions énergétiques passées (Debeir *et alii*, 1986 ; Grübler, 1998, 2004, 2010 ; Melosi, 2006 ; Smil, 2010) montre que certaines d'entre elles ont entraîné des mutations profondes dans les systèmes sociotechniques en place, à l'image des deux transitions énergétiques majeures – *two fundamental transitions* – mises en évidence dans les travaux de Smil (2010). Plusieurs travaux récents s'accordent à dire que la transition énergétique

⁵ Infrastructure de réseau électrique et unités de production électrique à partir de l'énergie solaire.

émergente peut être une transition majeure (Smil, 2010 ; Raineau, 2010 ; Rumpala, 2010 ; Jaglin, Verdeil, 2013 ; Duruisseau, 2014). Elle devrait conduire à une refonte des systèmes sociotechniques énergétiques, définis comme des « *dispositifs relativement stables associant des éléments matériels (infrastructures, équipements), des acteurs sociaux (fabricants de matériel, producteurs et fournisseurs de services, décideurs publics, usagers...), des cadres réglementaires, des normes mais aussi des valeurs et des représentations intériorisées par les différents acteurs* » (Jaglin, Verdeil, 2013, p.10). Aussi, « *une des questions [...] posées à la recherche concerne les mécanismes et les phases du changement sociotechnique* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). Il s'agit dès lors de considérer les systèmes socio-techniques au cœur de la transition énergétique. Les études sur les processus de transition s'appuient généralement sur un modèle, un schéma explicatif « *for analysing stability, change and transitions in socio-technical systems* » (Raven *et alii*, 2012, p. 63). Souvent adapté à des cadres théoriques et pratiques divers, nous utilisons ici le modèle du *Multi-Level Perspective* (MLP) forgé par Geels (2002) dans notre analyse du processus de transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

Une démarche multiscalaire

Notre démarche est multi-scalaire. Le terme d'échelle, très polysémique et au centre des travaux de nombreuses disciplines, est défini dans notre travail « *as the analytical dimension used to measure and study any phenomenon (e.g. time, structure and space)* » (Gibson *et alii*, 2000, p. 218). Nous étudions le processus de transition énergétique au Maghreb en l'inscrivant principalement dans un cadre global, régional et national, contextes au sein desquels les enjeux de l'énergie solaire diffèrent mais sont le plus souvent complémentaires. Compte tenu de la faiblesse voire de la marginalisation des pouvoirs locaux dans ces pays (Barthel *et alii*, 2013), l'échelon local – comme échelle d'analyse – est secondaire dans notre recherche⁶. Cet échelon local est néanmoins convoqué pour une étude de la distribution spatiale des dispositifs solaires et hybrides au Maghreb.

Pour appréhender la transition énergétique au Maghreb, **deux échelles cibles** ont été privilégiées : l'échelle euro-méditerranéenne et l'échelle nationale car le processus qui s'engage s'inscrit surtout dans ce double contexte.

Dans le contexte euro-méditerranéen, des initiatives ont été mises en place pour appuyer le développement à grande échelle de l'énergie solaire, qu'elles émanent de dispositifs intergouvernementaux (Plan Solaire Méditerranéen (PSM) en 2008), de consortia industriels privés (Desertec Industrial Initiative, Medgrid en 2009) ou de bailleurs de fonds (The World Bank CSP MENA Initiative en 2009). Cette approche repose non seulement sur la construction de capacités électriques additionnelles solaires, mais également sur l'exportation d'une partie de cette électricité vers l'Europe. Il s'agit de rentabiliser le coût élevé des infrastructures de

⁶ Nous l'explicitons plus longuement par la suite.

production et de transport d'électricité et de susciter, par ailleurs, l'intérêt des pays du Sud, ainsi constitués en exportateurs potentiels. Dans le cadre du "Paquet énergie-climat" de l'Union européenne (UE) adopté en décembre 2008, l'article 9 de la directive communautaire du 23 avril 2009⁷ autorise les pays membres de l'UE à importer de l'électricité d'origine renouvelable depuis les pays tiers – c'est-à-dire en dehors de la zone communautaire – afin de leur permettre d'accroître la part d'électricité d'origine renouvelable dans le mix-énergétique national⁸. L'approche régionale adoptée par le PSM permet notamment d'assurer l'amortissement des investissements à une échelle économique pertinente. En effet, un cadre politique et opérationnel rassure les investisseurs et permet de partager les coûts (Pariente-David, 2009). Les choix technologiques promus dans ce cadre renvoient à des enjeux économique-industriels, spatiaux et sociaux d'envergure. Les « mégaprojets » tels que le PSM, Desertec Industrial Initiative ou encore Medgrid ont été conçus dans un contexte euroméditerranéen plus large, dans lequel un processus d'intégration régionale est recherché (Bairoch, 1998 ; Nicolas, 2003 ; Taillard, 2004 ; Beckouche, Richard, 2005 ; Richard, Zanin, 2009 ; Zriouli, 2012 ; Gana, Richard, 2014 ; Richard, 2014). Ce dernier fut politiquement initié suite à la Conférence de Barcelone en 1995. Dans le domaine de l'énergie, les dynamiques d'intégration régionale sont antérieures à l'avènement de la transition énergétique « bas carbone » et au développement de l'énergie solaire. Cette historicité concerne notamment les réseaux électriques. Le PSM et les initiatives industrielles associées (*Desertec Industrial Initiative, Medgrid*) répondent à la fois à l'enjeu ancien de la sécurité des approvisionnements énergétiques et à l'impératif récent de durabilité dans la région méditerranéenne, en état d'urgence climatique. Les ambitions de ces « mégaprojets » naissent cependant dans un contexte géopolitique très instable en Méditerranée, marqué par des bouleversements d'une exceptionnelle intensité (« printemps arabe », crise syrienne, menace terroriste).

Dans le contexte national, les trois pays du Maghreb ont formulé des politiques de développement des énergies renouvelables, et élaboré, pour leur mise en œuvre, des plans solaires nationaux et des programmes de développement des énergies renouvelables⁹, aux objectifs ambitieux (Plan Solaire Marocain, Plan Solaire Tunisien, Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (PNEREE) en Algérie). Les politiques dans le domaine de l'énergie solaire s'insèrent plus largement dans des programmes et politiques d'énergies renouvelables mais nous restons focalisés sur l'énergie solaire pour la production d'électricité. De nouveaux acteurs sont ainsi apparus, tandis que d'autres, plus anciens, ont élargi leurs domaines de compétences, en premier lieu les opérateurs historiques. Le développement des énergies renouvelables favoriserait, en effet, une multiplication et une

⁷ Directive 2009/29/CE modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

⁸ Depuis la désapprobation du *Master Plan* du PSM en décembre 2013, la perspective d'exportation vers l'Europe a été provisoirement abandonnée. L'approche du PSM s'est depuis recentrée sur le développement à grande échelle des énergies renouvelables au Sud de la Méditerranée.

⁹ Les politiques dans le domaine de l'énergie solaire s'insèrent plus largement dans les programmes et politiques d'énergies renouvelables mais nous restons focalisés sur l'énergie solaire pour la production d'électricité.

diversification des acteurs (Dunsky, 2004), offrant notamment à l’initiative privée et étrangère une marge de manœuvre plus grande. L’entrée en matière d’acteurs nouveaux, en particulier sur le segment de la production d’électricité, est tributaire de réformes juridiques et réglementaires dans le secteur de l’énergie. Pour autant, le mouvement d’ouverture du secteur se confronte au Maghreb à des blocages ou « lock-in » (Unruh, 2000), notamment institutionnels, compte tenu des conflits entre acteurs (Barthel *et alii*, 2013 ; Jaglin, Verdeil, 2013). C’est pourquoi, « *the relationships of power between protagonists [...] need to be examined* » (Rocher, Verdeil, 2013, p. 279).

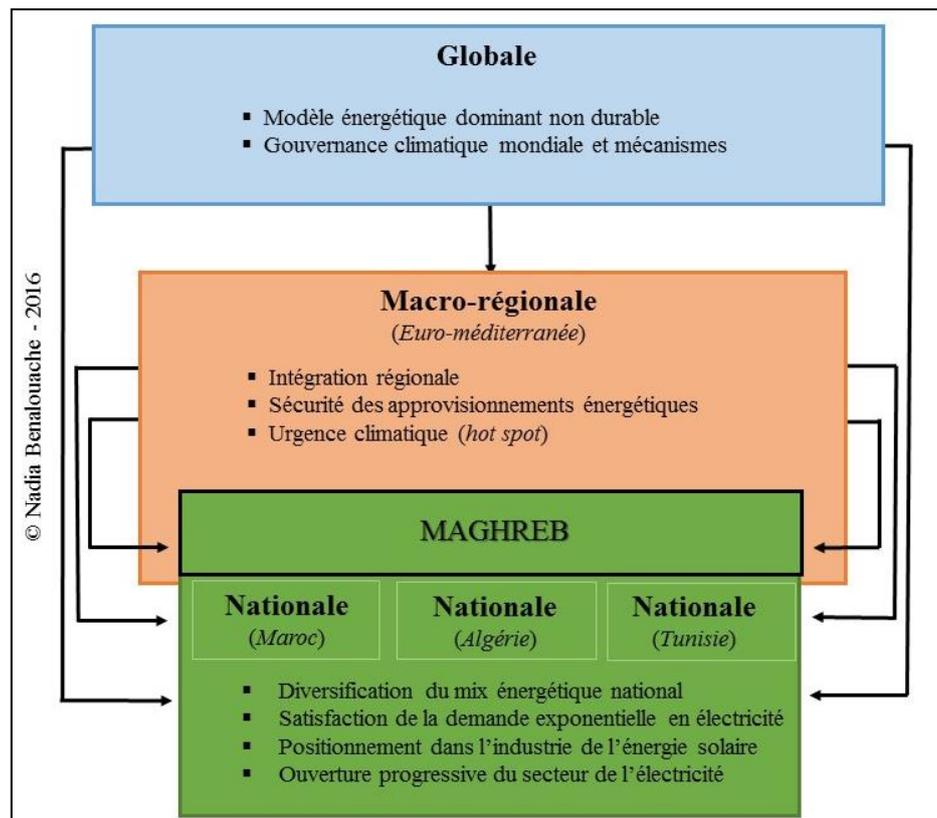


Figure 3 – La transition énergétique au Maghreb : les enjeux de chaque niveau scalaire

Il est à noter que l’échelle régionale renvoie dans notre étude à deux grandes réalités géographiques [cf. figure 3]. En effet, elle se réfère selon les cas à l’échelle macro-régionale (euro-méditerranéenne)¹⁰ ou à l’échelle maghrébine, le Maghreb étant ainsi entendu comme un ensemble géographique¹¹.

Notre propos interpelle donc différents niveaux de réflexion et de décision, tout en privilégiant la focale maghrébine. L’analyse de la transition énergétique « bas carbone » ne peut se concevoir en dehors de cette multiscalarité. Cette dernière nous permet de saisir les enjeux à la fois relationnels et spatiaux de la problématique énergétique au Maghreb.

¹⁰ L’échelle macro-régionale méditerranéenne peut parfois désigner la région MENA.

¹¹ Le Maghreb peut être considéré comme une sous-région de cet ensemble méditerranéen.

Cette approche par échelles est complétée par une approche géographique plus large de la transition énergétique « bas carbone ». Les concepts de la géographie (localisation, échelle ou mise à l'échelle, paysage ou encore contiguïté et dispersion) nous permettent d'éclairer les implications géographiques de la diffusion des technologies solaires. À partir de ces enseignements, nous élaborons une grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone » qui permet de procéder à l'examen des logiques spatiales et organisationnelles du déploiement des technologies solaires.

Question de recherche, objectifs et hypothèses

Notre question de recherche est donc définie comme suit : **en quoi le double contexte euro-méditerranéen et national de déploiement de l'énergie solaire nous éclaire-t-il sur la manière dont se négocie et s'opère la transition énergétique au Maghreb ?**

Notre thèse poursuit **trois objectifs principaux** : [1] Révéler, à travers une géographie des réseaux électriques, les dynamiques d'intégration régionale ; [2] Mettre en évidence le cadre d'action dans lequel l'intégration énergétique au Maghreb prend effectivement forme et est encouragée ; [3] Montrer les impacts des technologies solaires et hybrides sur la (re)configuration des systèmes techniques.

Notre réflexion repose sur une **hypothèse centrale**, selon laquelle **l'introduction de l'énergie solaire bouleverse le paysage énergétique traditionnel au Maghreb**, dominé par les hydrocarbures. Ce questionnement s'appuie sur trois sous-hypothèses : [1] Le cadre d'action euro-méditerranéen impulse et oriente les choix technologiques effectués au niveau national; [2] Les choix technologiques effectués contribuent à définir des modèles spatiaux et organisationnels de déploiement des technologies solaires et hybrides ; [3] Avec le développement de l'énergie solaire, on assiste à une multiplication et une diversification des sites et des acteurs de la production d'électricité [cf. figure 4].

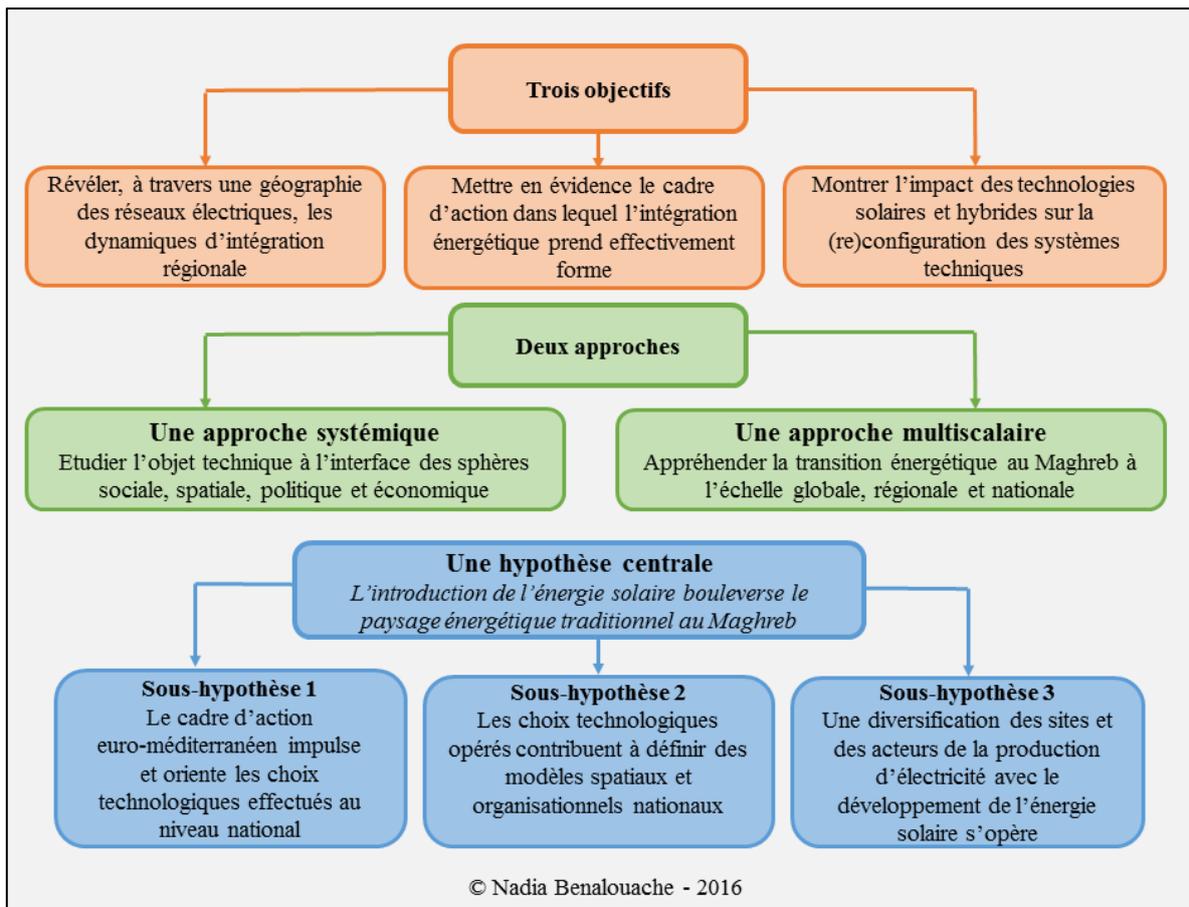


Figure 4 – Objectifs, approches et hypothèses de la thèse

Mobilisation des sources et méthodologies de la recherche

Notre corpus bibliographique est composé d'articles et d'ouvrages académiques, et de thèses de Doctorat majoritairement anglophones et francophones. Les références sont pluridisciplinaires, relevant des SHS (Géographie, Histoire, Sociologie, Anthropologie) ainsi que de la Démographie, des Sciences Économiques, des Sciences de Gestion, des Sciences Politiques, Juridiques et enfin, des Sciences techniques et de l'Environnement. La transition énergétique, concept clef dans notre étude, est un objet de recherche en construction, à l'interface de plusieurs disciplines.

Outre le corpus bibliographique, nous avons eu recours à d'autres sources d'information. Les comptes rendus, les rapports de rencontres organisées par des structures telles que l'Assemblée Parlementaire de la Méditerranée, l'Université Hassan II de Casablanca, la "Fondation Partager le Savoir" ainsi que les rapports des observatoires et organismes d'expertise sur l'énergie en Méditerranée – Plan Bleu, Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), Institut de prospective du monde méditerranéen (IPEMED) – ont été utilisés. Les prises

de notes lors de congrès et forums professionnels¹² ont également été mises à profit (rencontres B to B). Les Journaux et Bulletins Officiels (Journal Officiel de la République Tunisienne, Journal Officiel de la République Algérienne, Bulletin Officiel du Royaume du Maroc) nous ont permis d'obtenir des informations sur les cadres réglementaires et législatifs qui régissent le secteur de l'énergie dans chacun des pays. Des recherches ont été effectuées auprès des services de documentation des Ministères (Ministère de l'Énergie et des Mines, Ministère de l'Aménagement du Territoire, etc), des agences spécialisées – Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME), Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (ADEREE) – et des centres de recherche (Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) en Algérie, Institut de Recherche en Énergie Solaire et Énergies Nouvelles (IRESEN) au Maroc, etc).

Les données sont parfois inégales ou incomplètes selon le pays étudié, ce qui a rendu difficile l'exercice de la comparaison. Pour y remédier, certaines données brutes ont été par exemple agrégées, notamment pour notre étude à l'échelle méditerranéenne. Que ce soient les études énergétiques mondiales (Agence Internationale de l'Énergie (AIE), *British Petroleum statistical reviews*, etc.) ou encore régionales, rares sont celles qui reposent sur un découpage méditerranéen, à l'exception notable des rapports du Plan Bleu, dont les informations étaient toutefois insuffisamment actualisées. Les données mobilisées sont généralement fournies par des structures internationales telles que l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC), la Banque Mondiale, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel (ONUUDI) ou nationales comme l'Institut National de la Statistique (INS) en Tunisie, l'Office National des Statistiques (ONS) en Algérie ou encore le Haut-Commissariat au Plan (HCP) au Maroc.

Production de données

La caractérisation des unités électriques solaires et hybrides réalisées ou projetées – dont la mise en service est prévue avant l'année 2020 – a fait l'objet d'un travail de veille important. Nous avons élaboré **trois bases de données distinctes**, que nous avons confrontées quand cela était nécessaire : la première base de données rassemble l'ensemble des informations associées aux unités dites classiques (centrales thermiques et hydrauliques) en fonctionnement au Maghreb et la deuxième fait état des unités renouvelables (éoliennes et solaires, hybrides solaire-gaz) en activité ou en projet, dont le site géographique est connu et dont la date prévue de mise en service ne dépasse pas l'année 2020. Le relevé des données s'est arrêté le 30 juin 2016. Une troisième base de données, spécifique aux installations photovoltaïques surimposées au bâti en Tunisie, résulte d'un travail de référencement des adresses de clients tunisiens dont les installations photovoltaïques sont raccordées au réseau de la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (STEG). Chacune des adresses recensées a été classée suivant la

¹² Ils sont notamment organisés par la Chambre tuniso-allemande et algéro-allemande de commerce et d'industrie (AHK) ou le service économique de l'Ambassade de France en Tunisie (Ubifrance).

délégation et le district STEG desquelles elles relèvent. Elle prend en compte les installations photovoltaïques réalisées depuis le lancement du programme Prosol élec en 2009 jusqu'au 1 juillet de l'année 2013.

Les données portant sur les projets solaires ont été obtenues en croisant plusieurs sources d'informations et parmi elles, les bulletins statistiques du COMELEC (Comité Maghrébin de l'Électricité), les rapports ministériels, les plans et programmes nationaux des énergies renouvelables, les données de publicisation des projets via voie de presse. Elles ont été complétées par les informations issues de nos entretiens auprès des institutions spécialisées ou de recherche telles que l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME, Tunisie), l'Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (ADEREE – Maroc), *Moroccan Agency for Solar Energy* (MASEN), le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER), mais également auprès des opérateurs historiques ou de leur filiale (STEG en Tunisie, SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ ENERGIES RENOUVELABLES (STEG ER – Tunisie), OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE ET DE L'EAU POTABLE¹³ (ONEE – Maroc), SOCIETE NATIONALE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ – Algérie), COMPAGNIE DE L'ENGINEERING DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CEEG – Algérie), SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA, SKTM), des entrepreneurs tunisiens et marocains du secteur de l'énergie solaire, et enfin des développeurs de projets solaires au Maghreb, comme SOLAR MILLENIUM, ABENGOA SOLAR ou encore NUR ENERGIE. Les bailleurs de fond – Banque Africaine de Développement (BAD) ; Agence Française de Développement (AFD) – impliqués dans le financement des projets solaires nous ont également apporté des informations précieuses quant à l'avancement des projets.

Une enquête a également été réalisée auprès de 30 ménages tunisois équipés en panneaux photovoltaïques situés dans les districts STEG de l'Ariana, El Menzah, Tunis ville et le Bardo. Nous avons en outre interrogé un panel de 25 entreprises tunisiennes opérant dans le secteur de l'énergie solaire afin de déterminer le lieu de provenance des cellules photovoltaïques utilisées dans les équipements importés.

Les entretiens menés auprès des institutions (organisations intergouvernementales, nationales et autorités locales), des entreprises, des experts, des bailleurs de fond, des associations, nous ont permis d'appréhender le contexte de déploiement des l'énergie solaire dans chacun des pays. Nous avons sollicité un panel de points de vue le plus large possible pour croiser les informations, confronter les discours et révéler les conflits entre acteurs. Ces entretiens enrichissent les données chiffrées brutes par du qualitatif et du vécu de terrain. Ils explicitent le non-dit des chiffres. **Près de 235 entretiens**, essentiellement sous forme

¹³ L'OFFICE NATIONAL DE L'ELECTRICITE a absorbé en 2012 les activités de l'ancien OFFICE NATIONAL DE L'EAU POTABLE (ONEP), consacrant ainsi la convergence électricité et eau, avec le développement des techniques de dessalement et les STEP. Ainsi, en fonction de la période concernée, nous alternons dans notre propos "ONE" ou "ONEE".

d'entrevues, ont été menés [cf. annexe 2]. Après avoir quitté le terrain de recherche, les entretiens téléphoniques et les échanges par courrier électronique nous ont permis de poursuivre notre investigation et notre travail de veille.

La visite des unités électriques solaires pionnières a été l'occasion de constituer un **album de photographies** et de réunir de la documentation.

Analyse et traitement des données

Nous avons analysé l'ensemble des entretiens politiques, économiques, techniques et sociaux en procédant au croisement et à la confrontation des points de vue des enquêtés, afin de discerner les stratégies discursives des acteurs, de saisir la perception des enjeux auprès de chaque catégorie d'acteurs et d'en cerner les logiques internes. L'analyse transversale des contextes nationaux de développement des énergies renouvelables a également nécessité un effort de synthèse mis en forme dans des **tableaux et des schémas de synthèse**. Les bases de données ont été référencées et exploitées sur le logiciel *Excel*. Une **production cartographique** a été réalisée avec les logiciels *Mapinfo 11.0*, *Adobe Illustrator* et *Philcarto*. Afin de dégager les facteurs de localisation des installations photovoltaïques surimposées au bâti en Tunisie, nous avons produit une **Analyse en Composantes Principales (ACP)** à partir du logiciel R.

Plan de la thèse

La **première partie** pose les cadres à la fois contextuel, conceptuel et technique, nécessaires à l'appréhension de la transition énergétique émergente au Maghreb. Elle vise à définir les temporalités et les spatialités de la transition énergétique « bas carbone ». Le **chapitre 1** caractérise les contraintes énergétiques et climatiques mondiales auxquelles fait face le système énergétique dominant carboné – dans lequel s'inscrit le modèle énergétique maghrébin du « tout hydrocarbures » – et qui justifient d'amorcer un processus de transition énergétique « bas carbone ». Ce processus est replacé dans un cadre d'action plus global, le régime international du climat et le développement durable. L'étude se focalise sur les Pays Émergents et des Suds (PES). Le Maghreb est en effet tantôt analysé pour lui-même, tantôt inclus dans l'examen des PES. Le **chapitre 2** construit un cadre conceptuel à notre recherche, à partir de travaux de plusieurs disciplines des Sciences Humaines et Sociales (SHS). Il tente de saisir la richesse du concept de transition énergétique, de montrer la pertinence d'une approche systémique et multidimensionnelle des processus de transition et de souligner les apports de la géographie dans l'appréhension du processus de transition énergétique « bas carbone ». Il questionne aussi l'opérabilité du concept de transition énergétique au Maghreb. Le **chapitre 3** pose l'énergie solaire comme une opportunité majeure dans la mise en œuvre de la transition énergétique. Il construit un cadre méthodologique à notre recherche en proposant une grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone ». Il interroge la (re)configuration du système technique avec la diffusion des technologies solaires et hybrides

sous un angle spatial et organisationnel. Deux types de système technique en sont ressortis. Le **chapitre 4** définit les impératifs énergético-climatiques faisant de la région méditerranéenne un laboratoire d'examen de la transition énergétique.

La **deuxième partie** de la thèse montre dans quelle mesure l'électricité constitue un facteur d'intégration régionale, et analyse en particulier le rôle de l'énergie solaire dédiée à la production d'électricité dans le renforcement du processus d'intégration. Le **chapitre 5** analyse la place et le rôle de l'électricité dans les relations intra-maghrébines, au sein d'un cadre politique communautaire déficient, l'Union du Maghreb Arabe (UMA). Le **chapitre 6** replace le Maghreb dans un cadre de coopération plus large et plus fonctionnel, le cadre euro-méditerranéen, politiquement formalisé par le Partenariat de Barcelone. Il tente de saisir la manière dont les réseaux électriques, construits dans le cadre de différentes initiatives régionales, structurent les territoires. Les réseaux électriques déjà constitués sont considérés comme une ossature sur laquelle s'appuient le PSM et les initiatives industrielles qui le relaient. Le **chapitre 7** montre en quoi la transition énergétique « bas carbone » et le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) renforcent le processus d'intégration régionale de l'électricité, du fait notamment d'une densification du réseau d'acteurs autour du déploiement des technologies solaires. Il vise à définir le mode de déploiement des technologies solaires privilégié à cette échelle ainsi que les choix technologiques qui en découlent.

La **troisième partie** de la thèse vise à dégager, grâce à une approche transversale, des modèles nationaux de déploiement de l'énergie solaire à partir de la grille de lecture proposée dans le chapitre 3. Elle vise également à questionner plus largement l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb. Le **chapitre 8** caractérise et compare l'évolution des politiques de maîtrise énergétique dans les trois pays du Maghreb, qui connaissent un véritable tournant à partir de 2008 suite à l'élaboration de plans et programmes nationaux de développement des énergies renouvelables. En nous intéressant aux choix technologiques solaires effectués par les pays retenus et à la structuration des secteurs électriques maghrébins – notamment suite aux réformes entreprises dans le domaine des énergies renouvelables –, nous dégagons trois modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement des technologies solaires. Le **chapitre 9** valide l'hypothèse d'une nouvelle géographie de l'électricité, interrogée sous l'angle des espaces (zones d'implantation des unités électriques solaires et hybrides) et des acteurs de la production (opérateurs-exploitants et acteurs industriels). Elle montre dans quelle mesure cette nouvelle géographie de l'électricité est conditionnée par les choix technologiques opérés [cf. figure 5].

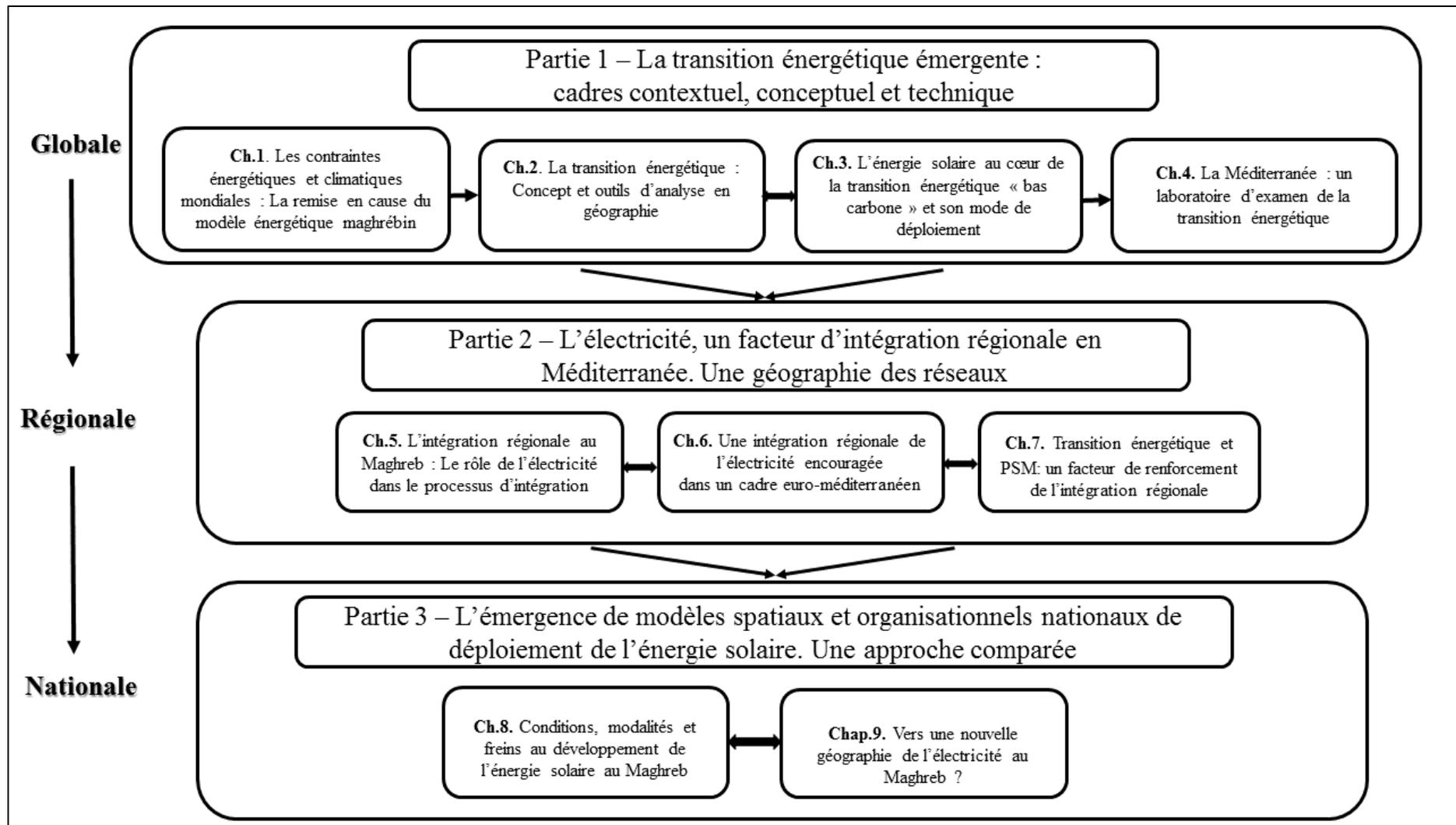


Figure 5 – L'arborescence de la thèse

Partie I

La transition énergétique émergente :
cadres contextuel, conceptuel
et technique

Introduction de la première partie

Le modèle énergétique qui se diffuse actuellement dans le monde, et dans lequel s'inscrit le modèle maghrébin dominé par les hydrocarbures, se confronte à deux contraintes majeures : (i) la raréfaction des énergies de stock (charbon, gaz naturel, pétrole, uranium) à l'échelle humaine (Merlin, 2008 ; Rojey, 2008 ; Chevalier *et alii*, 2012), contrainte souvent associée à une autre préoccupation – la volatilité de cours de l'énergie –, et (ii) le phénomène du réchauffement climatique d'origine anthropique (Rojey, 2008 ; Tsayem-Demaze, 2011 ; Deshaies, Baudelle, 2013). Ce modèle dominant repose sur un système énergétique carboné et énergivore qui s'est construit au moment des Révolutions Industrielles successives, amorcées dans les Iles Britanniques à la fin du 18^{ème} siècle, et qui s'est depuis diffusé dans de nombreuses régions du monde (Ahuja, Tatsutani, 2008). Il repose sur une exploitation massive d'énergies de stock, non renouvelables, et à haut rendement. Ces limites justifient d'engager une transition vers un système énergétique plus sobre et plus durable, faisant une place plus importante aux énergies renouvelables (énergies de flux).

La première partie pose les cadres à la fois contextuel, conceptuel et technique, nécessaires pour appréhender le processus de transition énergétique émergente au Maghreb. Elle vise à définir les temporalités et les spatialités de la transition énergétique « bas carbone ».

└ Le **chapitre 1** caractérise les contraintes énergétiques et climatiques mondiales qui justifient d'engager une transition énergétique « bas carbone » et replace le processus dans un cadre d'action plus global. Il montre notamment en quoi le modèle énergétique maghrébin est non durable.

└ Le **chapitre 2** construit un cadre conceptuel à notre recherche, qui se nourrit de travaux de plusieurs disciplines des Sciences Humaines et Sociales (SHS). Au travers de la littérature sur les systèmes sociotechniques, le chapitre montre la pertinence d'une approche systémique et multidimensionnelle de la transition énergétique « bas carbone » ainsi que les apports de la géographie dans son analyse. En replaçant la transition énergétique « bas carbone » dans un temps long, il questionne l'opérabilité du concept de transition énergétique au Maghreb.

└ Le **chapitre 3** pose l'énergie solaire comme une opportunité majeure dans la mise en œuvre de la transition énergétique. Il questionne la (re)configuration du système technique avec le déploiement des technologies solaires et hybrides au Maghreb.

└ Le **chapitre 4** définit les impératifs énergético-climatiques auxquels fait face la région méditerranéenne, qui en font un laboratoire d'examen de la transition énergétique. La Méditerranée se révèle être par là-même une échelle pertinente d'analyse.

Chapitre 1

Les contraintes énergétiques et climatiques mondiales : la remise en cause du modèle énergétique maghrébin

Le modèle énergétique dominant, qui a émergé et s'est façonné dans les Pays du Nord (PN), s'est progressivement étendu aux Pays Émergents et des Suds (PES) (Gras, 2015). Le décollage économique actuel des PES (Jaffrelot, 2008) explique l'extension de ce système énergétique carboné aux PES. Cela se traduit notamment par des niveaux élevés de consommation énergétique, jusqu'ici jamais atteints. De toute l'histoire de l'humanité, les sociétés humaines n'ont jamais exploité les ressources naturelles avec une telle ampleur et à une échelle aussi vaste (Deshaies, Baudelle, 2013). L'exploitation intensive de ces ressources a un impact considérable sur les milieux (Gras, 2015). Les coûts environnementaux et économiques induits ou attendus sont très importants. Face à cette préoccupation planétaire, les PES doivent cependant continuer à prétendre à la croissance au même titre que les PN, considérés comme les pollueurs historiques (Delannoy, 2012 ; Aykut, Dahan, 2014).

Le **chapitre 1** caractérise les contraintes énergétiques et climatiques mondiales qui favorisent l'amorce d'une transition énergétique « bas carbone ». L'étude se focalise sur les PES. Le Maghreb est en effet tantôt analysé pour lui-même, tantôt inclus dans l'analyse des PES. La première partie s'attache à dégager les tendances énergétiques actuelles et prévisionnelles, à partir d'une approche régionalisée. Elle montre que le modèle énergétique maghrébin, et plus largement arabe, illustre le « tout hydrocarbures » (I). Après avoir mis en évidence le lien existant entre l'activité énergétique et la hausse des émissions de gaz à effet de serre (GES), la deuxième partie présente le régime international de lutte contre le changement climatique et questionne l'implication des pays du Maghreb dans cette lutte (II). La troisième partie replace le processus de transition énergétique dans un cadre d'action plus global, le développement durable, et tente de saisir la manière dont les PES et les pays du Maghreb s'approprient ou sont en mesure de s'approprier ses injonctions et modalités (III).

I- Des tendances énergétiques mondiales insoutenables.

La mise en contexte de la transition énergétique émergente doit, au préalable, faire l'objet d'une clarification notionnelle autour des termes d'énergie, de système énergétique et de réseau électrique. Cette section fait la lumière sur les caractéristiques associées aux

différentes filières énergétiques, notamment renouvelables (A). La croissance exponentielle de la demande énergétique dans les PES, confirmée par les scénarii prévisionnels, fait redouter une raréfaction précipitée des énergies de stock. Une limite qui se pose inévitablement aux pays du Maghreb dont le mix de consommation illustre une tendance spécifique au monde arabe, le « tout hydrocarbures » (Favennec, 2009 ; Mons, 2011) (B).

A- Énergie, système énergétique et réseaux électriques : usages et définitions.

1- Énergie et convertisseurs énergétiques.

« L'énergie est, au sens général, l'apport nécessaire à un système matériel pour lui faire subir une transformation (déplacement, modification de la forme ou changement de structure) » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 15). Ce terme désigne la capacité qu'a un corps ou un système de produire le travail susceptible d'entraîner un mouvement, une production de chaleur ou d'ondes électromagnétiques (Hermans, 2014).

L'énergie est à la base de multiples activités humaines et le progrès socio-économique est difficilement concevable sans elle. En effet, « la production et l'utilisation de l'énergie sont une des conditions techniques fondamentales de la production en général et de la progression des sociétés humaines. De leur importance dépend l'aptitude des divers groupements humains à produire ce qui leur est nécessaire pour vivre et pour assurer leur indépendance économique et politique » (George, 1950, p. 7).

Au cours du 19^{ème} siècle, les travaux des scientifiques font émerger un nouveau domaine de la physique : la thermodynamique (Fréris, Infield, 2013). Il s'appuie sur deux principes fondamentaux : l'énergie ne peut être ni créée ni détruite. Seule sa transformation est possible. La transformation subie par l'énergie, quelle qu'elle soit, est irréversible et « la quantité d'énergie finale est toujours inférieure à la quantité d'énergie brute de départ » (Debeir et alii, 2013, p. 19). Aussi, « toute transformation s'accompagne de pertes parfois importantes » (Mérenne-Schoumaker, 2007b, p. 98).

Pour être consommées, les énergies doivent subir une transformation. Quatre stades peuvent être distingués : (i) l'énergie primaire est l'énergie telle qu'elle est fournie par la nature (le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, la géothermie, l'énergie nucléaire) ; (ii) l'énergie secondaire est une énergie primaire ayant subi une transformation (essence, électricité, etc) ; (iii) l'énergie finale est l'énergie qui est distribuée au consommateur *via* des circuits et des réseaux de distribution ; et enfin (iv) l'énergie utile est celle qui procure le service énergétique recherché par l'utilisateur final (chaleur diffusée dans

les bâtiments ; intensité lumineuse d'une lampe, etc) (Mons, 2011 ; Mosseri, Jeandel, 2013 ; Hermans, 2014).

La transformation de l'énergie « brute » en des formes utilisables renvoie au rôle des convertisseurs énergétiques, qu'ils soient biologiques (plantes, hommes, etc.) ou artificiels (roues hydrauliques, machines à vapeur et, plus récemment, les cellules photovoltaïques etc.). La capacité de ces convertisseurs à dégager un surplus énergétique, autrement dit leur rendement, est essentiel. Pour les sociétés humaines, la question énergétique repose le plus souvent sur un problème de convertisseur plutôt que sur un problème de source. L'histoire de l'énergie correspondrait ainsi à celle des convertisseurs énergétiques (Debeir *et alii*, 2013).

Il existe différentes formes d'énergie : chimique, thermique, rayonnante, électrique, nucléaire, mécanique etc. L'énergie est classée en deux catégories : (i) Puisées dans le sol, les énergies dites de « stock » sont issues des gisements de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) et d'uranium (nucléaire) et se caractérisent par leur finitude à l'échelle humaine ; et (ii) les énergies dites de « flux » sont générées par des processus naturels tels que le vent (énergie éolienne), le rayonnement solaire (photovoltaïque ou thermique), l'eau (hydroélectricité), la chaleur de la terre (géothermie), les végétaux et les déchets (biomasse). Elles sont renouvelables (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Mons, 2011).

Parmi les énergies de stock, les hydrocarbures – pétrole et gaz – sont considérés comme conventionnels ou non conventionnels. La distinction entre les deux tient aux conditions de leur extraction du sous-sol. L'industrie exploite traditionnellement les roches réservoirs les plus perméables qui renferment les hydrocarbures qui s'y sont concentrés. Elle fait remonter les hydrocarbures à la surface à partir de puits forés. Les techniques employées sont dites conventionnelles. Une autre partie des hydrocarbures produits dans la roche-mère y est restée piégée. Les roches-mères, peu perméables, ont longtemps été considérées comme inexploitable. L'extraction des hydrocarbures piégés exige l'utilisation de technologies spécifiques, dites non conventionnelles ¹⁴ (Vially, Kalaydjian, 2013).

2- Le système énergétique.

Cette étape de la conversion s'intègre à un système énergétique plus large qui prend en compte les ressources, la manière de les transformer – selon une ou plusieurs filières énergétiques – et enfin la distribution des produits énergétiques finaux (Ma, 2012 ; Sanders 2014). Les principaux éléments de définition d'un système énergétique sont avant tout d'ordre écologique et technique. D'autres éléments, associés aux précédents, apportent une précision définitionnelle. Ainsi, les formes d'appropriation expliquent notamment le mode d'agencement

¹⁴ <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/>

des convertisseurs ainsi que les pratiques de consommation. Un système énergétique possède un certain nombre de caractéristiques (Debeir *et alii*, 2013), parmi lesquelles : (i) une élasticité technique. Un système énergétique est en perpétuel mouvement. Il n'atteint donc son optimum que dans la durée ; (ii) une résurgence de techniques énergétiques anciennes. Il offre ainsi un fort coefficient d'adaptabilité et de flexibilité ; (iii) une concurrence constante entre les filières énergétiques ; et (iv) une variation de son aire d'approvisionnement, relativement extensible.

Chaque société possède des spécificités du point de vue des moyens (techniques d'approvisionnement de l'énergie primaire, modes de collecte et d'extraction, types de convertisseurs, rapports entre les filières, etc) et des formes d'appropriation. La place des différentes sources d'énergie au sein du système énergétique dépend de la logique de ce dernier (Debeir *et alii*, 2013). La sphère sociale, voire politique, conditionne de manière importante l'agencement et l'évolution des systèmes énergétiques. Un système énergétique constitue de ce fait un anthroposystème (Godet, 2010), fait par et pour les hommes, et il se situe dans un contexte socio-technique donné (Muxart, 2006).

3- Électricité, système et réseau électrique.

L'électricité constitue une énergie secondaire (ou un vecteur d'énergie), car elle est produite grâce à la transformation d'une énergie primaire au moyen d'un convertisseur énergétique. L'électricité peut être produite à partir d'une centrale thermique, hydroélectrique, nucléaire ou à partir de sources d'énergies renouvelables. Comparée à d'autres formes d'énergie, elle possède une grande souplesse d'utilisation et peut être très performante dans des applications industrielles. Elle est utilisée dans tous les secteurs économiques (agriculture, industrie, tertiaire), et n'a pratiquement pas de concurrents dans des secteurs tels que les télécommunications, l'informatique ou l'éclairage (Bonnal, Rossetti, 2007). Il est possible d'en faire un usage mécanique (moteurs, machines, etc), thermique (chauffage, etc), rayonnant (éclairage, télévision, téléphone, etc), etc.

L'électricité présente néanmoins des spécificités physiques qui rendent difficile l'organisation du marché : (i) le kWh n'est pas un bien stockable économiquement ; (ii) l'électricité circule sur les réseaux en fonction des lois de Kirchhoff et suit, de façon non prévisible, le chemin de moindre résistance ; (iii) l'équilibre de l'offre et de la demande doit être instantané ; (iv) l'électricité est un bien essentiel, non substituable. Ainsi, toute interruption de fourniture peut nuire gravement à la vie économique et domestique ; et (v) les kWh sont physiquement indifférenciés, mais économiquement différenciés. Un kW à un moment de pointe de la demande a généralement une valeur très supérieure à celle d'un kW en dehors de cette période (Chevalier, 2008 ; Favennec, 2009).

Le nombre de convertisseurs utilisables pour obtenir de l'électricité est faible, mais les filières énergétiques de production d'électricité, elles, sont très diverses. Selon Dessus (2014),

elles peuvent être classées selon trois critères principaux : (i) le degré de concentration, c'est-à-dire de concentration des unités de production électrique ; (ii) la garantie de puissance ; et enfin (iii) le régime de fonctionnement des installations. Selon qu'elles sont renouvelables ou non renouvelables, les filières possèdent des caractéristiques spécifiques et, dans une certaine mesure, opposées [cf. tableau 1].

Le critère qui renvoie au régime de fonctionnement illustre le mieux cette opposition. Tandis que les filières non renouvelables relèvent surtout du régime de fonctionnement de base – autrement dit un fonctionnement quasi continu – ou de pointe – qui désigne le moment où une installation est sollicitée pour fournir une puissance donnée suite à une demande –, les filières renouvelables relèvent en majorité du régime de fonctionnement appelé fatal, qui signifie qu'une production est perdue si elle n'est pas utilisée sur le moment et qu'elle peut être interrompue brusquement. Les capacités de chacune des filières renouvelables étant encore insuffisantes, la substitution des autres énergies par les énergies renouvelables n'est pas encore possible (Dessus, 2014). Un système électrique est « *un sous-système du système énergétique dont le produit énergétique final est l'électricité. [II] est structuré par un réseau physique ayant des tronçons et des nœuds. Les tronçons sont les lignes électriques [...] et les nœuds sont les centrales de production, les postes d'interconnexion et les postes de transformation* » (Ma, 2012, p. 50).

		Degré de concentration		Puissance garantie	Régime de fonctionnement		
		Centralisé	Décentralisé		Base	Pointe	Intermittent
FNR	Charbon	+++	+	+++	+++	+++	-
	Pétrole	+++	+++	+++	+++	+++	-
	Gaz naturel	+++	+++	+++	+++	+++	-
	Uranium	+++	-	+++	+++	-	-
FR	Bois	+	+++	+++	+++	-	-
	Hydraulique fil de l'eau	+++	+++	+	-	-	+++
	Hydraulique de barrage	+++	+++	+++	-	+++	-
	Solaire PV	+	+++	---	-	-	+++
	Solaire thermodynamique	++	+++	+	-	-	+++
	Éolien terrestre	+++	+++	+	-	-	+++
	Éolien offshore	+++	+	++	-	-	+++
	Géothermie haute température	+	+++	+++	+++	-	-
- / + / ++ / +++ → Intensité de la caractéristique FNR → Filières non renouvelables FR → Filières renouvelables							
© Nadia Benalouache – 2016 / Dessus (2014)							

Tableau 1 – Les aspects des filières actuelles de production d'électricité

L'électricité est transportable au travers de lignes constituées le plus souvent en « réseau ». Les réseaux techniques, incluant les liaisons énergétiques (gazoducs, oléoducs, lignes électriques) constituent une des formes particulières du réseau et désignent des réseaux régulés de lignes matérielles (canalisation, voies, tuyaux) servant au transport d'une réalité quelconque (Lhomme, 2012) L'électricité circulant sur les réseaux électriques est généralement issue d'unités de production centralisées à forte capacité (Naudet, Reuss, 2008). À partir de ces

unités de production, l'électricité est injectée dans un réseau de transport constitué de lignes à Très Haute Tension (THT) reliées entre elles par des postes d'interconnexion structurés nationalement. L'électricité est ensuite acheminée jusqu'à des postes de répartition alimentant les réseaux « régionaux » composés de lignes à THT – interconnexions transnationales, par exemple – et à Haute Tension (HT) – réseaux de transport (chemins de fer), grands consommateurs industriels (industrie chimique, métallurgie, sidérurgie, etc). Enfin, l'électricité est acheminée jusqu'à des postes sources alimentant les réseaux « locaux » de distribution constitués de lignes à Moyenne Tension (MT) – PME, centres commerciaux, bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles – et à Basse Tension (BT) – réseau domestique. Les lignes à THT et à HT sont utilisées pour transporter le courant à longue distance, afin de limiter les pertes ainsi que l'emprise du réseau sur l'espace, diminuant ainsi les impacts environnementaux.

Le développement des systèmes énergétiques et électriques dépend fortement des besoins en énergie. La satisfaction de ces besoins constitue un des moteurs majeurs de la croissance économique des PES. Le système énergétique dominant, qui s'est largement appuyé sur des énergies fossiles accessibles et bon marché (Dehaies, Baudelle, 2013), s'est diffusé aux PES.

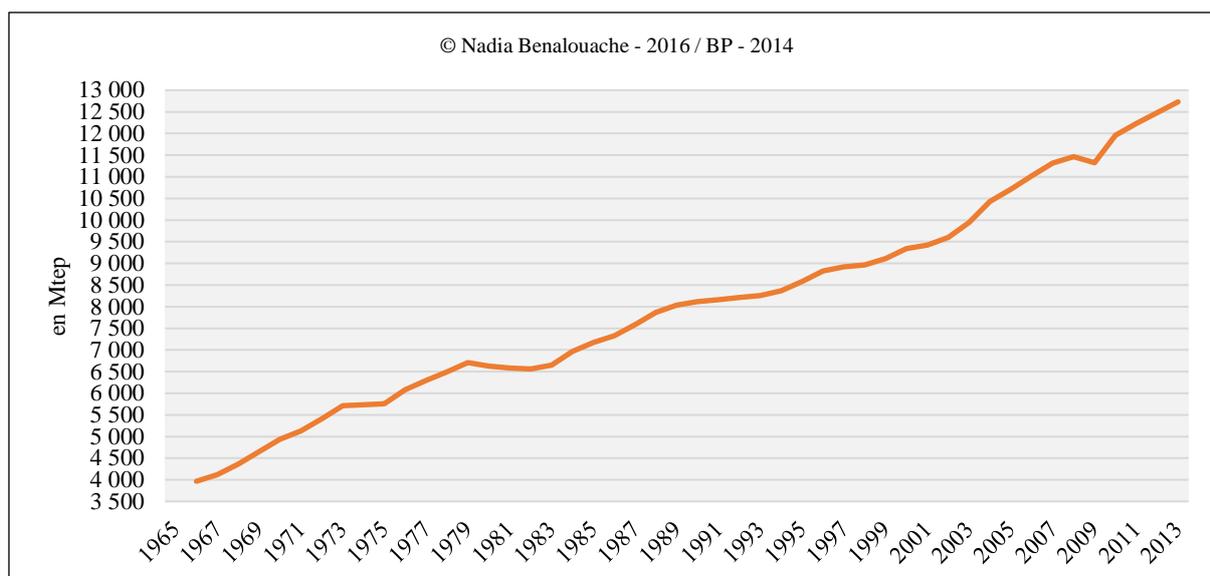
B- L'énergie dans le monde et dans le monde arabe : état des lieux et prévisions.

1- La croissance continue de la demande énergétique mondiale : une approche régionalisée.

Depuis 1965, la consommation en énergie primaire commerciale¹⁵ dans le monde est en croissance constante [cf. graphique 1]. Le taux de consommation en énergie primaire commerciale est aujourd'hui de + 2 % par an en moyenne.

L'augmentation de la consommation mondiale en énergie est corrélée à la hausse de la population qui croît au taux annuel moyen de +1 % : 3,7 milliards d'individus en 1970, 6 en 2000 et 8,2 prévus en 2030 [cf. figure 6]. Mais elle est davantage due à la croissance économique soutenue des PES et à l'amélioration relative du niveau de vie de leurs populations qui tendent à adopter des modes de consommation très énergivores, à l'image des PN. En effet, « *le centre de gravité de la demande énergétique se déplace résolument vers les économies émergentes, en particulier vers la Chine, l'Inde et le Moyen-Orient* » (AIE, 2013b).

¹⁵ Seules les énergies commercialisées (hors biomasse et déchets) sont prises en compte dans les statistiques fournies par la base de données fournie par BP.



Graphique 1 – Évolution de la consommation en énergie primaire commerciale entre 1965 et 2013 (en Mtepc)

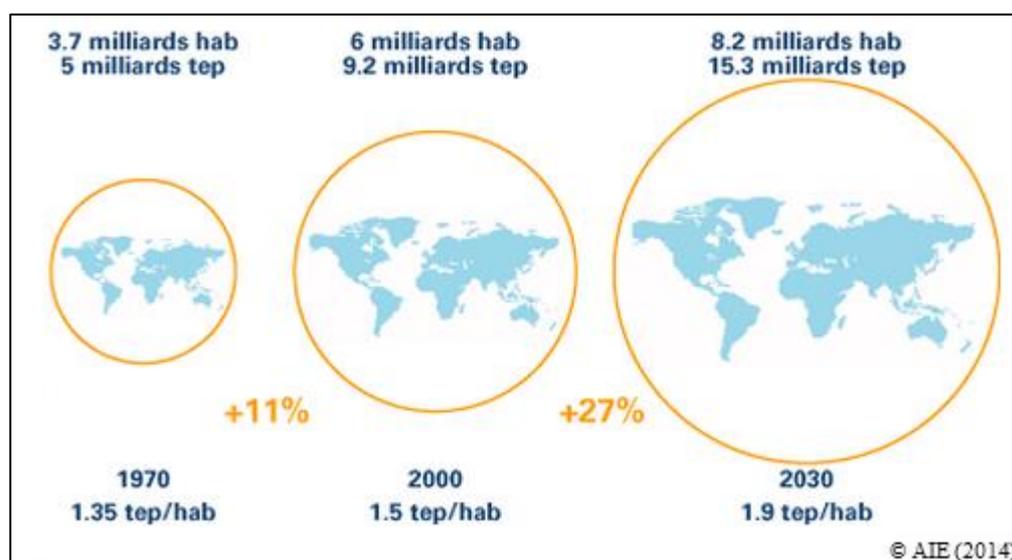
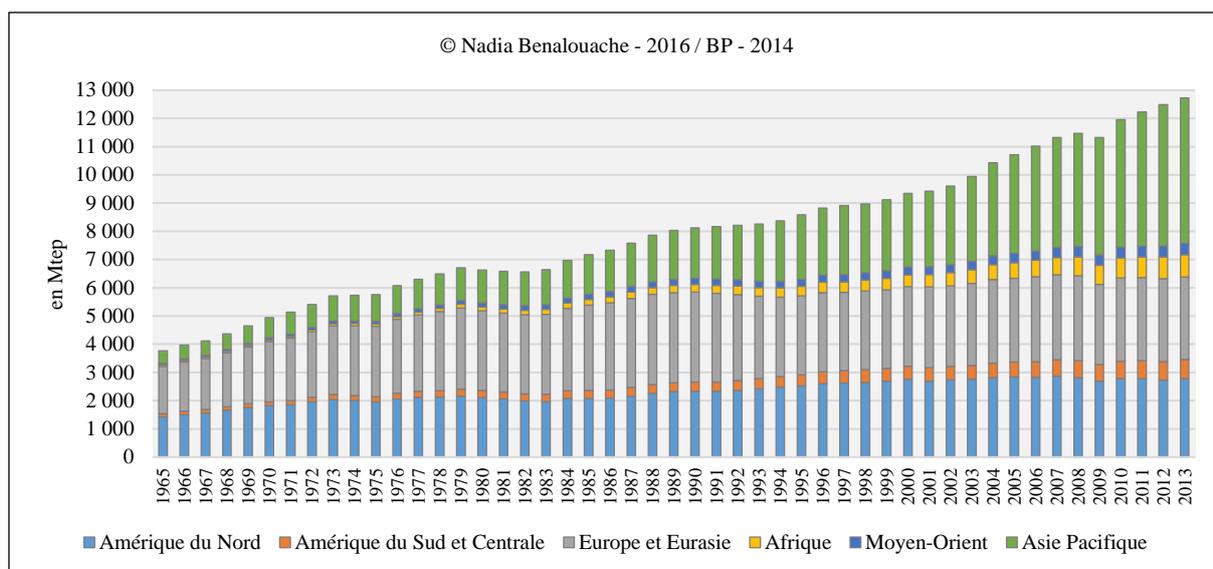


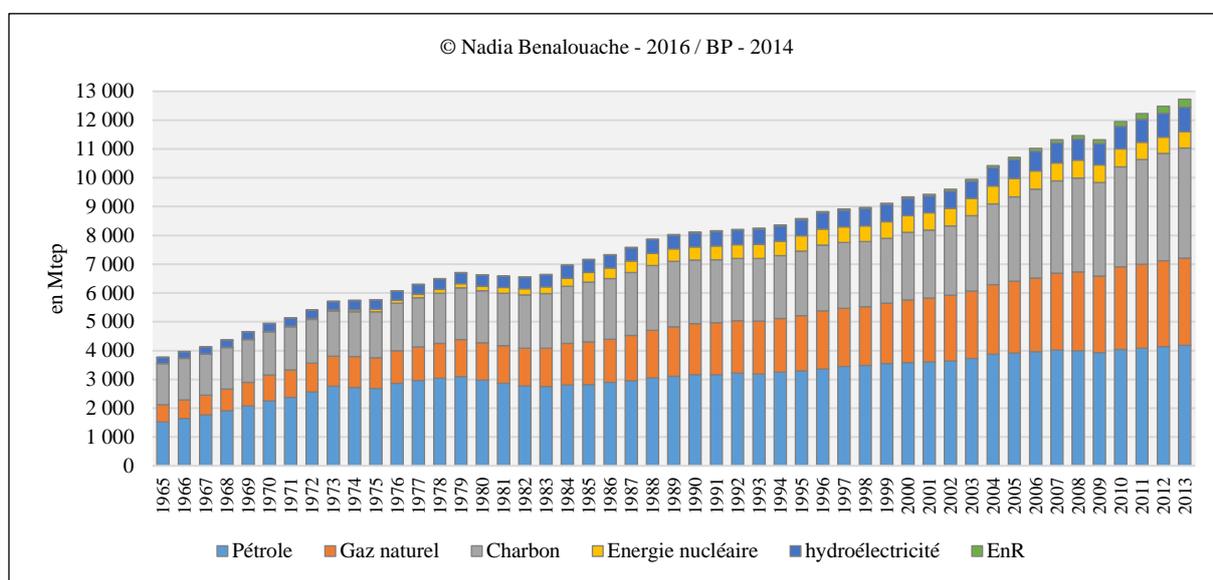
Figure 6 – La croissance énergétique entre 1970 et 2030 (en tep/hab)

À partir de 1997 la consommation en énergie primaire des régions du monde auxquelles appartiennent les PES – telles que l’Asie-Pacifique, le Moyen-Orient, l’Amérique du Sud et Centrale – augmente de manière plus importante et plus rapide [cf. graphique 2]. À l’issue de la crise financière asiatique de 1997, les pays émergents ont opéré une modification profonde de leurs politiques économiques (vastes programmes de réformes d’ordre financier, institutionnel et social) (Mathlouthi, 2008). La croissance économique de ces pays s’accélère dès lors. Entre 1997 et 2013 par exemple, la consommation en énergie primaire commerciale des pays de l’Asie-Pacifique a plus que doublé, passant de 2 444 à 5 152 Mtepc. D’après le rapport de la *British Petroleum* en date de 2013, la Chine et l’Inde représentent à elles seules environ 90 % de la hausse de la consommation en énergie primaire commerciale enregistrée en 2012. La consommation de l’Amérique du Nord et de l’Europe et Eurasie est quant à elle restée plus ou moins équilibrée.



Graphique 2 – Consommation régionale en énergie primaire commerciale entre 1965 et 2013 (en Mtep)

En 2013, 86,7 % de la consommation mondiale en énergie primaire est assurée par les énergies fossiles, ce qui équivaut à 11 032 Mtep. Le pétrole demeure à ce jour le combustible le plus utilisé au monde. Il représente environ un tiers de la consommation énergétique mondiale. Depuis les années 1970, le pétrole s'est installé comme l'énergie prédominante. Toutefois, depuis les années 2000 le pétrole a perdu en parts de marché. Cette tendance s'explique notamment par la baisse de la consommation des pays de l'OCDE. Les parts du gaz naturel et du charbon ont parallèlement progressé [cf. graphique 3].



Graphique 3 – Évolution de la consommation mondiale par sources d'énergie primaire entre 1965 et 2013 (en Mtep)

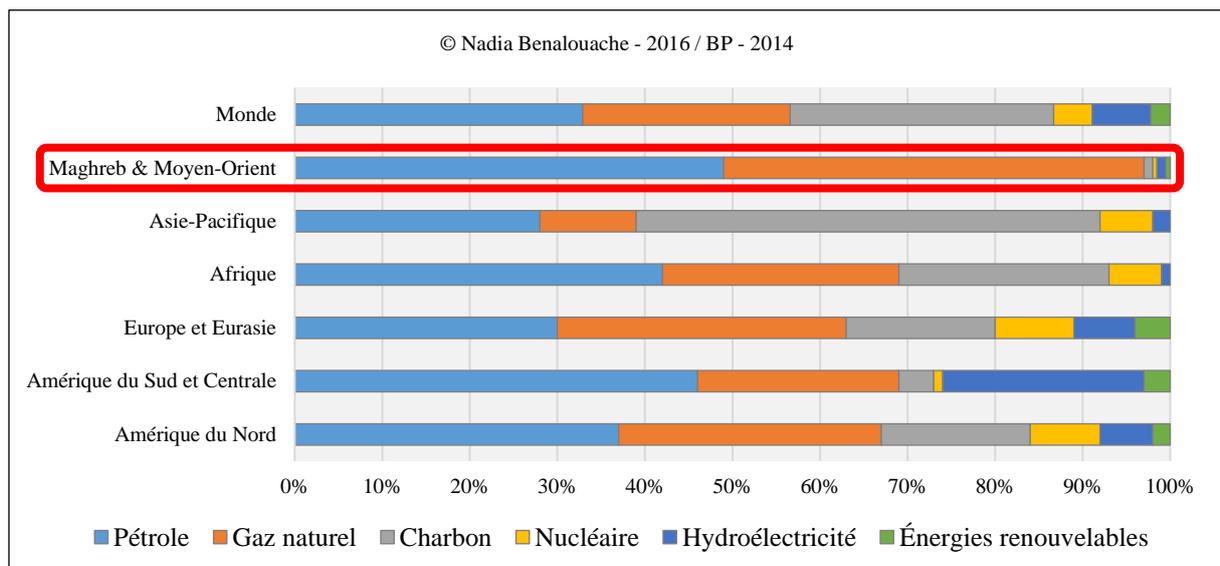
L'augmentation relativement récente de la consommation de charbon résulte de son utilisation pour la production à moindre coût de l'électricité. Par exemple, 80 % de l'électricité en Chine est fournie par des centrales à charbon. Pour engager une transition énergétique, l'Allemagne a momentanément remplacé ses centrales nucléaires par des centrales thermiques

à lignite. D’après le Rapport spécial "World Energy Investment Outlook" (AIE, 2014a), plus de 1 600 milliards de dollars ont été investis en 2013 dans l’approvisionnement mondial en énergie, ce qui représente une hausse de +50 % en valeur réelle depuis 2000 : 1 100 milliards de dollars¹⁶ ont été précisément consacrés à l’extraction et au transport de combustibles fossiles, à la construction de centrales thermiques classiques et enfin au raffinage. Près de 80 % des investissements servent et serviront à compenser le déclin de la production pétrolière et gazière actuelle et à remplacer les centrales et autres infrastructures qui sont en fin de vie.

2- Le modèle énergétique arabe : l’illustration du « tout hydrocarbures ».

Les mix de consommation énergétique diffèrent suivant les régions du monde. Les régions d’Amérique du Nord et d’Europe-Eurasie présentent les mix énergétiques les plus équilibrés, ce qui s’explique notamment par le recours à l’énergie nucléaire. Une exception doit être néanmoins faite pour les pays de l’ex-URSS qui consomment très largement du gaz naturel. Le Maghreb et le Moyen-Orient, en revanche, présentent le mix énergétique le moins équilibré, illustrant le « tout hydrocarbures » (Favennec, 2009). En effet, plus de 98 % de la consommation énergétique dans cette région est satisfaite par le pétrole et le gaz naturel.

Généralement, les zones géographiques dotées en ressources fossiles présentent un déséquilibre de leur mix énergétique, avec une ou deux sources d’énergie dominantes. Ainsi, en Asie-Pacifique, plus de la moitié de la consommation en énergie primaire est assurée par le charbon. La Chine est d’ailleurs le premier producteur mondial de charbon en 2013 avec plus de 1 840 Mtep. Le bilan énergétique africain doit être analysé avec prudence. La plus grande part des besoins énergétiques des populations africaines est en effet satisfaite par des énergies renouvelables non commercialisées, et en particulier la biomasse [cf. graphique 4].

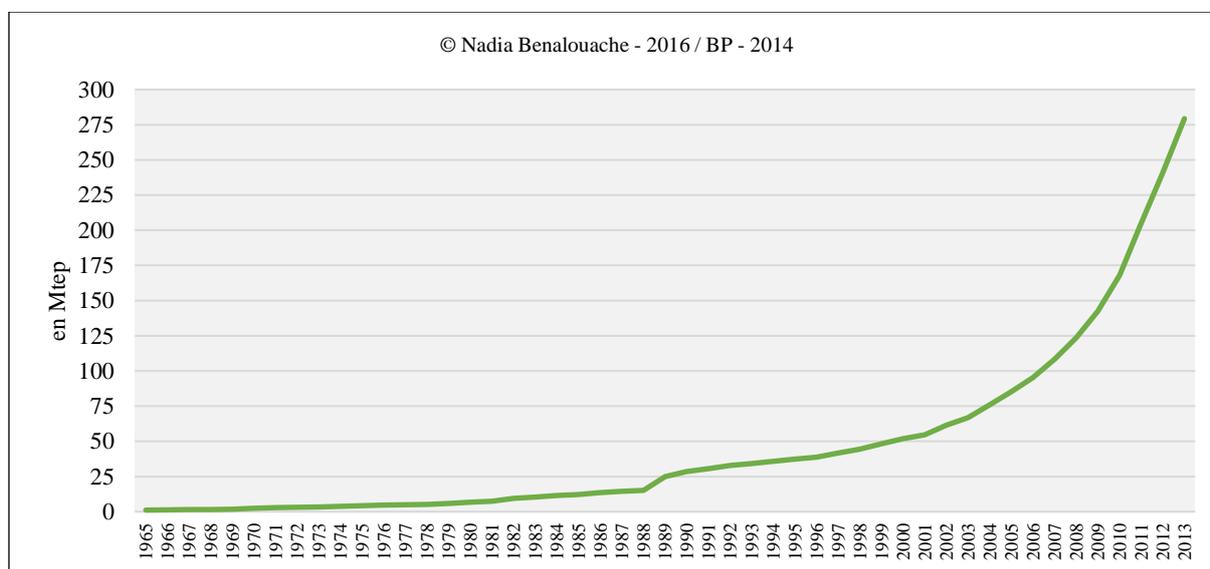


Graphique 4 – Les mix-énergétiques régionaux de consommation d’énergie primaire en 2013 (en %)

¹⁶ Ce montant annuel d’investissement est le même depuis 2000.

3- Une part très faible mais en hausse constante des énergies renouvelables.

La part des énergies renouvelables (hors hydroélectricité) dans la consommation énergétique mondiale est extrêmement faible. Elle est de l'ordre de 2,2 % en 2013, soit 279 Mtep. Toutefois, le rythme de croissance annuel de la consommation en énergies renouvelables depuis 1965 est continu (+12,2 %), avec une accélération notable depuis 2001 [cf. graphique 5]. En 2013, 41 % de la consommation mondiale en énergies renouvelables est imputable à la région Europe et Eurasie tandis que 28 % est le fait de la région Asie-Pacifique. Quant à la production d'électricité d'origine renouvelable (hors hydroélectricité), cette dernière a globalement progressé entre 2002 et 2012, l'électricité issue de l'énergie éolienne ayant connu une croissance exponentielle. En 2012, 52 % – soit 534 TWh – de l'électricité d'origine renouvelable dans le monde a été produite à partir de l'énergie éolienne et 31 % à partir de la biomasse (Observ'ER, 2013).



Graphique 5 – Évolution de la consommation d'énergies renouvelables dans le monde entre 1965 et 2013 (en Mtep)

Selon le Rapport spécial "World Energy Investment Outlook" (AIE, 2014a), 130 milliards de dollars ont été investis pour améliorer l'efficacité énergétique et 250 milliards ont été investis dans le domaine des énergies renouvelables. Le montant des investissements dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables reste bien en-deçà de celui réservé aux filières des combustibles fossiles. Toutefois, le montant d'investissement dans le domaine des énergies renouvelables a été multiplié par quatre depuis 2000, ce qui correspond par ailleurs à l'augmentation notable de la consommation mondiale en énergies renouvelables observée. Les choix potentiels qui se présentent aux décideurs et aux industriels en matière d'investissement constituent ainsi une véritable opportunité pour modifier la nature du « système énergétique » en privilégiant d'autres énergies (diversification du bouquet énergétique) et des technologies plus efficaces et plus efficientes énergétiquement.

4- Les prévisions énergétiques selon les scénarii de l’AIE.

Le rapport le plus récent publié par l’Agence Internationale de l’Énergie (AIE) date de 2014. Ce rapport, qui traite des perspectives énergétiques mondiales, conserve la structure en scénarii des éditions précédentes, mais à un horizon prolongé jusqu’à 2040. L’AIE propose trois types de scénarii : (i) le Scénario central – dit Nouvelles Politiques – qui prend en compte les engagements en matière de réduction des gaz à effet de serre, notamment suite aux accords conclus à Cancun en 2010 ; (ii) le Scénario tendanciel – dit Politiques actuelles – qui décrit l’évolution des marchés mondiaux de l’énergie en considérant uniquement les politiques en vigueur mi-2014 ; et (iii) le Scénario 450 qui propose une évolution du système énergétique mondial de façon à réduire les émissions de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement climatique à 2°C.

Les prévisions énergétiques issues du Scénario central ou Nouvelles politiques – sur lequel nous avons choisi de nous attarder dans notre propos – annoncent une augmentation de la demande énergétique mondiale de l’ordre de 37 % d’ici 2040 (AIE, 2014a). Toutefois, l’intensité énergétique¹⁷ devrait être moins élevée qu’auparavant. La hausse de la demande mondiale connaît par ailleurs un ralentissement significatif, car après s’être maintenue à plus de +2 % par an, elle passe, à partir de 2025, à +1 % par an. Cette prévision est calculée à partir des choix politiques et des prix appliqués ainsi que d’une réorientation structurelle de l’économie internationale vers les services et les secteurs industriels légers. La répartition mondiale de la demande en énergie connaît d’après ce scénario un changement radical, car, si dans de nombreuses parties du monde, comme l’Europe, l’Amérique du Nord, le Japon ou encore la Corée du Sud la consommation reste stable, elle augmente sensiblement dans le reste de l’Asie ainsi qu’en Afrique, au Moyen-Orient et en Amérique Latine.

Toujours suivant le même scénario, la demande en gaz naturel augmente de plus de la moitié, ce qui correspond à la croissance la plus rapide parmi les combustibles fossiles. Même si la Chine et le Moyen-Orient sont les principaux acteurs de la hausse de la demande mondiale en gaz, ce combustible prend également la première place dans le mix énergétique de l’Organisation de Coopération et de Développement Économique (OCDE) aux environs de 2030. Du point de vue de la production, celle du gaz, à l’inverse du pétrole, est en croissance quasiment dans toutes les parties du monde (à l’exception de l’Europe), le gaz non conventionnel représentant près de 60 % de l’augmentation de la production mondiale. Malgré une abondance certaine et un approvisionnement assuré, la consommation future du charbon sera limitée par des mesures de lutte contre la pollution et de réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Le scénario prévoit une augmentation de 15 % de la consommation en

¹⁷ L’intensité énergétique exprime la relation entre la consommation énergétique et le Produit Intérieur Brut (PIB) d’un pays.

charbon jusqu'en 2040, mais près des deux tiers de celle-ci intervient durant les dix prochaines années.

Plus généralement, le mix-énergétique mondial à l'horizon 2040 se divise en quatre parts plus ou moins équivalentes avec le pétrole, le gaz, le charbon et les sources d'énergies à faibles émissions de carbone. Les choix politiques et les évolutions de marché entraînent une baisse de la part des combustibles fossiles, qui représentent un peu moins des trois quarts de la demande énergétique primaire en 2040. La croissance démographique associée au développement économique, en premier lieu celui des PES, explique la hausse actuelle et à venir de la consommation en énergie primaire. Le modèle énergétique dominant n'est pas pérenne, car les énergies fossiles, sur lequel il se fonde très largement, se raréfient.

C- Raréfaction des ressources fossiles conventionnelles et tensions sur le marché.

Les sources énergétiques de stock conventionnelles et non conventionnelles (pétrole, gaz naturel, uranium, gaz de schiste) sont, par nature, épuisables à l'échelle terrestre. Issus d'anciens déchets organiques et de processus géologiques complexes, les hydrocarbures, par exemple, sont des ressources rares et non renouvelables à l'échelle humaine. Les gisements accessibles et exploitables se sont formés sur un temps très long (des millions d'années). Ce temps long géologique doit être ainsi confronté aux quelques décennies d'expansion économique, qui furent particulièrement énergivores (Dubois, 2007 ; Carbonnier, Grinevald, 2011).

Le recours soutenu à ces ressources questionne par conséquent leur caractère épuisable à moyen et à long terme (Merlin, Traisnel, 1996 ; Merlin, 2008 ; Zélem, 2015). Les nombreuses études portant sur le calcul de leurs réserves ou encore la détermination d'un *peak-oil* (pic de production) en témoignent (Chevalier *et alii*, 2012). Elles renvoient à des enjeux économiques et géopolitiques de taille et ne sont guère indépendantes des politiques de soutien au développement des énergies renouvelables. Pour Dessus (2014), le problème repose surtout sur l'accès à ces ressources, et notamment à la question de la sécurité des approvisionnements. En effet, « [C]'est à la difficulté croissante d'accès à cette ressource [...] que l'on se trouve confronté » (Dessus, 2014, p. 118).

Dans le cas particulier du pétrole, de nombreux scientifiques ont prédit suite au choc pétrolier de 1973, et prédisent encore la fin de l'or noir (Meunier, Meunier-Castelain, 2006, p. 9), souvent sur la base de l'argument d'un *peak-oil* qui renvoie au moment où la production mondiale de pétrole atteindra son plafond avant de commencer à décliner. Il est une application du pic de M.K Hubbert, géologue américain qui, en 1956, a formulé mathématiquement la courbe de la production étatsunienne de ressources primaires. Il fut le premier scientifique à présenter une modélisation temporelle de la production de pétrole aux États-Unis, sans pour

autant annoncer une pénurie énergétique. Sa prédiction, qui présageait un pic de production aux Etats-Unis pour l'année 1970, a finalement été avérée. L'évènement du choc pétrolier de 1973 est par ailleurs venu conforter son hypothèse. La projection d'Hubbert, étendue au niveau mondial, prévoit l'atteinte du pic de production aux débuts des années 2000, mais cette dernière ne s'est pas vérifiée.

Pour certains cependant, le pic n'a pas encore été atteint. L'entreprise Total, par exemple, reconnaît l'imminence d'un pic de production, mais le situe vers 2020, à la condition que la croissance annuelle de la consommation de pétrole se maintienne à +2 % (Meunier, Meunier-Castelain, 2006). Plusieurs modélisations du « pic pétrolier » tenant plus ou moins compte de l'exploitation des sources non conventionnelles ont été réalisées [cf. figure 7]. « *Il y aura bien un jour un pic (le peak-oil) mais la date et la forme même de la courbe dépendent de nombreux facteurs technologiques ainsi que de facteurs affectant la demande, comme la croissance économique et l'exigence des contraintes liées à la protection de l'environnement* » (Chevalier et alii, 2012, p. 22).

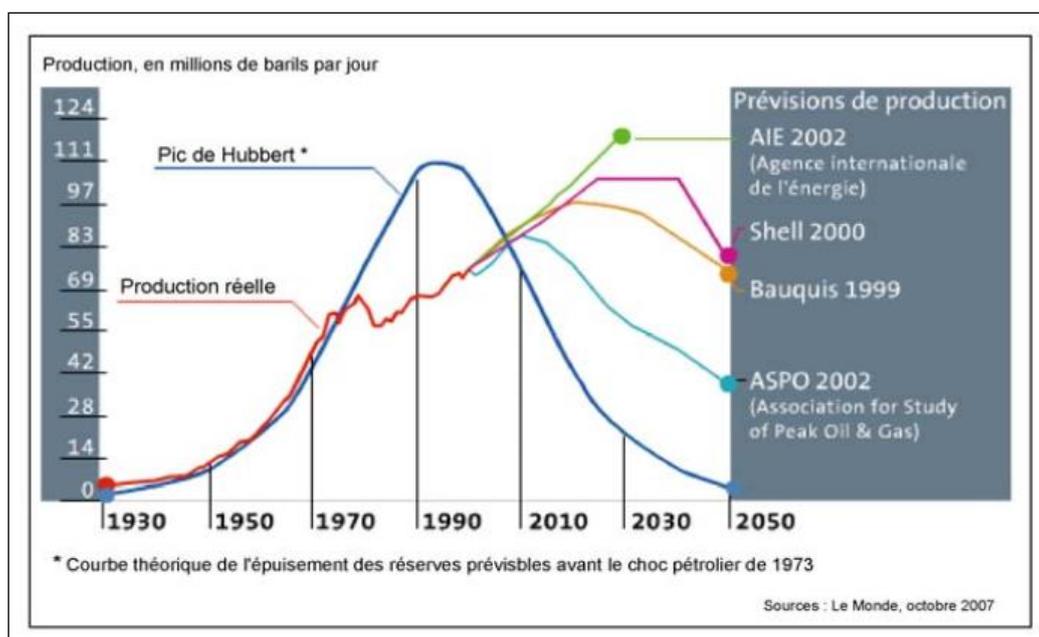


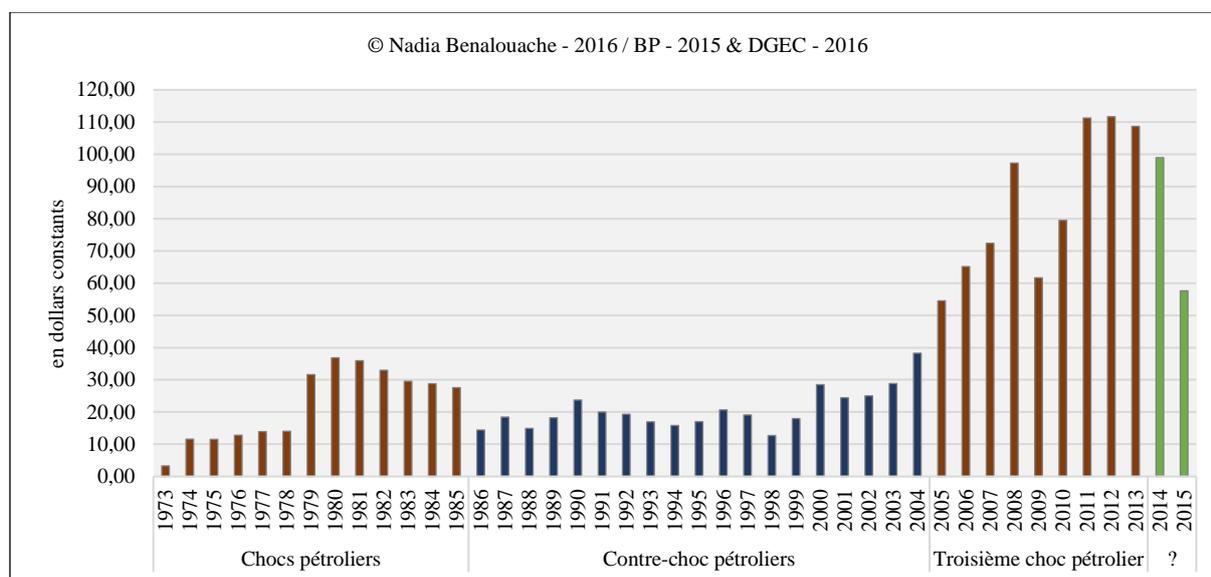
Figure 7 – Exemples de scénarii du peak-oil

Parmi les nombreuses estimations, Chevalier *et alii* (2012) rapportent que le ratio réserves¹⁸/production assurerait encore 46 ans de consommation mondiale de pétrole au rythme de 2010. Le ratio de gaz – qui tient compte du gaz conventionnel et du gaz de schiste – approcherait 250 ans, soit plus encore que le charbon (deux cent ans). Cette raréfaction est aggravée par des facteurs géopolitiques, du fait de l'inégale répartition géographique des sources et surtout des réserves d'énergie (Merlin, 2008). L'argument de la raréfaction des ressources de stock est parfois contesté notamment par ceux qui évoquent leur capacité

¹⁸ La notion de « réserve » est à utiliser avec prudence, car la quantité de pétrole disponible est toujours difficilement prévisible dans la mesure où elle varie en fonction de facteurs politiques, économiques et techniques.

de résilience (Kizing *et alii*, 2006). Les chiffres sur les estimations des réserves peuvent présenter des écarts importants, en fonction des variables retenues : exploitation possible des réserves prouvées, découverte de nouveaux gisements, recours à des techniques de récupération plus performantes ou utilisation des hydrocarbures non conventionnels, etc.

Le prix de l'énergie est associé à une grande incertitude, à l'origine de tensions sur le marché. Les cours sont en effet fixés en fonction de l'offre et de la demande mais ont tendance à sur-réagir à ces deux variables [cf. graphique 6]. C'est ce qu'on appelle la volatilité des cours. Elle résulte en grande partie de la spéculation qui consiste à anticiper les cours à termes (Mons, 2011).



Graphique 6 – Évolution du prix du baril de pétrole brut entre 1973 et 2015 (en dollars constants)

Depuis 2013, le prix du brut a entamé une baisse, accusant une diminution de 49% en 2016. Cette chute est due à la convergence de plusieurs facteurs, tels que la découverte de nouvelles réserves off-shore dans le Golfe du Mexique, l'utilisation de techniques d'extraction nouvelles qui permettent d'exploiter le gaz de schiste aux États-Unis, dont la production est en forte hausse, et l'exploitation des sables bitumineux au Canada. L'élaboration de la plupart des scénarii sur les énergies renouvelables s'appuient sur la volatilité des prix du pétrole, la tendance haussière de ces prix jusqu'à l'année 2013, mais surtout sur le coût environnemental de l'exploitation des ressources fossiles¹⁹.

D- Énergie et impacts environnementaux.

Le secteur énergétique exerce une pression sur l'environnement. La prise de conscience des impacts environnementaux de la production, du transport et de la consommation d'énergie date de la fin des années 1960 (Merlin, 2008). Parmi les impacts environnementaux, on

¹⁹ Les coûts environnementaux additionnels sont désignés comme "coûts externes supplémentaires".

trouve (Jancovici, 2004) : (i) la dégradation de l'environnement lors de l'extraction des ressources (mines à ciel ouvert par exemple) ; (ii) la pollution locale autour des zones d'extraction (terrils, fuite du pétrole, etc) ; (iii) les déchets miniers et les eaux usées produites lors de l'exploitation ; (iv) les pollutions et les dégâts causés lors du transport des ressources (marée noire, construction de pipelines et de gazoducs, etc) ; (v) la pollution thermique des centrales énergétiques (hausse de la température) ; (vi) la pollution de l'air suite aux rejets de gaz nocifs par les centrales électriques, tels que les oxydes d'azote (NOx), les dioxydes de soufre (SO₂), mais également des poussières et autres métaux lourds ; (vii) les pollutions générées par les industries de transformation de l'énergie (raffineries, sites de traitement de l'uranium, etc) ; (viii) la production et le traitement des déchets solides des cycles énergétiques, en particulier les déchets radioactifs ; et (ix) la pollution visuelle (dégradation des paysages suite à l'implantation de centrales électriques, lignes électriques, etc).

L'un des impacts environnementaux les plus préoccupants est le réchauffement climatique, conséquence entre autres de la hausse des émissions de GES. Selon l'AIE (2013b), le secteur énergétique est aujourd'hui responsable des deux tiers des émissions mondiales de GES. Les efforts consentis par ce secteur seront déterminants pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique.

II- Le phénomène du réchauffement climatique et les conséquences de l'activité énergétique.

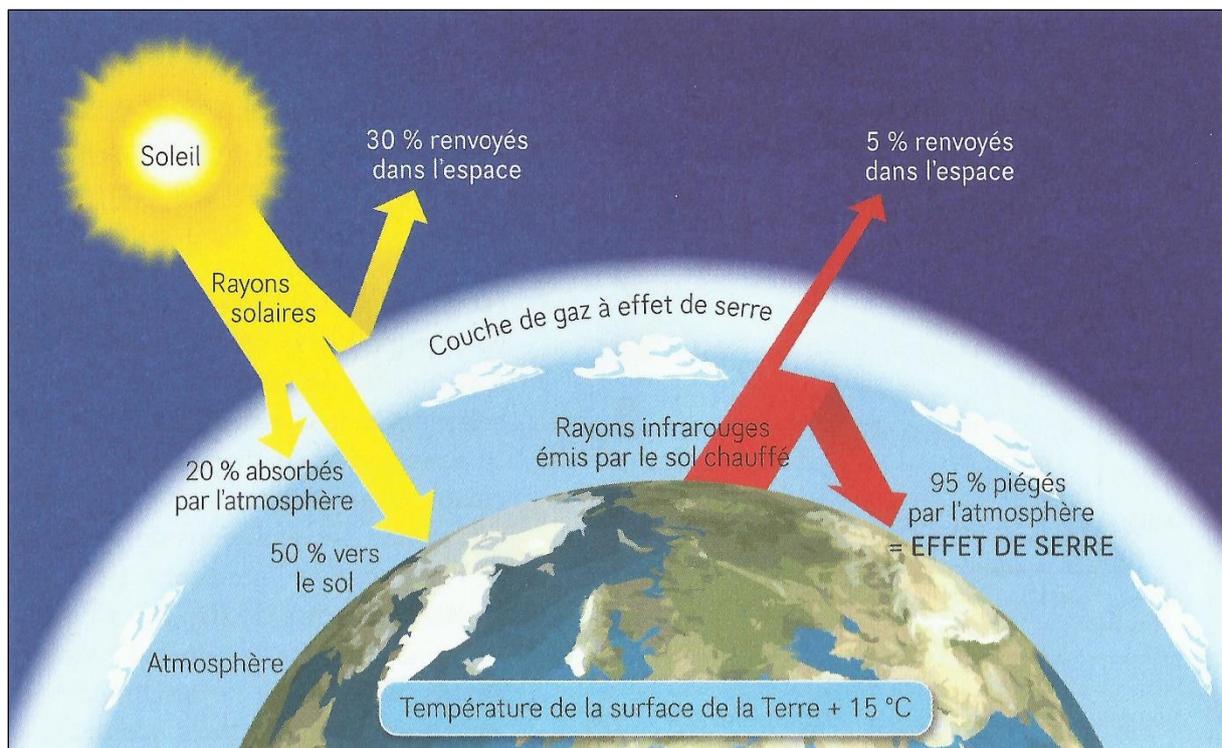
« L'augmentation des émissions de GES pointent une contradiction majeure entre d'une part une production de biens privés, l'énergie, et d'autre part, la gestion d'un bien public indivisible qui appartient à 7 milliards d'individus, le climat » (Chevalier et alii, 2012, p. 15). Le changement climatique est considéré comme une limite à laquelle se confronte le système énergétique dominant. Le lien entre l'activité énergétique et la hausse des émissions de GES, à l'origine d'un réchauffement climatique anthropique, est à expliciter (A). La prise de conscience de ce phénomène a donné lieu à la mise en place d'un régime politique international et il nous appartient de comprendre l'implication des PES dans ce cadre, les risques climatiques qui leur sont associés (B) et, plus spécifiquement, le degré d'engagement politique des pays du Maghreb (C).

A- Facteurs et impacts de l'augmentation des émissions de GES : un secteur énergétique fortement émetteur.

1- Les facteurs de l'augmentation des émissions de GES.

- D'un effet de serre naturel à un effet de serre anthropique.

L'atmosphère est actuellement constituée à près de 99 % de deux gaz : l'oxygène pour environ 21 % et l'azote pour environ 78 %. Ces deux gaz laissent passer le rayonnement visible et infrarouge. D'autres gaz laissent passer le rayonnement visible, mais réfléchissent en revanche une partie du rayonnement infrarouge émis de la Terre en direction de l'espace. Ces derniers sont appelés GES (Bonal, Rosssetti, 2007). Sans cet effet de serre, la température de la Terre serait de -18°C , contre une température moyenne actuelle de $+15^{\circ}\text{C}$ (Tsayem-Demaze, 2011). Il est donc la condition indispensable à la vie sur terre. L'effet de serre a été découvert par le mathématicien français Jean-Baptiste Joseph Fourier en 1824 [cf. figure 8]. Les GES sont le dioxyde de carbone (CO_2), la vapeur d'eau (H_2O) – GES identifiés dès les années 1960 par le physicien irlandais John Tyndall – auxquels il faut désormais ajouter l'ozone (O_3), le méthane (CH_4), et le protoxyde d'azote (N_2O). Les premiers scientifiques ont surtout rapporté les effets bénéfiques de l'effet de serre (Riedacker, 2003). Pourtant, l'accroissement de la concentration de GES depuis l'ère industrielle contribue à l'augmentation du rayonnement infrarouge retenu dans l'atmosphère. Ce surplus artificiel d'effet de serre provoque un réchauffement inquiétant du climat.



Dessus (2014)

Figure 8 – Les mécanismes de l'effet de serre naturel

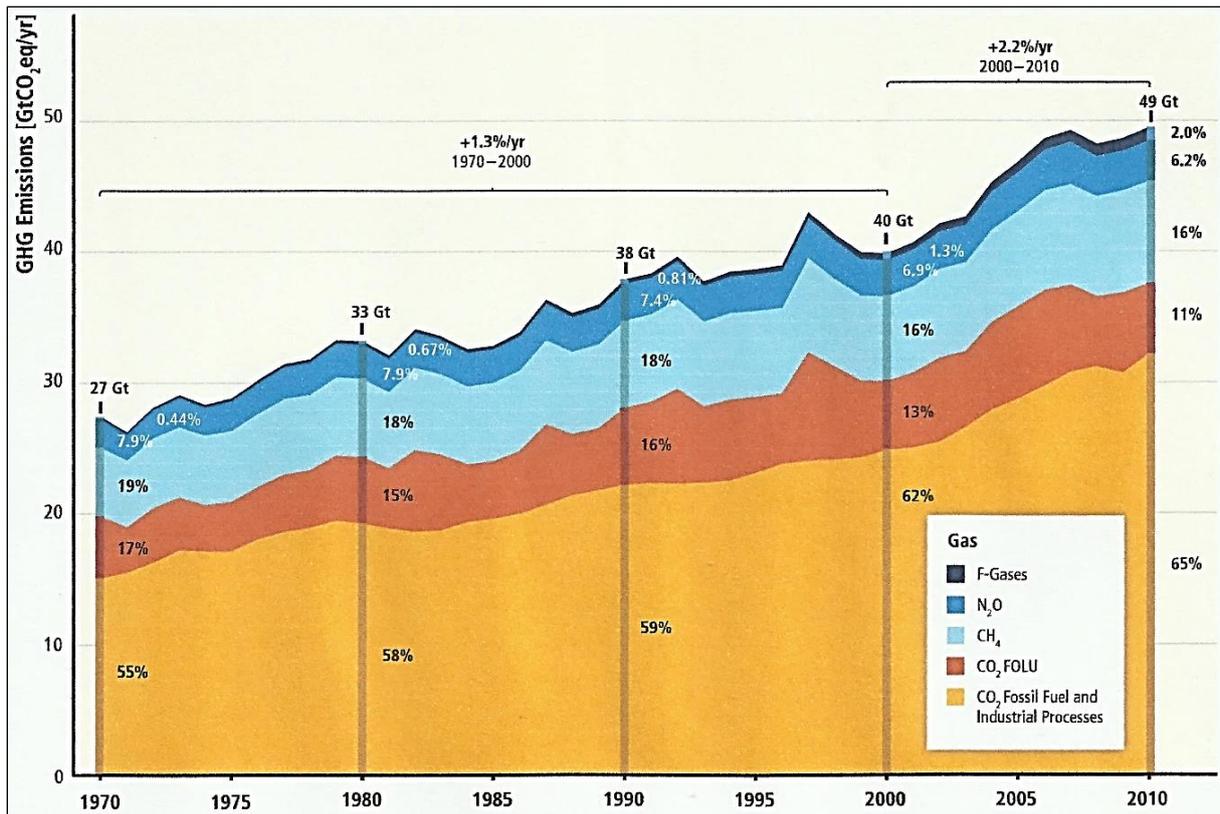
L'augmentation des émissions de GES est essentiellement due aux activités humaines (GIEC, 2014). Seuls le CO_2 , le CH_4 et le N_2O sont des GES qui peuvent avoir une origine anthropique. L'accroissement des émissions de CO_2 est le résultat de la combustion d'énergies fossiles et de la déforestation tropicale, celui du CH_4 , des décharges, de l'agriculture, de l'élevage et des procédés industriels, et celui du N_2O , de l'agriculture et des procédés industriels

ainsi que de l'utilisation d'engrais. Leur participation à l'effet de serre est récente, mais commence à être significative (Bonnal, Rossetti, 2007).

- La science du changement climatique : la mise en évidence du lien entre hausse des émissions de GES et réchauffement climatique.

La science du changement climatique est aujourd'hui bien établie et son but premier est de mettre en évidence le lien qui existe entre les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère – et d'autres gaz – et l'augmentation de la température. Au début du 19^{ème} siècle, le mathématicien et physicien Joseph Fourier découvre le premier l'effet de serre naturel (Fourier, 1824). Mais, il faut ensuite attendre la fin des années 1970 pour que l'hypothèse d'un effet de serre d'origine anthropique apparaisse. Elle s'accompagne d'une conscientisation progressive de la part de la communauté scientifique, matérialisée par la création du Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat (GIEC), qui est un organisme international, chef de file pour l'évaluation des changements climatiques (Fréris, Infield, 2013). Créé par l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM), par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et par le G7, l'objectif du GIEC est d'établir un état des connaissances scientifiques sur la question du changement climatique et de fournir une analyse objective et impartiale, transmise aux décideurs politiques. Les premiers travaux du GIEC constatent une augmentation des émissions de GES de nature anthropique, à partir de différents modèles climatiques. Les experts soupçonnent un lien entre les émissions de GES et l'augmentation de la température dans l'atmosphère, mais cette dernière demeure attribuée à des variations des cycles du climat de la terre (Tsayem-Demaze, 2010).

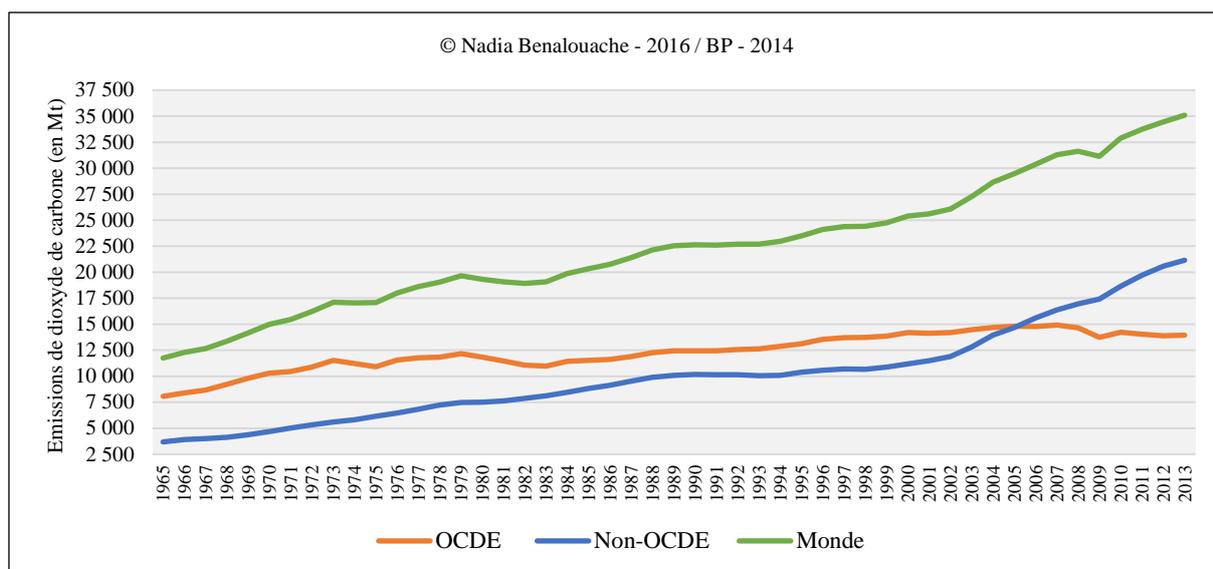
Le cinquième rapport du GIEC (2014), le plus récent, établit avec certitude le rapport entre le réchauffement climatique actuel et les activités anthropiques émettrices de GES. En effet, il est écrit que « *l'influence de l'homme sur le système climatique est clairement établie, et ce, sur la base des données concernant l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, le forçage radiatif positif, le réchauffement observé et la compréhension du système climatique* » (GIEC, 2014, p. 15). Il rapporte que les émissions de GES imputables aux activités humaines dans le monde se sont élevées à 49 Gigatonnes d'équivalent CO₂ en 2010. Par ailleurs, les émissions mondiales de CO₂ ont crû de 58 % entre 1990 et 2012. Elles ont augmenté de 3,1 % par an durant les années 2000 (Peters *et alii*, 2013). En 2010, le CO₂ représentait en effet 76 % des émissions de GES. Il est par conséquent le principal GES d'origine anthropique [cf. graphique 7].



GIEC (2014)

Graphique 7 – Évolution des émissions mondiales de GES entre 1970 et 2010 (en Gt et en %)

Entre la période préindustrielle et l'année 2013, la concentration dans l'atmosphère du dioxyde de carbone est passée de 278 à 400 parties par million (ppm). Une telle concentration est exceptionnelle, car elle n'avait plus été atteinte depuis au moins 3,2 millions d'années (Peters *et alii*, 2013). Les émissions mondiales de CO₂ ont triplé entre 1965 et 2013. En 2006, le CO₂ émis dans les pays non-OCDE dépasse celui des pays membres de l'OCDE [cf. graphique 8]. Entre 1965 et 2013, le taux d'évolution des émissions de CO₂ dans les pays non membres est de 474 % contre 72,9 % dans les pays membres. Parmi les PES, la Chine est le premier émetteur de CO₂, suivie de l'Inde (Masson-Delmotte *et alii*, 2013). Bien que les émissions par habitant des pays les moins avancés ou en développement restent en moyenne inférieures à celles des habitants des PN, les PES dans leur ensemble émettent désormais davantage de GES que les PN chaque année. En 2013, par exemple, les émissions de la Chine ont dépassé les émissions cumulées des États-Unis et des pays de l'Union européenne (UE) (Van Gameren *et alii*, 2014).



Graphique 8 – Émissions mondiales de CO₂ entre 1965 et 2013 (en Mt)

2- Le phénomène du réchauffement climatique.

Depuis l'ère industrielle, les réservoirs terrestres et océaniques ont absorbé la moitié des émissions anthropiques (Keeling *et alii*, 2010). Les émissions restantes stagnent dans l'atmosphère et sont renvoyées vers le sol, entraînant un déséquilibre du système et provoquant l'élévation de la température terrestre. Toutefois, une combinaison de facteurs à la fois naturels et anthropiques explique les variations de la température (Van Gameren *et alii*, 2014) : (i) les éruptions volcaniques dont les émissions d'aérosols ont tendance à diminuer la température (facteur naturel) ; (ii) la variation des rayonnements solaires (facteur naturel) ; et (iii) les émissions de GES (facteur anthropique).

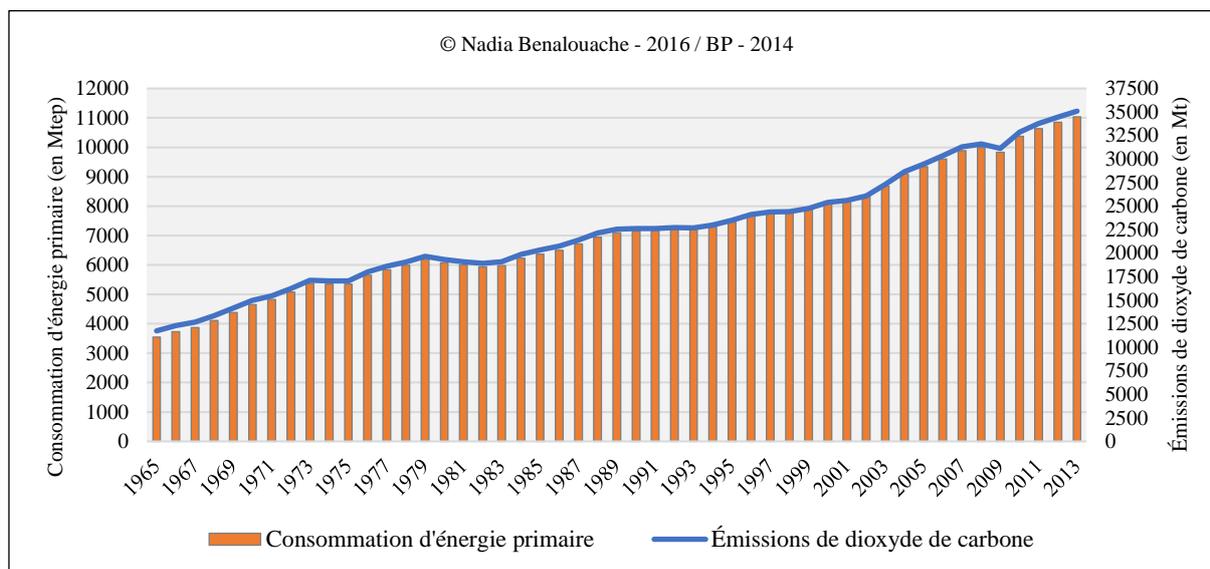
Cependant, d'après le GIEC, la hausse moyenne des températures depuis 1965 est principalement due aux émissions de GES. En 2012, la température moyenne de la planète a progressé de +0,85 °C par rapport à l'ère préindustrielle. Depuis 1990, les dix années les plus chaudes ont été enregistrées, ce qui prouve de manière physique et biologique, le changement climatique (Fréris, Infield, 2013). Certaines études prévoient une augmentation de la température moyenne de la surface de la terre de l'ordre de 0,2 ou 0,3°C tous les dix ans (GIEC, 2013). Le rythme actuel d'accumulation des GES dans l'atmosphère amène de nombreux scientifiques à estimer qu'un réchauffement global de 3 à 4 °C à l'horizon 2100 est prévisible (New *et alii*, 2011 ; AIE, 2013a ; Climate Action Tracker, 2013). Les résultats des actions actuelles de réduction de GES ne seront de surcroît visibles que dans trois décennies environ (GIEC, 2014).

Pour Beck (1992) et Giddens (1994), le réchauffement climatique consécutif à des activités humaines constitue l'illustration de ce qu'ils nomment « la société du risque ». Ce type de risque est difficilement calculable, irréversible et planétaire (Perreti-Watel, Hammer, 2006).

Parmi les activités humaines responsables de l'augmentation des émissions de GES, l'énergie est le premier secteur émetteur de CO₂.

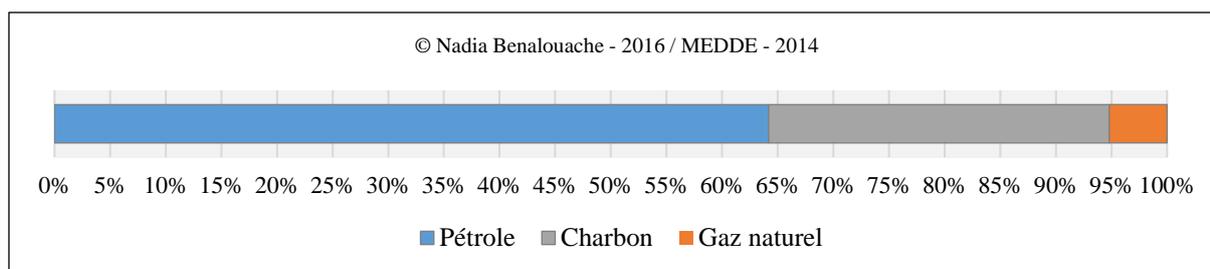
3- Imputabilité du secteur énergétique dans la hausse des émissions de CO₂.

La courbe de l'évolution des émissions de CO₂ et celle de la consommation en énergies fossiles sont presque parfaitement corrélées [cf. graphique 9]. L'augmentation des émissions de CO₂ est en grande partie liée à la croissance de la consommation en énergies fossiles. Les émissions de CO₂ sont essentiellement dûes à la combustion des énergies fossiles. Les différentes énergies fossiles n'ont pas le même impact sur les émissions de CO₂ [cf. graphique 10]. En 2013, 68 % de l'électricité mondiale est produite à partir de combustibles fossiles. Le secteur de la production d'électricité et de chaleur est responsable de 25 % des émissions de GES dans le monde. En 2013, la production d'électricité a généré en moyenne 742,15 g de CO₂/kWh (Van Gameren *et alii*, 2014). Parmi les sources utilisées pour produire de l'électricité, l'éolien est l'énergie la moins polluante avec 9 g/CO₂/kWh²⁰. Seul le nucléaire, énergie décarbonée, est capable de rivaliser avec les énergies renouvelables avec seulement 10 g/CO₂/kWh. La production d'électricité nucléaire génère, toutefois, des déchets radioactifs ni réutilisables ni recyclables et extrêmement complexes à gérer, car potentiellement dangereux du fait de leur radiotoxicité (Mons, 2011).



Graphique 9 – Évolution croisée de la consommation d'énergies fossiles et des émissions de CO₂ entre 1965 et 2013 (en Mtep et Mt)

²⁰ Unité d'énergie équivalente à la production exécutée pendant une heure par une machine dont la puissance est d'un kilowatt.



Graphique 10 – Répartition des émissions de CO₂ par sources d'énergie fossile en 2013 (en %)

4- Les effets attendus du réchauffement climatique.

Le réchauffement climatique impactera de nombreux domaines tels que le climat, les écosystèmes ou encore des secteurs comme l'énergie, l'alimentation ou la santé. Les scientifiques considèrent ainsi qu'une hausse de la température mondiale de 2°C par rapport au niveau préindustriel entrainera la multiplication d'événements météorologiques extrêmes (tempêtes, inondations, sécheresses, etc), mais également un bouleversement des écosystèmes, les plus fragiles surtout, avec une extinction de 20 à 30 % des espèces de la faune et de la flore. L'impact direct du réchauffement climatique sur le fonctionnement des écosystèmes accentuera le risque de transmission des maladies animales, susceptibles de couvrir des éléments pathogènes pouvant être dangereux pour l'être humain. Des crises liées aux ressources alimentaires sont également annoncées, car dans de nombreuses parties du monde – Asie, Afrique, les zones tropicales et subtropicales notamment – les productions agricoles diminueront, provoquant des pénuries alimentaires, causes de conflits et de migrations des populations. Par ailleurs, l'augmentation du niveau de la mer (de l'ordre de 18 à 59 cm d'ici 2100) due à la fonte des glaces – la surface de l'océan Arctique couverte de glaces a diminué de moitié en trente ans – devrait provoquer l'inondation de certaines zones côtières (notamment les deltas en Afrique et en Asie) et faire disparaître des pays entiers, comme les Maldives (Rojey, 2008 ; Keeling *et alii*, 2010 ; World Bank, 2013 ; Van Gameren *et alii*, 2014).

Les pertes mondiales consécutives aux catastrophes liées au climat se chiffrent à plusieurs centaines de milliards de dollars par an (Van Gameren *et alii*, 2014). Le Rapport Stern sur les enjeux économiques liés au changement climatique estimait, en 2006, le coût de l'inaction à hauteur de 5 à 20 % du PIB mondial. Une action abaisserait ce coût à 1 % du PIB mondial. Des incertitudes existent encore sur la connaissance des conditions climatiques à venir, et elles concernent deux dimensions. La première est de dimension scientifique, car la compréhension du système climatique demeure, malgré des progrès considérables, relativement limitée. La seconde est de dimension sociétale car ce sont les choix actuels et futurs en matière d'émissions de GES qui conditionneront la nature et l'ampleur du changement climatique à long terme (Van Gameren *et alii*, 2014).

La prise de conscience de ce phénomène et de ses conséquences a conduit à la mise en place au niveau mondial d'un cadre d'action pour atténuer et s'adapter aux effets du changement climatique. Il révèle une préoccupation globale et partagée

B- L'évolution du régime international du climat.

1- Les débuts de la lutte contre le réchauffement climatique.

Dès le début des années 1970, les spécialistes du climat se préoccupent des conséquences de l'augmentation dans l'atmosphère de la concentration du CO₂. Durant cette période, la littérature scientifique²¹ sur le thème des énergies « nouvelles » foisonne. En 1979, a lieu à Genève la première conférence mondiale sur le climat qui marque les débuts de la politique climatique internationale. Le changement climatique est pour la première fois reconnu comme un grave problème de portée mondiale. Cette conférence se déroule sous l'égide de l'OMM et du PNUE.

Après le contre-choc pétrolier de 1986 cependant, le maintien et la formulation de nouvelles politiques de maîtrise énergétique connaissent un relâchement (Riedacker, 2003). En effet, « *le contre-choc pétrolier du milieu des années 1980 et la baisse du dollar ont bien vite balayé les "sages" résolutions de la croissance zéro* » (Daviet, 2005, p.20). C'est dans ce contexte que les Nations-Unies décident de créer en décembre 1988 le GIEC. La lutte contre le réchauffement climatique est donc étroitement liée au contexte énergétique. Les conclusions du premier rapport du groupe, publié en 1990, déboucheront sur l'élaboration de la Convention-Cadre des Nations-Unies sur le Changement Climatique (CCNUCC) présentée lors du premier sommet de la Terre à Rio de Janeiro en 1992.

Le préambule de la CCNUCC stipule qu'il est fondamental de « *stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de GES dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique* » (CCNUCC, 1992, art.2). Entrée en vigueur en 1994, la CCNUCC est aujourd'hui ratifiée par presque tous les pays du monde, y compris la Chine et les États-Unis. Cette convention appelle par ailleurs tous les États signataires à préserver le système climatique dans l'intérêt des générations présentes et futures sur la base des principes d'équité et de responsabilité commune, mais différenciée (notamment du point de vue des capacités financières des pays). Le principe de précaution constitue un autre élément essentiel promu dans le cadre de la CCNUCC « *quand il y a un risque de perturbations graves et irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour différer l'adoption de mesures de précaution pour prévoir, prévenir ou atténuer les causes du*

²¹ Parmi les travaux scientifiques français, on peut notamment citer les ouvrages de Colli (1979), Bizec *et alii* (1980) et de Barbet (1983).

changement climatique et en limiter les effets néfastes, étant entendu que ces mesures requièrent un bon rapport coût-efficacité » (CCNUCC, 1992, art.3).

La convention pose un certains nombres d'obligations, certaines communes à toutes les parties, d'autres destinées à des groupements de pays :

- Les parties de l'Annexe I englobent les pays industrialisés membres de l'OCDE en 1992 et les Parties en transition, notamment la Fédération de Russie, les États baltes et plusieurs États d'Europe centrale et orientale. Ces pays se sont engagés sur des objectifs chiffrés de réduction de leurs émissions ;
- Les parties de l'Annexe II comprennent uniquement les pays membres de l'OCDE (qui figurent à l'Annexe I). Ces parties doivent notamment fournir les ressources financières nécessaires aux pays en développement pour qu'ils adoptent des politiques et qu'ils entreprennent des activités d'atténuation et d'adaptation²² au changement climatique ; par ailleurs ces parties doivent encourager la mise au point et le transfert de technologies respectueuses de l'environnement, au profit des pays en transition et en développement. Les fonds alloués par les Parties sont distribués au travers d'un mécanisme financier établi par la CCNUCC.
- Les parties non Annexe I sont principalement des PES. La convention reconnaît explicitement le droit de ces pays au développement économique. Elle souligne que certains groupes de pays sont particulièrement vulnérables aux effets préjudiciables des changements climatiques, tels que les pays qui ont des zones littorales de faible élévation ou des zones sujettes à la sécheresse et à la désertification. Elle mentionne aussi les pays pour lesquels les mesures d'atténuation peuvent avoir un effet négatif sur la croissance, par exemple ceux dont l'économie est fortement tributaire des combustibles fossiles.

Le protocole de Kyoto, établi en 1997, complète et renforce la CCNUCC en proposant un cadre pour l'application de mesures destinées à prévenir et corriger les effets du changement climatique. Lors de la signature du protocole de Kyoto, les parties de l'annexe I se sont engagées à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, la réduction globale devant atteindre -5,2 % dans la période 2008-2012 par rapport au niveau de 1990. L'Union européenne (UE) s'est engagée quant à elle à réduire ses émissions de 8 %. Pour entrer en vigueur, le protocole devait être toutefois ratifié par au moins 55 pays et l'ensemble de ces pays émettre 55 % des émissions totales enregistrées en 1990. Ces conditions ont été remplies lorsqu'en octobre 2004 la Russie a ratifié le protocole. Ce dernier est officiellement entré en vigueur en février 2005. 184 pays ont ratifié le protocole, mais seuls 38 pays se sont engagés à réduire leurs émissions de GES. Le protocole de Kyoto devait arriver à terme en 2012 et être remplacé, à cette date, par un nouvel accord international (Maréchal, 2016).

²² Les mesures d'atténuation doivent permettre de limiter le changement climatique et les mesures d'adaptation de réduire la vulnérabilité des systèmes naturels et socio-économiques ainsi que les coûts éventuels des effets du changement climatique.

Pour faciliter la mise en application du protocole, il est convenu que les pays concernés²³ par la réduction des émissions de GES peuvent recourir à des mécanismes dits de flexibilité, en complément de politiques et de mesures formulées à l'échelle nationale. Avec cette mesure, la financiarisation de la protection de l'environnement est effective. Ces mécanismes sont :

- Le marché des permis négociables : chaque pays dispose d'un quota d'émissions qu'il répartit entre les différentes industries et entreprises concernées. Les entreprises qui n'ont pas atteint leurs quotas d'émissions annuelles peuvent ensuite vendre un permis d'émissions à celles qui les ont dépassés. Le premier marché mondial des permis négociables est européen et a été mis en place en 2005.
- La Mise en Œuvre Conjointe (MOC) : Destiné aux pays de l'Europe de l'Est essentiellement, il permet à un investisseur de financer un projet visant à réduire les émissions de GES. Les émissions évitées ou absorbées sont alors attribuées à l'investisseur.
- Le Mécanisme de Développement Propre (MDP) : les pays industrialisés financent des projets qui réduisent ou évitent les émissions dans les PES et sont récompensés de crédits dits "unités de réduction des émissions certifiées" utilisables par la suite pour atteindre leurs propres objectifs d'émissions. L'objectif de réduction des émissions doit être atteint grâce à la création de nouvelles installations et non pas au travers de leur modernisation. Dans les PES, l'industrialisation relativement récente permet en effet d'investir, dans des technologies plus « propres », plus aisément, et à un coût moins élevé que dans les PN.

La MOC et le MDP permettent ainsi d'aider les Parties de l'Annexe I à atteindre leurs objectifs d'émissions à moindre coût en soutenant la réduction des émissions dans d'autres pays.

2- L'après-Kyoto : vers la mise en place d'un nouvel accord.

Les PES ont néanmoins tenu à justifier leur « droit » à polluer au nom de leur potentiel de croissance et en dénonçant l'hypocrisie des PN désignés comme des pollueurs historiques (Delannoy, 2012). La Conférence des Parties de Copenhague²⁴ (COP-15) en 2009 a illustré cette position de la part des PES et, en particulier, de la Chine. Elle a laissé place à un nouvel ordre géopolitique sur la question du climat, où ce sont les États-Unis et les PES qui ont imposé leur vision, au détriment de la vision communautaire européenne (Aykut, Dahan, 2014). Cependant, la prise de conscience face à l'impératif environnemental dans les Pays Émergents est réelle, dans la mesure où la dégradation de l'environnement commence à avoir des conséquences préjudiciables sur l'économie et les populations de certains d'entre eux. La COP-15 consacre cette différenciation entre pays industrialisés et pays en développement. Elle

²³ Le protocole de Kyoto ne pose pas de limitations d'émissions de GES aux PES, même si leurs émissions sont en forte croissance.

²⁴ La convention CCNUCC a mis en place la Conférence des Parties qui se réunit annuellement pour progresser dans la mise en œuvre de la convention.

s'articule en effet à la fois sur une « vision commune », mais met également en place deux volets : « atténuation » et « adaptation ». La vision commune correspond à une action concertée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, reposant sur des responsabilités certes communes, mais différenciées et respectives des capacités de chacune des parties (Maréchal, 2016). L'article 1^{er} des Accords de Copenhague stipule que « *nous entendons, compte tenu de l'opinion scientifique selon laquelle la hausse de la température mondiale devrait être limitée à 2 degrés Celsius, renforcer notre action concertée à long terme visant à combattre les changements climatiques* ». Cependant, ce texte n'a pas été adopté à l'unanimité, la COP-15 en prendra seulement acte.

Les accords de Copenhague ont néanmoins reconnu que des moyens financiers plus importants étaient nécessaires pour les PES et sont parvenus à la volonté de mobiliser 30 milliards de dollars pour la période 2010-2012, partagés entre l'adaptation et l'atténuation. Ces moyens seraient ensuite portés à 100 milliards de dollars par an jusqu'en 2020. Cette somme peut provenir de différentes sources : bilatérales ou multilatérales, publiques ou privées. Les financements publics peuvent prendre plusieurs formes, telles que les fonds multilatéraux comme le Fonds vert, les fonds issus des institutions financières internationales ou régionales telles que la Banque Mondiale, les contributions gouvernementales, des structures bilatérales telles que l'Agence Française de Développement (AFD). Toutefois, le statut non contraignant de cet accord, la source incertaine des fonds et les espoirs jadis déçus ont suscité un fort scepticisme (Gollier, 2009). À Cancun en 2010 (COP-16), un cadre pour l'adaptation a été créé qui fournit aux PES une aide technique ou propose par exemple un partage d'informations. Cette conférence marque par ailleurs la reprise du processus onusien. Des négociations ont permis d'aboutir à un objectif majeur : limiter le réchauffement à 2°C²⁵ par rapport à l'ère préindustrielle (Alberola, Fagès, 2009). Les promesses de réduction des émissions ne permettront pourtant pas de limiter l'élévation de la température globale en dessous de 3,8 °C environ à l'horizon 2100. Selon de nombreux scientifiques et observateurs, l'objectif des 2 °C serait extrêmement difficile à atteindre. Il n'est pas géo-physiquement impossible, mais les efforts d'atténuation qu'il suppose contrastent fortement avec les tendances mondiales actuelles (Van Gameren *et alii*, 2014). Les attentes de nombreux scientifiques, d'organisations non-gouvernementales ainsi que de l'Europe, quant à des objectifs globaux de réduction des émissions ont été déçues. Depuis Cancun, les conférences mondiales demeuraient relativement infructueuses (Chevalier *et alii*, 2012), jusqu'à l'Accord de Paris en décembre 2015 (COP-21) (Geoffron, 2015).

La COP-21 s'est achevée sur un accord international sur le climat, adopté à l'unanimité par 195 pays le 12 décembre 2015. L'article 2 de l'Accord stipule qu'il est nécessaire de contenir « *l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 degrés Celsius par rapport aux niveaux préindustriels et en poursuivant l'action menée pour limiter*

²⁵ La concentration en CO₂ dans l'atmosphère ne doit pas dépasser 445 ppm.

l'élévation des températures à 1,5 degré Celsius par rapport aux niveaux préindustriels, étant entendu que cela réduirait sensiblement les risques et les effets des changements climatiques » (Art. 2, al. 1, a.). Elle signe par ailleurs le retour de l'UE au centre des débats, à la fois volontariste et exigeante en ce qui concerne la formulation d'objectifs contraignants, la mise en place d'un cadre juridique, et la possibilité de sanctions à l'égard de pays qui ne tiennent pas leurs engagements (Aykut et Dahan, 2014, p. 372). En effet, l'absence de sanctions inscrites dans le droit international en direction des Parties était jusqu'ici en contradiction avec son caractère contraignant. La nouveauté de l'Accord de Paris réside par ailleurs dans l'initiative, en marge de la COP-21, de nombreux pays de publier une contribution présentant les efforts nationaux à consentir. Cet exercice est original dans le cadre des négociations climatiques internationales. Certains des États soumissionnaires y ont inclus des mesures d'adaptation ainsi que des demandes de financement. Cette initiative résulte d'une approche « bottom-up », qui consiste à laisser chacune des parties décider des objectifs qu'elles sont en mesure d'atteindre et auxquelles elles veulent consentir (Tsayem-Demaze, 2011 ; Aykut et Dahan, 2014 ; Maréchal, 2016). Ainsi, 186 pays ou groupement de pays, qui enregistrent 87% des émissions mondiales de GES, ont proposé une contribution. L'UE, par exemple, s'est engagée à une réduction de 40 % de ces émissions d'ici 2030, par rapport aux niveaux de 1990. Parmi les pays du Maghreb, tous ont soumis une contribution, mais seul le Maroc a désigné des objectifs chiffrés. Le pays vise effectivement une réduction de 13 % de ces émissions de GES en 2030, par rapport à un scénario de référence à politique inchangée. Cet objectif peut être revu à la hausse, jusqu'à 32 %, si un appui financier international intervient²⁶. Un bilan est prévu en 2023, et tous les 5 ans par la suite [cf. article 14 de l'Accord de Paris]. Sur le plan financier enfin, aucune obligation n'est réellement prévue. Le texte prévoit une hausse éventuelle des montants versés aux PES les plus vulnérables, énoncées en 2009 déjà. Ainsi, les 100 milliards annuels promis à Copenhague (COP-15) sont-ils maintenus et deviendraient des « planchers », que les PN peuvent relever ou non.

La Cop-22 organisée à Marrakech au Maroc du 7 au 18 novembre 2016 souhaite « consolider » l'Accord de Paris sur le climat²⁷. Parmi les faits saillants de cette rencontre, l'avancée de deux années de la rédaction du règlement de l'Accord de Paris par les pays signataires, qui devait au départ s'achever en 2020. Les pays signataires de l'annexe I ont également renouvelé leur engagement de verser annuellement 100 milliards de dollars d'ici 2020 et ont promis de mettre à disposition du Centre et Réseau des Technologies Climatiques (CRTC) plus de 23 millions de dollars. Le Fonds vert prévoit par ailleurs deux plans d'aide pour le Libéria et le Népal, respectivement à hauteur de 2,2 millions et 2,9 millions de dollars. La révision du mécanisme international de Varsovie (COP-19) traitant des questions relatives aux pertes et dommages liés aux effets du changement climatique est décidée (unfccc, 2016). La

²⁶ www.diplomatie.gouv.fr

²⁷ Cet événement se déroule dans un contexte marqué par l'élection du climatocéptique Donald Trump à la présidence des États-Unis. Durant sa campagne, ce dernier n'a pas caché sa volonté de quitter l'accord de Paris.

Cop-22 a été aussi marquée par le lancement du Fonds d'Investissement de Marrakech pour l'Adaptation (MICA). Estimé à 500 millions de dollars, ce fonds est issu du partenariat entre THE LIGHTSMITH GROUP, BEYA CAPITAL CLIMATE FINANCE ADVISORY AND INVESTMENT et le Fonds pour l'environnement mondial (FEM). Afin d'autonomiser les pays notamment de l'annexe II dans l'élaboration de leur contribution nationale, une plateforme est créée : le partenariat NDC (*Nationally Determined Contribution*), co-présidé par le Maroc et l'Allemagne.

Le régime international de lutte contre le changement climatique révèle une distinction entre les PN et les PES, aussi bien en termes de responsabilités que de capacités mais également en termes d'enjeux, car ce sont en effet les PES qui sont susceptibles de subir de manière plus fréquente et plus violente les effets du changement climatique.

3- L'adaptation : les PES en première ligne.

L'atténuation et l'adaptation constituent deux approches foncièrement différentes de la gestion du risque climatique. L'une, l'atténuation, vise à agir en amont sur les causes inhérentes au changement climatique, et l'autre, l'adaptation, s'attache à gérer et résoudre les conséquences du changement climatique. La définition la plus communément utilisée de l'adaptation des systèmes humains au changement climatique est celle du GIEC, à savoir « *une démarche d'ajustement au climat actuel ou attendu, ainsi qu'à ses conséquences, de manière à en atténuer les effets préjudiciables et à en exploiter les effets bénéfiques* » (GIEC, 2012, p. 4). Pendant longtemps les discussions et les négociations se sont uniquement focalisées sur l'atténuation du changement climatique. Or, le troisième rapport du GIEC de 2001 stipule que les seuls efforts d'atténuation ne peuvent suffire à prévenir les impacts du changement climatique. Il faut donc une adaptation au changement climatique. Les effets du changement climatique devraient se produire plus vite que prévu et devraient toucher surtout les pays à revenus faibles et moyens (Ayers, Dodman, 2010).

C'est dans le cadre de la COP de Marrakech (COP-7) en 2001 que ce constat est officiellement établi. Des moyens financiers servant à l'adaptation des PES ont alors été dégagés. Les critères d'éligibilité des projets au titre MOC ou MDP ont également été définis (Ben Jannet-Allal *et alii*, 2006). Les financements sont distribués soit directement, soit par l'intermédiaire du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM), soit *via* des fonds administrés par le FEM sous la supervision de la CCNUCC. En 2002, la Déclaration de Delhi (COP-8) réaffirme la nécessité de lier atténuation et adaptation. À partir de cette COP-8, il est acquis que la contrepartie des engagements futurs des PES concernant la réduction de leurs émissions de GES consiste en une aide financière mise à leur disposition par les PN. En 2004, la COP de Buenos Aires (COP-10) considère que l'adaptation doit être placée sur le même pied d'égalité que l'atténuation. Les COP de Montréal (COP-11) en 2005 et de Nairobi (COP-12) en 2006

promeuvent une assistance aux PES pour l'évaluation des impacts du changement climatique et pour aider à la compréhension des bénéfices de l'adaptation

Ainsi, bien que l'influence historique des PES sur les évolutions climatiques et environnementales à l'échelle internationale ait été moins importante que celle des PN, ce sont eux qui à présent sont particulièrement vulnérables aux conséquences du changement climatique (désertification, accroissement du niveau des océans, réduction de la biodiversité, etc.).

C- L'engagement des pays du Maghreb dans la lutte contre le changement climatique.

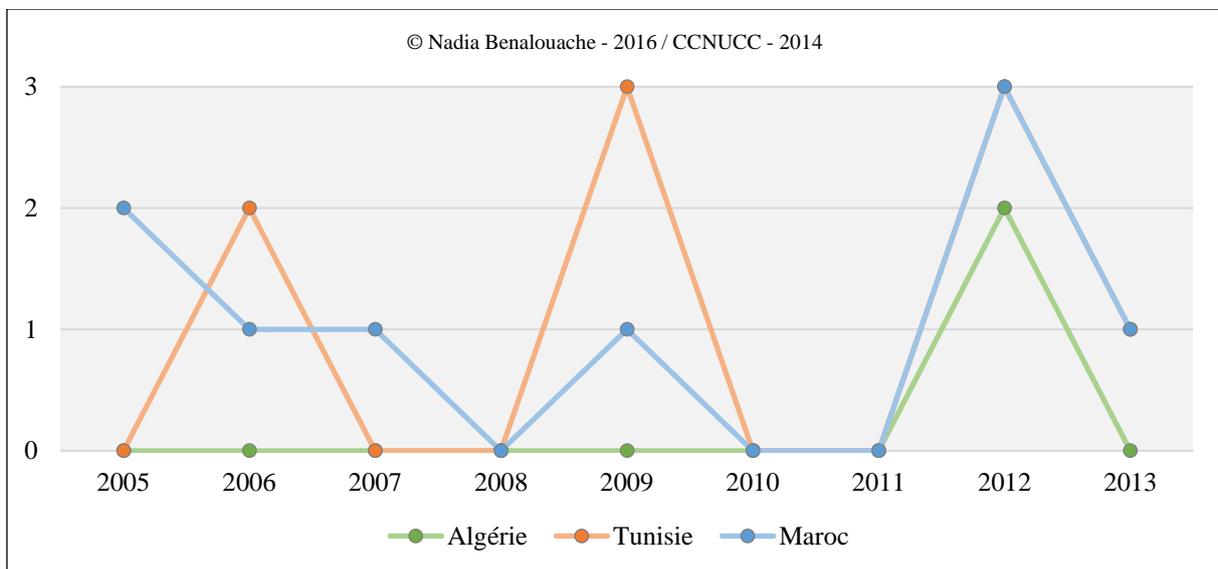
La moyenne des émissions de CO₂ par habitant (CO₂/hab) au Maghreb reste significativement inférieure à la moyenne mondiale, avec 2,21 tCO₂/hab en 2011 contre 4,5 au niveau mondial. Toutefois, les émissions maghrébines de CO₂ augmentent, passant de 2,06 à 2,21 tCO₂/hab entre 2000 et 2011²⁸.

La Tunisie a ratifié la CCNUCC en juillet 1993 et le protocole de Kyoto en juin 2002. Il a manifesté sa volonté de participer à l'effort mondial de lutte contre le changement climatique. Au niveau national, plusieurs mesures ont été prises afin de bénéficier des opportunités offertes par le Mécanisme de Développement Propre (MDP). Elle a ainsi mis en place l'Autorité Nationale Désignée (AND) pour le MDP – dit Bureau National pour le MDP – en décembre 2004 et a également élaboré en 2005 une stratégie nationale pour l'accélération du processus MDP dans tous les secteurs concernés. Les programmes de renforcement de capacités, de sensibilisation et d'appui technique et financier au profit des porteurs de projets MDP se sont multipliés.

L'Algérie a ratifié en avril 1993 la CCNUCC mais n'adoptera le protocole de Kyoto qu'en mai 2005. Le pays, moins friand des MDP, n'a pas mis en place de structures dédiés aux changements climatiques avant 2015. La contribution demandée aux pays dans le cadre de la COP-21 a fini par convaincre le gouvernement algérien de mettre en place un Comité national chargé du suivi des stratégies de lutte contre les changements climatiques. Il a pour objectif de proposer toute mesure susceptible d'assurer la mise en œuvre des engagements contractés par l'Algérie au titre de la CCNUCC, ou des décisions prises par l'État sur cette problématique. Cette instance fut chargée de préparer la contribution soumise en décembre 2015 à Paris (COP-21).

²⁸ Il est à noter que les émissions tunisiennes ont baissé durant cette période, passant de 2,05 à 1,98 tCO₂/hab. Cette baisse est due aux efforts entrepris par la Tunisie pour réduire son intensité carbone.

Dès la ratification de la CCNUCC en 1993, le Maroc s'organise sur le plan institutionnel. Ainsi, le pays a mis en place des structures destinées à considérer les aspects transversaux du Changement Climatique. En 1996, le Maroc crée un Comité National du Changement Climatique, et par la suite un Comité National Scientifique et Technique du Changement Climatique et, à l'instar de la Tunisie, une Autorité Nationale Désignée du MDP (AND MDP). Le Maroc, par rapport aux deux autres pays du Maghreb, a régulièrement soumis, entre 2005 et 2013, des projets MDP enregistrés, ce qui représente neuf projets, contre cinq pour la Tunisie et deux pour l'Algérie [cf. graphique 11]. Enfin, après avoir organisé en 2001 la Cop-7, le Maroc et la ville de Marrakech accueillent une nouvelle fois deux événements majeurs, l'un d'envergure régionale, la Medcop-22 à Tanger les 18 et 19 juillet 2016 et l'autre d'envergure mondiale, la Cop-22.



Graphique 11 – Nombre de projets MDP enregistrés par l'Algérie, la Tunisie et le Maroc entre 2005 et 2013

Le débat mondial sur le changement climatique n'est plus restreint à un enjeu d'ordre environnemental, mais s'inscrit dans une vision plus large – qui lie étroitement les objectifs environnementaux aux objectifs de développement économique et social – celle du développement durable. La transition énergétique « bas carbone » prolonge cette vision car elle constitue l'une des conditions d'un développement durable.

III- Un cadre d'action global : le développement durable.

La vision du développement durable repose sur trois piliers fondamentaux et prône une approche systémique (A). Un des aspects majeurs de ce paradigme questionne la gestion des ressources naturelles – parmi lesquelles les ressources énergétiques – et conduit à repenser les modèles de développement (B). L'injonction d'un développement durable dans les PES, qui pour se développer exploitent massivement ces ressources naturelles, soulève une problématique majeure : l'alliance entre croissance et durabilité (B). Les modalités d'appropriation de ces injonctions sont mises en évidence pour le Maghreb (C).

A- Les dimensions du développement durable.

Le concept de développement durable est le fruit d'une longue évolution chronologique, à laquelle ont participé de nombreux courants idéologiques et scientifiques (Jollivet, 2001 ; Robic, Mathieu, 2001 ; Brodhag *et alii*, 2003 ; Brunel, 2004 ; Jégou, 2011). Mais ce n'est qu'en 1980, suite à la publication de la Stratégie Mondiale de la Conservation (SMC), que le terme développement durable a été employé au sens qu'on lui attribue désormais. Le concept de développement durable a ensuite beaucoup évolué entre la publication de la SMC et celle du rapport Brundtland *Notre Avenir à tous* en 1987. Les contributeurs du rapport partent de deux constats : (i) certains modes de développement dégradent l'environnement ; et (ii) un environnement dégradé constitue un obstacle aux possibilités de développement. Intégrer et harmoniser ces deux problématiques est le but recherché.

La définition du concept fournie par le Rapport Brundtland apparaît comme suffisamment large pour être consensuelle. Elle est la plus utilisée et la plus citée. D'après cette définition, le développement durable est « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs* » (Brundtland, chap. 2, p. 43). Le contexte de publication de ce rapport est marqué par le retour en force des thèses libérales et celui de la réaffirmation de la primauté de la croissance économique (Vivien, 2003). S'en suivent différentes rencontres, notamment les Sommets de la Terre, organisés sous l'égide des Nations Unies. Le concept de développement durable s'enrichit alors. À partir du Sommet de la Terre de Rio en 1992, le concept se diffuse très largement. Il repose dorénavant sur trois piliers : environnemental, économique, social [cf. figure 9].

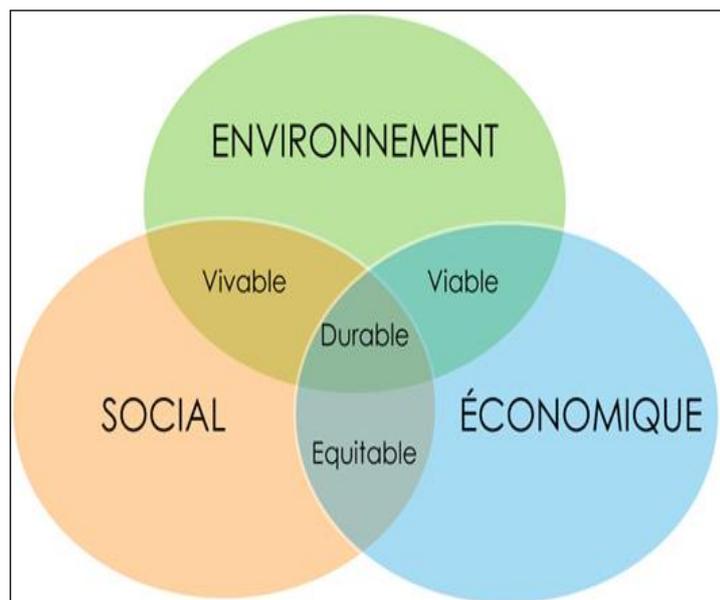


Figure 9 – Les piliers du développement durable

Dans ce schéma classique qui représente les piliers du développement durable, plus l'intégration des différentes composantes du système est forte, plus la durabilité est effective

(Cans, 2009). Selon le "Dictionnaire du développement durable" (2003), le développement durable du fait de son contexte d'émergence, est un compromis entre : (i) les intérêts des générations actuelles et celui des générations futures, dans le contexte de l'équité intergénérationnelle ; (ii) les PN et les PES ; (iii) les besoins des êtres humains et la préservation des écosystèmes.

L'injonction d'un développement durable repose sur la tension qui existe entre les conditions du développement (en particulier sous l'angle de la croissance) et les limites de l'utilisation des ressources naturelles²⁹, notamment énergétiques (et les impacts induits). La mise en œuvre des objectifs du développement durable sous-tend de ce fait des modes spécifiques de gestion des ressources.

B- Repenser les modèles de développement : une nécessaire gestion raisonnée des ressources.

Dès 1972, le rapport "The Limits to growth"³⁰ publié en 1972 par le Club de Rome³¹ critique les modèles de développement des PN, car ces modèles ne tiennent pas compte des limites des ressources naturelles de notre planète. Il expose les dangers qu'entraîne une croissance économique et démographique exponentielle vis-à-vis de l'épuisement des ressources³² ainsi que l'accumulation de la pollution et la surexploitation des systèmes naturels pouvant aboutir à une crise environnementale. Les auteurs du rapport écrivent : « *nous avons la conviction que la prise de conscience des limites matérielles de l'environnement mondial et des conséquences tragiques d'une exploitation irraisonnée des ressources terrestres est indispensable à l'émergence de nouveaux modes de pensée qui conduiront à une révision fondamentale, à la fois du comportement des hommes, et, par la suite, de la structure de la société actuelle dans son ensemble* » (Meadows et alii, 1972, p. 293-294).

Certaines définitions du développement durable mettent particulièrement l'accent sur la question des ressources naturelles. Dans le "Dictionnaire de géographie humaine" (2000), par exemple, le développement durable serait le « *développement économique et social fondé sur une utilisation raisonnable des ressources, grâce à des techniques et des modes*

²⁹ Selon l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC), « *ce sont les stocks de matières présentes dans le milieu naturel qui sont à la fois rares et économiquement utiles pour la production ou la consommation, soit à l'état brut, soit après un minimum de transformations* » (OMC, 2010).

³⁰ Ce rapport, commandé par le Club de Rome, s'appuie sur les résultats d'une simulation par ordinateur d'un modèle du monde construit par le Groupe d'étude de dynamique des systèmes du *Massachusetts of Institute of Technology* (MIT) à partir de cinq variables : la population, la production alimentaire, l'industrialisation, la pollution et l'utilisation des ressources naturelles non renouvelables.

³¹ Association à but non lucratif de droit suisse fondée en 1968.

³² La réflexion sous le seul angle de l'épuisement des ressources naturelles remonte au 18^{ème} siècle. Les économistes Malthus et Ricardo établissaient déjà à l'époque une corrélation entre l'épuisement des ressources et celle de la croissance économique. Selon eux, l'économie tendrait inévitablement vers un état stationnaire pouvant être retardé par le progrès technique et le développement du commerce international (Flam, 2010).

d'organisations appropriés » (Charvet *et alii*, 2000, p. 56). La problématique de la gestion raisonnée des ressources naturelles renvoie à la notion de durabilité, car « *du fait de leur caractère potentiellement épuisable, la durabilité a toujours été un élément central de l'économie des ressources* » (Vivien, 2003, p. 19).

L'une des questions essentielles pour une société est de savoir comment gérer ses ressources, ce que les économistes qualifient de capital. Ce capital peut être naturel – les ressources naturelles étant soit renouvelables, soit non renouvelables – ou construit – le capital physique des infrastructures et des biens produits, le capital financier, le capital humain des compétences, le capital social des réseaux et des relations (Brunel, 2004).

Les interprétations et les recherches sur le thème, surtout en économie, ont donné naissance à deux visions de la durabilité : la durabilité forte et la durabilité faible. La durabilité est dite forte – *strong sustainability* – quand on considère que le capital naturel doit absolument être maintenu en état (Mancebo, 2010). Elle est dite faible – *weak sustainability* – lorsque la somme du capital naturel et celle du capital construit peuvent se substituer. L'un peut diminuer à condition que l'autre augmente au moins d'autant, afin de maintenir l'agrégat constant ou en croissance.

La durabilité forte privilégie l'environnement. Les activités humaines doivent être limitées pour préserver la planète. La majorité des biologistes, des organisations environnementales ainsi que certains économistes défendent cette conception de la durabilité. Parmi les économistes qui soutiennent cette dernière, se trouvent les tenants de l'*Ecological Economics* (ou économie écologique) comme Daly (1990). Avec le récent essor de la consommation des ressources, les recherches au sein de ce champ transdisciplinaire suscitent aujourd'hui un intérêt important, notamment autour de la gestion durable des ressources et les perspectives futures de leur utilisation. L'économie écologique décrit les activités économiques comme des processus naturels qui reposent sur des flux d'énergie et de matière, afin de montrer que les tendances actuelles de la consommation de ressources dépassent la capacité de la nature à fournir ces dernières de manière durable (Krausmann *et alii*, 2009). Plusieurs études proposent une quantification du prélèvement des ressources et de son évolution au cours des dernières décennies – telles que l'empreinte écologique (Wackernagel, Rees, 1996) ou le « sac à dos écologique » élaboré par le Wuppertal Institute. Toutefois selon Smil (2013, 2014), ces études ont un caractère simplificateur et ne considèrent pas suffisamment les différences qualitatives qui existent entre les ressources.

La durabilité faible donne la priorité à l'humanité. Les partisans de la durabilité faible pensent que l'environnement n'est que le produit des activités humaines (Brunel, 2004). Ce courant fonde sa théorie sur différents modèles économiques, tels que le modèle de Hotelling (1931) qui propose une gestion optimisée de la ressource non renouvelable, ou la règle de

Hartwick (1977) qui s'intéresse aux conditions de la durabilité de la consommation. Selon Mancebo (2010), la différence entre les deux représente une véritable « fracture conceptuelle ». Cette fracture tient au niveau de confiance à l'égard des vertus du progrès technique.

La transposition scalaire des enjeux du développement durable, du global au local, est l'un des aspects importants de sa mise en œuvre. En effet, « *le développement durable a un succès planétaire qui percole à toutes les échelles géographiques et qui concerne tous les domaines de la vie* » (Soubeyran, 2000, p. 63). Les systèmes sociaux, économiques et écologiques varient beaucoup d'un pays à l'autre. Il n'existe pas de modèle unique de diffusion du développement durable (Vivien, 2003). La Commission Mondiale sur l'Environnement et le Développement (CMED) recommande tout de même en 1987 que les pays dits en développement consentent aux efforts de maîtrise de leur démographie et adoptent des modes de consommation qui diffèrent de ceux des pays industrialisés.

C- Développement durable et PES : modalités d'appropriation au Maghreb.

L'introduction de la problématique du développement durable dans les PES s'est faite au travers de l'aide au développement (Veyret, 2005). Entre 1980 et 1990, les plans d'ajustement structurel instaurés par les institutions de Bretton Woods et à l'origine de la mise en œuvre de programmes de développement sont fondés sur des conditionnalités principalement économiques. Ce n'est qu'à la suite du premier rapport du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) sur le développement humain en 1990 et du Sommet de la Terre à Rio en 1992 que la recherche d'un équilibre entre les différentes dimensions du développement durable se généralise progressivement dans les discours sur l'aide au développement (Boidin, Djeflat, 2009). Toutefois, une dimension est particulièrement privilégiée, la dimension environnementale. La généralisation de ces préoccupations a apporté des changements dans l'architecture de l'aide au développement des institutions bilatérales comme multilatérales. Ce changement s'est souvent traduit par une augmentation des dotations afin que les dimensions environnementales et sociales soient davantage prises en compte dans les programmes de développement. Néanmoins, l'environnement n'est pas encore considéré comme un facteur déterminant du développement (Jacquet, Loup, 2009). Pourtant, « *dans les [PES³³], la question de l'environnement est intrinsèquement liée à celle du développement* » (Cormier-Salem, 2007, p. 367). L'intervention dans les PES est légitimée par le « *processus de solidarité internationale désormais sous-tendu par le principe de responsabilité des sociétés face à l'environnement. L'ingérence au nom de l'environnement [...] paraît donc aller de soi* » (Veyret, 2005, p. 37). Cette ingérence n'est pas seulement humanitaire, mais aussi économique et politique, émanant d'institutions financières internationales et de bailleurs de fond. La figure suivante présente

³³ Parmi les pays du Sud, l'auteur distingue quatre catégories : les Pays les Moins Avancés (PMA) à Etat fragile, les PMA à Etat fort, les DOM et enfin les pays émergents.

l'architecture de l'aide au développement. Les exemples de structures désignent prioritairement celles qui opèrent au Maghreb [cf. figure 10].

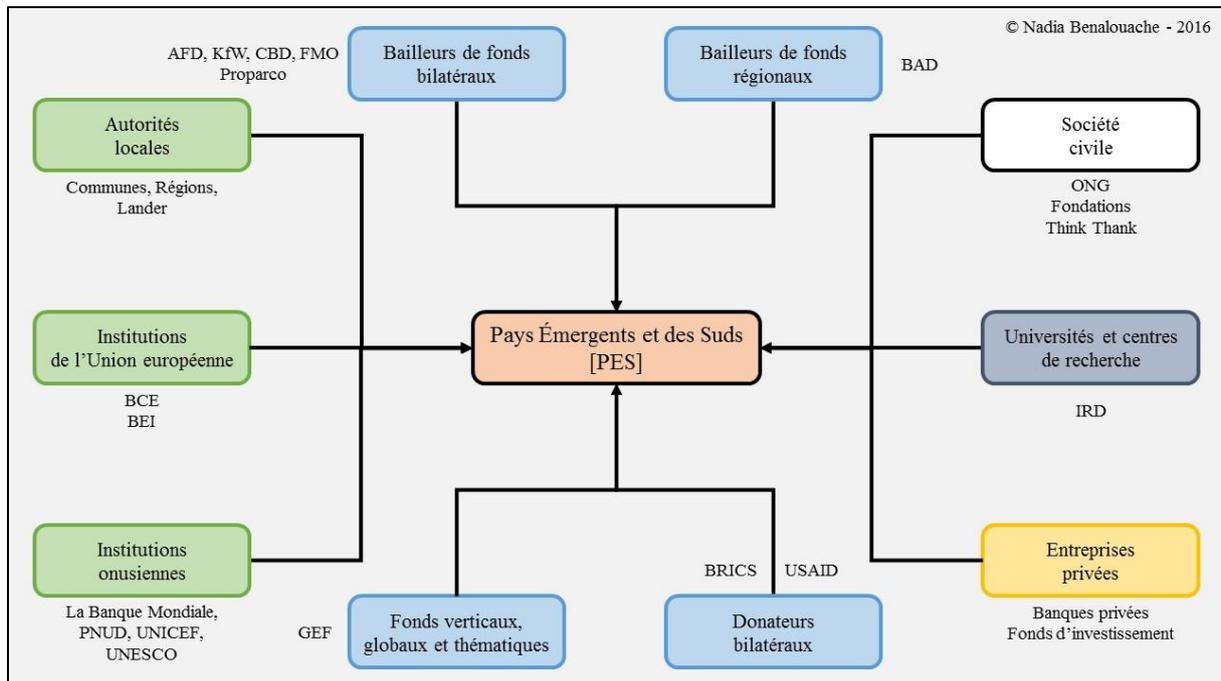


Figure 10 – L'architecture de l'aide au développement

Dans leur étude sur l'appropriation des injonctions du développement durable dans les villes arabes et leur opérationnalisation, Barthel *et alii* (2013) montrent la manière dont s'est diffusé le Développement Urbain Durable (DUD), en évoquant le rôle de premier plan des États centralisés et dirigistes et de leurs gouvernements, et leurs stratégies, au travers de cette promotion, de re-légitimation des régimes en place. « *Dans ce contexte de lien fort à l'échelon international, le développement durable est construit au plus haut niveau des États* » (Barthel *et alii*, p. 23). Ils mettent, par ailleurs, en exergue la contradiction qui existe entre des régimes autocratiques et les principes du développement durable. Dans ces pays, en effet, les pouvoirs locaux aussi bien que la société civile sont marginalisés et/ou volontairement affaiblis. L'appropriation du développement durable est encore très marquée par une approche techniciste et experte, ou encore réglementaire et bureaucratique (Souami, 2008 ; Gauthier, Lepage, 2005 ; Barthel *et alii*, 2013). L'influence de la coopération (financière) internationale, dans la plupart des pays arabes, est essentielle dans la mise en œuvre du développement durable, notamment au travers des grandes agences qui relèvent de l'ONU et des structures de coopération bilatérale (GIZ, AHK, AFD). Ces observations ont également été faites en ce qui concerne la prise en main au Maghreb de la problématique de la transition énergétique « bas carbone », incontestablement appropriée et mise en œuvre dans une logique top-down.

En outre, nombreux sont les PES comme le Maghreb à prétendre avant tout à la croissance et au développement, les « *pays pauvres [n'ayant] évidemment pas les mêmes conceptions, [car] ils souhaitent parvenir à des niveaux de développement proches de ceux des*

pays riches industrialisés » (Veyret, 2005, p. 85). Or, le concept de développement durable paraît de prime abord s'en éloigner. Si l'on s'en réfère au rapport Brundtland, le développement durable ne serait pourtant pas en contradiction avec le processus de croissance. Il soutient effectivement que le concept en question doit s'inscrire dans une économie de marché. Il dissocie par là même le concept de développement durable du concept de décroissance (Vivien, 2003). Le rapport Brundtland aspire à une « *nouvelle ère de croissance* » (Vivien, 2003, p. 26). Un des objectifs du rapport réside dans la modification du contenu de cette croissance grâce à la promotion d'activités et de techniques plus respectueuses de l'environnement et « *notamment celles qui requièrent de moins fortes intensités de matières premières et d'énergie* » (Vivien, 2003, p. 26). L'alliance de la croissance et de la protection de l'environnement se formalise pleinement au travers du discours sur la croissance verte (Chevalier et alii, 2013 ; Jouvét, De Perthuis, 2013). Cette appellation se retrouve majoritairement dans les travaux du domaine des sciences économiques (Lacarrière, 2011 ; Chevalier, 2013 ; De Perthuis, 2013).

D- La croissance verte : un compromis pour les PES ?

Le terme de croissance verte renvoie à une économie dont les revenus et les emplois résultent d'investissements ayant pour but de réduire les émissions de CO₂ ainsi que la pollution, d'empêcher une perte de la biodiversité et d'améliorer le rendement des ressources (Guérin et alii, 2015). L'OCDE entend par croissance verte « *la poursuite de la croissance et du développement économiques en veillant à prévenir un certain nombre de problèmes qui coûtent cher : dégradation de l'environnement, changement climatique, érosion de la biodiversité et utilisation non viable des ressources naturelles* ». Ce sont de nouvelles formes de croissance, plus vertes et plus responsables. La recherche et développement (R&D) et l'innovation sont les instruments majeurs de la croissance verte. L'innovation ne se limite cependant pas à une innovation technologique, elle est également organisationnelle, institutionnelle, financière, etc (Chevalier et alii, 2012). L'environnement devient ainsi un secteur d'activité de plus en plus porteur pour les entreprises. On estime le marché mondial de l'ensemble des éco-industries ou technologies propres à environ 600 milliards d'euros annuels, avec une croissance de 5 à 10 % par an. D'après le rapport Stern, le marché des émissions de GES serait de 100 milliards de dollars en 2050. Un récent rapport de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) estime qu'une centaine de millions d'emplois verts existent déjà dans le monde et rapporte que ces activités nécessitent plus de main d'œuvre que d'autres³⁴. Le marché des énergies renouvelables représenterait environ 150 milliards de dollars et croîtrait de près de +30 % par an (Jürgensen, 2009).

Tout comme l'approche du développement durable, la transition énergétique « bas carbone » dans les PES implique d'allier croissance économique et durabilité. L'irruption du

³⁴ Le scénario B1 du GIEC est élaboré à partir de plusieurs paramètres et parmi eux : l'utilisation de technologies plus efficaces, un recours aux énergies fossiles moins important, et des efforts consentis en matière de protection de l'environnement.

développement durable dans les PES est surtout le fait des institutions internationales intervenant au nom de l'aide au développement. Les États maghrébins s'approprient les injonctions globales dans une visée souvent politique ou pour capter les subventions prévues, par exemple dans le cas des MDP. Ce sont des « réflexes » que l'on retrouve avec la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

L'énergie est au cœur de la problématique du changement climatique. La raréfaction des énergies de stock, associée au problème de la volatilité des cours de l'énergie, ainsi que les préoccupations autour du réchauffement climatique, constituent des contraintes majeures qui font du modèle énergétique dominant un modèle non durable, justifiant d'engager une transition énergétique « bas carbone ». Le bouquet énergétique maghrébin est, qui plus est, un des plus déséquilibrés au monde, caractérisé par la part écrasante des hydrocarbures, produits comme importés, et dont l'exploitation est sans conteste responsable de rejets d'émissions de GES. Aussi, « aucune société dans l'histoire n'a échappé aux contraintes issues de la crise de son système énergétique » (Debeir *et alli*, 2013, p. 520).

L'étude du régime international du climat a révélé que la gouvernance climatique mondiale est caractérisée par un cadrage top-down (Aykut, Dahan, 2011). Ce dernier doit être toutefois nuancé car la Cop-21, par le biais des NDC (*Nationally Determined Contribution*), tente néanmoins d'introduire une approche bottom-up. Les politiques climatiques élaborées par les pays du Maghreb répondent quasi exclusivement à ces injonctions internationales. Parmi les pays du Maghreb, le Maroc fait preuve d'un engagement de plus en plus important dans la protection du climat et fut, en novembre 2016, le pays hôte de la Cop-22. De même que pour le développement durable (Barthel *et alii*, 2013), ce lien fort à l'échelon international explique que la lutte contre le changement climatique dans les pays du Maghreb soit envisagée au plus haut niveau des États. Qu'en est-il de la transition énergétique « bas carbone » ? Ce concept émergent de « transition énergétique » est-il opératoire au Maghreb ? Quels sont les méthodes et outils dont disposent les SHS et en particulier la géographie pour appréhender le processus à l'œuvre ? C'est à ces questions qu'il convient désormais de répondre.

Chapitre 2

La transition énergétique : concept et outils d'analyse en géographie

La notion de « transition » s'est forgée à partir d'une réflexion sur l'évolution des systèmes. Elle renvoie au « *changement profond d'un système donné* » (Sanders, 2014, p. 9), qui évolue d'une configuration dominante à une autre. La transition énergétique se définit ainsi comme le passage d'un système énergétique dominant vers un autre système. La définition du système énergétique prend en compte les ressources énergétiques, la manière de les transformer (convertisseurs énergétiques) et la distribution des produits énergétiques finaux (Ma, 2012). L'analyse de la transition énergétique revient ainsi à étudier le changement, ainsi que les conditions de ce changement, qui conduit le système énergétique dominant à se transformer. Un système énergétique est un anthroposystème, fait par et pour les hommes, et se situe dans un contexte sociotechnique donné (Muxart, 2006). La transition d'un système énergétique peut ainsi entraîner des mutations dans le système sociotechnique en place. Selon Debeir *et alii* (2013), lorsqu'intervient une transition dans un système énergétique, deux types de processus peuvent s'opérer : ceux pour lesquels le « moment » écologique et technique prime et ceux pour lesquels le « moment » social, économique et politique est déterminant. Le plus souvent, c'est la succession des deux processus qui sous-tend le changement.

Le **chapitre 2** construit le cadre conceptuel de notre recherche, qui se nourrit des travaux des disciplines des Sciences Humaines et Sociales (SHS), et de la littérature sur les processus de transition au sein des systèmes sociotechniques, relevant notamment des *Innovations Studies*. La première partie replace les transitions énergétiques dans un temps long afin de définir la période actuelle comme celle d'une transition énergétique nouvelle et de témoigner de l'opérabilité du concept. Elle met en évidence deux transitions énergétiques majeures ayant entraîné des mutations profondes au sein des systèmes sociotechniques en place (I). La deuxième partie cherche à démontrer la pertinence de l'approche systémique et multidimensionnelle dans l'analyse de la transition énergétique. Elle révèle que la conception de la transition énergétique émergente et des mutations qu'elles « doit » induire fait émerger deux courants de pensée dans le débat interdisciplinaire. L'appropriation du concept par plusieurs disciplines confère au concept une grande polysémie. (II). La troisième partie s'intéresse à la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ». Elle révèle les méthodes et outils dont disposent les SHS et la géographie pour procéder à la lecture de ce processus (III).

I- Une approche historique de la transition énergétique.

La nécessité de caractériser la période actuelle comme celle d'une transition énergétique émergente et de démontrer l'opérabilité du concept nous a conduit, à partir d'une approche historique, à convoquer les travaux sur les transitions énergétiques passées, notamment issus du monde anglosaxon. Cette analyse différencie deux transitions énergétiques majeures dans l'histoire (A). Nous adaptons ces cadres théoriques au cas maghrébin en replaçant les deux transitions majeures dans des temporalités maghrébines, nous détachant ainsi du prisme européen (B).

A- Les transitions énergétiques dans l'Histoire.

Il n'existe pas de définition consensuelle (Sanders, 2014) de la notion de transition. Cette dernière renvoie le plus souvent au passage d'un état initial à un autre état. La transition d'un système suit généralement une trajectoire faite de fluctuations autour d'une tendance vers une autre tendance. La question est alors de comprendre ce qui conduit une trajectoire vers cette autre tendance (Scheffer *et alii*, 2012). La plupart des auteurs réfléchissent sur deux types de transition : celles qui résultent d'une perturbation exogène et celles qui découlent d'interactions endogènes au système (Sanders, 2014). Cette définition peut s'appliquer au système énergétique. Ainsi, la transition énergétique renvoie au passage d'un système énergétique à un autre, et à l'étude des mutations qu'implique ce passage. Autrement dit, l'étude de la transition énergétique correspond à l'analyse des mutations du système énergétique. La majorité des travaux sur les transitions y associent un jeu de temporalités (Sanders, 2014). Les travaux qui portent plus spécifiquement sur les transitions énergétiques réinscrivent, en effet, le processus dans un temps long car « *historical energy transitions have taken many decades, even above a century to unfold* » (Grübler, 2012, p. 11).

La recherche académique dans ce domaine se concentre beaucoup sur les changements significatifs des différentes énergies primaires dans le(s) bilan(s) énergétique(s), avec le passage du bois vers le charbon au cours du 19^{ème} siècle par exemple, mais également sur les changements autour du rôle des technologies de conversion.

Les historiens, et notamment ceux issus de l'histoire des techniques dans le monde anglo-saxon, ont multiplié les travaux sur les transitions énergétiques passées. Parmi les théoriciens, nombreux sont ceux qui s'accordent à dire qu'il n'y a pas une mais plusieurs transitions énergétiques dans l'Histoire. Les théories exposées apportent une consistance historique au concept. L'historicité de la notion permet de fournir une expérience pour le présent sur les choix effectués par le passé. Toutefois, la périodisation proposée dans le cadre de ces travaux n'englobe pas ou ne tient pas suffisamment compte, selon nous, des Pays Émergents et des Suds (PES). Melosi³⁵ (2006) propose, par exemple, une périodisation

³⁵ Melosi est Professeur d'histoire et directeur du *Center of Public History* à l'Université de Houston (Etats-Unis).

(discutable) des transitions énergétiques passées, valable pour un espace donné, les Pays du Nord (PN). Le passage d'un système énergétique à un autre correspond, chez Melosi, à la substitution d'une ressource dominante par une autre.

Smil³⁶ (2010) différencie les transitions énergétiques dans l'histoire en se focalisant sur les trois dimensions du système énergétique, à savoir (i) les ressources énergétiques primaires, (ii) leur transformation à partir de forces motrices – appelées *prime movers* – et (iii) leurs usages. Ce triptyque se retrouve dans l'ouvrage de Rifkin (2011), plus connu mais historiquement moins profond et analytiquement moins rigoureux (De Perthuis, 2013). Smil (2010) distingue dans son ouvrage cinq transitions énergétiques : (i) la domestication du feu ; (ii) la traction animale (amorcée par les sumériens) ; (iii) l'utilisation massive du charbon (successive à la Première révolution industrielle) ; (iv) la domestication de l'électricité ; (v) l'affranchissement de la dépendance du système énergétique aux énergies fossiles grâce à l'émergence d'un système énergétique bas carbone³⁷. Parmi ces cinq transitions énergétiques, Smil discerne, toutefois, deux transitions majeures (*two fundamental transitions*) :

- [1] La première correspondant au passage de la biomasse aux énergies fossiles. Sur le plan des convertisseurs énergétiques, cette transition s'accompagne du passage de forces motrices animées (*animate prime movers*), telles que la force motrice humaine, à des forces motrices inanimées (*inanimate prime movers*).
- [2] La seconde transition énergétique majeure renvoie à l'émergence de l'électricité comme forme d'énergie de meilleure qualité.

Ces transitions énergétiques majeures « *can be traced on scales ranging from local to global* » (Smil, 2010, p. 7). Elles se sont d'abord diffusées localement pour devenir des phénomènes globaux. Smil qualifie la période qui précède la première transition énergétique majeure comme une ère préindustrielle. Cette transition coïncide avec un processus historique fondamental : l'âge industriel qui est « *en réalité une révolution énergétique* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 11), supportée par une série d'innovations technologiques, presque simultanées (Debeir *et alii*, 1986, 2013 ; Gras, 2007 ; Edelblutte, 2009 ; Fouquet, 2010). Cette transition, qui correspond à la Première révolution industrielle, débute dans les Îles Britanniques au milieu du 18^{ème} siècle, puis se diffuse, au tournant du 19^{ème} siècle, dans quelques pays européens, parmi lesquels les Pays-Bas, la Belgique, la France et l'Allemagne, avant d'atteindre les États-Unis et le Japon. Le recours à la machine à vapeur³⁸ qui repose sur une source d'énergie dominante, le charbon, a en effet multiplié les forces énergétiques, qui sont alors 20 à 30 fois supérieures à celles fournies par le vent, l'eau courante ou encore la traction animale. Cette

³⁶ Smil est Professeur émérite à l'Université de Manitoba (Canada), membre de la Société Royale du Canada (Académie des Sciences).

³⁷ Dans son ouvrage "Energy at the Crossroads" (2003), Smil avance que les ressources énergétiques et techniques de conversion établies depuis des décennies continueront de dominer les marchés durant les deux premières décennies du 21^{ème} siècle.

³⁸ Mise au point par James Watt en 1780.

transition énergétique majeure marque le passage d'un système agro-énergétique fondé sur des énergies de flux, de faible densité énergétique à un système thermo-énergétique dominant fondé sur des énergies de stock, de forte densité énergétique (Debeir *et alii*, 1986, 2013).

En 1829, la locomotive à vapeur est inventée, suivie vers 1830-1840 par le bateau à vapeur. Ils révolutionnent le monde des transports et de l'industrie (Mérenne-Schoumaker, 2007a). Les nouveaux convertisseurs énergétiques (dont les *inanimate primes movers* (Smil, 2010)), les infrastructures de transport ainsi que l'économie industrielle (extraction minière, industries de transformation, etc) reposent progressivement sur la filière charbonnière (Fouquet, 2008 ; Smil, 2010 ; Debeir *et alii*, 2013), qui finit par supplanter le bois, durant la Première Guerre Mondiale.

Cette révolution industrielle bouleversa les paysages, les structures sociales et économiques de l'époque, en favorisant largement l'essor du mouvement ouvrier moderne, dont elle fut sans conteste un facteur structurant (Debeir *et alii*, 2013). On assiste ainsi à la mutation d'une société rurale et proto-industrielle en une société urbaine et industrielle. En effet, les activités industrielles ont commencé à se concentrer à proximité des sources d'énergie, très localisées, engendrant un essor urbain des territoires qui en sont pourvus (Brücher, 2009 ; Bridge *et alii*, 2013). Ces évolutions bouleversent profondément la relation homme/nature, en même temps qu'elles modifient les représentations du temps et de l'espace (Mérenne-Schoumaker, 2007a). L'énergie s'impose comme un facteur fondamental du développement socio-économique des pays. Le rapport entre développement et industrialisation se renforce véritablement au moment de ces révolutions industrielles (Fouquet, 2008 ; Carbonnier, Grinevald, 2011). Cette transition énergétique entraîne des mutations profondes du système sociotechnique de l'époque.

L'invention de la dynamo par Gramme, en 1869, grâce à laquelle il est possible de produire du courant continu et celle du premier alternateur (1873) qui, couplé à une turbine hydraulique, est capable de fournir du courant alternatif, permettent le développement de l'électricité (Mérenne-Schoumaker, 2007a). Il s'agit pour Smil (2010) de la seconde transition énergétique majeure. Elle repose sur une grappe d'innovations qui apparaissent toutes durant les deux dernières décennies du 19^{ème} siècle et qui permettent de domestiquer l'électricité (production, transport, usages dans l'éclairage puis dans l'industrie). La diffusion de ces techniques nouvelles est à l'origine de vagues de croissance successives durant le 20^{ème} siècle. La baisse des prix rend possible le recours massif aux nouveaux biens et services (ampoule électrique, par exemple). Leur abondance bouscule les modes de vie d'alors et crée les conditions de la consommation de masse. L'énergie fut, avec le progrès technique et l'innovation, le moteur essentiel de l'industrialisation et plus largement du développement. Ces deux vagues d'industrialisation ont ainsi eu des conséquences qui dépassent le seul domaine de

l'industrie. Elles ont été, effectivement, pour les pays concernés, économiques, sociales, spatiales et mêmes culturelles.

Suivant les pays et régions du monde, le processus d'industrialisation n'a pas débuté aux 18^{ème} et 19^{ème} siècles, ne s'est pas déroulé sur la même durée, ne repose pas toujours sur la même ressource énergétique et n'est pas de la même ampleur. Grübler (1998 ; 2004), à la différence de nombreux travaux portant sur les transitions énergétiques passées, prend en compte les différences pouvant exister entre les territoires – Où (*Where*) – et les temporalités – Quand (*When*). Selon Grübler, les caractéristiques quantitatives et qualitatives inhérentes à chaque transition énergétique sont fondamentales dans leur appréhension. Ainsi, Grübler³⁹ (1998 ; 2004) étudie le passage d'un système énergétique à un autre en termes de quantité, de qualité et de structure de l'utilisation finale de l'énergie. Grübler (1998) désigne alors cinq transitions énergétiques principales dans l'Histoire, qu'il ne périodise pas, ce qui leur confère une dimension plus universelle : (i) le passage d'une énergie non commerciale à une énergie commerciale ; (ii) le passage des énergies renouvelables aux énergies fossiles qui s'accompagne d'un processus d'urbanisation ; (iii) le passage d'une faible consommation d'énergie à une forte consommation d'énergie ; et (iv) la décarbonisation. Dans ses travaux, Grübler (2004) distingue les PN des PES. Il analyse, par exemple, la consommation mondiale d'énergie par habitant et situe son décollage (*take-off*) autour de 1850 pour les PN et de 1975 pour les PES. Il évoque ensuite une phase de stagnation à partir de 1975 (*Plateau*) pour les PN et explique qu'elle n'a pas encore eu lieu dans les PES. « *These historical differences are explained by the nature of the industrialization process* » (Wilson, Grübler, 2011, p. 171).

B- Les transitions énergétiques dans l'Histoire au Maghreb.

1- Préindustrialisation et industrialisation au Maghreb.

Pendant la période coloniale en Algérie [1830-1962] et de Protectorat en Tunisie [1884-1956] et au Maroc [1912-1956], trois quarts de la population sont des ruraux et le Maghreb présente de manière généralisée une faiblesse du revenu national et un retard de développement économique. L'énergie consommée est alors essentiellement issue de la biomasse (Dresch, 1963). Durant la période de l'entre-deux-guerres, cependant, la croissance économique de la métropole se répercute sur ses colonies. Le Maghreb entre dans une aire de préindustrialisation qui repose sur une énergie nouvelle, importée ou extraite, le charbon. À la différence des pays d'Europe du Nord, la préindustrialisation au Maghreb repose en partie sur des énergies de stock. Les matières premières maghrébines d'origine agricole ou minières étaient pour la plupart exportées. Les industries de transformation ne se sont développées que lentement, notamment parce qu'elles ne concurrençaient guère les industries métropolitaines. Leur développement

³⁹ Arnulf Grübler est Professeur dans le domaine des technologies énergétiques à l'Université de Yale (Etats-Unis) au sein du Département des études sur la Forêt et l'Environnement. Il a dirigé des études prospectives auprès du Conseil Mondial de l'Energie et du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat.

s'est accéléré avec la Seconde Guerre mondiale, car elles répondaient à une nécessité face à la pénurie provoquée par la rupture des relations avec la France lors de l'occupation allemande (Dresch, 1963).

Les ressources minières ont été prioritairement recherchées et exploitées, car elles pouvaient mieux répondre aux besoins des industries métropolitaines, notamment en Algérie et en Tunisie. Des gisements intéressants pour le marché métropolitain ont été plus ou moins bien équipés, tels que les gisements de phosphate et de fer. Ce type de matières premières a été encore moins transformé que les matières premières agricoles. Ainsi, le fer mais aussi le plomb, le zinc ou le cuivre produits au Maghreb sont exportés pratiquement à l'état brut, bien qu'il existe des fonderies de plomb en Tunisie et au Maroc. Le fer exporté constitue l'une des plus abondantes ressources des pays de la région. Bien que des projets d'industries métallurgiques aient été envisagés, aucun n'a été concrétisé. Parmi les matières premières agricoles exportées, la Tunisie exportait de l'huile d'olive, tandis que l'Algérie et le Maroc ne parvenaient pas à satisfaire leurs propres besoins pour cette production. Dans les montagnes marocaines et algériennes (Rif, Kabylie) en bordure de la Méditerranée, les olives étaient encore travaillées dans des moulins et des pressoirs semblables à ceux de l'époque romaine (Dresch, 1963). Cette période de préindustrialisation repose davantage sur une exploitation métropolitaine des ressources primaires que sur une industrialisation réelle, qui reposerait notamment sur des industries de transformation. À l'époque coloniale et du protectorat, des industries de transformations (industries de transformation des céréales, semouleries, usines à pâtes alimentaires, etc), ont été tout de même créées. Mais, ce sont des entreprises peu importantes et, les petits moulins familiaux restent encore très utilisés dans le monde rural, largement majoritaire.

Par ailleurs, le Maghreb reste importateur de tissus et de vêtements, car sa production de laine et de coton est très insuffisante. Alors qu'elles apparaissent en premier dans les Pays Émergents et des Suds (PES), au Maghreb, les industries textiles sont faiblement développées, notamment en raison du manque de matières premières. Si au Maroc, plusieurs industries textiles ont été construites et certaines bien équipées, ces dernières ont du mal à se maintenir et ne couvrent pas les besoins du pays. En Tunisie, une industrie textile s'est néanmoins maintenue longtemps, celle du Sahel de Sousse. En Algérie, seules les industries d'Oran et de Tlemcen ont pu être conservées, mais elles sont en partie artisanales et utilisent des matières premières importées (fibranne de Lyon, rayonne ou tergal importés de France, Laine importée de Nouvelle-Zélande et d'Argentine) (Dresch, 1963).

Dans le domaine de l'énergie, le système énergétique maghrébin se superposait au système agroforestier. Le recours massif au bois s'explique notamment par une grande proportion d'activités rurales (Buttoud, 1986). Les populations en disposaient directement en brûlant le bois ou toute autre matière ligneuse pour se chauffer et cuire leurs aliments. Certaines

centrales électriques fonctionnaient même au gaz pauvre fourni par le bois. La production d'électricité, par ailleurs, fut possible dans les petites agglomérations par le recours aux moulins à eau (Dresch, 1963), puis par l'importation et l'exploitation d'une ressource qui s'est imposée progressivement, le charbon. Avant la découverte, au milieu des années 1950, des hydrocarbures liquides et gazeux du Sahara, les ressources locales restent très limitées au Maghreb, et se résument à un peu d'énergie hydraulique et à du charbon de mauvaise qualité extrait des houillères dont l'extraction est difficile et très coûteuse, dans le Sud oranais par exemple (Berthonnet, 2002).

Les importations de charbon pour l'ensemble des pays du Maghreb à la fin des années 1930 sont de l'ordre de 4 millions de tonnes fournies par l'étranger. A titre de comparaison, la France consomme à la même période 64 millions de tonnes de charbon. Des études ont été menées afin d'exploiter le charbon nord-africain. Si la Tunisie a quelque peu déçu, ce fut moins le cas de l'Algérie qui, avec le gisement de Kenazda (aujourd'hui Béchar), exploité par la Clé des Chemins de fer, fournissait, en 1931, 26 000 tonnes de charbon gras, et du Maroc, grâce au gisement de Jerada⁴⁰, près de la frontière algérienne, avec une quantité à peu près équivalente mais de qualité supérieure, en fournissant de l'antracite (Guiral, 1935).

Mais, il faut attendre la découverte des hydrocarbures, à la fin des années 1950, pour assister au passage d'un système énergétique où les énergies de flux dominant, essentiellement la biomasse, à un système énergétique où ce sont les énergies de stock qui sont majoritairement consommées. Cette transition énergétique vers les énergies de stock se superpose quasiment suivant les mêmes temporalités à une autre transition majeure (Smil, 2010), la diffusion de l'électricité. A cette période, *« les découvertes des sources d'énergie [...], permettent déjà d'abandonner définitivement l'hypothèque de base qui pesait sur le développement économique du Maghreb, à savoir la rareté, la cherté de l'énergie sous sa forme moderne : le kilo watt/heure »* (Lahbabi, 1963, p. 158). Une deuxième transition énergétique majeure s'amorce avec la diffusion de l'électricité (Smil, 2010). Très tôt, et ce phénomène ne se limite pas au Maghreb, les filières électrique, pétrolière et gazière commencent à se substituer au charbon. Elles emploient peu de main d'œuvre et leur coefficient énergétique est supérieur : 1 tonne de pétrole équivaut en moyenne à 1,5 tonne de charbon (Debeir *et alii*, 2013). La part du charbon déjà peu importante va en diminuant. Les Houillères du Sud Oranais, par exemple, végètent. Alors qu'en 1953 elles extrayaient annuellement 294 000 tonnes, dix ans après, en 1963, la production tombe à 115 147 tonnes, soit près de trois fois moins (Troin, Laurent, 1962).

Parallèlement, les activités pétrolières n'ont pas cessé de prendre de l'importance et la part des hydrocarbures en Algérie et en Tunisie a atteint, en 1959, 89,1 % de la consommation

⁴⁰ Une centrale thermique fonctionne actuellement à Jerada, près de l'ancienne mine de charbon, à Hassi Blal. Le combustible utilisé est du charbon importé de l'étranger qui transite par voie de chemin de fer entre le port de Nador et l'ancienne mine de charbon. Cette voie de chemin de fer fut construite durant la période du protectorat.

énergétique contre 5,8 % pour le charbon. En Tunisie cependant, la dépendance à l'égard des importations n'a guère été allégée par les productions nationales d'électricité et de gaz démarrées depuis 1955. Elle ne concerne simplement plus la même source d'énergie, le charbon ayant été remplacé par le pétrole. Les conséquences de ces importations sur les prix et le coût des infrastructures mécaniques et électriques sont pesantes (Grosse, 1963). C'est aussi le cas du Maroc, qui, ne disposant pas de gisements d'hydrocarbures, est contraint de s'approvisionner sur les marchés extérieurs. La consommation en bois du Maroc diminue, par ailleurs. En effet, les évaluations de la consommation marocaine du bois fournies par l'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (FAO), qui s'établissaient jusqu'à la fin des années 1960 à hauteur de 2 ou 2,5 millions de m³ E.B.R. (volume Equivalent-Bois-Rond) par an, ont diminué au début des années 1970 jusqu'à un niveau moyen compris entre 0,5 et 1,5 millions de m³ E.B.R. (Buttoud, 1986). Au Maghreb, comme dans de nombreux PES, « [la transition énergétique] reproduit en quelques décennies, une transformation qui a pris plus d'un siècle dans les pays riches, pour passer d'un système énergétique basé sur l'usage majoritaire de la biomasse à un autre où prédomine le charbon ». Cette transition énergétique « vise avant tout à assurer les approvisionnements nécessaires pour répondre aux besoins de l'industrialisation et à la demande massive des ménages dont une fraction croissante aspire aux normes des classes moyennes des pays riches, tant en matière de logement que de mobilité » (De Perthuis, 2013, p. 5).

Les pays arabes, et en premier lieu les pays producteurs comme l'Algérie et dans une moindre mesure la Tunisie au Maghreb, font reposer le processus d'industrialisation sur l'exploitation du pétrole et du gaz. En Algérie, les caractéristiques spécifiques de la ressource (épuisabilité) combinées à la rareté des ressources humaines du pays confèrent au processus d'industrialisation, qui repose sur la valorisation des hydrocarbures, une spécificité par rapport à d'autres expériences historiques (Siksou, 1963). Au Sud de la Méditerranée, les opportunités économiques se renforcent essentiellement grâce aux ressources en pétrole des pays (Petit-Laurent, 1976). En plus des extractions pétrolières et gazières, les hydrocarbures et plus particulièrement le gaz, servent au départ de matière première de base de la pétrochimie (Lahbabi, 1963). Grâce à la révolution des transports, fondée sur l'électricité et le pétrole, les pays du Maghreb ne sont plus écartés du processus de développement économique (Petit-Laurent, 1976).

Dans les trois pays, qui accèdent à l'indépendance en 1956 (Tunisie, Maroc) et en 1962 (Algérie), l'industrialisation s'affirme comme le moyen le plus rapide pour sortir du sous-développement (Dlala, 1994). Alors que de nombreux territoires d'Europe occidentale subissent successivement, dans les années 1970, un processus de désindustrialisation violent qui s'ouvre sur un processus de tertiairisation croissante de leur économie (Daumalin, Mioche, 2013), les pays du Maghreb planifient leur modèle d'industrialisation. L'industrie est considérée par les responsables politiques comme un moteur de développement et en constitue souvent la vitrine

(Côte, 1997). Le Maghreb présente toutefois deux modèles fortement opposés, le Maroc et la Tunisie ayant opté pour une industrialisation de substitution aux importations, dans le cadre d'une économie libérale encadrée par l'État, et l'Algérie pour le modèle d'industrie industrialisante (Destanne de Bernis, 1971), dans le cadre d'une économie socialisante. Par ailleurs, « *Au Sud de la Méditerranée, l'industrialisation a progressé à la faveur du choc pétrolier* » (Daviet, 1997, p.3).

Au Maghreb comme ailleurs, le processus d'industrialisation qui s'appuie sur le recours massif aux hydrocarbures ne doit pas être assimilé à une simple juxtaposition d'industries. En effet, il implique avant tout la mutation, souvent profonde, de l'ensemble des structures économiques et sociales ainsi que des réalités sociales, sous l'influence de leviers industriels (Perroux, 1962). Les pays du Maghreb sont ainsi entrés dans une ère de croissance soutenue.

2- Engager une transition énergétique « bas carbone » dans un contexte de croissance soutenue.

Entre 1965 et 2015, le taux de croissance annuel moyen du PIB⁴¹ de la région du Maghreb est élevé, à l'instar de nombreuses régions en développement, avec 4,3 % (4,6 % pour le Maroc ; 4,5 % pour l'Algérie ; 3,9 % pour la Tunisie). Cette croissance économique s'accompagne d'une explosion de la population qui entre 1960 et 2015 connaît une croissance annuelle de 3 % (3,5 % en Algérie, 2,8 % au Maroc, 2,6 % en Tunisie)⁴². Les pays du Maghreb ont entamé leur transition démographique à la fin des années 1940. La première phase de cette transition s'est déroulée sur près de cinq décennies pour l'Algérie et le Maroc, et un peu moins pour la Tunisie qui a connu la première une baisse du taux de fécondité. Au début des années 1950, les taux de mortalité dans les pays du Maghreb avoisinent les 15 ‰ ; alors que la natalité est proche de 45 ‰ (entre 7 et 8 enfants par femme), ce qui donne des taux de croissance (accroissement naturel) supérieurs à 30 ‰. Cette tendance explique l'explosion démographique que connaît la région après les indépendances. Les pays du Maghreb sont entrés dans la seconde phase de la transition démographique dans les années 1980 et 1990 et sont en voie de la terminer (Kateb, 2003).

À cette période, l'industrialisation et le développement économique entraînent également un mouvement d'urbanisation, avec un exode des campagnes vers les villes. Le fait urbain est un indicateur essentiel des mutations en cours au Maghreb. En quelques décennies, l'urbanisation a été très forte, rapide, parfois brutale, affectant les modes de vie et modifiant les structures sociales. Alors qu'elle est elle-même le résultat de transformations sociétales et économiques (Belguidoum *et alii*, 2015), l'urbanisation va également affecter le système sociotechnique en place. En 1950, près d'un quart des habitants vivaient en milieu urbain. Des

⁴¹ (en \$ constants en 2005). Source : Banque Mondiale – 2015.

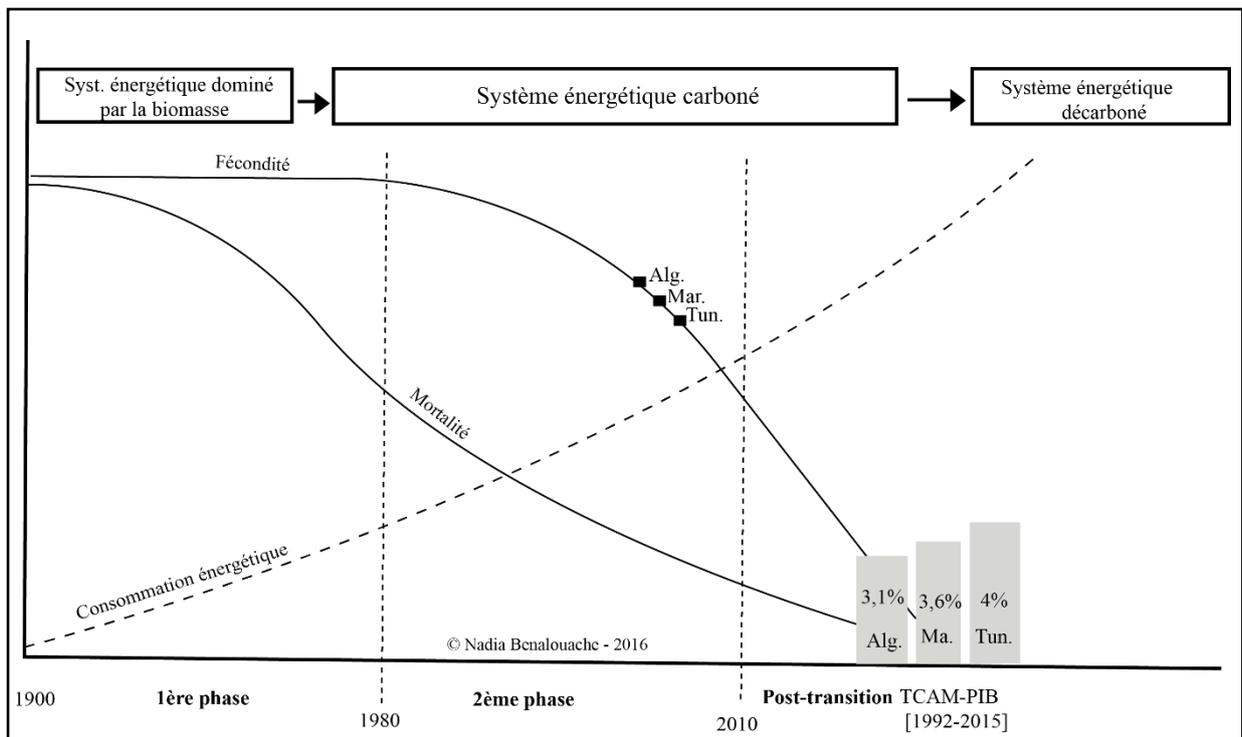
⁴² Source : *ibid.*

variations de la proportion de la population urbaine dans les trois pays maghrébins existaient (22 % en Algérie ; 31 % en Tunisie). En l’espace d’un demi-siècle, le taux de la population urbaine a été multipliée par trois [cf. tableau 2]. Cette urbanisation, galopante, est toutefois, tardive (il faut attendre 1980 en Tunisie pour que la population urbaine dépasse la population rurale, 1988 en Algérie et 1993 au Maroc), et inachevée.

	1950	1955	1965	1975	1985	1995	2005	2015
Taux d’urbanisation	24,5 %	37,9 %	35,4 %	40,2 %	45,5 %	56,4 %	61,3 %	65,9 %

© Nadia Benalouache – 2016 / Bairoch (2008) & Banque Mondiale – 2016

Tableau 2 – Évolution du taux d’urbanisation au Maghreb entre 1950 et 2015 (en %)



La croissance économique au Maghreb, conjuguée à l’augmentation de la population et aux besoins croissants des villes, contribuent à une augmentation de la demande en énergie. La consommation d’énergie depuis 1970 a déjà été multipliée par quatre, avec des variabilités significatives entre les trois pays (par 3 en Tunisie, 3,3 au Maroc et 5,8 en Algérie)⁴³. C’est dans ce contexte de croissance soutenue et carbonée que s’inscrit la transition énergétique « bas carbone » [cf. figure 11].

Les transitions énergétiques majeures définies par Smil (2010) reposent au Maghreb sur une ressource énergétique majeure : les hydrocarbures. Elles ont entraîné des mutations d’ampleur dans les systèmes sociotechniques en place. Les systèmes sociotechniques sont des

⁴³ Source : *ibid.*

« *dispositifs relativement stables associant des éléments matériels (infrastructures, équipements), des acteurs sociaux [...], des cadres réglementaires, des normes, mais aussi des valeurs et des représentations intériorisées par les différents acteurs* » (Jaglin, Verdeil, 2013, p. 9).

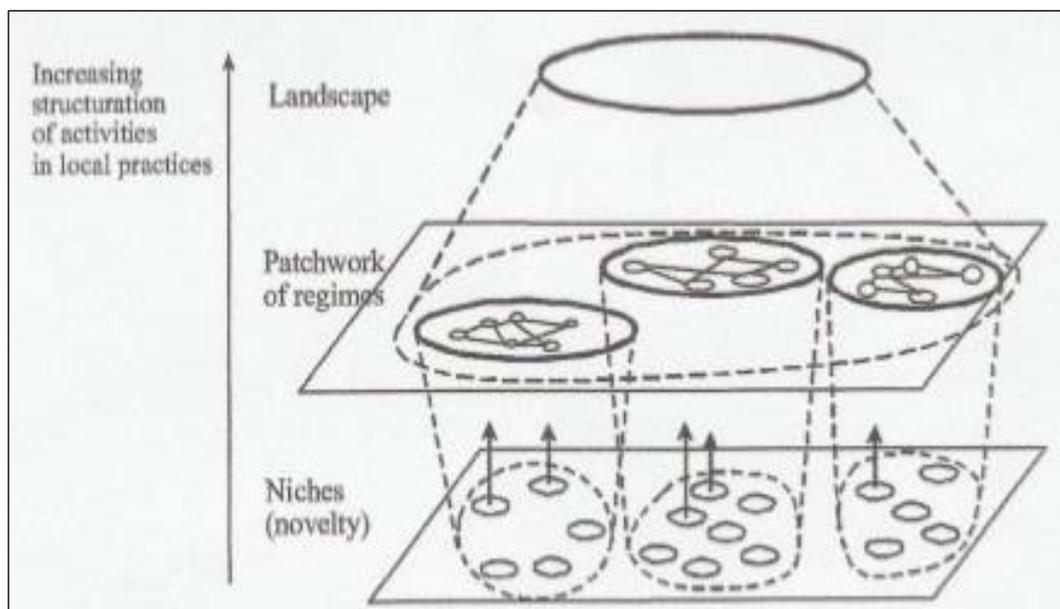
II- La conceptualisation de la transition énergétique : pertinence d'une approche systémique et multidimensionnelle.

Les études sur les mutations qui s'opèrent au sein des systèmes sociotechniques lors des processus de transition s'appuient généralement sur un outil analytique, le *Multi-Level Perspective* (MLP). En partant du modèle élaboré par Geels (2002), dans lequel différents « niveaux » s'imbriquent au sein d'un système, nous montrons que les processus de transition sont graduels et qu'ils s'inscrivent sur un temps long (A). Les conceptions de la transition énergétique « bas carbone » et des mutations qu'elle est en mesure d'induire font ressortir deux courants de pensée opposés au sein du monde académique. La fracture tient à la place donnée au déterminant technologique (B). L'appropriation du concept de transition énergétique par les différentes disciplines scientifiques révèle une grande polysémie. Les SHS confèrent à son étude une entrée supplémentaire en se saisissant des multiples dimensions du processus (C).

A- L'analyse des mutations dans les processus de transition : le cas du MLP.

Pour étudier les mutations qui interviennent lors des processus de transition, la plupart des travaux se réfère aux transitions passées (Kemp *et alii*, 1998 ; Rotmans *et alii*, 2001 ; Kemp, Rotmans, 2004 ; Verbong, Geels, 2007 ; Van den Bergh *et alii*, 2011 ; Grin, 2012). Ces travaux portent notamment sur les *sustainable transitions* ou *management transitions* qu'ils inscrivent dans un système sociotechnique plus vaste. La question des phases de changement dans le système sociotechnique a en effet été posée dans le cadre de travaux de recherche relevant majoritairement des *Science, Technology and Society* (STS), des *Innovations Studies* et de l'*History of Technology*. Ils procèdent à la modélisation des mécanismes de transition, à l'image des études de Kemp *et alii* (1998), de Elzen *et alii* (2004) ou encore de Geels⁴⁴ (2002, 2005a, 2005b, 2005c). Ces travaux « *insistent sur l'idée de processus de changement multidimensionnels (relatifs aux technologies, aux marchés, aux industries, aux politiques mais aussi aux valeurs et [aux] comportements* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). Ils s'appuient généralement sur un outil d'analyse, le MLP, grille de lecture des mécanismes à partir desquels une innovation émerge, se substitue, transforme et reconfigure le système sociotechnique en place (Geels, 2011). Il réintègre, pour ce faire, « *le contenu social et historique des règles structurant le milieu* » (Bainée, 2013, p.23).

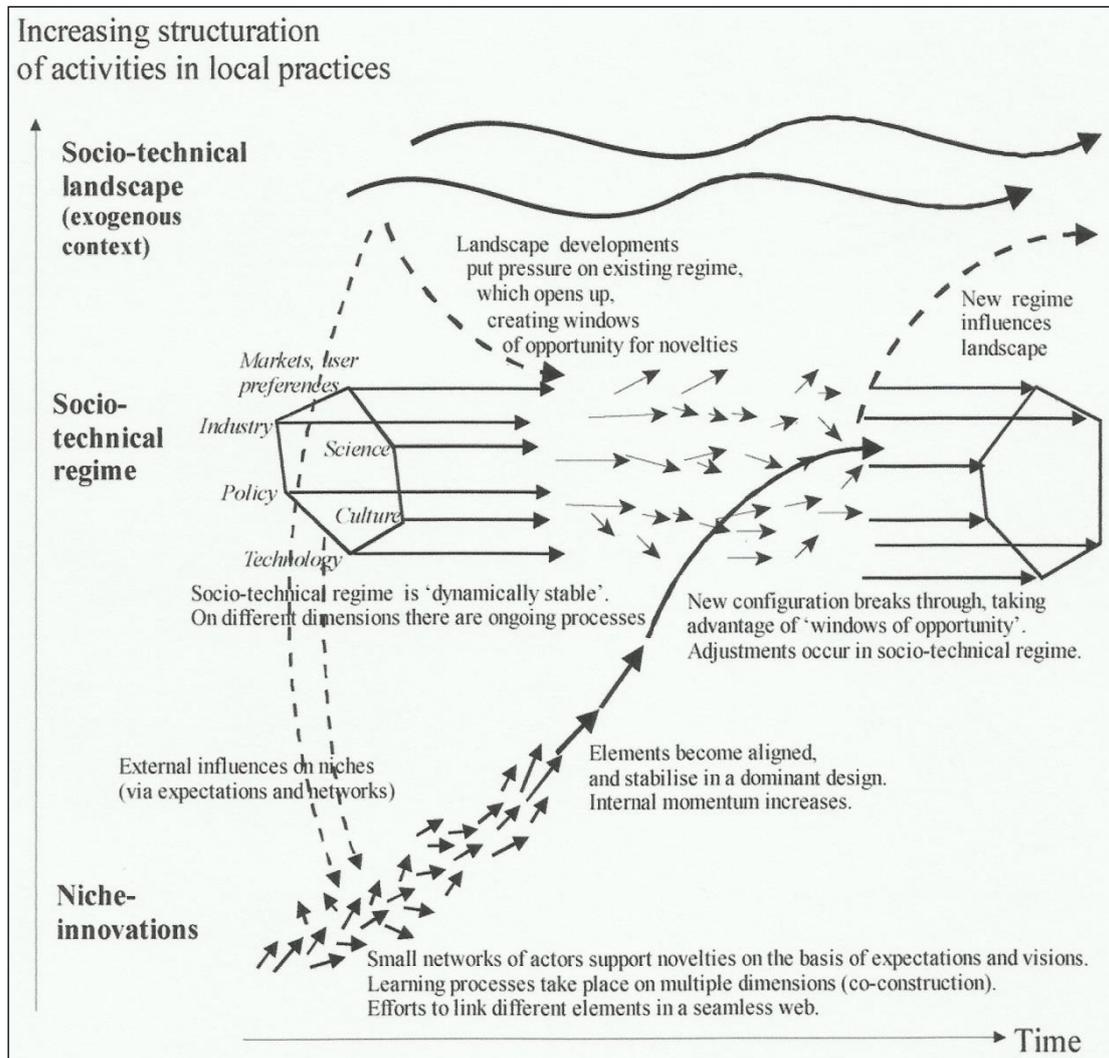
⁴⁴ Geels adopte une démarche historique et une approche évolutionniste (Geels, 2005b).



Geels (2005c)

Figure 12 – Les trois niveaux du MLP

Le modèle du MLP propose une organisation des univers sociotechniques en trois niveaux : niches, régimes, landscape : Le niveau « niches » (*micro-level*) est constitué de niches technologiques qui sont des lieux d'innovation. Ces technologies sont différentes de celles qui façonnent les systèmes sociotechniques dominants. Elles sont placées à l'abri de la pression des marchés. « *In niches, social networks are less extensive, less stable, expectations more fragile, and learning process are less institutionalised than in regimes* » (Raven *et alii*, 2012, p. 64). Le niveau « régimes » (*meso-level*) est formé de l'ensemble des composantes qui constituent le régime sociotechnique dominant, de nature paradigmatique. Le MLP situe l'avènement du changement à ce niveau intermédiaire, c'est-à-dire au moment où des mécanismes de déstabilisations contribuent à entraîner des mises en concurrence et des processus de sélection des innovations (Geels, Schot, 2007 ; Raven *et alii*, 2012 ; Jaglin, Verdeil, 2013). Ces niches technologiques jouent un rôle dans la déstabilisation du régime sociotechnique dominant car elles affectent les processus d'apprentissage existants. Le niveau « landscape » – *macro-level* – correspond au milieu (ou à l'environnement au sens large), qui impactent les évolutions du régime sociotechnique dominant. Il se présente comme un meta-système sociotechnique exogène (Jaglin, Verdeil, 2013). Ces trois niveaux sont imbriqués et interdépendants (Geels, 2005c) [cf. figure 12]. L'imbrication de ces niveaux offre aux systèmes sociotechniques une stabilité et une capacité de résistance au changement (Jaglin, Verdeil, 2013).



Geels et Schot (2007)

Figure 13 – Le modèle du MLP

Dans le modèle du MLP, quatre étapes dans les processus de transitions sociotechniques se succèdent [cf. figure 13]. Au cours de la première étape, des innovations technologiques émergent au niveau micro. Puis, au cours de la deuxième étape, les innovations technologiques trouvent leurs premiers débouchés sur des marchés de niche jusqu'à ce que différents groupes se les approprient, au travers de nouveaux usages. Dans l'étape suivante, ces innovations technologiques entrent en concurrence avec le régime sociotechnique dominant et s'y substituent lorsque ce dernier subit des pressions internes mais également des pressions externes provenant du niveau macro, qui correspond à méta-système sociotechnique exogène (*landscape*). Au cours de la quatrième et dernière phase, ces nouvelles technologies remplacent les technologies alors dominantes, en appuyant la mise en place progressive d'un nouveau régime sociotechnique. Cette modélisation des transitions sociotechniques permet de mettre en évidence quatre aspects fondamentaux : (i) de multiples mutations et co-évolutions dans le système sociotechnique dominant ; (ii) de multiples interactions entre les acteurs de ce système sociotechnique dominant et ceux des systèmes sociotechniques mineurs ; (iii) des ruptures

technologiques majeures dont la diffusion est lente ; et (iv) des transitions inscrites dans un temps long compris entre 40 et 50 années (Geels, Schot, 2007).

Certains auteurs pointent, toutefois, les insuffisances de ce modèle. Ce dernier donne à l'espace, au lieu et à l'échelle géographique un caractère trop informel (Coenen *et alii*, 2012 ; Truffer, Coenen, 2012). Ces approches géographiques informelles et implicites, demeurent incomplètes et reposent sur la prédominance de l'échelle nationale. Le MLP souligne les différences à cette échelle mais sans considérer la spatialité du processus de transition (Coenen *et alii*, 2012 ; Rocher, Verdeil, 2013). Le jeu d'échelles doit effectivement prendre en compte les interactions qui existent entre les acteurs et les institutions situés à différents niveaux scalaires (Raven *et alii*, 2012). Par ailleurs, le modèle sous-estime le rôle des conflits entre les acteurs dans la conduite du changement socio-technique (Jaglin, Verdeil, 2013). Or, la transition énergétique « *touches on the highly political nature (as opposed to the technical, legal, or financial dimension) of the positions held by the different actors* » (Rocher, Verdeil, 2013). Ces aspects sont fondamentaux dans l'étude de la transition énergétique au Maghreb. La plupart des travaux qui recourent au MLP, à l'exemple de ceux qui appartiennent au champ des SHS (Curien, 2005 ; Bainée, 2013 ; Jaglin, Verdeil ; 2013 ; Sanders, 2014) insistent sur l'idée de processus de transition de nature multidimensionnelle. Ces épisodes de transition graduels, qui s'opèrent sur un temps long, sont effectivement à la jonction de plusieurs sphères (Bainée, 2013), notamment au niveau « régimes » dans lequel les dynamiques de transition résultent d'une interaction complexes entre la science, la technologie, les politiques publiques, les marchés, la culture et l'industrie [cf. figure 13].

L'approche de la transition énergétique « bas carbone » et des mutations qu'elle est susceptible d'induire sur les systèmes énergétiques et/ou sociotechniques en place, a fait émerger deux visions opposées au sein du monde académique avec, d'une part, les tenants de la transition énergétique faible et, d'autre part, les tenants de la transition énergétique forte⁴⁵.

B - La transition énergétique « bas carbone » : confrontation des approches dans le débat interdisciplinaire.

Les tenants d'une transition énergétique faible (Rojey, 2008 ; Dubois, 2009 ; Safa, 2013, Bobin, 2015) soutiennent que la combinaison des énergies de stock et des énergies de flux, puis la substitution des premières par les secondes est suffisante. Les seules innovations techniques permettraient ainsi une « décarbonisation » qui maintiendrait en place les systèmes énergétiques existants. Cette transition n'aura pas d'effet réel sur le modèle sociotechnique en place, excepté quelques réajustements et se déroulera probablement sur une courte durée (Duruisseau, 2014). Cette vision surestime les déterminants techniques, voire considère la transition énergétique émergente comme une innovation technique réussie.

⁴⁵ À l'instar des tenants de la durabilité faible et forte sur les paradigmes du développement durable.

Les tenants de la transition forte ne conçoivent pas les mutations opérées sur le système énergétique sans changements à plusieurs « niveaux ». En effet, « *le degré de ramification des systèmes énergétiques dans les activités humaines semble tel que l'évolution de ces systèmes aura forcément des effets importants dans les fonctionnements socio-économiques. C'est pourquoi privilégier des énergies pour leur caractère renouvelable n'est pas qu'une question d'ajustement de certaines activités, mais touche au collectif et à ses orientations fondamentales* » (Rumpala, 2013, p. 49). Pour Raineau, les énergies renouvelables « *pourraient [même] trouver leur sens et leur potentiel à travers le nouveau paradigme énergétique qu'elles devraient contribuer à construire, univers de techniques, de pratiques, de règles, et de sens radicalement différents du paradigme actuel* » (Raineau, 2011a, p.134). Selon les tenants de la transition forte, de profondes mutations sociotechniques doivent accompagner la transition émergente (Rumpala, 2010 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Arik, 2012 ; Jaglin, Verdeil, 2013 ; Duruisseau, 2014 ; Labussière, Nadaï, 2015). Selon Duruisseau (2014), lorsque les transitions impliquent des substitutions énergétiques majeures ainsi que des mutations réelles dans le système socio-technique, elles doivent être désignées comme des « transitions énergétiques-ruptures ».

C- La conceptualisation de la transition énergétique : polysémie d'un concept émergent.

La majorité des travaux sur la transition énergétique font du déterminant technologique le déterminant premier voire exclusif (Rojey, 2008 ; Safa, 2013, Bobin, 2015). La définition la plus générique postule que la transition énergétique « bas carbone » renvoie au « *passage qui va nous amener d'un modèle basé aujourd'hui à 80 % sur les énergies fossiles vers un nouveau modèle énergétique, dans lequel les énergies non carbonées seront dominantes* » (Rojey, 2008, p. 12).

La littérature francophone dans le domaine disciplinaire de la sociologie nous apprend que le concept peut recouvrir une dimension sociale et sociétale et que « *le projet de transition énergétique ne peut alors s'envisager qu'en innovant dans le sens de l'usage et du vécu, en intégrant les habitants, les citoyens, le plus en amont possible, dès la conception du projet* » (Zélem, 2012, p. 7). La sociologue Raineau (2010) évoque « un paradigme alternatif » pour définir la transition énergétique. Pour l'auteur, les énergies renouvelables ne sont ni un simple substitut des énergies fossiles ni une solution technologique, mais sont en mesure de conduire à ce paradigme alternatif.

Les économistes y introduisent la question essentielle du coût (Chevalier *et alii*, 2012 ; Grandjean, 2012 ; Chevalier *et alii*, 2013). Ainsi, Grandjean (2012) associe-t-il à la transition énergétique émergente un « coût » économique, en évoquant la mutation d'une économie basée

sur les énergies fossiles, abondantes et à coût modéré, à une économie fondée sur un mix-énergétique plus équilibrée, moins consommateur, mais qui garantisse par ailleurs un niveau de performance au moins équivalent.

Parmi les travaux de géographes, ceux de Jaglin et Verdeil (2013) qui ont une entrée urbaine, ont recours au terme de « changements énergétiques » pour définir les processus en cours dans quatre métropoles de pays émergents (Buenos Aires, Delhi, Istanbul, Le Cap) et dans des villes secondaires telles que la ville de Sfax en Tunisie, tout en se détachant des conceptions proposées dans le cadre des *transition management studies* (Rotmans *et alii*, 2001 ; Smith *et alii*, 2005), qui « dépolitisent » les processus de transition étudiés.

Cette étude est l'une des rares publications théoriques, avec celle de Rocher et Verdeil (2013), qui s'applique à des pays de la rive sud-méditerranéenne. En effet, la grande majorité des contributions académiques sur la transition énergétique sont ancrées sur les PN, comme l'Allemagne (Deshaies, 2014, 2015 ; Galling, Moss, 2016), la France (Raineau, 2010 ; Zélem, 2012 ; Chevalier *et alii*, 2012 ; Durand *et alii*, 2015 ; Duruisseau, 2015), le Royaume-Uni (Walker, Cass, 2007 ; Bridge *et alii*, 2013). Smil, toutefois, travaille depuis longtemps sur la transition énergétique en Asie, et notamment en Chine. Dans son ouvrage, "China's Energy : Achievements, Problems, Prospects" (1976), il esquisse les trois dimensions du système énergétique qui sont au centre de son approche historique de la transition énergétique (Smil, 2010) à savoir (i) les ressources énergétiques primaires, (ii) leur transformation à partir de forces motrices – appelées *prime movers* – et (iii) leurs usages. Bradshaw (2010) tente une approche globale des dilemmes énergétiques mondiaux, en offrant une analyse des pays de l'OCDE, de l'ex-URSS et des Pays Émergents (BRICS). Pour Smil (2010), les mutations des systèmes énergétiques peuvent être analysées à des échelles nationale, régionale ou internationale. L'analyse de la transition énergétique peut ainsi reposer sur une approche multi-échelles. Pour être pertinente, elle doit s'appuyer sur une large typologie de pays et de territoires.

La conceptualisation de la transition énergétique au sein des SHS repose sur différentes entrées, qui ne se limitent guère à une dimension technique, mais interrogent des enjeux multidimensionnels. Les SHS, et parmi elles la discipline géographique, disposent de méthodes et d'outils pour appréhender la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ».

III- L'apport de la géographie dans l'analyse de la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » : méthodes et outils.

L'étude de la mise en œuvre de la transition énergétique au sein du champ disciplinaire qui est le nôtre nous amène à questionner, dans un premier temps, l'apport des SHS dans son appréhension (A) et à mettre en évidence, dans un second temps, les liens qui existent entre énergie et géographie. Nous nous attachons à montrer dans quelle mesure la transition

énergétique est un processus géographique et en quoi la géographie est une clef de lecture du processus de transition énergétique (B). À partir d'un portefeuille de concepts géographiques (Bridge *et alii*, 2013), nous cherchons à dégager les implications géographiques du processus (C). Il ne s'agit pas de définir de manière précise et définitive les dimensions géographiques d'une transition en train de se faire, mais d'apporter du sens aux réalités géographiques qui se trouvent au cœur de cette transition.

A- Les contributions des SHS dans l'appréhension du processus.

Les productions académiques dans le champ des SHS sur la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » sont de plus en plus abondantes (Rojey, 2008 ; Brücher, 2009 ; Coutard, Rutherford, 2009 ; Bradshaw, 2010 ; Raineau, 2011a ; Grübler, 2004, 2012 ; Bridge *et alii*, 2013 ; Chevalier *et alii*, 2013 ; Rumpala, 2010, 2013, 2015 ; Duruisseau, 2014). Elles se sont intensifiées depuis le début des années 2000. Certaines abordent, outre le thème phare des énergies renouvelables, les processus sociaux qui accompagnent le déploiement de ces dernières, incluant les mouvements d'opposition (Van Rompaey *et alii*, 2010 ; Pasqualetti, 2011 ; Raineau, 2011b ; Zélem, 2012 ; Labussière, Nadaï, 2015 ; Zélem, Beslay, 2015), mais aussi le rôle des collectivités et communautés locales (Cacciari *et alii*, 2014 ; Baggioni, Ballan, 2009), les processus de territorialisation des politiques énergétiques (Chanard, 2011 ; Duruisseau, 2015), les mécanismes de mise en marché de ces nouvelles technologies (Debourdeau, 2011 ; Benalouache, 2015a ; 2015b), leurs impacts (Del Rio, 2008 ; 2009) ou encore l'émergence des villes « durables » ou « post-carbone », etc. (Theys, Emilianoff, 2001 ; Emilianoff, 2007 ; Coutard, Rutherford, 2009 ; Bulkeley *et alii*, 2011). Ces entrées mobilisent différentes disciplines des SHS et favorisent voire requièrent une interdisciplinarité.

Les SHS réévaluent généralement la question des processus de transition, en se détachant du seul déterminant technologique. La transition énergétique « bas carbone » ne peut être abordée sous le seul angle de l'innovation technique car l'énergie n'est pas un simple élément « *alimentant un système technique, mais engage les institutions, les systèmes politiques, économiques et sociaux [...]* Le choix d'une source d'énergie est pour cela aussi un choix de société » (Raineau, 2011a, p. 133). Il est difficile d'envisager le développement des technologies solaires en dehors des logiques de gouvernance par exemple, ou encore d'appropriation et d'inscription spatiale. Pour Labussière et Nadaï (2015), les SHS parviennent à examiner les facteurs sociaux et environnementaux sans les appréhender systématiquement comme un obstacle au déploiement technologique.

Les SHS disposent d'outils méthodologiques qui permettent d'appréhender la complexité et la multi-dimensionnalité du processus de la transition énergétique, dépassant ainsi l'approche technico-économique classique de la thématique énergétique, répandue au sein du monde académique. Les SHS ont, en effet, développé depuis plusieurs décennies une capacité

d'analyse permettant de penser la transition énergétique émergente dans un cadre systémique. Elles sont en mesure, sans nier ce paramètre, de transformer le statut des technologies, en valorisant notamment le caractère systémique de celles-ci, afin de les replacer à l'interface de sphères économique, spatiale, politique et sociale. Labussière et Nadaï (2015) invitent même, dans une vision prospective, à investir sur des choix technologiques ayant des « effets systémiques » (Labussière et Nadaï, 2015, p. 11). L'enjeu est non seulement de situer l'intervention des SHS en aval des processus associés à la transition énergétique (questionnements sur les effets), mais également en amont (contribution dans les choix opérés par les acteurs). Du fait de leur réflexivité, les SHS sont capables d'éclairer les enjeux que sous-tendent ces choix. Elles disposent d'une capacité d'expertise censée apporter des solutions aux enjeux énergétiques à venir, en matière de production, de consommation ou encore de rapport à l'environnement. Ces processus interpellent des échelles multiples et impliquent parfois des formes de politisation inédites (Labussière, Nadaï, 2015).

Parmi les disciplines des SHS, la géographie a un véritable rôle à jouer dans la lecture de la transition énergétique qui, selon Bridge *et alii* (2013), est un processus « fatalement » géographique.

B- La géographie, une clef de lecture de la transition énergétique émergente.

1- Énergie, espaces et territoires.

Une des questions fondamentales posées à la recherche en géographie de l'énergie est celle de la spécificité du regard géographique sur un sujet qui est largement étudié par les autres disciplines scientifiques (Mérenne-Schoumaker, 2007a). L'énergie est en forte interaction avec l'organisation de l'espace géographique, comprenant « *l'ensemble des lieux et leurs relations* » (Brunet *et alii*, 2005). Le terme d'espace en géographie rend compte des combinaisons physiques, économiques et sociales qui s'exercent sur un espace donné. Il est le produit de groupes humains qui l'organisent et l'aménagent pour répondre à des besoins fondamentaux. La géographie de langue française, italienne et espagnole (Debarbieux, 1999 ; Daviet, 2005) distingue la notion d'espace de celle de territoire. Le territoire est un espace délimité, approprié par un individu, une communauté, sur lequel peut s'exercer l'autorité d'un État ou d'une collectivité, appelée à juste titre collectivité territoriale. Le maillage, notamment administratif, de l'espace produit différents niveaux de gestion, pouvant s'emboîter. La notion de territoire permet ainsi de réintroduire l'acteur mais également le sujet, ses pratiques et ses représentations (Raffestin, 1986 ; Daviet, 2005 ; Claval, 2007 ; Benko, 2008). Ciattoni et Veyret (2013) apporte une définition assez complète du terme. Les auteurs écrivent que « *sur le socle de l'espace géographique aménagé et transformé par les sociétés, la notion de territoire témoigne de son appropriation délibérée, à la fois économique, idéologique et politique (sociale donc, au total)* »

par des groupes qui se donnent une représentation particulière d'eux-mêmes, de leur histoire, de leur singularité, bref de leur identité » (Ciattoni, Veyret, 2013, p. 103).

Suivant Coe et Jones (2010), on entend par géographie de l'énergie au moins deux points : (i) La distribution des activités liées à l'énergie au travers d'un espace donné ainsi que les processus sous-jacents qui appuient ces modèles et (ii) Les connections géographiques entre cet espace et les autres espaces. Notre recherche s'inspire largement de cette définition.

2- L'énergie comme un objet de recherche en géographie.

Les premiers travaux académiques relatifs à la géographie de l'énergie, datant de la première moitié du 20^{ème} siècle, traitent surtout de la production d'énergie, analysée sous l'angle des ressources et à différentes échelles. Ces écrits se retrouvent dans des ouvrages destinés aux étudiants, principalement ceux des filières commerciales et économiques. L'essor des manuels de géographie commerciale dans le dernier quart du 19^{ème} siècle a d'ailleurs permis à la géographie économique de se constituer (Claval, 1984). Ces travaux sur l'énergie sont assez descriptifs selon Deshaies et Mérenne-Schoumaker (2014). La géographie investit véritablement cette thématique à partir des années 1950 et 1960, comme en témoignent les trois premiers traités de géographie économique de l'énergie : "Géographie de l'énergie" (1950) de George, "Les grands types de complexes industriels" (1962) de Chardonnet et "The Geography of Energy" (1964) de Manners. D'autres livres paraissent, comme celui de Gottmann (1957), focalisé sur les marchés des matières premières.

Les travaux de géographes sur l'énergie se multiplient au début des années 1970, essentiellement en langue anglaise (Guyol (1971), Cook (1973), Odell (1974), Wagstaff (1974)). Dans la littérature francophone, l'ouvrage de Curran (1973) renouvelle les approches en soutenant pour la première fois l'idée que la demande d'énergie précède sa distribution. La recherche sur le domaine minier suscite moins d'intérêt, si l'on excepte l'ouvrage de Lerat, "Géographie des Mines" (1971), qui est en quelque sorte un inventaire des ressources minières dans lequel l'auteur étudie les conditions géologiques, économiques, technologiques et politiques servant à la mise en valeur des gisements. D'après Deshaies et Mérenne-Schoumaker (2014), la production scientifique lacunaire sur ce sujet reflète le déclin, à cette époque, des activités minières dans les pays d'Europe occidentale⁴⁶. Cependant, les tensions sur le marché de l'énergie – manifestes avec le « choc pétrolier » de 1973 – ainsi que le poids croissant des acteurs économiques et politiques, créent dès lors de nouvelles approches. Les géographes s'intéressent désormais au rôle des entreprises, mais aussi à l'analyse des politiques énergétiques et au fonctionnement des marchés. L'entrée par l'économie se double ainsi d'une entrée géopolitique, plus encore, avec le développement de la « géographie behavioriste »

⁴⁶ Bien qu'à l'inverse, elles connaissent un développement rapide dans les PES.

et de la « géographie radicale », qui a permis de mettre en évidence les phénomènes de domination et de stratégie (Bavoux, 2002).

La littérature devient très abondante dans les années 1980, surtout en langue française, mais demeure encore très descriptive (Deshaies, Mérenne-Schoumaker, 2014). Au sein de la recherche anglophone, les auteurs se montrent préoccupés par les dimensions géographiques de l'énergie et cherchent à déterminer l'apport spécifique de la discipline géographique dans ce domaine. Ainsi, Calzonetti et Solomon dans leur ouvrage intitulé "Geographical Dimensions of Energy" (1985), tentent de dresser un bilan de la production géographique. Outre ces aspects quantitatifs ou explicatifs, les géographes commencent toutefois à s'intéresser à la structure énergétique d'un système géographique (Brunet *et alii*, 2005 ; Ibrahim ; De Sède-Marceau, 2013). Cette nouvelle approche correspond à une évolution conceptuelle au sein même de la discipline. La géographie ne se contente plus d'observer et d'étudier l'espace, mais s'attarde aussi sur l'organisation et les pratiques spatiales (Bailly, 1984). Les géographes doivent dès lors saisir les implications sociales, économiques, environnementales, culturelles et politiques des usages de l'énergie dans toute leur complexité (Claval, 2007). Pourtant, très peu de géographes de l'énergie se sont depuis inscrits dans cette pensée, à l'exception de Curran qui a mis en évidence les enjeux économiques, politiques et surtout territoriaux de ce qu'il nomme "la nouvelle donne énergétique", cette expression constituant d'ailleurs le titre de son ouvrage (Curran, 1981).

Dans les années 1990, les publications spécifiquement dédiées à la géographie de l'énergie se font rares. Le thème est surtout abordé au travers de travaux géographiques portant sur les villes, les transports, l'environnement, le climat, la gestion des ressources etc. (Mérenne-Schoumaker (2007a). Chapman (1989) propose, toutefois, une géographie de l'énergie entièrement réorganisée autour de la notion de « système énergétique » (Ibrahim, De Sède-Marceau, 2009). Le territoire, considéré comme un système qui lie acteurs et organisation de l'espace, apparaît dès lors comme le concept intégrateur par excellence pour appréhender les systèmes énergétiques, tout en permettant une analyse par les acteurs. De nombreux travaux de Mérenne-Schoumaker s'inscrivent globalement dans cette démarche et mettent en exergue les relations étroites qui existent entre les marchés, les acteurs du marché et les dynamiques territoriales. On associe, depuis les années 2000 en particulier, l'analyse l'organisation spatiale de l'énergie à celle de l'acteur (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Vaché, 2009 ; Chanard, 2011 ; Rocher, Verdeil, 2013 ; Deshaies, Mérenne-Schoumaker, 2014 ; Benalouache, 2015a ; Duruisseau, 2015).

La géographie de l'énergie devient, au tournant des années 2000, un champ de recherches suscitant un intérêt grandissant (Jiusto, 2009), ce qui se matérialise dans de nombreux programmes de recherche ou rencontres académiques. Ces programmes favorisent le dialogue pluridisciplinaire entre la géographie et des sciences telles que l'histoire, l'économie

de l'environnement, l'anthropologie, l'écologie ou encore les sciences de la terre, présentes depuis longtemps sur ce créneau (Benalouache, Duruisseau, 2015). Ainsi, les géographes qui travaillent sur la gestion des ressources ou encore sur le concept émergent de transition énergétique s'intéressent aux aspects multi-dimensionnels du processus (Bridge *et alii*, 2013 ; Deshaies, Baudelle, 2013 ; Jaglin, Verdeil, 2013 ; Rocher ; Verdeil, 2013 ; Benalouache, Duruisseau, 2015). « [C]es recherches qui mettent bien en évidence l'intérêt renouvelé des géographes pour les problèmes de société, sont susceptibles de replacer la géographie dans sa position traditionnelle de carrefour entre sciences de la société » (Deshaies, Mérenne-Schoumaker, 2014, p. 59). Ce renouveau s'explique en grande partie par l'émergence de problématiques récentes associées aux défis posés par le contexte énergétique actuel – enjeux géopolitiques, raréfaction des ressources fossiles, impacts environnementaux et climatiques – et qui renvoient indubitablement à la nécessaire transition énergétique. Le développement des énergies renouvelables, par exemple, ouvre de nouvelles voies à la recherche en géographie – des thèses de Doctorat sont d'ailleurs en cours de préparation. Parmi les thématiques les plus abordées, celle de l'éolien appelle par exemple à des questionnements autour de l'acceptabilité sociale ou de l'intégration dans les paysages (Van Rompaey *et alii*, 2010 ; Pasqualetti, 2011 ; Nadaï *et alii*, 2013 ; Nadaï, Labussière, 2014 ; Herrero-Luque, 2015).

La transition énergétique émergente retient de plus en plus l'attention des géographes. Dans ce domaine, les travaux de Bridge *et alii* (2013) s'affirment comme une réflexion de base dans la lecture de la transition énergétique émergente désigné comme un processus géographique (Deshaies, Mérenne-Schoumaker, 2014). Bridge *et alii* (2013) tentent de mettre en évidence la dimension géographique de cette transition en recourant à des concepts géographiques majeurs afin de décrire les implications géographiques de la transition vers ce qu'ils nomment un système énergétique bas carbone ou *low carbon transition*.

3- La transition énergétique : un processus géographique.

Pour Bridge *et alii* (2013), les changements nécessaires au développement des systèmes énergétiques « bas carbone » ne doivent pas être pensés à travers la seule dimension temporelle, mais solliciter, par ailleurs, l'alternative territoriale.

La question du « savoir ménager » les énergies renouvelables révèle toute l'ampleur de son contenu géographique (Poinsot, 2012). Les implications géographiques de ce nouveau paradigme ne sont néanmoins pas encore bien définies. Pour Bridge *et alii* (2013), la transition « bas carbone » repose sur un système énergétique plus durable, caractérisé, entre autres, par un recours à des sources efficaces et un accès universel aux services énergétiques. Assurer une disponibilité et une accessibilité à des services énergétiques au sein d'un système bas carbone, particulièrement dans les pays du Sud, requerra de nouvelles manières – et *a fortiori* de nouvelles géographies – de produire, de vivre et de travailler avec l'énergie (AIE, 2008).

Adjoindre les défis du changement climatique à ceux de la sécurité énergétique est ainsi, pour Bridge *et alii* (2013) un projet « fatalement » géographique.

Penser la transition « bas carbone » en des termes géographiques est important, car les systèmes énergétiques sont spatialement constitués (*constitued spatially*). La nature en réseau du système produit elle-même des géographies de la connexion, de la dépendance et du contrôle (Mérenne-Schoumaker, 2007a). Ceci est évident lorsqu'il s'agit des infrastructures énergétiques mais également des dépendances géopolitiques et géoéconomiques associées aux acteurs tels que les multinationales pétrolières et les compagnies de gaz et de l'électricité. Une des hypothèses posées à la géographie concerne l'échelle géographique la plus adaptée à la gestion de ces infrastructures. Les enjeux de cette transition nouvelle ne requièrent pas uniquement des sociétés qu'elles investissent massivement à refaçonner l'infrastructure, les bâtiments et l'équipement, autrement dit des éléments matériels, mais aussi qu'elles fassent des choix concernant un ensemble de solutions spatiales et d'échelles de gouvernance (Mérenne-Schoumaker, Deshaies, 2014).

C- Les dimensions géographiques du processus de transition énergétique : un portefeuille de concepts.

Le champ de la géographie humaine, pour lequel l'espace, le lieu et l'échelle sont des concepts fondamentaux, dispose déjà d'outils conceptuels qui permettent de décrire et d'évaluer la spatialité de l'activité politique et socio-économique, c'est-à-dire l'agencement de la vie sociale, économique et politique de l'espace géographique. La géographie économique, par exemple, a forgé la notion de *Space Economy* (Isard, 1972) pour à la fois saisir la logique de localisation des activités économiques – et leurs interrelations – à un moment donné, mais aussi la dynamique à partir de laquelle les activités économiques - marchés, investissements, régulation – produisent de nouvelles configurations spatiales et relationnelles (Geneau de Lamarlière, Staszak, 2000).

Bridge *et alii* (2013) ont proposé un certain nombre de ces concepts, qui permettent de procéder à une lecture des mutations géographiques à l'œuvre ou potentielles dans le cadre de la transition « bas carbone ». « [T]hese dimensions take on meaning and produce effects in close connection with the political times scales [...] the cannot be separated in analyses » (Rocher, Verdeil, 2013, p. 280). Pour notre travail, nous avons choisi d'en retenir quatre car ils se révèlent pertinents dans notre analyse de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

Le concept classique de **localisation** – ou *location* – est à la fois une caractéristique absolue – latitude et longitude – et relative – décrivant la proximité relationnelle d'un élément au sein d'un système par rapport à un autre élément (Lévy, Lussault, 2003). Sur le plan énergétique, il permet, par exemple, de montrer en quoi le modèle géographique de

l'industrialisation au 19^{ème} siècle en Europe coïncide étroitement avec la localisation géologique du charbon dans le sous-sol. L'utilisation des énergies fossiles dans les transports à cette époque a, par ailleurs, radicalement changé la relation de proximité entre les villes grâce à l'expansion des réseaux. Le système énergétique dominant actuel, très carboné, a donc une dimension spatiale spécifique (Mérenne-Schoumaker, 2007a). La logique de ces localisations contemporaines est en effet généralement liée à des considérations historiques et elle est le reflet d'un système énergétique fortement carboné, caractérisé, entre autres, par une distribution abondante et des approvisionnements bon marché. La nécessité de décarboniser le système énergétique peut entraîner de nombreux changements. Ils concernent, par exemple, de potentielles transformations dans la nature et la localisation des ressources en énergies primaires, mais aussi dans la localisation de nouvelles installations énergétiques, et en premier lieu les sites de production. Des mutations significatives peuvent également survenir dans la structure de l'économie domestique, elle-même marquée par la désindustrialisation et l'affirmation de la société de consommation dans les PN. Cette réalité a ainsi initié de nombreux questionnements autour de la localisation.

Le **paysage** – ou *landscape* – renvoie à la combinaison de caractéristiques naturelles et culturelles, et à la traduction concrète des rapports homme-milieu, au sein d'un espace, ainsi qu'à l'histoire de leur production et de leurs interactions (Lévy, Lussault, 2003). Autrement dit, ce concept permet, grâce à une vision systémique, de saisir les interactions des phénomènes naturel, culturel, mais également technique dans le milieu géographique et la manière dont ces interactions varient au travers de l'espace et du temps. Le terme de « paysage énergétique » est quant à lui utilisé de sorte à ce qu'il soit le résultat de configurations économiques et urbaines. Par exemple, l'exploitation du charbon en Europe du Nord a contribué à l'émergence d'espaces industriels nouveaux. Les usines se localisent, en effet, dans les bassins industriels situés à proximité des gisements charbonniers, les « pays noirs ». Ces activités ont marqué les espaces et façonné les paysages, donnant lieu à une morphologie urbaine nouvelle dans les pays noirs, les « villes-usines » (Edelblutte, 2009). Le concept de paysage permet de décrire la multitude d'activités et de liens sociotechniques qui ont trait à la production, la conversion, la distribution et la consommation énergétiques. Dans le cadre de la mise en œuvre de la transition bas carbone, certaines formes paysagères représentent des réserves foncières adaptées à la production d'électricité d'origine renouvelable. Recherchées pour un développement commercial, elles incluent à la fois les milieux ruraux isolés, tels que les plateaux (installations de parcs éoliens) et les milieux urbains (installations photovoltaïques intégrées ou surimposées au bâti) (Labussière, 2007 ; Nadaï, Van der Horst, 2010 ; Benalouache, 2013 ; Herrero-Luque, 2015). L'expansion des infrastructures industrielles associées au système énergétique bas carbone s'appuie généralement sur des espaces auparavant non concernés (Bridge *et alii*, 2013, Deshaies, Baudelle, 2013, Herrero-Luque, 2015). A l'échelle urbaine, des travaux sont également menés sur la manière d'agir sur les formes spatiales de la ville, les densités de peuplement, l'architecture, l'efficacité énergétique dans les bâtiments, etc. Beaucoup

s'accordent sur le rôle significatif que les villes, et plus largement les réseaux urbains, peuvent jouer dans la réduction de la consommation énergétique et les émissions de GES (Souami, 2007, Pappalardo, 2008 ; Rocher, 2013 ; Rutherford, 2014). Aussi, les villes deviennent de véritables laboratoires de l'action politique autour de la transition énergétique (Bulkeley *et alii*, 2011 ; While *et alii*, 2010 ; Jaglin, Verdeil, 2013). La transition énergétique « bas carbone » fait de l'énergie un facteur majeur dans la mutation de l'occupation des sols (Howard *et alii*, 2009 ; Labussière, 2016). Les unités solaires au sol peuvent recouvrir des espaces autrefois dédiés à une utilisation industrielle, agricole (champs, steppes) ou encore des espaces naturels (ergs, forêts) etc. Cependant, le paysage ne possède pas seulement des caractéristiques physiques, également des dimensions culturelles, comme l'attachement sentimental des individus pour un endroit (Tuan, 1976). L'esthétique visuelle constitue par ailleurs un élément d'appréciation du paysage, même si cela est surtout le fait des sociétés occidentales (Labussière, 2007). Ces « constructions » culturelles sont nées des réglementations et législations mises en place pour protéger les paysages des dégradations visuelles (Labussière, 2007 ; Nadaï, Van der Horst, 2010 ; Bridge *et alii*, 2013). Le déploiement des technologies bas carbone est donc interdit dans certains lieux, tout particulièrement en milieu rural (Bridge *et alii*, 2013). Les paysages énergétiques associés à l'habitat sont le produit de processus sociaux, et plus exactement de conflits et de négociations au sein de groupes sociaux (Raineau, 2011b). C'est une des raisons pour lesquelles « *Landscape has become a key arena in the debate on energy policy* » (Nadaï, Van der Horst, 2010, p. 143). La transition vers une économie bas carbone nécessite en somme de reconsidérer la forme, la fonction et la valeur des paysages contemporains (Bridge *et alii*, 2013).

Toutes les infrastructures servant à la production, au transport et à la distribution de l'énergie sont spatialement constituées mais ont été « territorialisées » de manière différente à travers le temps (Bridge *et alii*, 2013). La manière dont les sphères politique et sociale s'organisent et exercent leur influence sur les espaces renvoie au concept de **spatialité** (Grojean, Thibaud, 2001 ; Elissalde, 2002) – ou *territoriality* – (Brenner *et alii*, 2003). Le concept de spatialité « *permet de prendre en compte les actions spatiales des opérateurs, leurs technologies et instruments et leurs effets dans et sur l'espace* » (Lévy, Lussault, 2003, p.866). Les géographes font notamment appel à ce concept pour analyser les stratégies de distribution et d'intégration mises en place par les acteurs économiques et politiques (États, entreprises, etc). Historiquement, la « re-territorialisation » de l'électricité à l'échelle nationale, par exemple, signifie le remplacement des systèmes locaux ou infranationaux spatialement localisés par un réseau interconnecté national voire macro-régional (Hugues, 1993 ; Nye, 1998 ; Bouneau, 2004 ; Bouneau *et alii*, 2007 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013). La mise en place de ces infrastructures et leur mise à l'échelle participent aussi de projets politiques plus larges, tels que l'effort de modernisation des pays (Bouneau *et alii*, 2007 ; Verdeil, 2009 ; Bennisr, Verdeil, 2014). Une des dimensions majeures de la spatialité des systèmes énergétiques renvoie à la « centralisation » qui décrit jusqu'à quel point la décision

d'approvisionnement peut être centralisée et coordonnée par une seule entité (Nye, 1998 ; Laponche, 2002 ; Bridge *et alii*, 2013). Le degré d'ouverture du secteur électrique, et notamment, la marge de manœuvre possible donnée aux acteurs, peut être décisif dans la concrétisation de la transition bas carbone. Du point de vue des infrastructures, la « spatialité » des unités électriques solaires est mesurable en termes de contiguïté (concentration/dispersion). Cette spatialité, comme nous le verrons par la suite, dépend des caractéristiques inhérentes à l'énergie solaire. La diffusion spatiale des technologies énergétiques est culturellement contingente : la manière dont les nouvelles technologies se diffusent dépend aussi du système de valeurs et des habitudes sociétales dans lesquels elles s'intègrent (Zélem, 2012).

L'**échelle** – ou *scale* – se réfère à la portée territoriale d'un phénomène (Ferras, 1995 ; Montello, 2001). Il renvoie aux différentes inscriptions territoriales des structures institutionnelles, économiques et sociales à différentes échelles. L'échelle à partir de laquelle les systèmes énergétiques sont organisés et gérés n'est pas établie de facto ; elle est plutôt le fruit de décisions économiques, politiques et de cadres réglementaires, parfois internationaux et/ou supranationaux. Aussi, selon Bridge *et alii* (2013), il est plus approprié d'utiliser le terme de « mise à l'échelle » ou *scaling*. Ce terme ne renvoie pas seulement à l'échelle d'action mais permet aussi de décrire les différentes configurations spatiales à travers lesquelles les technologies énergétiques sont susceptibles d'être déployées, depuis l'application « micro-échelle » des turbines éoliennes ou des panneaux photovoltaïques (intégrés ou surimposés au bâti), jusqu'à l'application « macro-échelle », promue par exemple par le projet Desertec. Qu'il s'agisse de biomasse, de solaire PV, de chauffe-eaux solaires ou d'éolien, le recours au concept est particulièrement pertinent car plus que les autres sources d'énergie, les convertisseurs énergétiques associés aux énergies renouvelables peuvent être déployés dans des dimensions très diverses, ce que Walker et Cass (2007) appellent « *hypersizeability* ».

L'ensemble des exemples présentés dans notre propos montrent à quel point « les géographies » de la transition bas carbone ne sont pas encore déterminées (Bridge *et alii*, 2013).

« *Next Period* » selon Melosi (2006), « affranchissement aux énergies fossiles » pour Smil (2010) et enfin « *Decarbonization* » d'après Grubler (2010), ces travaux définissent tous la période actuelle comme une transition énergétique nouvelle. La conceptualisation de la transition énergétique émergente révèle une très grande polysémie, appuyant par ailleurs son caractère multidimensionnel. Dans la littérature, la transition énergétique émergente peut prendre plusieurs formes qui tiennent aux mutations qu'elle est susceptible ou qu'elle « doit » – du fait d'une contrainte politique – entraîner dans le système sociotechnique en place. Cela conforte ainsi l'idée de la pertinence d'une approche systémique.

Les processus de transition des systèmes énergétiques, passés ou émergents, sont des processus « spatialement constitués » (Bridge *et alii*, 2013). La correspondance entre les problématiques inhérentes à la géographie humaine et celles que soulèvent la transition énergétique émergente constitue une occasion formidable d'appréhender de manière analytique et critique la spatialité de ce processus. La géographie offre pour ce faire une batterie de concepts majeurs opératoires. Pour cette discipline, l'enjeu scientifique se cristallise dans la compréhension du rapport entre les différentes trajectoires possibles de ce processus (Massey, 2005), les réalités géographiques à partir desquelles ces trajectoires émergent et les impacts spatiaux que ces trajectoires sont susceptibles d'entraîner. Dans notre travail, nous appréhendons la spatialité de ce processus (et ses trajectoires possibles) en étudiant le déploiement technologies solaires.

Chapitre 3

L'énergie solaire au cœur de la transition énergétique « bas carbone » et son mode de déploiement.

La construction et la mutation des systèmes techniques énergétiques répondent à des logiques spatiales et organisationnelles spécifiques. Le rapprochement entre lieu de production et lieu de consommation d'énergie, avec le développement de l'énergie solaire, interroge les modalités de leur insertion dans les systèmes et les paysages énergétiques. L'approche géographique mobilisée nous amène tout particulièrement à analyser le déploiement des technologies solaires dédiées à la production d'électricité à partir de l'échelle géographique de leur déploiement ainsi que de leur localisation et de leur inscription dans l'espace. Des concepts relevant de la géographie humaine peuvent ainsi être mis à contribution : localisation, paysage, mise à l'échelle, spatialité, contiguïté/dispersion.

Le **chapitre 3** pose l'énergie solaire comme une composante majeure à la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ». Il interroge la (re)configuration des systèmes techniques maghrébins conséquemment au déploiement des technologies solaires et hybrides. La première partie est un éclairage technique sur les différentes technologies solaires et hybrides en présence au Maghreb, leurs caractéristiques et les limites spatiales, économiques et techniques de leur déploiement (I). La deuxième partie met en lumière le débat que suscite le déploiement de l'énergie solaire, qui se cristallise autour d'une possible reconfiguration des systèmes techniques dominants tant d'un point de vue spatial qu'organisationnel, compte tenu des potentialités décentralisatrices associées à l'énergie solaire (II). La troisième partie construit une grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone » (III).

I- L'énergie solaire : technologies et caractéristiques.

La mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » peut reposer sur plusieurs composantes, parmi lesquelles l'exploitation de l'énergie solaire. Cette dernière est associée à différentes ressources et convertisseurs énergétiques (A). Dans notre travail, nous nous intéressons aux deux procédés de conversion électrique à partir de l'énergie solaire : les procédés thermodynamique et photovoltaïque, structurés en filières. La distinction entre les différents types d'infrastructures de production nous conduit à proposer un apport

terminologique (B). L'énergie solaire, et plus généralement les énergies renouvelables, présentent des limites spatiales et techniques à leur déploiement (C).

A- Les opportunités de mise en œuvre de la transition énergétique.

Parmi les solutions à l'élévation des émissions de gaz à effet de serre (GES) et à la raréfaction des énergies de stock, plusieurs voies sont possibles. Le développement des technologies dites de décarbonisation peut concourir à la baisse des émissions de GES, à l'exemple de la technologie de récupération et de séquestration du carbone. L'utilisation de ces technologies multiplie toutefois le prix du kilowattheure par un facteur de deux ou trois. Ainsi, il est fort probable qu'elles ne se développent que si les contraintes environnementales les rendent obligatoires (Chevalier *et alii*, 2012). L'action peut également se porter sur la demande, grâce à la promotion des économies d'énergie, en particulier de l'efficacité énergétique. Cette dernière désigne les pratiques et solutions technologiques qui permettent de diminuer la consommation d'énergie tout en maintenant un niveau de performance final équivalent. Enfin, il est possible de modifier la répartition des mix-énergétique, en privilégiant les énergies primaires faiblement émettrices de GES. Les politiques énergétiques doivent tenir compte des avantages et des inconvénients de chacune des sources d'énergie, et reposer sur l'association de plusieurs d'entre elles (Merlin, 2008). Le gaz naturel, dont l'utilisation est multiple et relativement peu polluante, est appelé à jouer un rôle croissant pendant la transition énergétique (Chevalier *et alii*, 2012). Le recours à l'énergie nucléaire, énergie décarbonée, est par ailleurs proposé, mais ce choix comporte des risques en termes de sûreté. De nombreux travaux montrent, par ailleurs, que le renforcement des normes de sûreté, le démantèlement des centrales ainsi que le traitement des déchets contribuent à augmenter sensiblement les coûts de son exploitation (Naudet, Reuss, 2008 ; Grübler, 2010 ; Poinot, 2012). Le déploiement des énergies renouvelables, pérennes et peu polluantes (Bauquis, Bauquis, 2007), représente une des alternatives majeures pour la concrétisation de la transition énergétique « bas carbone ».

Les énergies renouvelables existent depuis quasiment l'origine de la Terre et leur utilisation par l'homme remonte à plusieurs milliers d'années (Barnet, 1983 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a). L'énergie disponible sur la surface de la terre provient du rayonnement du soleil (en grande partie), de la Terre elle-même (en faible partie) et de l'interaction simultanée qu'exercent le Soleil et la Lune sur les océans terrestres à travers le mécanisme des marées (pour une infime partie) (Bonnal, Rossetti, 2007). Le contexte énergétique et climatique actuel est propice au développement de convertisseurs capables de capter et d'exploiter le potentiel de ce type de sources, notamment pour la production d'électricité.

Les énergies renouvelables exigent lors du processus de production électrique, des étapes de conversion qui diffèrent de celles des centrales classiques. L'énergie éolienne, disponible sous forme cinétique, extrait l'énergie du vent en le ralentissant grâce à une éolienne

et la convertit sous forme mécanique pour entraîner un générateur électrique. Pour améliorer le rendement de conversion, le générateur est parfois relié au secteur *via* un convertisseur électronique. L'énergie hydraulique récupère l'énergie des cours d'eau, des chutes, et des marées, pour transformer la force motrice en électricité, soit en optimisant la hauteur de la chute d'eau (centrales de haute ou moyenne chute), ou le débit des fleuves et des rivières (centrales au fil de l'eau), soit, pour le cas de l'énergie marémotrice, en utilisant le mouvement de flux et de reflux grâce au recours d'hydroliennes. L'énergie solaire, enfin, peut être transformée en électricité à partir de deux procédés : (i) l'effet photovoltaïque (PV) qui permet de convertir la lumière du soleil en énergie électrique et (ii) le procédé thermodynamique (CSP), qui consiste à transformer le flux d'irradiation solaire en chaleur, sous forme de vapeur, utilisée pour produire à son tour de l'électricité.

B- L'énergie solaire pour la production d'électricité : technologies et potentialités.

1- L'énergie PV.

La lumière est composée de photons et lorsque ces photons pénètrent un matériau semi-conducteur, comme le silicium, l'énergie libère des électrons, c'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque. Les cellules PV constituées de semi-conducteurs permettent en effet d'obtenir directement de l'électricité en courant continu à partir de la lumière du soleil (Labouret, Viloz, 2009).

Quatre générations technologiques coexistent, à des stades différents de maturité [cf. tableau 3] : (i) cellules en silicium ; (ii) cellules en couches minces ; (iii) CPV ou photovoltaïque à concentration (*Concentrated Photovoltaics*) ; et (vi) cellules organiques. Dans le cas du CPV, les rayons lumineux sont concentrés à l'aide de lentilles optiques sur une petite surface PV à haut rendement. Pour fonctionner, le suivi du soleil tout au long de la journée grâce à un système mécanique pivotant est nécessaire. Cette technologie n'est aujourd'hui économiquement viable que dans les zones où l'ensoleillement est très important. Le CPV, à la différence des autres technologies photovoltaïques, est une technologie solaire à concentration.

	Silicium	Couche mince	Concentration	Organique
Stade de maturité	Industriel	Industriel	Démonstration	R&D
Durée de vie	30 ans	25 ans	-	-
© Nadia Benalouache – 2016 / DGEC (2011) / Mosseri, Jeandel (2013)				

Tableau 3 – Le stade de maturité des filières PV

Les systèmes PV sont composés de cellules, assemblées sous forme de modules qui sont implantés sur des supports de fixation permettant d'assurer la résistance mécanique et l'étanchéité du système. Lorsque le système est connecté, le courant alternatif est injecté sur le réseau de distribution d'électricité. Les applications raccordées au réseau sont soit des systèmes intégrés ou surimposés au bâti, que nous nommerons « Installations photovoltaïques » (IPV),

pouvant être à usage résidentiel (maisons individuelles, habitats collectifs, etc), industriel (industries agroalimentaires, industries de matériaux de construction, industries mécaniques, chimiques, textiles, etc), agricole ou tertiaire (banques, établissement publics et administratifs, hôtels, piscines couvertes, bains maures, etc), soit des centrales photovoltaïques au sol (CPVS), composées de quantités importantes de modules et posées au sol sur des structures porteuses [cf. photos 1-2].



© Nadia Benalouache - 2013

Photo 1 - IPV surimposée au bâti à Bizerte (Tunisie)



© CDER- 2016

Photo 2 - CPVS de Ghardaïa (Algérie)

Si le dispositif n'est pas connecté au réseau (systèmes *off-grid* ou « isolés »), l'électricité est destinée à être consommée sur le lieu de production. Les systèmes autonomes sont le plus souvent associés aux satellites artificiels, aux applications professionnelles (relais de télécommunication, balises maritimes ou aéroportuaires, etc), et à l'électrification rurale. Dans les deux cas, un système de stockage, généralement des batteries, peut être couplé au système.

2- L'énergie solaire thermodynamique (CSP).

Le principe consiste à concentrer le rayonnement solaire sur un récepteur (absorbeur) qui permet de chauffer à haute température un fluide caloporteur. La concentration optique du rayonnement solaire sur un seul foyer permet en effet d'atteindre des températures élevées. Le fluide caloporteur circulant dans ces tuyaux est ensuite pompé à travers des échangeurs afin de produire de la vapeur surchauffée. Cette chaleur actionnera à son tour une turbine afin de faire tourner un générateur d'électricité, ou sera récupérée pour un procédé industriel comme par exemple dans le cas d'un système solaire intégré à un cycle combiné ou *Integrated Solar Combined Cycle* (ISCC), le plus souvent des centrales hybrides combinant le gaz naturel et le solaire (centrales hybrides solaire-gaz ou thermosolaires). Il s'agit d'une technologie solaire à concentration, disposée pour le moment sur des structures au sol uniquement.

Quatre technologies thermodynamiques existent, qui présentent différentes caractéristiques [cf. tableau 4] : (i) Cylindro-parabolique. Ce système se compose de plusieurs rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques qui tournent autour d'un axe horizontal permettant aux miroirs de suivre le soleil. Les miroirs peuvent dépasser les 100 m de long, avec

une surface de 5 à 6 m de diamètre [cf. photo 3] ; (ii) Fresnel. Cette technologie est une variante du principe cylindro-parabolique. Au lieu d'un grand miroir cylindrique, ce sont des ensembles de petits miroirs plans, positionnés côte à côte, qui s'inclinent en fonction de la position du soleil ; (iii) À tour. Dans cette technologie, les rayons du soleil sont renvoyés sur la tour grâce à des miroirs plans et viennent chauffer un fluide qui circule dans la tour. Le fluide est ensuite dirigé vers un système de stockage, ou vers un échangeur où la chaleur chauffe de l'air ou de l'eau, à une température pouvant varier de 600 à 1000°C. Le passage de cet air ou de cette vapeur à haute température dans le groupe turbogénérateur produit de l'électricité [cf. photo 4] ; et (iv) Disques paraboliques (*dish-stirling*). Dans cette technologie, le système est constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole est placée sur des « *trackers* » et suit le soleil tout au long de la journée. Elle concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placée au point focal de la parabole. Le moteur Stirling utilise un fluide interne (généralement de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur, produisant ainsi de l'électricité.

	Rendement optique	Emprise foncière	Besoin en eau (L/MWh)	Stockage	Possibilité d'hydridation	Perspective de progrès
Cylindro-parabolique	++	Forte	3000	Oui	Oui	Limitée
Fresnel	+	Moyenne	3000	Oui	Oui	Significative
Tour	++	Moyenne	2000	Dépend du site d'implantation	Oui	Très significative
Dish stirling	+++	Faible	Aucun	Dépend du site d'implantation	Oui, à certaine condition	Si production de masse

© Nadia Benalouache – 2016 / CSP Roadmap AIE – 2010

Tableau 4 – Les caractéristiques des sous-technologies CSP



© Nadia Benalouache - 2014

Photo n°3 - Technologie CSP cylindro-parabolique à Ouarzazate (Maroc)



© MASEN - 2016

Photo n°4 - Technologie CSP à Tour à Ouarzazate (Maroc)

Pour des raisons technico-historiques, les centrales solaires à concentration actuellement en fonctionnement utilisent en grande majorité la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques. Cette tendance évolue rapidement en faveur des centrales à tour, qui présentent de meilleurs rendements de conversion et un stockage (thermique) plus efficace. Le développement de la technologie Fresnel se poursuit parallèlement, grâce à aux acteurs

industriels du secteur. Le marché du solaire à concentration (CSP et CPV) se développe activement, par ailleurs, dans le domaine des centrales hybrides solaires dont le principe de fonctionnement revient à utiliser des combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel pour ce qui concerne le Maghreb, afin d'injecter une fraction, minoritaire mais significative, d'énergie solaire dans une centrale électrique (Flamant, Dollet, 2013). Les technologies à concentration sont relativement moins matures et moins développées que la technologie PV. Fin 2013, la puissance électrique installée dans le monde dans le domaine du CSP équivaut à 2 GW contre 100 GW pour celui du PV.

Les prévisions de développement industriel des technologies à concentration sont très importantes. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont très élevés pour des quantités produites qui, elles, ne le sont guère car de faible densité de puissance (Smil, 2010). Selon les ressources fossiles d'un pays, ses moyens de production, le différentiel de coûts des énergies renouvelables avec les autres types d'énergie varie significativement [cf. Chapitre 6]. Les recherches en cours sur les technologies solaires à concentration visent à réduire les coûts et à accroître la flexibilité des centrales grâce au stockage et à l'hybridation. Elles portent surtout sur les composants « critiques » tels que le système de concentration, le récepteur solaire et le dispositif de stockage. La marge de progression se situe notamment dans l'accroissement des rendements de conversion, à condition que le coût des composants n'augmente pas de manière trop importante. Cet objectif peut être atteint par l'augmentation de la puissance des turbines et de la température des cycles thermodynamiques (Flamant, Dollet, 2013). Les coûts associés aux technologies à concentration ne diminueront que si un déploiement industriel à grande échelle s'opère.

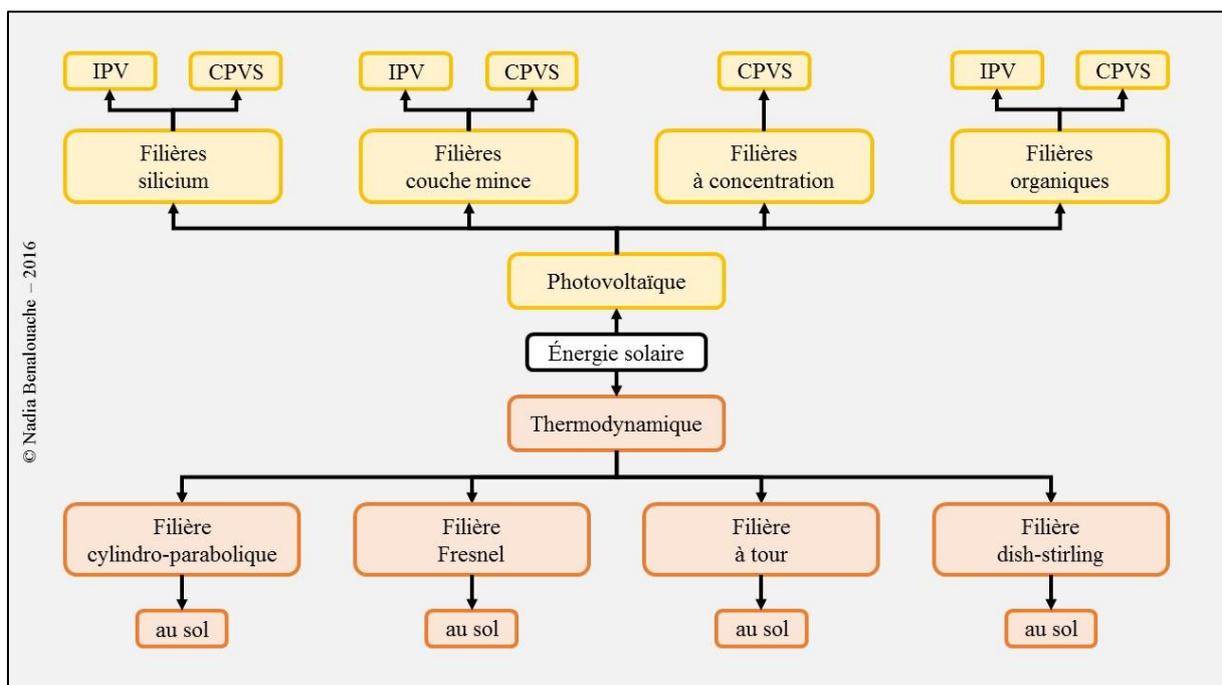


Figure 14 – Les filières PV et CSP

Le coût de production de l'électricité dépend fortement de l'ensoleillement. Ce coût est en deçà du coût de production du solaire photovoltaïque mais la technologie PV peut être utilisée à des puissances significativement inférieures et est plus facilement intégrables au bâti. Les procédés thermodynamique et PV présentent chacun des avantages et des inconvénients synthétisés dans le tableau ci-dessous [cf. tableau 5]. Le développement des énergies alternatives se heurte cependant à un certain nombre de limites, plus ou moins importantes d'un territoire à l'autre (Smil, 2003).

C- Les limites au déploiement de l'énergie solaire.

En termes de ressources, la densité énergétique (ou densité de puissance) solaire, qui représente la quantité d'énergie solaire par unité de surface, mesurée en Kilowatts-heures par mètre carré (kWh/m²), est faible. En effet, l'éclairement⁴⁷ solaire moyen au niveau de la mer, par exemple, est proche de 1 kW/m², ce qui correspond à une moyenne de 0,2 kW/m² pour toute la surface terrestre. Cet éclairement étant faible, de grandes surfaces sont par conséquent nécessaires pour produire suffisamment d'énergie. Les éoliennes installées en Angleterre ont une densité d'1 W/m², les CPVS allemandes de 5 W/m², les biocarburants 0,5 W/m². À titre comparatif, une centrale électrique conventionnelle présente une densité énergétique de 1000 W/m² (Smil, 2010). Pour Smil, il faudra, à l'instar du domaine agricole, allouer de vastes espaces en dehors des zones urbaines de forte densité, afin de produire la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins de ces villes (Smil, 2010, 2015). L'énergie solaire, et plus généralement les énergies renouvelables, réintroduisent ainsi une proportionnalité entre rendement et surface de production (Bonnal, Rossetti, 2007 ; Brücher, 2009 ; Durand *et alii*, 2015). Cette caractéristique questionne la problématique de la disponibilité territoriale, étroitement liée à celle de la concurrence et des conflits d'usage, car le déploiement des dispositifs solaires ne se fait pas en terrain vierge. La contrainte de la densité énergétique est d'autant plus grande que la tendance mondiale majeure est au peuplement au sein de pôles de concentration urbains, notamment les métropoles, qui enregistrent les plus fortes intensités de consommation énergétique (Deshaies, Baudelle, 2013).

Les énergies renouvelables, dites de flux, ont, qui plus est, l'inconvénient d'être diffuses et intermittentes. Le soleil n'est en effet disponible que le jour, ce qui en fait par nature une énergie intermittente (Smil, 2010 ; Deshaies, 2013). La couverture nuageuse peut également réduire fortement l'éclairement et provoquer de fortes variations d'intensité lumineuse. Le rayonnement réfléchi par les obstacles tels que les nuages est appelé l'« albédo », se distinguant du rayonnement solaire direct. La latitude et la nébulosité expliquent ensuite les variations importantes de l'énergie journalière moyenne reçue par m² en fonction des saisons. Les variations saisonnières été/hiver sont de l'ordre de 20% entre les tropiques, mais d'un facteur de 2,5 dans le nord de la France par exemple (Bonnal, Rossetti, 2007).

⁴⁷ L'éclairement ou irradiance est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m².

	Solaire thermodynamique [CSP]	Solaire photovoltaïque [CPVS]
Ensoleillement/éclairage	→ Au moins 2000 kWh/m ² → Uniquement par temps clair	→ Capte l'éclairage solaire direct comme diffus (temps nuageux)
Température	→ Elevée à très élevée	→ Moyenne à élevée (environ 25 C°) → Rendement décroissance quand élévation trop grande de la température
Disposition	→ Au sol	→ Toiture, surimposition au bâti, au sol
Emprise foncière	→ Moyenne	→ Forte
Coût de production	→ Coût élevé des investissements liés à la turbine et aux installations annexes → Le coût s'équilibre quand développement à grande échelle	→ Coût de production des modules qui décroît rapidement
Installation	→ Assez longue (environ 18 mois)	→ Rapide (environ 3 mois)
Fabrication	→ Fabrication locale de plusieurs composants	→ Recours quasi systématique aux importations de modules → Assemblage local
Maturité technologique	→ Certaines filières sont au stade de R&D	→ Technologie éprouvée par rapport au CSP
Stockage	→ Oui (ex : sels fondus) permettant une fourniture le jour et la nuit	→ Uniquement en batteries (avec une perte conséquente dans le temps)
Utilisation de l'énergie/Émissions de CO₂	-	→ Plus énergivore que le CSP (bilan carbone moins avantageux)
Eau	→ Nécessité d'un refroidissement du système de conversion de chaleur très consommateur en eau	→ Consommation en eau très limitée lors de l'exploitation
Recyclage	→ Toxicité des panneaux usagés (énergivore)	→ Simple après démantèlement
Recours aux combustibles fossiles	→ Oui pour conserver le sel fondu (stockage) à haute température afin de le maintenir liquide (solidification à 110°C) → Pour maintenir la température du fluide caloporteur au-dessus de sa température minimale de travail (8°C pour l'huile synthétique) → Pour alimenter durant la nuit les pompes permettant d'assurer la circulation du fluide caloporteur dans les circuits.	→ Non
Hybridation	→ Possible	→ Possible
Emplois	→ Besoin important de main d'œuvre en phase de construction et d'exploitation Emplois directs	→ Besoin en maintenance très limité (essentiellement lors de la phase d'exploitation) Emplois indirects

© Nadia Benalouache – 2016/Frérès, Infield, 2013 ; Mosseri, Jeandel, 2013

Tableau 5 – Caractéristiques comparées des technologies CSP et PV

Cette intermittence représente un véritable handicap d'autant qu'il y a rarement concordance entre la période de production et celle de la consommation. Aussi, l'énergie solaire doit être soit stockée, soit distribuée. Seulement, en fonction des technologies en jeu, le coût alloué au stockage reste encore élevé.

D'un point de vue technique, l'insertion massive de l'énergie solaire pose des problèmes, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier problème relève de la gestion des moyens de production intermittents dans le système électrique. Pour des taux de pénétration inférieurs à 30 %, l'impact de l'intermittence reste limité et peut être pris en charge par le système. En revanche, dès que le taux de pénétration augmente, des déséquilibres sont susceptibles de survenir (Naudet, Reuss, 2008). Le second problème concerne la localisation des installations de production décentralisées. L'intégration de la production électrique solaire issue de ce type d'installation, essentiellement les systèmes intégrés à un bâtiment à usage résidentiel ou professionnel, conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux, traditionnellement conçus pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, créant ainsi des besoins de renforcement. En effet, l'inversion des flux sur le réseau de distribution remet en cause l'architecture initiale des réseaux conçue au départ pour une distribution de l'énergie à partir des réseaux de transport (ou de répartition). Le principe du « producteur-consommateur » (Debourdeau, 2011) relève de cette logique. En Tunisie, la SOCIÉTÉ TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (STEG) fournit, au « producteur-consommateur » de l'électricité en cas de déficit, lorsque sa consommation excède sa production (en hiver surtout). À l'inverse, le producteur-consommateur peut, si sa production dépasse sa consommation (en été surtout), injecter son surplus électrique sur le réseau national. Ce mouvement à double sens est dit bidirectionnel.

Les limites au déploiement de l'énergie solaire évoquées consistent aussi des fenêtres d'opportunité vers une reconfiguration des systèmes techniques. Elles introduisent, en effet, un débat autour du mode de déploiement de ces unités de production électrique, et plus largement autour de l'organisation et de la gestion des systèmes techniques.

II- Développement de l'énergie solaire et alternative décentralisée : vers une reconfiguration des systèmes techniques ?

Du décideur au consommateur, les modalités de diffusion de l'énergie solaire suscitent un véritable débat, soulevé pourtant par des auteurs tels que Hillairet (1995) dès les années 1990. D'un point de vue géographique, ce sont, les réalités spatiales de cette diffusion qui nous intéressent. Le développement des technologies solaires est en mesure de remettre en cause l'organisation des systèmes techniques dominants « centralisés » (Dunsky, 2004 ; Coutard, Rutherford, 2009 ; Rumpala, 2010, 2013, 2014). L'analyse du déploiement des technologies solaires et hybrides nous amène, en effet, à distinguer deux grands types de systèmes

techniques, relativement opposés mais pouvant être combinés, dans lesquels elles sont susceptibles de s'insérer et de (re)façonner : le système technique centralisé (A) et le système technique décentralisé (B). Le développement de l'énergie solaire questionne par ailleurs l'entrée pour le Maghreb dans une nouvelle phase de l'histoire de son électrification (C).

Les systèmes techniques (Gille, 1979 ; Lemonnier, 1983) centralisé et décentralisé sont associés à des modes de régulation, de gestion, de production, de distribution et de consommation spécifiques. L'introduction de l'énergie solaire, qui jouerait a priori en faveur d'un système technique décentralisé (Deshaies, Baudelle, 2013 ; Evrard, 2013 ; Rumpala, 2013) questionne le bien-fondé du discours centralisateur.

A- Le système technique centralisé.

L'exploitation massive d'énergies de stock a permis d'augmenter significativement les rendements. Ce sont, en effet, des ressources énergétiques de forte densité de puissance. Elles sont également caractérisées par une inégale répartition sur les territoires, car géographiquement très localisées (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Debeir *et alii*, 2013 ; Deshaies, Baudelle, 2013). Le développement de ces ressources dépendait ainsi de leur aptitude à être transportées. L'opérationnalité de ce modèle énergétique « *repose [en effet] sur la capacité de la société à accéder aux gisements d'énergies fossiles locaux et éloignés* » (Deshaies et Baudelle, 2013, p. 57). Cela explique pourquoi la plupart des compagnies productrices de pétrole, de gaz et d'électricité furent dans le même temps des entreprises de transports d'énergie.

Les États modernes n'ont jamais traité les activités énergétiques comme des activités économiques ordinaires (Boiteux *et alii*, 2010). Ils se sont rapidement impliqués dans le développement et le contrôle des différentes ressources énergétiques et dans leur valorisation. Ce choix s'est matérialisé par l'apport financier et infrastructurel nécessaire, mais également par la mise en place d'une législation en la matière (Lois sur le secteur de l'énergie) dans le but de garder un contrôle ultime sur chacune des filières énergétiques. Ce fut le cas pour le charbon, le pétrole ou encore l'électricité. L'importance géostratégique de l'approvisionnement en énergie et la nécessité d'assurer une distribution la plus équitable possible sur le territoire confère à l'échelle nationale, et bien souvent à l'État, un rôle essentiel dans les choix énergétiques, ceci en collaboration plus ou moins étroite avec les entreprises du secteur. Aucun gouvernement ne se risquerait, par ailleurs, aux conséquences politiques d'une rupture d'approvisionnement. Que ce soit dans l'orientation, la régulation ou le contrôle des activités de production et de distribution, l'État se réserve le droit, plus ou moins étendu, de donner son avis. L'énergie, et en particulier l'électricité, peut même constituer un instrument de légitimation politique (Bennasr, Verdeil, 2014). La prise en main du secteur électrique par l'État, de 1945 aux débuts des années 1990 en Europe, a conduit à la mise en place de la nationalisation, donnant le plus souvent naissance à un modèle monopolistique reposant sur le

tryptique « nationalisation-monopolisation-planification » (Grand, Veyrenc, 2011).

Ce denier est mis en place au Maghreb au tournant et dans la seconde moitié du 20^{ème} siècle avec la nationalisation, et dans le même temps la monopolisation des secteurs électriques, dont la gestion déjà centraliste est héritée au Maroc et en Algérie de la période coloniale⁴⁸. Jusqu'à l'indépendance tunisienne, la production et la distribution de l'électricité est du ressort de sociétés concessionnaires. Sept sociétés privées sont propriétaires de l'équipement et du réseau électrique, et se répartissent suivant des zones régionales (régions de Tunis, de Sousse, de Beja, Bizerte, Sfax, le Sud). Elles bénéficient le plus souvent de concessions communales ou d'Etat, et sont limitées dans le temps. La société la plus importante est la COMPAGNIE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DE TRANSPORTS (CTET) (Berthier, 2002). Ce dispositif ne permettait pas de connexion interrégionale (Bennasr, Verdeil, 2014). De 1958 à 1962, la République tunisienne indépendante reprend la gestion des concessions accordées aux différentes sociétés privées de production et de distribution d'électricité en vue de proposer une politique unifiée sur l'ensemble du territoire. En 1962, la nationalisation de l'électricité met un terme à l'ancien fonctionnement colonial. La STEG est fondée avec le décret du 3 avril 1962, et est une société verticalement intégrée. Au lendemain de l'indépendance, en 1958, on assiste à la mainmise de l'Etat marocain sur des secteurs stratégiques de l'économie, parmi lesquels l'énergie (Saul, 2002). Le monopole sur la production, le transport et, chose nouvelle, sur la distribution de l'électricité appartient désormais à l'ONE créé en 1963⁴⁹. Après l'indépendance de l'Algérie, ÉLECTRICITE ET GAZ D'ALGERIE (EGA), entreprise française créée en 1947, continue ses activités dans l'ex-colonie. L'ordonnance n°69-59 du 28 juillet 1969 dissout l'établissement public d'EGA, qui est absorbée par une entité algérienne, la SONELGAZ, société elle aussi verticalement intégrée (Berthonnet, 2002).

La mise en place de puissants monopoles dans les industries de réseau est notamment liée aux exigences de service public, dans un idéal de justice sociale (Bouttes, Leban, 1995 ; Salies *et alii*, 2007). Ces monopoles publics doivent supporter le coût très élevé des infrastructures, dont la rentabilité immédiate n'est qu'hypothétique. Cette gestion très centraliste et technocratique, par ailleurs, permet notamment de surveiller et de contrôler le réseau à tout moment, et d'ajuster l'offre à la demande afin d'assurer un service continu. Les

⁴⁸ Création en 1924 d'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU MAROC (EEM) et en 1947 d'ÉLECTRICITE ET GAZ D'ALGERIE (EGA) par la métropole. Dans son processus d'électrification, une des particularités du Maroc tient à la centralisation précoce de la production et de la construction des interconnexions. La distribution, en revanche, dans les centres urbains et ruraux revenait à des sociétés privées, en simple gestion ou bien en concession municipale ou étatique comme la SOCIETE MAROCAINE DE DISTRIBUTION (SMD) et ses filiales pour les grandes villes du Royaume, la SOCIETE CHERIFIENNE D'ÉNERGIE (SCE) pour les petites municipalités, l'ENTREPRISE ELECTRIQUE DE ZENATA-MOHAMMEDIA (EEZM) pour les zones périphériques de Casablanca et l'ENTREPRISE ÉLECTRIQUE DE LA BANLIEUE DE MARRAKECH (EEBM) pour la ville de Marrakech (Saul, 2002). Pour les zones du Nord et les provinces du Sahara occidental, sous administration espagnole, la fourniture électrique est assurée par plusieurs sociétés privées dont la plus importante, ÉLECTRAS MARROQUIES (EM), a été créée en 1913 et bénéficie de plusieurs concessions à perpétuité (Bouayad, 2001).

⁴⁹ Selon le Dahir 1-63-226 du 5 août 1963 portant création de l'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE.

stratégies énergétiques sont donc développées par des centres de décision de plus en plus éloignés du citoyen, devenu un consommateur passif (Laponche, 2002 ; Labrousse, 2006). Dans un système technique centralisé, la démarcation entre l'offre et la demande est faible (Grand, Veyrenc, 2011).

Les pays du Maghreb se sont progressivement dotés de réseaux électriques, construits pour assurer un approvisionnement électrique sur des distances de plus en plus importantes. Cela a contribué à dissocier géographiquement les lieux de production des lieux de consommation et à affaiblir le rôle du territoire, devenant alors un espace-support des infrastructures électriques (Dunsky, 2004 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013). La planification de cette architecture centralisée est le résultat de deux facteurs principaux : la recherche de coûts plus faibles – paradigme de l'effet d'échelle – et la spécialisation des entreprises énergétiques.

De grands chantiers sont mis en œuvre pour construire des unités de production électriques massives et pour édifier l'infrastructure de réseaux. En 1977, la SONELGAZ lance le "Plan National d'Électrification" au travers duquel elle construit progressivement la capacité électrique du pays ainsi que le réseau électrique national⁵⁰. De grandes unités électriques sont construites, la plupart concentrées sur la bande littorale du pays, dans les villes d'Oran, Alger, Annaba, et sur les hauts plateaux (M'Sila 1 en 1986 et M'Sila 2 en 1990). Elles se situent également au niveau des gisements d'hydrocarbures, comme ceux de Hassi R'mel (centrale thermique de Tilghemt en 1988) et Hassi Messaoud (Hassi Massaoud Nord 1, Nord 2, Ouest et Sud, construites en 1978 et 1988). Des lignes d'interconnexion sont édifiées entre ces bassins de production et le Nord du pays. La structure principale du réseau électrique algérien s'étend sur la partie nord du pays depuis la frontière tunisienne à l'Est jusqu'à la frontière marocaine à l'Ouest et s'enfonce jusqu'à 300 km à l'intérieur des terres. Elle est constituée d'une double artère de transport en 220 kV (par endroits en triple artère) et de pénétrantes radiales en direction des champs pétroliers et gaziers de Hassi Messaoud et Hassi R'Mel dans le sud. En Tunisie, l'État a donné à la STEG les moyens d'atteindre ses objectifs, particulièrement en ce qui concerne les programmes d'extension du réseau en milieu rural et dans les zones urbaines informelles, mais également au travers de subventions considérables concédées sur le prix du gaz et de l'électricité (Bennasr, Verdeil, 2014). Les années 1960 ont vu la mise en place du réseau de transport électrique, suivant un voltage uniformisé, ayant permis de raccorder les villes et les nouvelles industries au réseau national d'électricité. Les centres producteurs sont alors interconnectés, avec la construction d'une ligne à haute tension reliant Tunis-Djebel Djelloud à la centrale du sud. Des relais ont été installés à M'Saken et à Sfax. Du point de vue de la distribution, un réseau de lignes à basse tension est édifié pour fournir en électricité tout

⁵⁰ En 1983, les travaux pour les infrastructures de réseaux sont confiés à la filiale KAHRAKIB, une filiale travaux de la SONELGAZ.

le territoire. L'extension du réseau électrique dans les régions rurales débute à partir des années 1970. Au Maroc, le développement du parc électrique marocain connaît une accélération à partir de la fin des années 1970 et se diversifie, avec la mise en service de plusieurs centrales thermiques. En 1979 par exemple, l'ONE installe une centrale à vapeur à Kenitra, d'une capacité de 300 MW. Au milieu des années 1990, la mise en œuvre du programme PERG contribue à étendre significativement le réseau électrique national, jusqu'ici caractérisé par un clivage entre les zones urbaines et rurales.

L'architecture centralisée constituée à partir de grands systèmes électriques nationaux, formés autour d'unités de production de plus en plus massives, et de plus en plus éloignées des points de consommation, résulte au Maghreb de cette évolution historique.

La volonté de satisfaire, enfin, les besoins énergétiques sur des distances de plus en plus étendues dans le cadre d'ensembles géographiques plus vastes ont favorisé la mise en réseau régionale de réseaux électriques nationaux. Au sein de l'Union européenne (UE), par exemple, certains pays membres sont électriquement interconnectés (Genoud, 2004 ; Grand, Veyrenc, 2011). Des évolutions similaires peuvent être observées en Amérique Latine, où les échanges énergétiques deviennent un facteur important de l'intégration régionale dans le cadre du *Mercado Común del Sur* (MERCOSUR) (Schausteck Le Prioux, 2010) ou encore en Méditerranée, objet de la deuxième partie de notre travail.

Sous l'effet conjugué de la libéralisation des économies, de la montée en puissance des institutions financières internationales, et compte tenu des contraintes financières qui pèsent sur les opérateurs historiques, propriété des États (Esnault, 2005), les pays du Maghreb, et plus généralement les pays sud méditerranéens, ont cependant engagé des réformes dans le cadre d'une mutation profonde de leur système économique et parfois institutionnel. Dans le secteur électrique, les pays du Maghreb introduisent, au milieu des années 1990, le régime de production indépendante d'électricité (IPP), production concessionnelle privée. Toutefois, la réforme du secteur électrique, à l'instar du secteur des hydrocarbures, des télécommunications et du secteur bancaire, s'avère trop complexe et soulève des enjeux stratégiques (Pelkmans, 2001 ; Genoud, 2004 ; Levi-Faur, 2004). En effet, l'adoption du paradigme libéral dominant, promu par les institutions internationales à partir des années 1990, ainsi que le passage à un mode de régulation indépendant dans le secteur de l'énergie, largement inspiré du modèle européen, nécessitent de lourds investissements et un abandon par les opérateurs historiques d'une partie de leur souveraineté. Ainsi, si en pratique l'introduction de la production concessionnelle privée a permis de donner davantage de pouvoir à l'initiative privée, le système demeure toutefois fortement centralisé autour de l'État, souvent unique porteur de projet⁵¹.

⁵¹ Le porteur de projet est celui qui initie ou commandite le projet.

La logique centralisatrice s'est imposée à une période où la problématique d'approvisionnement électrique le nécessitait. Les défis climatiques introduisent désormais le débat autour du développement d'un système technique décentralisé qui viendrait se combiner, voire se substituer selon certains auteurs (Rifkin, 2012 ; Evrard, 2013), au système technique centralisé, dominant dans de nombreux pays du monde notamment au Maghreb (Hugues, 1993 ; Nye, 1998 ; Laponche, 2002 ; Bouneau, 2004, Bouneau *et alii*, 2007 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013).

B- Le système technique décentralisé.

L'énergie solaire n'a pas forcément et de manière intrinsèque des potentialités décentralisatrices, mais elle en offre l'opportunité car elle est largement répartie sur le territoire. En effet, les gisements d'énergies de flux (ou renouvelables) ont la particularité d'être diffus dans l'espace. L'énergie solaire doit être exploitée là où elle se trouve (Dubois, 2009 ; Smil, 2010 ; Dehaies, 2012 ; Klagge, Brocke, 2015). Elle est caractérisée par une faible densité énergétique (Fouquet, 2010 ; Smil, 2015) et réintroduit donc une proportionnalité entre rendement et surface de production. Pour Brücher (2009), on assisterait avec le développement des énergies renouvelables à un retour des *energy from space*⁵², c'est-à-dire d'une énergie résultant de la captation de sources diffuses, issues de l'ensoleillement sur la surface terrestre (Bonnal Rossetti, 2007 ; Debeir *et alii*, 2013). Ces énergies de flux viennent de « la surface », de l'espace, « *from space* ». Au Maghreb, le système énergétique était ainsi dominé, avant la découverte des hydrocarbures à la fin des années 1950, par la biomasse et l'hydroélectricité, des *energy from space*. Dans le prolongement de cette conception, Raineau écrit que « [les énergies renouvelables] *perpétuent en effet des techniques ancestrales qui ont traversé différentes cultures et civilisations et que l'on croyait dépassées par le progrès technique du [20^{ème}] siècle* » (Raineau, 2011, p. 137).

Les gisements d'énergie de flux ainsi que la nature des convertisseurs énergétiques qui leur sont associés permettent un déploiement « *à une échelle plus réduite que les grands systèmes existant actuellement, [permettant] par la même de rapprocher l'espace de production de l'espace d'utilisation* ». (Rumpala, 2015, p.46). Cependant, « *pour avoir des effets transformateurs, les nouvelles possibilités technologiques doivent trouver des ancrages dans des systèmes plus larges que les réseaux dans lesquels elles ont été conçues* » (Rumpala, 2015, p. 44). Ces équipements peuvent prendre la forme de panneaux photovoltaïques intégrés ou surimposés au bâti, connectés ou non au réseau, d'unités de micro-hydraulique, d'aérogénérateurs, d'unités PV ou CSP au sol de faible capacité (Watson, 2004). L'utilisation

⁵² Les énergies de stock se caractérisent, à l'inverse, par un haut degré de concentration, car elles sont très localisées sur les territoires et relativement rares. Ces énergies primaires sont distribuables partout sur la planète, au travers de navires pétroliers, d'oléoducs, de méthaniens, de gazoducs, de réseaux électriques (interconnectés). Ainsi, cette énergie est générée pour une consommation « dans l'espace », ce que Brücher appelle « *energy for space* ».

de l'énergie solaire permet non seulement le passage de la centralisation à la décentralisation, de l'éloignement à la proximité, mais aussi à l'autosuffisance énergétique (Rumpala, 2013) ou à l'autonomie énergétique (Debourdeau, 2011). Ces équipements ont généralement un faible coût environnemental, permettent une baisse du coût des transports, et réduisent les pertes électriques. Les zones géographiques d'implantation de ce type de générateurs, de faible dimension généralement, sont plus nombreuses et plus faciles à trouver. Ces nouvelles technologies sont en mesure d'alimenter des réseaux locaux, non reliés au macro-système électrique national. Au Maghreb, le système technique centralisé est dominant, mais ne s'est pas partout imposé sur les territoires nationaux. Ainsi, les réseaux inachevés et peu maillés dans la région constituent un avantage pour façonner des systèmes techniques décentralisés. La miniaturisation des unités de production électriques a pour conséquence une multiplication des sites d'implantation (Bridge, 2010). Pour Rumpala *« privilégier l'énergie des sources directement accessibles [...] peut apparaître comme un moyen de limiter a priori le recours à des grosses unités de production »* (Rumpala, 2015, p. 46). Avec la mise en place d'un système technique décentralisé, on assisterait ainsi à l'affaiblissement puis à la marginalisation des macro-systèmes techniques, et à leur miniaturisation (Dunsky, 2004). Le développement de l'énergie solaire soulève également un questionnement autour de la marge de manœuvre possible pour réinventer des systèmes techniques qui soient davantage « gouvernables ». Le système technique décentralisé est en effet caractérisé par la possibilité pour un point du réseau d'être à la fois producteur et consommateur. Ce type de logique ouvrirait des perspectives pour contourner les structures monopolistiques ou quasi monopolistiques opérant dans le secteur électrique (Rumpala, 2013). Un secteur décentralisé permettrait à plusieurs acteurs, autres que l'État, d'intervenir sur le projet, soulageant ainsi la dette publique. Ce modèle encourage par exemple une multiplication des « producteurs-consommateurs », de nature privée, favorisant ainsi une diversification des acteurs électriciens (Dunsky, 2004). Le choix d'un modèle décentralisé induit des mutations importantes dans la gestion et l'organisation des systèmes techniques les plus répandus.

Les principales caractéristiques associées aux deux systèmes techniques ainsi que les solutions technologiques solaires et hybrides adaptées pour chacun d'eux ont été schématisées [cf. figure 15].

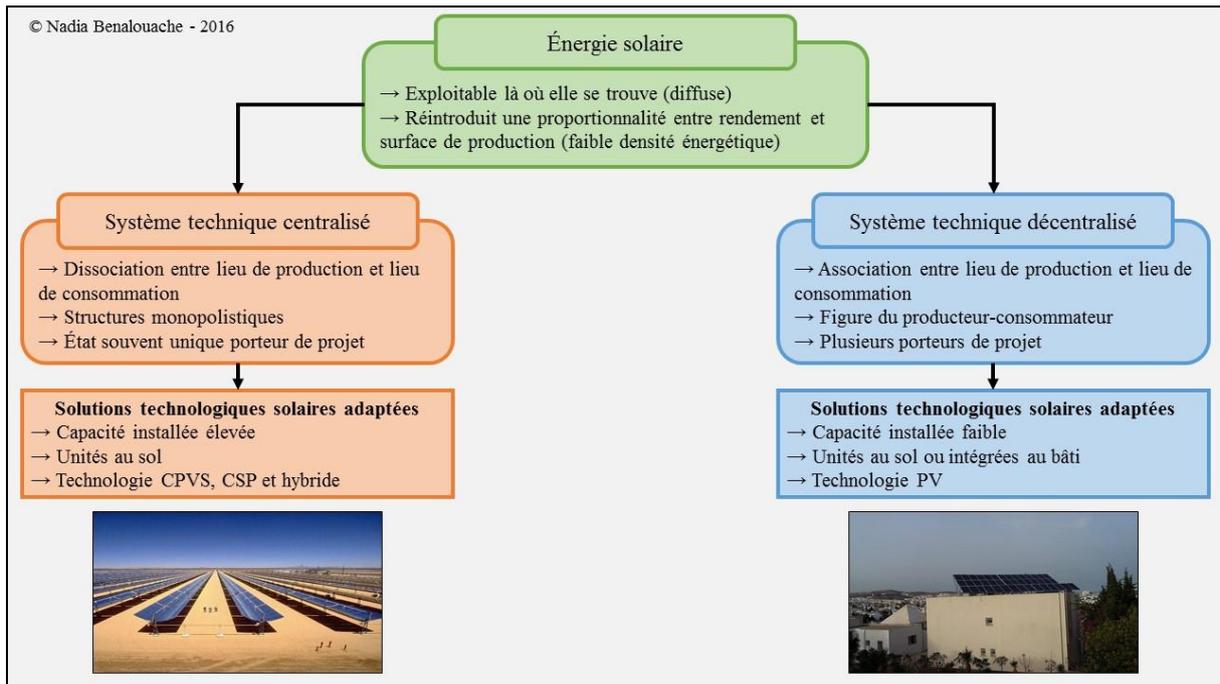


Figure 15 – Les systèmes techniques centralisé et décentralisé et les solutions technologiques solaires associées

C - Une nouvelle phase de l'histoire de l'électrification au Maghreb ?

Le développement significatif de l'énergie solaire représenterait une nouvelle phase dans l'histoire de l'électrification au Maghreb [cf. figure 16]. Cette dernière accuse jusqu'ici une évolution relativement commune entre les trois pays, d'où se distinguent quatre phases majeures. La première phase, durant la période coloniale, correspond à une phase de privatisation de l'électrification, par un certain nombre de concessions, avant sa prise en main par la métropole, marquée par la création de grandes entreprises publiques en Algérie et au Maroc. La seconde phase est celle de nationalisation-monopolisation-planification, qui intervient après les indépendances. Dans la seconde moitié des années 1990, la troisième phase est une période durant laquelle les secteurs électriques du Maghreb entament un mouvement de libéralisation du secteur, qui a surtout vu l'introduction de la production indépendante d'électricité (IPP). La concurrence ne s'introduit pas au même rythme suivant les différents segments du secteur. Enfin, près d'une quinzaine d'années plus tard, la mise en œuvre de politiques de développement des énergies renouvelables, représenterait une quatrième phase de l'histoire de l'électrification au Maghreb, marquée par une ouverture plus grande des secteurs électriques. Nous ignorons, pour le moment, la tendance qui se dégagera avec le développement de l'énergie solaire.

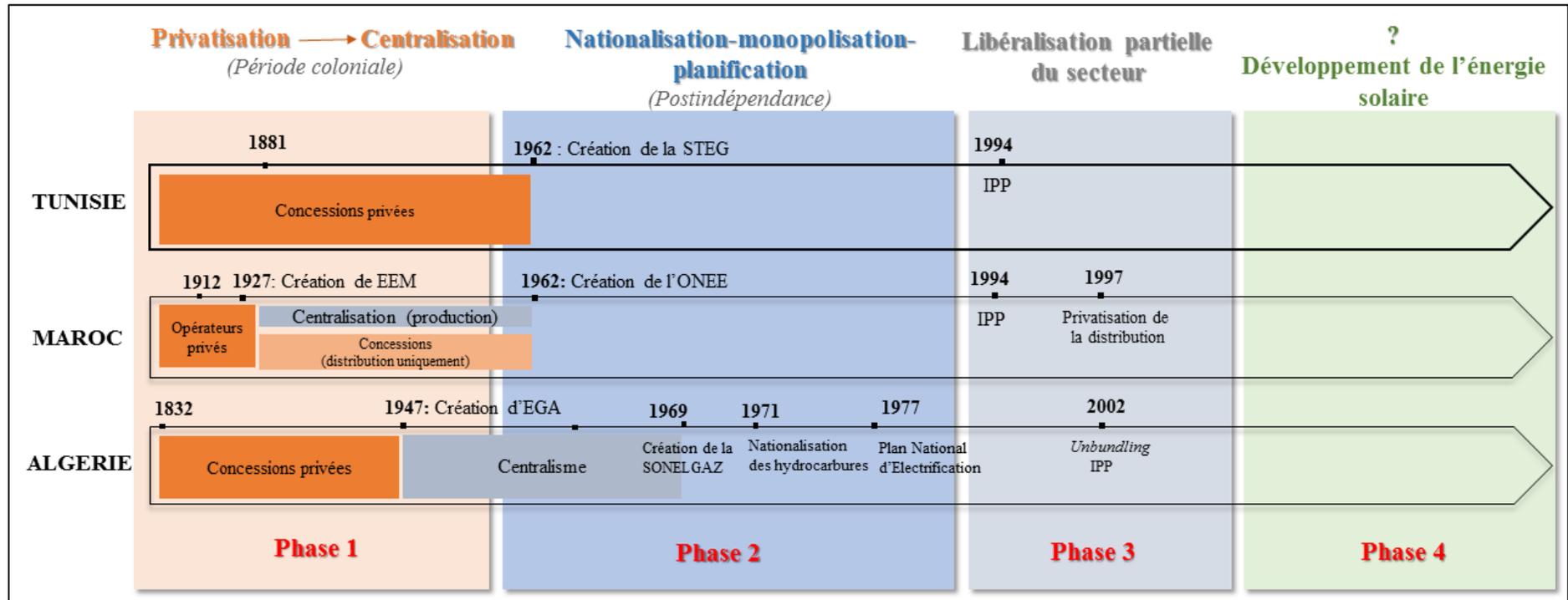


Figure 16 – Les phases de l'histoire de l'électrification au Maghreb

III- L'analyse de la spatialité de la transition énergétique au Maghreb : proposition d'une grille de lecture.

Après nous être intéressés à l'organisation des systèmes techniques centralisé et décentralisé, nous questionnons ici plus particulièrement leurs logiques spatiales. La manière dont se diffusent spatialement les technologies solaires et hybrides dépend du système sociotechnique déjà en place ainsi que d'un système de valeurs sociétales dans lesquels elles s'intègrent (Zélem, 2012). La grille de lecture que nous proposons a été élaborée à partir de notre observation du terrain maghrébin.

La (re)configuration du système technique tient d'abord à la question de sa mise à l'échelle (*scaling*), depuis l'échelle « macro » jusqu'à l'échelle « pico » [cf. tableau 6]. L'architecture et la gestion du système technique ne sont pas établies *de facto* mais résultent de décisions économiques et politiques (Bridge *et alii*, 2013). Les énergies renouvelables, très hétérogènes, peuvent être déployées sous des tailles très différentes. Ce que Walker et Cass (2007) appellent *hypersizeability*. La taille des unités de production est, dans notre travail, appréciée aussi bien en termes de dimensionnement que de puissance installée.

Type	Macro	Meso	Micro	Pico	Energy form
Wind	Wind farm	Stand alone wind turbine(s)	Roof-mounted turbine	Canal barge, mounted turbine	Electricity
Biomass	Biomass-fuelled turbine	Biomass-fuelled district heating system	Wood-fuelled boiler	Wood burners and stoves	Heat and/or electricity
Solar PV	Solar power station	PV building cladding	Roof PV panels	Calculator, garden lights	Electricity
Solar heat	Solar furnace	Passive solar building design	Roof panels or swimming pool	Solar ovens	Heat
Hydro-electric power	Reservoir based	Small hydro	Micro hydro	Hydro in streams	Electricity
Ground source heat pump	–	Office block or industrial unit heating	Household heating system	–	Heat

Walker et Cass (2007)

Tableau 6 – Exemples de différentes technologies renouvelables selon leur taille

De manière générale, plus la proximité entre le lieu de production et de consommation est privilégiée (système technique décentralisé), plus l'échelle de déploiement, le dimensionnement de ces unités et leur puissance devraient être petites. À l'inverse, plus la dissociation entre le lieu de consommation et de production est importante (système technique centralisé), plus l'échelle de déploiement, le dimensionnement des infrastructures et leur puissance devraient être grands. Cette réalité renvoie à la localisation des unités de production. L'*hypersizeability* des unités de production solaires fait qu'elles ne s'inscrivent pas de la même manière dans le paysage. Nous avons choisi de mesurer l'inscription spatiale des unités de production en termes de contiguïté/dispersion (Pumain, Saint-Julien, 1997).

Ainsi, l'inscription spatiale d'une unité de production électrique solaire est dite « concentrée » lorsque celle-ci est regroupée dans l'espace. Quand les unités de production présentent une configuration concentrée et qu'elles sont éloignées du lieu de consommation, nous les appellons « centrales », lorsqu'elles présentent une configuration concentrée mais qu'elles se trouvent à proximité du lieu de consommation, nous les nommons « stations »⁵³. L'inscription spatiale est dite « dispersée » lorsque plusieurs unités, de petites dimensions et de très faibles puissances, sont éparpillées dans l'espace, telles que les installations photovoltaïques surimposées au bâti en Tunisie, dédiées au secteur résidentiel [cf. photo 5]. Le système technique décentralisé est caractérisé par une multiplication des sites de production solaires. Enfin, l'inscription spatiale est dite « en ilot » quand plusieurs unités de petites dimensions et de très faibles puissances, sont regroupées dans un espace réduit. C'est le cas, par exemple, des installations photovoltaïques (IPV) surimposées à un bâti à usage collectif. Chacune des unités relève toutefois d'une gestion individuelle (compteur électrique non commun).



© Nadia Benalouache - 2013

Photo 5 – L'inscription spatiale des unités électriques solaires dans le quartier d'Ennasr (Tunisie), une configuration dispersée

La (re)configuration des systèmes techniques relève également, comme nous avons pu déjà le voir, de sa gestion, et notamment du système d'acteurs qui opèrent dans le secteur électrique, leur rôle et leur nature. Dans notre travail, nous nous intéressons particulièrement au segment de la production d'électricité. L'étude de la structuration des secteurs nous amène à analyser les cadres juridiques et réglementaires en vigueur, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Dans le système technique décentralisé, rappelons-le, une multiplication et une diversification des acteurs est généralement envisagée (Laponche, Dunsky, 2004 ; Rumpala, 2010 ; 2013) [cf. figure 17].

⁵³ Excepté lorsque cette dénomination nuit à la clarté du propos.

Les potentialités et contraintes technico-économiques associées aux filières solaires influent sur les décisions politiques. L'introduction de l'énergie solaire questionne, par ailleurs, le bien-fondé du paradigme centralisateur sur lequel la construction des systèmes techniques électriques les plus répandus s'est appuyée. L'énergie solaire présente trois caractéristiques spécifiques qui favorisent a priori une reconfiguration des systèmes techniques centralisés : (i) il s'agit d'une énergie diffuse devant être exploitée là où elle se trouve (gisements) ; (ii) elle est de faible densité énergétique, c'est-à-dire qu'elle réintroduit une proportionnalité entre rendement et surface de production et enfin, (iii) marquée par une *hypersizeability*, c'est-à-dire la possibilité d'être exploitée à partir d'infrastructures qui présentent des dimensions très différentes. Le système technique décentralisé, caractérisé par la multiplication des unités de production ainsi que la diversification des acteurs électriciens, repose ainsi sur de nouvelles logiques organisationnelles et spatiales au Maghreb. La transition énergétique « bas carbone » ne repose donc pas sur la simple substitution de ressources ou de convertisseurs énergétiques mais implique des mutations dans le système technique en place. Le choix du mode de déploiement des technologies solaires et hybrides, qui s'insèrent dans un système technique et contribuent à le (re)façonner, revient à privilégier des solutions technologiques. Or, le choix technologique n'appelle pas à la formulation des mêmes politiques, réglementations, acteurs, enjeux économiques, stratégies d'investissement, et enfin, échelles de déploiement.

Les préoccupations liées à l'impératif climatique et les besoins en électrification des pays où l'architecture matérielle et la gestion du secteur électrique centralisées sont certes dominantes mais elles ne se sont pas partout imposées. Elles sont donc a priori favorables à la structuration d'un système technique décentralisé. Parmi les régions du monde les plus exposées aux effets du réchauffement climatique, la Méditerranée est un écosystème extrêmement vulnérable. La nécessité de développer l'énergie solaire dans cet ensemble, qui inclut la sous-région du Maghreb, en fait un laboratoire d'examen de la transition énergétique « bas carbone ».

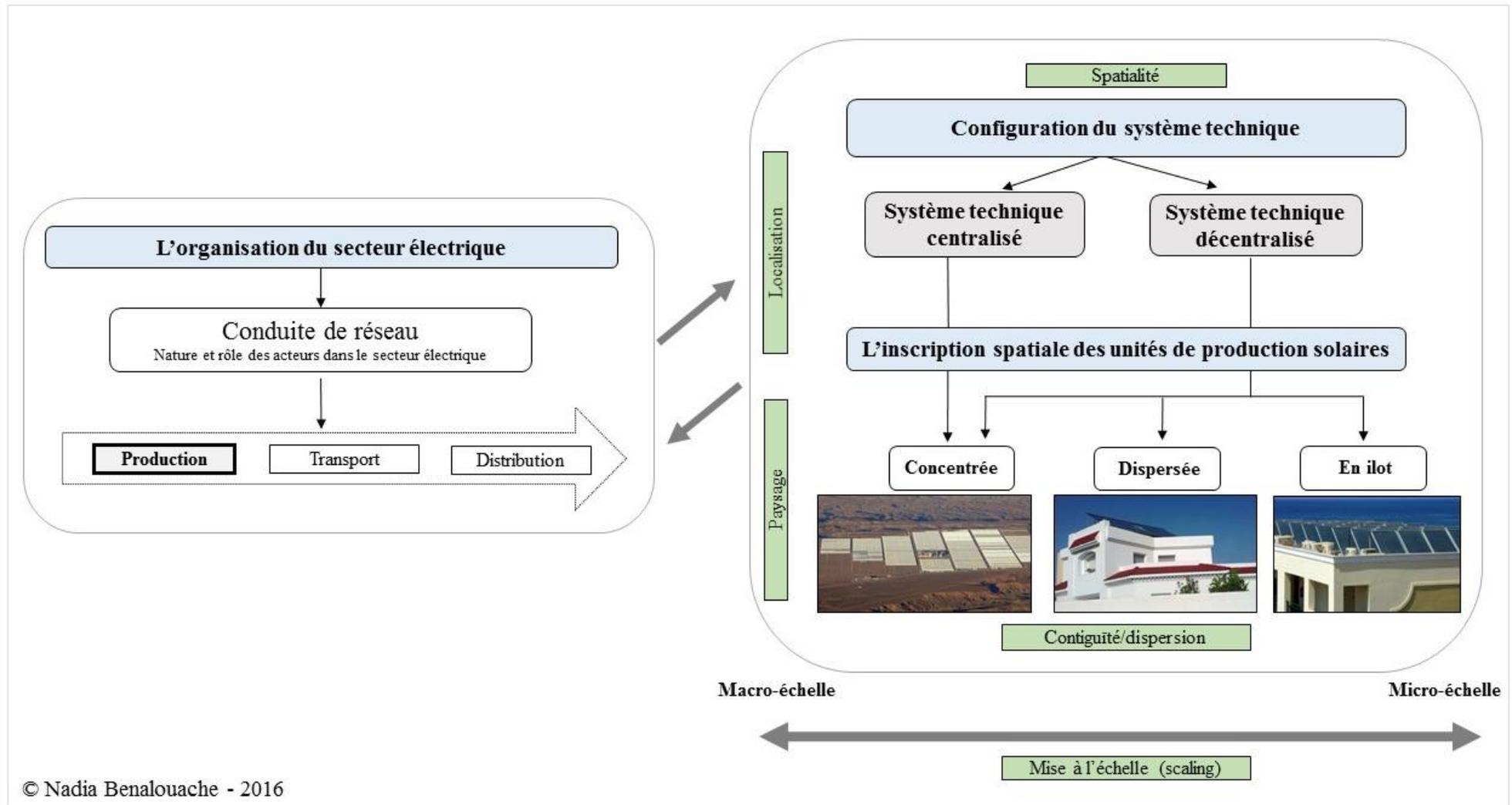


Figure 17 – Grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone »

Chapitre 4

La Méditerranée : un laboratoire d'examen de la transition énergétique émergente

Le bassin méditerranéen dispose d'un gisement solaire et éolien considérable mais qui demeure sous exploité. Pourtant, la demande en énergie est en forte augmentation au Sud de la rive (Berthelot, 2014). Cette tendance est particulièrement préoccupante, car la Méditerranée est l'une des zones les plus exposées aux impacts du changement climatique. Elle est une « écorégion » (Benoit, Comeau, 2005, p. 9) qui, d'un point de vue environnemental, est très vulnérable. Or, le développement économique de la région est fortement conditionné par son environnement naturel. Sa dégradation génère d'ores et déjà des coûts économiques et sociaux importants. Cet espace rassemble des pays avec des écarts de niveaux de croissance économique et sociale (Bethemont, 2008), et présentant des tendances énergétiques différenciées mais potentiellement complémentaires. La stabilité et la prospérité de cette zone dépendront de la capacité des pays méditerranéens à mettre en œuvre de façon concertée des politiques qui assurent un développement à la fois plus respectueux de l'environnement et plus équitable. La Méditerranée illustre ainsi parfaitement la problématique mondiale du développement durable (Grenon, Batisse, 1989) et constitue un véritable laboratoire d'examen pour la mise en œuvre de la transition énergétique émergente.

Le **chapitre 4** constitue une justification de l'entrée régionale investie dans notre étude. Il marque le glissement de l'échelle globale à l'échelle régionale. La première partie définit les impératifs énergétiques différenciés, mais climatiques communs aux deux rives de la Méditerranée, dans un espace d'interface aux contrastes multiples (I). La deuxième partie illustre les conséquences climato-environnementales actuelles et attendues du réchauffement climatique dans la région et la « prise de conscience méditerranéenne », qui en font un poste d'observation privilégié pour la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » (II).

I- Une région aux défis et aux potentiels énergétiques différenciés.

A- État des lieux de l'énergie en Méditerranée.

Le pourtour méditerranéen possède une superficie⁵⁴ de 11 029 179 km² et regroupe, en 2014, 6,7 % de la population mondiale, soit près d'un demi-million d'habitants, répartis sur 21

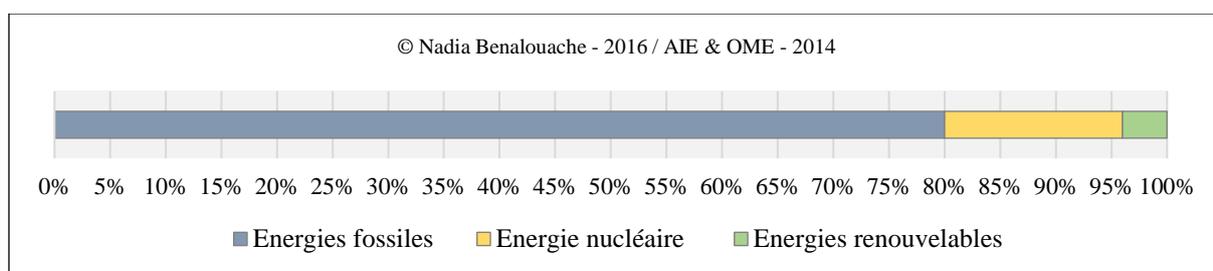
⁵⁴ Ce chiffre prend en compte la superficie de la mer Méditerranée (2510000 km²) ainsi que la superficie de l'ensemble des pays méditerranéens (8519179 km²).

pays. Deux habitants sur trois sont urbains (Laria, 2008). Plus d'un tiers de la population vit sur le littoral, qui s'étend sur plus de 46 000 km. Ce phénomène de littoralisation de la population est en constante augmentation (Plan Bleu, BEI, 2008).

Un certain nombre d'études sur la Méditerranée (FAO, Plan Bleu, etc) utilisent la classification suivante : Pays du Nord de la Méditerranée (PNM) et Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM). Les PNM⁵⁵ regroupent l'Albanie, la Bosnie-Herzégovine, Chypre, l'Espagne, la France, la Grèce, la Croatie, l'Italie, le Monténégro, Malte et la Slovénie. Les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée comprennent l'Algérie, l'Égypte, Israël, le Liban, la Libye, le Maroc, la Palestine, la Syrie, la Tunisie, et la Turquie. Cette échelle est certes plus large que l'aire biogéographique méditerranéenne⁵⁶ *stricto sensu* mais le cadre institutionnel, les politiques sectorielles et les orientations de la coopération régionale se définissent à partir de cette classification (Benoit, Comeau, 2005). L'ensemble des résultats chiffrés présentés dans ce chapitre a été traité en prenant en compte cette classification, particulièrement appropriée pour cerner les défis énergétiques propres à chacune des deux rives.

1- Une prédominance des énergies fossiles.

À l'échelle méditerranéenne comme à l'échelle mondiale, 80 % des énergies consommées sont des énergies fossiles (94 % pour les PSEM ; contre 75 % pour les PNM). Depuis quelques décennies, on observe dans le bilan énergétique régional un maintien du charbon, une stabilisation du nucléaire et une très forte progression du gaz naturel aux dépens du pétrole [cf. graphique 12].



Graphique 12 – Bilan énergétique en Méditerranée en 2013

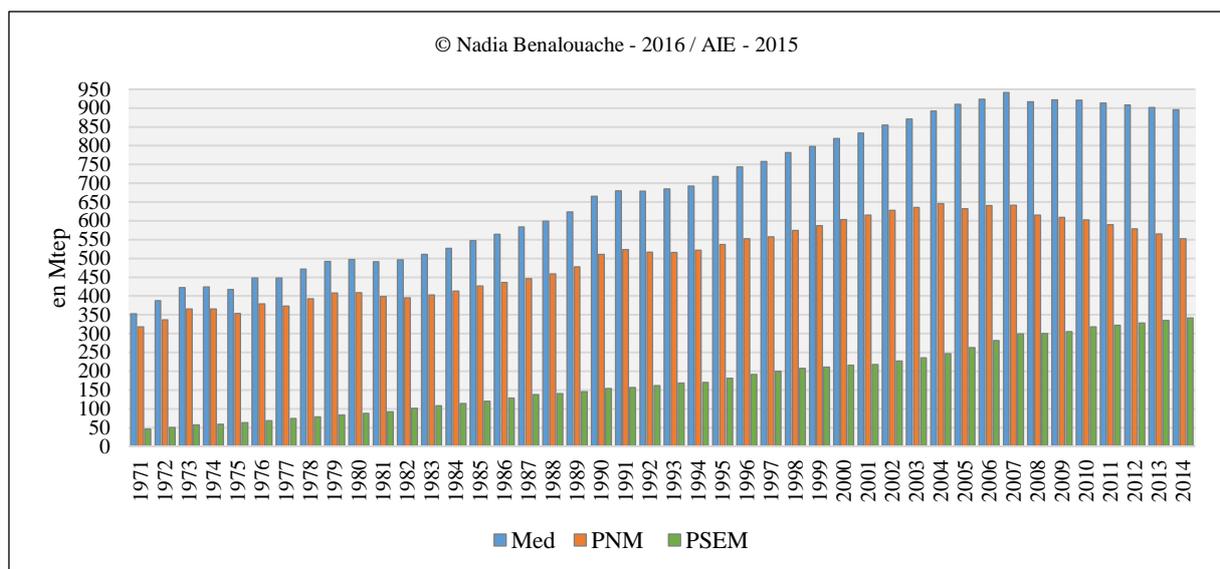
2- Une consommation en énergie primaire en baisse dans les PNM, en forte croissance dans les PSEM.

La consommation en énergie primaire en Méditerranée représente 7,3 % de la consommation énergétique mondiale en 2013, soit 920 Mtep (BP, 2014). Au sein de l'espace méditerranéen, près de 62 % de la consommation en énergie primaire en 2014 est imputable

⁵⁵ Parmi les PNM, certains pays sont membres de l'Union Européenne : Chypre, l'Espagne, la France, la Grèce, la Croatie, l'Italie, Malte et la Slovénie. Notre analyse prend en compte la législation en vigueur dans le cadre communautaire européen.

⁵⁶ Délimitée à partir du climat et de la végétation.

aux PNM, et en premier lieu la France, l'Espagne et l'Italie [cf. graphique 13]. Cependant, cette part a baissé de près d'un tiers par rapport à 1971, où elle était de 89,9 %. La consommation en énergie primaire sur la rive Nord décroît progressivement depuis 2007 à raison d'un taux de croissance annuel moyen de -0,71 %. Cette tendance résulte notamment des politiques de maîtrise de la demande actuellement menées dans un certain nombre de pays de l'Union Européenne, mais s'explique par ailleurs par la maturité des économies des PNM, marquées par une évolution vers le secteur des services et par la saturation de la demande d'énergie pour divers services énergétiques (Plan Bleu, 2009). En revanche, la part de la consommation énergétique des PSEM par rapport à l'ensemble régional a augmenté depuis 1971. Elle est de 38 % en 2014, contre 13,2 % en 1971. La consommation en énergie primaire dans les PSEM a été multipliée par sept durant cette période, passant de 46 à 341 Mtep. Dans le cas de l'Égypte, elle a même été multipliée par 11. Les PSEM connaissent actuellement un taux de croissance annuel de la demande en énergie élevé, de l'ordre de 6 à 7 % voire 8 % pour certains d'entre eux. Plus du tiers de l'énergie primaire commerciale consommée dans les pays méditerranéens sert à la production de l'électricité (Plan Bleu, 2009).



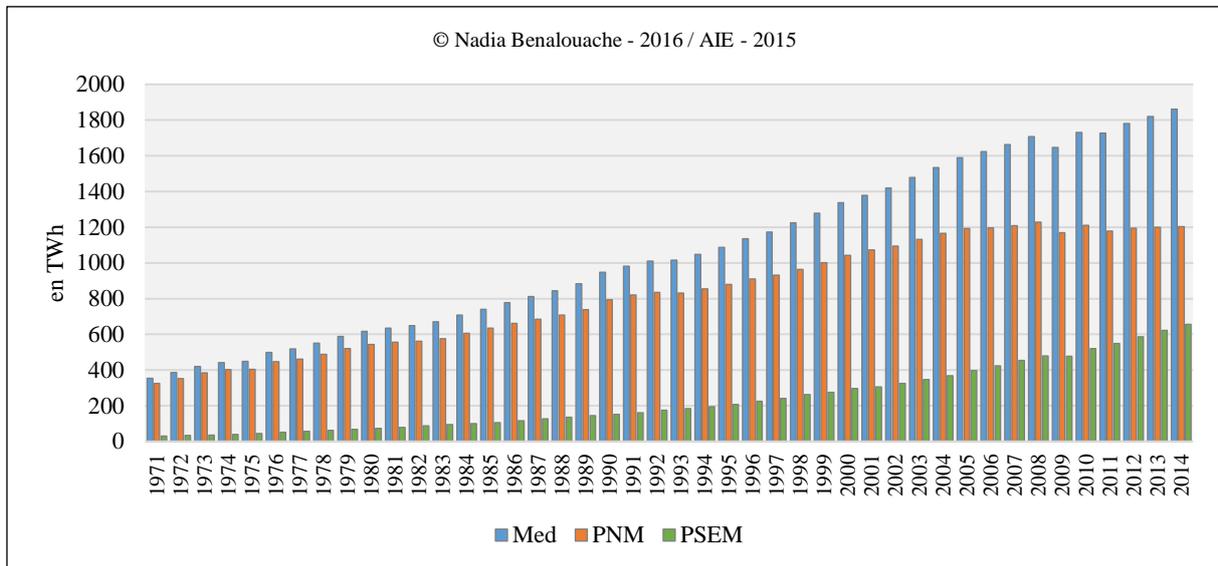
Graphique 13 – Évolution de la consommation d'énergie primaire en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en Mtep)⁵⁷

3- Une hausse généralisée de la consommation et de la production d'électricité en Méditerranée.

La consommation en électricité dans l'espace méditerranéen croît continuellement depuis 1971 [cf. graphique 14]. Enregistrant un taux de croissance annuel moyen de +3,4 %. Les PNM sont responsables en 2014 de plus de 64,7 % de la consommation en électricité de l'ensemble des pays du pourtour méditerranéen, mais cette part a baissé par rapport à 1971 où elle représentait 91,6 %. À l'inverse, elle augmente en ce qui concerne les PSEM et passe de

⁵⁷ Les données ne sont pas disponibles pour Malte et l'Autorité palestinienne et qu'à partir de 1990 pour la Bosnie-Herzégovine, Chypre, le Monténégro et la Slovaquie.

8,6 à 35,3 % entre 1971 et 2014. Le rythme de croissance annuel moyen dans les PSEM est de +6,3 % contre +2,6 dans les PNM. Tandis que la consommation en électricité dans les PNM accuse une hausse de +15,5 % seulement depuis 2000 – tendant même à stagner dans les dernières années – elle est de +122 % dans les PSEM. Dans les PNM, la tendance est à la stagnation de la demande, même si elle se maintient à un niveau élevé.

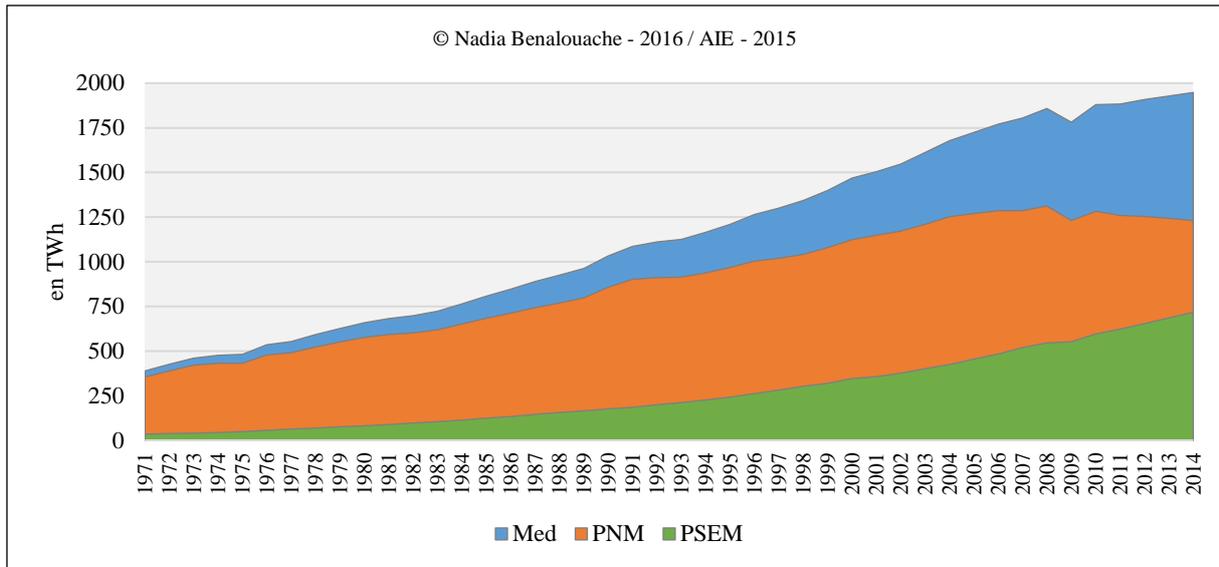


Graphique 14 – Évolution de la consommation d'électricité en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en TWh)⁵⁸

L'analyse de l'évolution de la production d'électricité accuse des mêmes tendances [cf. graphique 15]. Le choix des filières dans chacun des pays dépend fortement des ressources nationales : le gaz naturel en Algérie (88 %⁵⁹) et en Egypte (82,9 %), le charbon en Grèce (57,1 %) et en Turquie (31,3 %), etc. La part du nucléaire est considérable en France (78,2 %), importante en Slovénie (38 %) et en Espagne (20,8 %). La production hydroélectrique n'est significative que dans les pays de la rive Est comme la Turquie (23,3 %) et la Syrie (13,3 %) et dans les pays de l'Est adriatique tels que l'Albanie, la Bosnie-Herzégovine, la Croatie, la Slovénie et le Monténégro. Les énergies renouvelables minimisent les risques d'accroissement de la dépendance énergétique ainsi que l'impact du changement climatique, sans pour autant présenter de risques technologiques nouveaux. Pourtant, les énergies renouvelables sont encore peu représentées dans le bilan énergétique des pays méditerranéens comptant pour 4 % seulement (hydroélectricité incluse). Le pourtour méditerranéen, et principalement les PSEM, possède un immense potentiel en énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire et éolienne, tout en disposant de vastes espaces qui sont en mesure d'accueillir de grandes capacités de production d'électricité, notamment à partir des technologies solaires à concentration (Ferrière, Flamant, 2004).

⁵⁸ Données non disponibles pour Malte et l'Autorité palestinienne et disponibles qu'à partir de 1990 pour la Bosnie-Herzégovine, la Croatie et la Slovénie et de 1995 pour le Monténégro.

⁵⁹ Pourcentage de la production totale en électricité dont la source est le gaz naturel en 2014.



Graphique 15 – Évolution de la production d'électricité en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en TWh)

La radiation solaire moyenne dans cette zone est comprise entre 1900 kWh/m²/an (sur les régions côtières) et 3200 kWh/m²/an (dans le Sud et les régions désertiques), ce qui correspond en heures d'ensoleillement à une échelle variant de 2700 à 3400 heures/an (Allal *et alii*, 2010). Le Sahara est l'un des gisements solaires les plus élevés au monde [cf. figure 18].

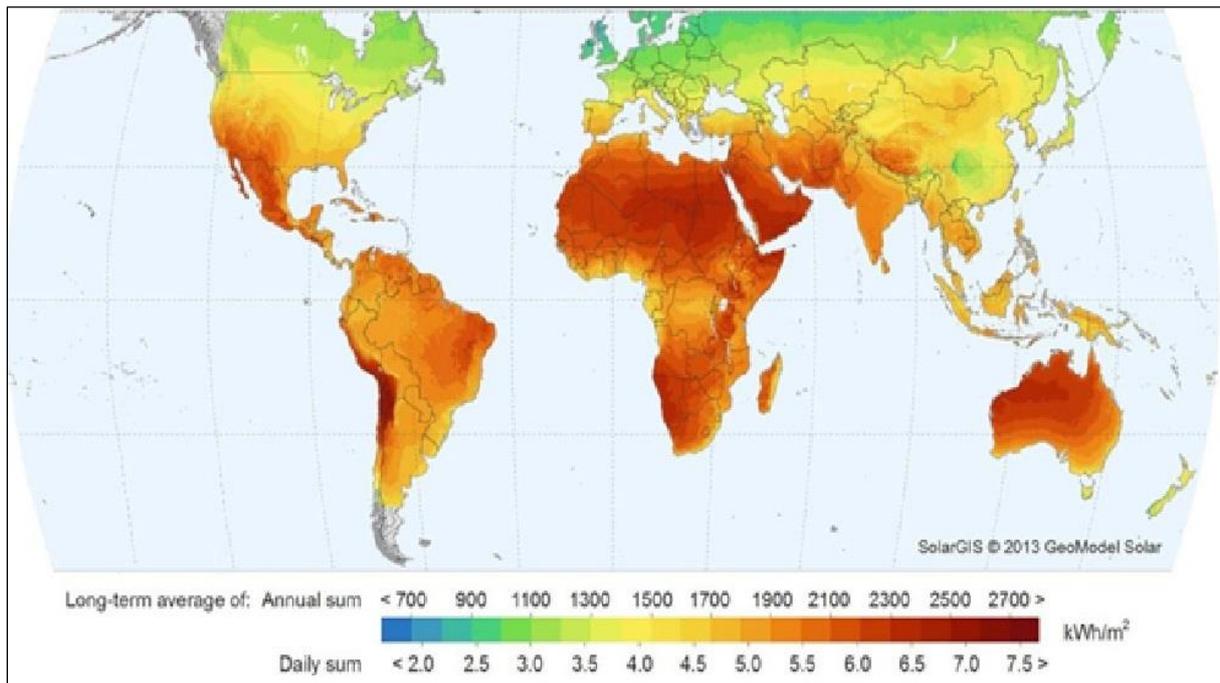


Figure 18 – Le gisement solaire mondial

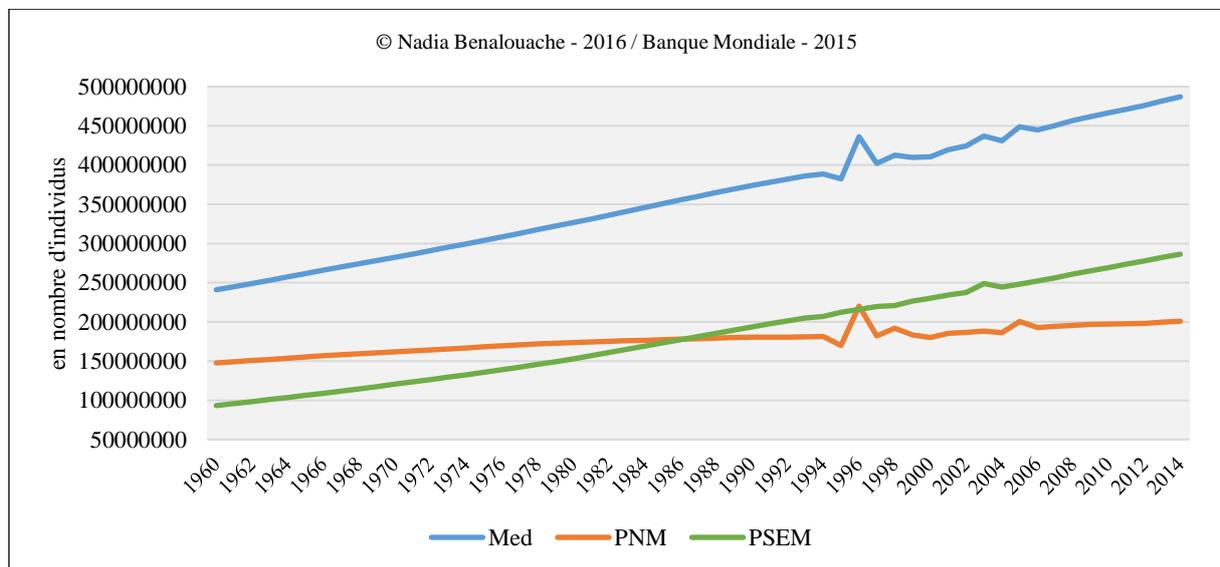
Le potentiel éolien est également élevé, offrant des vitesses moyennes qui varient de 6 à 11 m/s. La région dispose d'un véritable potentiel en biomasse et probablement en ressources géothermiques, ces dernières sont essentiellement localisées en Algérie et au Maroc (Allal *et alii*, 2010). La part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique méditerranéen reste marginale, même si elle a triplé depuis 1990 (Allal *et alii*, 2010). Alors que le potentiel se trouve

dans les PSEM, ce sont les PNM qui sont les plus gros producteurs d'énergies renouvelables dans la région. En 2013, au sein de l'espace méditerranéen, les pays qui disposent de la capacité installée en solaire photovoltaïque la plus importante sont l'Italie avec 17 600 MW, l'Espagne⁶⁰ avec 4 828 MW et la France avec 4 632 MW (BP, 2014). Le premier PSEM, avec 420 MW seulement, est Israël. L'Espagne est le pays méditerranéen qui possède la capacité installée en éolien la plus élevée, avec 22 898 MW, soit une capacité installée huit fois plus importante que celle du premier PSEM, la Turquie, avec 2 780 MW.

B- Les principaux facteurs de la croissance énergétique en Méditerranée.

1- La pression démographique dans les PSEM.

Alors que la consommation d'énergie est aujourd'hui plus faible au Sud et à l'Est de la Méditerranée qu'au Nord, les facteurs de croissance y sont, toutefois, nettement plus forts, sous l'effet notamment de la démographie et des besoins de croissance. La population totale en Méditerranée a doublé entre 1960 et 2014. Depuis 1987, l'effectif de population des PSEM a dépassé celui des PNM. L'essentiel de la croissance démographique dans la région leur est due. Depuis 1960, les PSEM connaissent un taux de croissance annuel moyen de la population de 2,1 % contre 0,58 % dans les PNM [cf. graphique 16]. Les PSEM se situent actuellement dans la deuxième phase de la transition démographique tandis que les PNM sont en phase de post-transition (Deshaies, Baudelle, 2013).



Graphique 16 – Évolution de la population en Méditerranée entre 1960 et 2014⁶¹

⁶⁰ L'Espagne domine cependant le marché européen de l'énergie solaire à concentration (CSP et CPV) avec 1953 MW en 2012.

⁶¹ La population englobe tous les résidents indépendamment de leur statut légal ou de leur citoyenneté, à l'exception des réfugiés qui ne sont pas établis en permanence dans leur pays d'adoption.

2- La croissance économique des PSEM.

Le rythme de croissance économique explique par ailleurs l'augmentation des besoins énergétiques de la région, en particulier dans les PSEM. L'activité économique en Méditerranée est relativement soutenue, enregistrant un taux de croissance annuel moyen de +2 % du PIB régional⁶² depuis 1980. Les PNM assurent 80,7 % du PIB régional en 2013. Toutefois, le rythme de croissance économique est nettement plus élevé dans les PSEM : il est de +4,1 %, contre +1,7 dans les PNM en 2013. Dans les PSEM, l'écart entre les taux de croissance de la demande énergétique (de l'ordre de 6 à 7 %) et le taux de croissance annuel moyen du PIB qui est de +4,1% a pour conséquence des hausses importantes de leur intensité énergétique, c'est-à-dire de la consommation énergétique par unité de PIB. Les plus fortes étant celles des pays producteurs d'énergie comme l'Algérie ou l'Égypte. La Tunisie est une exception, car elle enregistre une décroissance de son intensité énergétique (+1 % par an en moyenne) depuis près de 25 ans.

La sécurisation des approvisionnements énergétiques, conjuguée à la volonté de réduction des impacts environnementaux, constituent des objectifs communs aux PNM et aux PSEM. La région regroupe des pays inégalement dotés en ressources énergétiques qui possèdent tous des marges de manœuvre pour maîtriser la demande et améliorer l'efficacité de leurs usages énergétiques. Toutefois, alors qu'il s'agit avant tout pour les PNM de consentir à des efforts de réduction de la consommation en énergie tout en assurant la diversification de leur mix énergétique, les PSEM doivent répondre à une forte hausse de la demande en énergie, due à la pression démographique et aux besoins de développement.

C- Scénarii et prévisions énergétiques en Méditerranée.

Le Plan Bleu⁶³ a élaboré des scénarii énergétiques à l'échelle de la Méditerranée sur la période 1971-2025 : le scénario tendanciel et le scénario alternatif [cf. encadré 1]. Pour chacun des scénarii, les facteurs retenus pour évaluer la croissance énergétique sont la croissance économique et l'évolution de la démographie. Concernant ce second point, le Plan Bleu table sur une stagnation de la population dans les PNM et sur une croissance de 25 % dans les PSEM, soit une hausse annuelle de +1,2 % (Plan Bleu, 2009). Selon le scénario tendanciel, la demande régionale en énergie primaire est de 1457 Mtep⁶⁴ en 2025, ce qui équivaut à un accroissement annuel moyen de +2,4 %. La demande des PSEM connaît un taux de croissance quatre fois plus élevé que celle des PNM. Leur part dans la consommation totale en énergie primaire est de près

⁶² Mesuré à partir de la somme des PIB de chaque pays méditerranéen. Le PIB est exprimé en dollars constants. Quand il est formulé en dollars constants, on peut procéder plus aisément à des comparaisons à travers les années car on tient compte de l'inflation ou de la déflation.

⁶³ Le plan Bleu est un centre à vocation internationale chargé, dans un cadre de coopération régionale, de produire de l'information et de la connaissance en vue d'alerter les décideurs et les acteurs sur les enjeux environnementaux et de développement durable en Méditerranée.

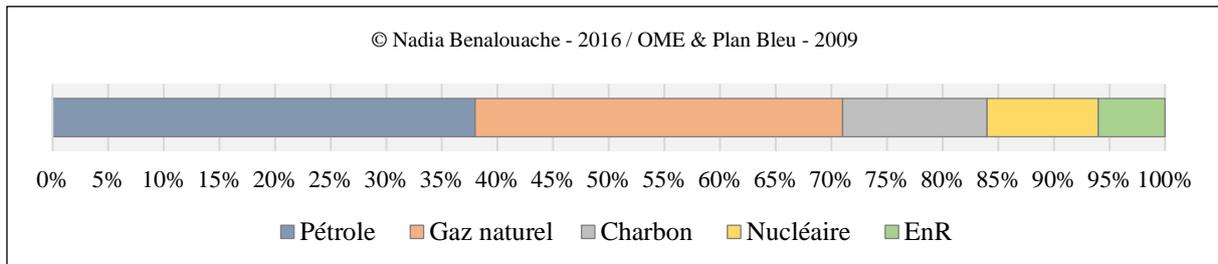
⁶⁴ En 2014, elle est de 910,6 Mtep.

de 42 % en 2025 (84 % des énergies consommées sont des énergies fossiles). La part du gaz naturel dans le bilan énergétique méditerranéen (33 %) est presque équivalente à celle du pétrole (38 %). Les énergies renouvelables représentent 6,2 % du bilan (2,1 % en hydroélectricité et 4,1 % en solaire, éolien, géothermie et biomasse) [cf. graphique 17].

Le scénario tendanciel est le scénario de base fondé sur les principales orientations contenues dans les stratégies énergétiques nationales et celles des grandes compagnies. Les perspectives d'augmentation de l'offre sont un élément important dans la prise en compte des politiques énergétiques. La sobriété énergétique reste secondaire, même si le scénario intègre le progrès technologique qui suppose une intensité énergétique tendanciellement plus faible. Le taux de croissance économique retenu est de 4 % par an.

Le scénario alternatif se fonde sur des croissances économiques plus soutenues que dans le scénario tendanciel : 5 % par an pour les PSEM, 2,1 % par an pour les PNM. Les avancées des politiques nationales en matière d'efficacité énergétique, le développement rapide des énergies renouvelables, la promotion de la coopération régionale – au travers notamment du Plan Solaire Méditerranéen – ainsi que les évolutions technologiques, sont également pris en compte. Les hypothèses retenues sont une économie de 20 à 25 % de la demande totale en énergie d'ici 2025 et une part de 14 % d'énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermie, hydroélectricité) dans le bilan énergétique régional (contre 4 % dans le scénario tendanciel).

Encadré 1 – Le scénario tendanciel et le scénario alternatif du Plan Bleu : éléments de définition et paramètres



Graphique 17 – Demande en énergie primaire en 2025 en Méditerranée selon le scénario tendanciel du Plan Bleu (en %)

La croissance énergétique régionale est également caractérisée par une hausse considérable de la demande en électricité, avec un triplement pour l'ensemble des PSEM. Selon ce scénario de base, l'avenir énergétique de la Méditerranée repose essentiellement sur les énergies fossiles et la dépendance à ces énergies est de l'ordre de 35 %. La région doit importer 39 % de ses besoins en pétrole et 28 % de ses besoins en gaz. Si le scénario tendanciel venait à se réaliser, les émissions de CO₂ issues de la consommation d'énergie pourraient augmenter de +55 % dans les PNM et de +119 % dans les PSEM⁶⁵ d'ici 2025. Une accentuation de la dépendance énergétique des pays importateurs, plus sensible pour les PSEM importateurs⁶⁶, est à prévoir. La hausse des coûts d'approvisionnement et ses répercussions sur la facture énergétique des pays, des ménages et des entreprises pourraient entraîner des conflits sociaux. En termes de coût économique, la facture de la non-action pour les PSEM est de 28,7 milliards de dollars, ce qui correspond au PIB tunisien en 2005.

⁶⁵ Selon les projections de l'OME, la demande d'électricité des pays de la zone sud méditerranéenne est multipliée par 3 en 2050. Elle passe de 1500 TWh à 4500 TWh, soit un niveau équivalent à l'Europe à la même période.

⁶⁶ La dépendance énergétique des PSEM importateurs est de l'ordre de 88 % en 2025.

Les avantages du scénario alternatif sont considérables. La croissance de la demande en énergie primaire est réduite de moitié, ce qui représente une économie totale d'énergie de 208 Mtep/an en 2025. La demande en électricité est limitée à 2 280 TWh. La part du pétrole dans le bilan énergétique méditerranéen est de 35 %, ce qui signifie une stabilisation au niveau de l'année 2007. Sur la base d'un baril de pétrole à 120 \$, 2 000 milliards d'euros sont économisés entre 2000 et 2025. Une économie de plus de 100 mds de m³ sur la demande de gaz naturel – soit près du tiers de la demande actuelle – peut être réalisée. La dépendance énergétique est réduite à 18 % (contre 38 % avec le scénario tendanciel). Plus de 860 millions de tonnes de CO₂ sont évitées. Très concrètement, de nombreuses infrastructures d'approvisionnement peuvent être différées : 117 centrales électriques thermiques d'une capacité unitaire de 500 MW ; des oléoducs et tankers d'une capacité totale de 154 Mt/an et enfin des gazoducs et/ou méthaniers d'une capacité globale d'une centaine de milliards de m³/an (Plan Bleu, 2009).

II- Les conséquences climato-environnementales liées à l'activité énergétique en Méditerranée.

A- Un risque majeur dans une région particulièrement vulnérable : le réchauffement climatique.

1- Une hausse de la température dans la région.

Depuis 1970, le Sud-ouest de l'Europe (péninsule ibérique, Sud de la France) a connu un réchauffement de près de 2°C (GIEC, 2007). Ce changement est également visible au nord de l'Afrique, mais il est plus difficilement quantifiable, car le réseau d'observations est moins complet (Plan Bleu, BEI, 2008). Le recours aux énergies fossiles, qui dominent actuellement dans les bilans énergétiques méditerranéens, sera difficilement acceptable dans l'avenir, puisque pour 72 % les émissions de GES de l'ensemble des pays méditerranéens sont constituées de CO₂ issu de la combustion d'énergies fossiles.

2- Vers une convergence des courbes des émissions de CO₂ des PNM et des PSEM.

Les émissions totales de CO₂ en Méditerranée ont été multipliées par 4,5 depuis 1960, enregistrant un taux annuel de +1,5 %. Toutefois, elles accusent une baisse entre 2008 et 2013 (-14 %). Les émissions de CO₂ dans les PNM sont relativement croissantes depuis 1960, mais elles commencent à stagner dès 2005 avant de baisser à partir de 2008.

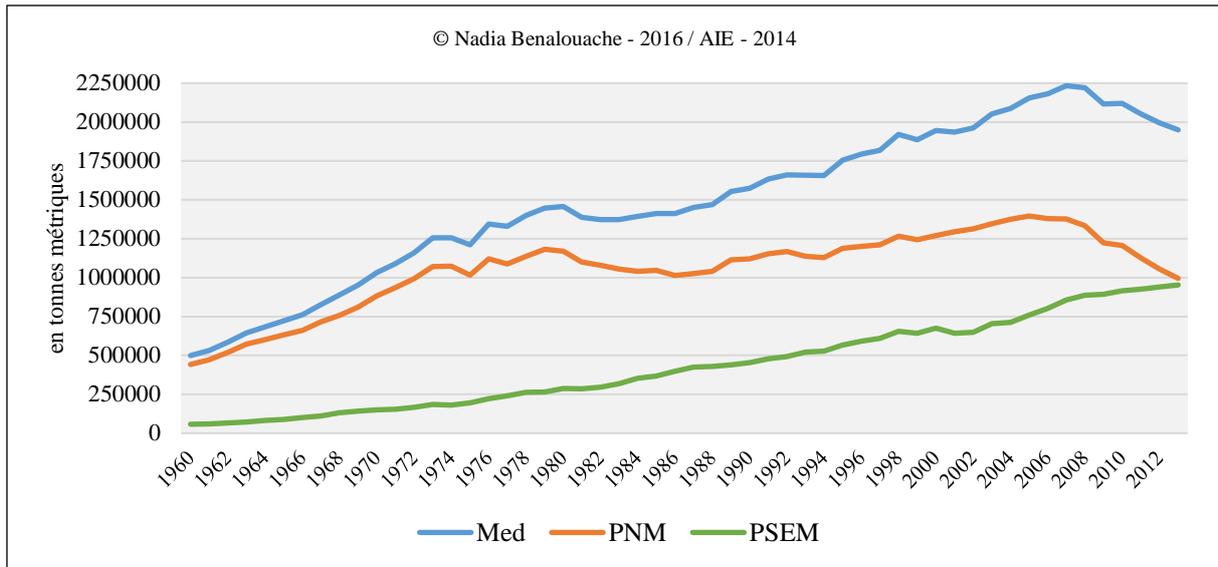
L'année 2005 correspond à l'entrée en vigueur du marché européen des permis négociables, le plus important au monde. Ce mécanisme de marché (appelé *Cap and Trade*) sous-tend que chaque État membre impose – sous contrôle de la Commission européenne – une

limite aux émissions de CO₂ afin d'atteindre les objectifs de Kyoto. Les États membres doivent présenter un Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ), par secteur et par site (Chevalier, 2008). Le système couvre la production d'électricité, la sidérurgie, le raffinage, les matériaux de construction et l'industrie papetière. Si une installation émet moins de CO₂ que ce qui est attribué, elle dispose alors d'un crédit carbone qu'elle peut vendre sur le marché. Si elle en émet plus, elle doit acheter des crédits sur le marché. L'*European Union Emissions Trading Scheme* (EU ETS) a été au départ établi sur deux périodes : la première [2005-2007] pouvant être considérée comme une phase de test et la deuxième [2008-2012] correspondant à la période d'engagement de Kyoto, avec des allocations plus sévères. Une troisième encore [2013-2020] plus contraignante que les précédentes, a été élargie à de nouveaux secteurs. Emettre du carbone dans l'espace communautaire a désormais un prix pour l'industrie. La tarification du carbone a favorisé la réduction des émissions en Europe (Ellerman, Buchner, 2008), ce qui corrobore nos résultats. L'année 2008 renvoie quant à elle à l'adoption du "Paquet énergie-climat" par l'UE. L'Europe formule des objectifs ambitieux en termes de réduction des émissions de GES⁶⁷ et confirme par ailleurs le rôle du marché des permis négociables en vue d'atteindre ces objectifs durant la troisième période [2013-2020]. Les révisions apportées, par la suite, à la directive EU ETS et au "Paquet énergie-climat" annoncent une reconduite du marché au-delà de 2020.

Les émissions de CO₂ dans les PSEM, en revanche, augmentent de manière continue et spectaculaire, avec une multiplication par 16,6 entre 1960 et 2013, si bien qu'en 2013 la courbe des émissions de CO₂ émises par les PNM converge avec celle des émissions dans les PSEM [cf. graphique 18]. En effet, la part des PSEM dans les émissions totales en Méditerranée est passée de 12,9 à 48,8 %⁶⁸, soit près de la moitié, entre 1960 et 2013, la croissance des émissions étant plus rapide dans cette partie du bassin méditerranéen (+ 5,4 % en moyenne par an). En 2013, 62 % des émissions totales de CO₂ en Méditerranée sont imputables à quatre pays : France, Italie, Égypte et Turquie. Pour être plus significatives cependant, les émissions de CO₂ ont dû être rapportées à la population. Ainsi, ce sont la Lybie, la Bosnie-Herzégovine et Israël qui, avec une moyenne annuelle de 8,7 tonnes métriques par habitant – soit près de 23 kilos de CO₂ émis chaque jour par habitant – sont les pays qui enregistrent le plus fort taux de concentration en termes d'émissions de CO₂. Avec 1,6 tonne métrique par habitant par an, le Maroc apparaît comme le pays le moins émetteur, suivi de la Tunisie (2,5) et l'Égypte (2,6). La situation syrienne est particulière, la baisse notable depuis 2011 des émissions étant principalement due à l'instabilité politique actuelle du pays. Les émissions de CO₂ par habitant dûes aux énergies fossiles dépendent du mix énergétique du pays ainsi que de la consommation d'énergie (Masson-Delmotte *et alii*, 2013).

⁶⁷ En 2008, une réduction de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 est décidée.

⁶⁸ Ce qui équivaut à 952883 tonnes métriques.



Graphique 18 – Évolution des émissions totales de CO₂ en Méditerranée entre 1960 et 2013 (en tonnes métriques)⁶⁹

3- Les impacts du changement climatique sur l’environnement méditerranéen.

Les effets du changement climatique concernent notamment l’agriculture et la pêche (diminution des rendements), l’attractivité touristique (raréfaction de l’eau), les zones côtières et les infrastructures (événements météorologiques extrêmes, hausse du niveau de la mer) ainsi que la biodiversité (Plan Bleu, BEI, 2008).

- Les zones méditerranéennes les plus exposées au changement climatique.

L’Afrique du Nord, limitrophe des zones désertiques, les grands deltas (ceux du Nil, du Pô et du Rhône en particulier), les bandes côtières (rive Nord comme rive Sud du Bassin) ainsi que les espaces à forte concentration démographique (rive Sud et Est, métropoles) sont les zones les plus vulnérables du pourtour méditerranéen.

Par rapport aux PNM, les PSEM apparaissent plus assujettis aux effets du changement climatique. Ils sont davantage exposés à l’accélération de la désertification, à l’aridité des sols ainsi qu’à la raréfaction des ressources en eau. Ils sont dotés de structures économiques qui, contrairement aux PNM, dépendent fortement des ressources naturelles. Enfin, ils disposent de capacités techniques et financières plus limitées pour la mise en œuvre de mesures d’adaptation au changement climatique (Plan Bleu, BEI, 2008).

⁶⁹ Les données ne sont pas disponibles pour Malte et l’Autorité palestinienne et sont disponibles qu’à partir de 1992 pour la Bosnie-Herzégovine, la Croatie, le Monténégro et la Slovénie.

■ Les répercussions du changement climatique sur le littoral méditerranéen.

Plus de 150 millions de personnes vivent sur le littoral méditerranéen. Cette zone connaît une très grande affluence touristique, à hauteur de 200 millions de touristes par an (Basilico, 2011). Aussi, les répercussions socio-économiques conséquentes au changement climatique peuvent être considérables.

Parmi les impacts induits par le changement climatique, l'élévation du niveau de la mer est le plus connu. Entre 1993 et 2003, le rythme global d'élévation a été de 3,1 mm/an, soit une élévation de 31 cm sur un siècle. Les facteurs sont nombreux : dilatation thermique de l'eau due au réchauffement, fonte des glaciers, du Groenland et de l'Antarctique, apport des eaux continentales (Basilico *et alii*, 2011). Les eaux mondiales ont stocké plus de 90 % de l'augmentation de quantité de chaleur reçue par la planète pendant la deuxième moitié du 20^{ème} (Bindoff *et alii*, 2007), ce qui a entraîné une hausse de la température moyenne des eaux superficielles de l'ordre de +0,17°C depuis 1969. Il s'agit du principal facteur de modification des caractéristiques physico-chimiques des eaux marines.

La concentration en oxygène des eaux marines tend par ailleurs à diminuer, tandis que le taux de concentration en CO₂ augmente. Les mers absorbent en effet 25 à 30 % du CO₂ émis par les activités humaines. Cette absorption entraîne une acidification des eaux superficielles marines dont le PH moyen a diminué de près de 0,1 depuis 1800 (Basilico *et alii*, 2011).

■ Les dangers pour la biodiversité.

Comme tout être vivant, l'Homme ne peut pas vivre sans interagir avec d'autres espèces. Préserver la biodiversité lui est donc essentiel. Ainsi, il est impératif d'étudier les façons dont les changements climatiques peuvent affecter la capacité des espèces et des écosystèmes à remplir leur rôle. Selon le quatrième rapport du GIEC (2007), les écosystèmes méditerranéens seraient parmi les plus menacés par l'évolution annoncée du climat.

La Méditerranée constitue l'un des *hot spot* mondiaux de la biodiversité. Bien qu'elle ne représente que 0,7 % de la surface des océans, elle est l'un des réservoirs majeurs de la biodiversité marine et côtière, avec 28 % d'espèces endémiques, 7,5 % de la faune et 18 % de la flore mondiale. Avec la hausse des températures conséquente au changement climatique, la mer Méditerranée devient plus chaude. Seulement, elle est actuellement peuplée d'une majorité d'espèces d'eau froide. Par ailleurs, l'acidification des eaux – essentiellement causée par l'absorption de CO₂ – affectent la physiologie des espèces et peut progressivement entraîner des modifications de leurs actions sur les écosystèmes : taux de filtration, de respiration, d'excrétion (Basilico *et alii*, 2011).

Selon le troisième rapport du GIEC (2001), le changement climatique accentuera en effet la disparition des espèces, en particulier celles qui nécessitent des climats et des habitats très particuliers et dont la capacité de migration est réduite. Des observations scientifiques attestent déjà d'une modification des aires de répartition des espèces. Plus encore, « *dans les années à venir, le bassin méditerranéen se trouvera confronté à une baisse dramatique de la diversité de ses espèces* » (Catizzone et alii, 1998).

■ Eau et changement climatique en Méditerranée : les interactions eau et énergie.

Les ressources en eau sont limitées dans le bassin méditerranéen et leur disponibilité future est incertaine. Outre la variabilité climatique, l'urbanisation et la croissance démographique exercent une pression sur ces ressources, en particulier dans les PSEM (Plan Bleu, BEI, 2008). Le changement climatique aura des effets sur ces ressources, notamment en ce qui concerne les réservoirs aquifères, que ce soit sur la quantité ou sur la qualité de l'eau (Taithe, 2014). Le risque d'intrusions salines dans les nappes phréatiques, par exemple, suite à l'élévation du niveau des mers, est à craindre (Basilico et alii, 2011). Dans les zones caractérisées par une faible disponibilité initiale en eau – le Maghreb essentiellement – une hausse des températures moyennes peut conduire à une augmentation de la température des *oueds*, réduisant leur teneur en oxygène et leur capacité d'autoépuration. La diminution du ruissellement induira des concentrations plus élevées de polluants etc. Les prévisions estiment que du fait du changement climatique, des diminutions des ressources en eau comprises entre 10 et 30 % sont à prévoir à l'horizon 2050 dans les PSEM (Plan Bleu, 2009).

Une des problématiques à surmonter actuellement concerne la gestion de l'eau, réalisée de manière sectorielle, alors que le Changement Climatique implique des impacts multisectoriels : utilisation, dessalement, redistribution (Plan Bleu, BEI, 2008). L'eau est, qui plus est, indispensable à la production d'électricité. Elle est la matière première des centrales hydroélectriques (13 % de la production électrique dans les PSEM) et la source de refroidissement des centrales thermiques. Elle permet également d'extraire les ressources (pétrole, gaz naturel, etc), de conduire la chaleur⁷⁰ et de stocker de l'énergie (Guerassimoff, Maïzi, 2011). Par ailleurs, l'augmentation de la température de l'eau peut affecter la production d'électricité, car un seuil limite est à respecter pour la température des rejets en aval des centrales (Plan Bleu, 2009).

⁷⁰ L'eau comme fluide caloporteur. L'eau permet de transporter de la chaleur afin de transformer une énergie calorifique en énergie mécanique pour généralement produire de l'énergie électrique. Elle peut également être utilisée uniquement comme source de chaleur (utilisation de la vapeur en circuit fermé au travers d'un échangeur de chaleur). Les quantités d'eau prélevées et consommées sont marginales par rapport aux utilisations dans les circuits de refroidissement.

B- Prévisions des risques climatiques : vers une prise de conscience méditerranéenne.

Les spécialistes du climat anticipent des transformations notables pour la région méditerranéenne au cours du 21^{ème} siècle. Le scénario A1B du GIEC⁷¹ prévoit notamment une augmentation de la température de l'air de +2,2 à +5,1°C pour les pays du pourtour méditerranéen sur la période 2080-2099 par rapport à la période 1980-1999, tandis que les pays d'Europe du Nord connaîtront une hausse comprise entre 0 et 16 %. Les événements extrêmes comme les vagues de chaleur ou les inondations pourraient être plus fréquents et plus violents. Les périodes de sécheresse, plus nombreuses, seront marquées par une fréquence plus élevée des jours où la température dépassera 30°C (Bindi *et alii*, 2005).

Pour autant, la Méditerranée n'est pas désignée par le système onusien comme une « région spécifique », qui lui permette de bénéficier par exemple d'un traitement prioritaire. Toutefois, les acteurs méditerranéens, qui semblent avoir pris pleinement conscience de la vulnérabilité du Bassin, s'unissent et souhaitent parler d'une seule voix à l'occasion des Conférences de Parties (Cop). Cette coopération s'est formalisée à travers la mise en place des « MedCop ». Cette Cop régionale en quelque sorte se veut toutefois plus ouverte aux acteurs de la société civiles en mobilisant notamment les collectivités territoriales, les entreprises, les financeurs, les ONG, les Universités et les Centres de recherche. Une synergie est souhaitée avec les acteurs publics tels que les États riverains de la Méditerranée, les agenciers onusiennes, l'UE, le Conseil de l'Europe, l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), l'Union pour la Méditerranée (UpM), avec tous les moyens financiers que cela implique. Les MedCop sont organisées en prévision des Cop, la même année et dans le même pays hôte. Deux Medcop ont eu lieu : la Medcop-21 les 4 et 5 juin 2015 à Marseille et la Medcop22 les 18 et 19 juillet à Tanger. Elles ont été l'occasion de lancer le GIEC Med et le Méta Cluster.

La région méditerranéenne présente une certaine typicité à l'égard des enjeux énergéto-climatiques. Les effets du changement climatique menacent particulièrement cet espace (érosion du trait de côte, submersion marine, désertification, dangers pour la biodiversité) et représentent une préoccupation commune aux deux rives. Alors que les

⁷¹ Le GIEC a élaboré des scénarii d'émissions dans le cadre du *Special Report of Emissions Scenarios* (SRES) (GIEC, 2000). Les scénarii sont divisés en quatre groupes (A1, A2, B1 et B2), qui considèrent différentes voies de développement en fonction d'un certain nombre de facteurs démographiques, économiques et technologiques ainsi que des émissions de GES qui en résultent. Seules les politiques climatiques en vigueur sont prises en compte dans les scénarii. Le canevas A1 émet l'hypothèse que le monde est caractérisé par une croissance économique très rapide, table sur un pic de la population mondiale au milieu du 21^{ème} siècle ainsi que l'adoption rapide de nouvelles technologies.

émissions de CO₂ des PSEM ont égalé celles des PNM depuis 2013, une croissance exponentielle de la demande en énergie est attendue dans les PSEM.

Pour faire face ensemble au phénomène du réchauffement climatique, la coopération s'organise à cette échelle, en témoigne la mise en place des " Medcop ". La Méditerranée s'affirme comme un espace au sein duquel une « co-construction » de solutions est mise à profit.

Conclusion de la première partie

Alors que par le passé, le passage d'un système énergétique à un autre était justifié par la pénurie des matières premières (Debeir *et alli*, 1986, 2013), l'apparition d'une nouvelle ressource ou d'un convertisseur énergétique jugé plus efficace et concurrentiel, ou encore par un changement dans la structure de l'utilisation finale de l'énergie (Grübler, 1998), la transition énergétique émergente a une spécificité : elle repose sur une contrainte inédite, la « rareté de l'atmosphère » (De Pertuis, 2013), compte tenu notamment d'un « perturbateur exogène » (Sanders, 2014), le réchauffement climatique. L'hypothèse d'une raréfaction précipitée des énergies de stock est aujourd'hui malmenée par les découvertes et l'exploitation de pétrole et de gaz non conventionnels. Le lien entre l'activité énergétique et l'élévation des émissions de GES est, en revanche, formellement établi (GIEC, 2014) et contribue à une inflexion des injonctions et politiques à différentes échelles. La transition énergétique « bas carbone » se négocie dans un contexte de forte demande en énergie dans les PES, et s'engage au Maghreb dans un système énergétique du « tout hydrocarbures ». La transition énergétique « bas carbone » doit pouvoir allier dans ce contexte, croissance économique et durabilité. Le régime socio-technique dominant, dans lequel s'inscrit le système énergétique carboné et énergivore, subit par conséquent des pressions internes mais également des pressions externes, en premier lieu le réchauffement du climat, qui selon le modèle de Geels (2002, 2005c) proviennent d'un méta-système sociotechnique exogène au niveau macro (*landscape*).

L'analyse de la transition énergétique revient à étudier le changement, ainsi que les conditions de ce changement, qui conduit le système énergétique dominant à se transformer. Nous avons identifié des méthodes et des concepts appartenant au champ des SHS et de la géographie, et qui constituent des apports dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone ». Nous avons montré la correspondance entre les problématiques inhérentes à la géographie humaine et celles que soulève la transition énergétique émergente en convoquant les outils conceptuels tels que paysage, localisation, spatialité, contiguïté/dispersion afin de procéder à l'analyse des dimensions géographiques du processus. L'analyse des logiques spatiales et organisationnels du système technique nous a amenés à distinguer le système technique centralisé du système technique décentralisé. Cette distinction permet de montrer dans quelle mesure le développement d'un système technique décentralisé reconfigure les systèmes techniques centralisés dominants au Maghreb. Ces arguments ont été schématisés dans une grille de lecture.

La Méditerranée constitue un *hot spot* climatique particulièrement vulnérable aux impacts du changement climatique, ce qui en fait un véritable laboratoire de la transition énergétique « bas carbone ». Au-delà des prévisions du GIEC (2000) sur la Méditerranée, une conscience climatique méditerranéenne émerge et prend notamment forme au travers des

événements " MedCop ". La lutte contre le changement climatique en Méditerranée continue de s'inscrire dans une gouvernance climatique mondiale obéissant à une approche top-down. Mais, la Méditerranée devient un espace de référence dans ce domaine d'action.

La transition énergétique « bas carbone » en Méditerranée s'engage dans un contexte d'urgence climatique, qui plus est marqué par la demande accrue en énergie des PSEM. La nécessité d'atténuer et de s'adapter aux effets du réchauffement climatique, de répondre aux besoins exponentiels en énergie des PSEM – ceux des PNM se maintenant à un niveau élevé – et la volonté des PSEM de prétendre à une suffisance technologique, favorisent, comme nous le verrons, le développement de capacités additionnelles solaires à grande échelle. La coopération énergétique régionale, institutionnalisée depuis le Partenariat de Barcelone en 1995, s'organise et se renforce. Elle se cristallise autour de nombreux acteurs et réseaux d'acteurs, agissant le plus souvent dans le cadre de projets concrets et intégrateurs, notamment dans le domaine de l'électricité.

Partie II

L'électricité, un facteur d'intégration
régionale en Méditerranée. Une
géographie des réseaux

Introduction de la deuxième partie

La Méditerranée, une des principales zones d'interface Nord-Sud (Beckouche, 2008), est un terrain idéal pour estimer le rôle de l'électricité dans le renforcement de l'intégration régionale. On entend par régionalisation une densification des échanges entre des unités géographiques distinctes mais contigües (Richard, Zanin, 2009). L'apparition d'échelles intermédiaires s'affirme, en effet, avec la régionalisation du monde (Gana, Richard, 2014). La deuxième partie de la thèse, vise dans une approche historico-institutionnelle et géographique, à valider l'hypothèse selon laquelle l'électricité est un facteur d'intégration régionale. L'intégration d'un ensemble régional est un processus qui s'inscrit généralement dans la durée et nécessite une mise en perspective historique. Les dynamiques d'intégration régionale dans le domaine de l'électricité en Méditerranée sont antérieures à l'avènement de la transition énergétique « bas carbone » et au développement de l'énergie solaire. Notre démarche part d'ensembles constitués sur la base d'accords politiques régionaux (Union du Maghreb Arabe, Partenariat de Barcelone, Union pour la Méditerranée) et dresse l'évolution et l'état de la coopération dans le domaine de l'électricité à différentes échelles régionales. Cette coopération peut être aussi bien politique, économique, technique que scientifique. L'électricité constitue un point autour duquel s'articulent ces différents cadres régionaux d'action. Ces derniers se projettent sur l'ensemble maghrébin [cf. figure 19].

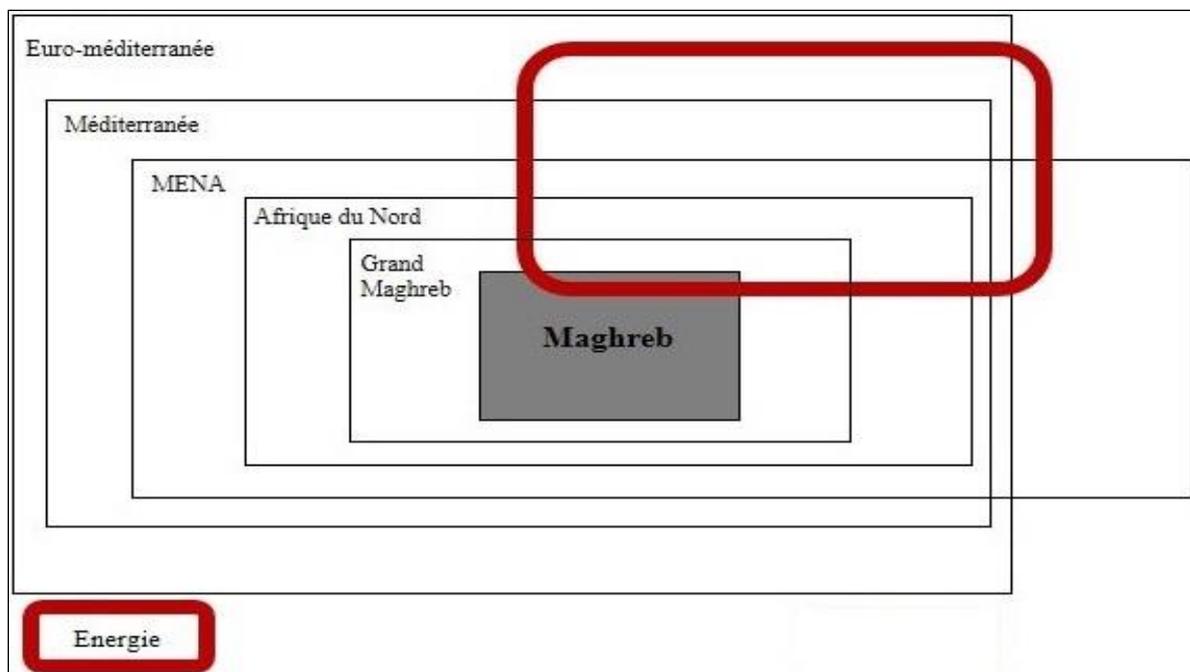


Figure 19 – L'électricité comme point d'articulation de différents cadres régionaux d'action

La deuxième partie de la thèse montre dans quelle mesure l'électricité constitue un facteur d'intégration régionale, et analyse en particulier le rôle de l'énergie solaire (dédiée à la production d'électricité) dans le renforcement de ce processus. Cette partie dessine une

géographie des réseaux techniques en Méditerranée et met en évidence les réseaux d'acteurs qui se structurent autour du déploiement de l'objet technique (infrastructure de réseau électrique et unités de production d'électricité à partir de l'énergie solaire). Dans le domaine de l'électricité, l'effort d'intégration régionale se cristallise autour de l'émergence d'un macro-système électrique méditerranéen formé d'interconnexions transnationales, à l'origine de puissantes interdépendances et de solidarités territoriales. La conception des dispositifs euroméditerranéens de promotion des énergies renouvelables tels que le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) et les initiatives industrielles qui le relaient (*Desertec Industrial Initiative*, *Transgreen*), qui envisagent l'exportation d'une partie de l'électricité d'origine renouvelable du Sud de la rive méditerranéenne vers les pays de l'Union européenne (UE), s'appuie sur la volonté de renforcement de ces interconnexions électriques transméditerranéennes. Cela conditionne de facto le mode de déploiement des technologies solaires et par là-même la (re)configuration du système technique, cette dernière étant associée à des logiques spatiales et organisationnelles spécifiques.

└ Le **chapitre 5** analyse la place et le rôle de l'énergie, en particulier de l'électricité, dans les relations intra-maghrébines, au sein d'un cadre politique communautaire déficient, l'Union du Maghreb Arabe (UMA).

└ Le **chapitre 6** replace le Maghreb dans un cadre de coopération plus large et plus fonctionnel, le cadre euro-méditerranéen, politiquement formalisé par le Partenariat de Barcelone. Il tente de saisir la manière dont les interconnexions électriques, mises en place dans différents cadres d'action régionaux, se projettent sur l'ensemble maghrébin. Les réseaux électriques déjà constitués sont considérés dans notre travail comme une ossature sur laquelle s'appuient le PSM et les initiatives industrielles qui le relaient. Nous montrons également que les réseaux électriques sont à l'origine d'interrelations entre acteurs.

└ Le **chapitre 7** montre en quoi la transition énergétique « bas carbone » et le Plan Solaire Méditerranéen renforce le processus d'intégration régionale du fait notamment d'une densification du réseau d'acteurs avec le déploiement des technologies solaires. Il vise à définir le mode de déploiement des technologies solaires privilégié à cette échelle, les choix technologiques qui en découlent ainsi que les enjeux industriels qu'ils renferment.

Chapitre 5

L'intégration régionale au Maghreb : le rôle de l'électricité dans le processus d'intégration

Au Maghreb, des efforts de coopération et un rapprochement régional dans le domaine de l'électricité ont été entrepris bien avant la constitution de l'Union pour le Maghreb Arabe (UMA) fondée en 1989. Dès 1974, le Comité Maghrébin de l'Électricité (COMELEC) est créé à l'initiative des compagnies publiques des trois pays du Maghreb (OFFICE NATIONALE DE L'ÉLECTICITE (ONE), SOCIETE NATIONALE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ) et SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (STEG)). Le Maghreb peut, en effet, se prévaloir d'une expérience ancienne dans le domaine de la coopération électrique. Avec la création de l'UMA, le COMELEC prend un caractère permanent. Toutefois, la coopération énergétique maghrébine dans ce cadre politique est compromise, en raison notamment de désaccords profonds qui divisent le couple algéro-marocain et paralysent le processus d'intégration. L'action du COMELEC se poursuit désormais dans un cadre euromaghrébin, avec, en 2010, un acte fort : la signature de la Déclaration d'Alger, sous l'égide de la Commission européenne, qui entérine la volonté des pays du Maghreb d'œuvrer ensemble à l'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 (UE).

Le chapitre 5 analyse le rôle de l'électricité dans la coopération intra-maghrébine ainsi que la place que tient l'énergie dans les échanges économiques de la région, dans un ensemble où la coopération politique et économique est l'une des moins développées du monde. La question de l'intégration économique du Maghreb est au cœur des préoccupations régionales, si bien qu'elle est mentionnée dans le préambule de la nouvelle constitution marocaine adoptée en juillet 2011. La première partie définit le concept d'intégration régionale en géographie et propose, afin d'en saisir les dynamiques, une approche méthodologique. Elle montre aussi qu'historiquement, l'électricité constitue un des premiers domaines de coopération au Maghreb, et explique dans quelle mesure il est un facteur d'interdépendances et de solidarités territoriales (I). La deuxième partie étudie les échanges économiques intra et extra-maghrébins afin de rendre compte du déficit d'intégration régionale au Maghreb et d'analyser la place des échanges énergétiques dans l'ensemble de ces flux. Ces échanges énergétiques se matérialisent sous différentes formes, notamment au travers de réseaux infrastructurels (II). La troisième partie s'intéresse au projet d'Intégration des Marchés Maghrébins de l'Électricité (IMME) initié en 2010. Elle révèle que la volonté de coopération dans le domaine de l'électricité entre les trois pays du Maghreb prend effectivement forme dans un ensemble macro-régional, à défaut de l'être dans un cadre maghrébin (III).

I- Les déficits d'intégration régionale au Maghreb.

Après un positionnement théorique et une proposition méthodologique pour évaluer le processus d'intégration régionale (A), nous questionnons l'état de la coopération maghrébine dans le cadre de l'UMA, union politique et économique, au travers d'une étude des accords de coopération multilatéraux et bilatéraux mis en place depuis les indépendances, en particulier dans le domaine de l'énergie (B). L'analyse du rôle de l'énergie dans la coopération maghrébine se focalise sur un domaine clef, celui de l'électricité. L'électricité est présentée comme un moyen concret d'intégration régionale (C).

A- L'intégration régionale : une approche par les réseaux.

Afin de s'intégrer aux dynamiques de la mondialisation et de répondre aux exigences de la compétitivité globale (Lévy, 2007), les Pays du Nord (PN) et la majorité des Pays Émergents et des Suds (PES) se regroupent et coalisent au sein d'associations, d'unions ou de groupements d'intégration économique et/ou politique. La structuration du monde actuel, mondialisé et multipolaire, s'opère par conséquent dans le cadre de grands espaces régionaux présentant des degrés d'intégration différenciés comme l'UE ou encore l'Accord de Libre-Échange Nord-Américain (ALENA).

Pour appréhender ce phénomène de régionalisation, le lexique et les méthodes utilisés dans les différentes disciplines académiques ne sont pas fixés. Dans la littérature, les définitions de termes aussi importants que « régionalisation », « intégration régionale » et « régionalisme » restent floues et ne font pas l'objet d'un consensus (Bairoch, 1998 ; Baghwati, 1992 ; Mashayekhi, Ito, 2007 ; Richard, 2014). Pour Richard et Zanin (2009), on entend par régionalisation une densification des échanges entre des unités géographiques distinctes mais contiguës. Au sein d'un processus de régionalisation, les relations internes à un espace se multiplient jusqu'à devenir parfois prépondérantes par rapport aux relations externes de ce même espace. La régionalisation est dans ce cas un fait établi. Dans certains cas cependant, la part des échanges internes peut rester minoritaire mais leur augmentation être plus rapide que celle des échanges externes. La régionalisation est alors un processus en cours (Richard, 2014). Ces relations peuvent être analysées sous l'angle des échanges de marchandises, de services et d'investissements mais aussi sous celui des flux touristiques, des migrations/mobilités etc. La régionalisation procède par regroupements ou par une agrégation d'entités territoriales (Taglioni, 2003). Il convient dès lors de parler de « macro-régions » plutôt que de régions (Gana, Richard, 2014). Ces zones réunissent le plus souvent des pays présentant des niveaux de développement différents (Zriouli, 2012).

La régionalisation peut être le résultat d'une action concertée entre des acteurs ou un phénomène spontané (Nicolas, 2003). Les pratiques sociales telles que les mobilités, par

exemple, relèvent de ce dernier phénomène. Il est, toutefois, nécessaire de distinguer le processus de régionalisation de ce qui peut éventuellement en constituer l'effet ou le corollaire, l'intégration régionale (Mansfield, Milner, 1997 ; Sachwald, 1997 ; Siroën, 2000 ; Le Cacheux, 2002). L'une des causes du processus de régionalisation avancées par Richard (2014) est la mise en place d'accords régionaux [cf. encadré 2]. En effet, « *Les accords d'intégration ne progressent pas uniquement par extension géographique, mais aussi par extension des domaines de négociation* » (Sachwald, 1997, p.259)

L'intégration (économique) régionale peut prendre plusieurs formes :

- [1] la **Zone de libre-échange** (ou ZLE) dans laquelle les pays membres éliminent entre eux les obstacles aux échanges de biens (ALENA par ex) ;
- [2] l'**Union douanière** qui reprend l'idée d'une zone de libre-échange avec en plus un tarif douanier commun aux pays membres appliqué aux pays tiers ;
- [3] le **Marché commun** qui correspond à une union douanière à laquelle il faut ajouter la libre circulation des capitaux et des personnes (MERCOSUR par ex) ;
- [4] l'**Union économique** est un marché commun dotées de politiques économiques supranationales ;
- [5] l'**Union économique et monétaire** qui renvoie à une union économique dans laquelle circule une monnaie unique (UE par ex).

Encadré 2 – Les formes d'intégration économique régionale

L'intégration atteint un niveau avancé lorsqu'elle est politique. Les processus d'intégration politiques impliquent des concessions de souveraineté au profit d'instances supranationales gérées de manière conjointe selon des règles admises par les parties prenantes, les États membres. Les pays regroupés se dotent ainsi de compétences, de normes voire d'institutions communes dont le domaine d'action ne se limite pas à la dimension économique mais concernent d'autres domaines tels que la politique étrangère, la coopération judiciaire et policière en matière pénale, le développement des régions et les politiques environnementales⁷². Le sentiment d'appartenance des populations à un territoire commun est également évoqué dans la littérature autour de l'intégration politique. De ce point de vue, l'intégration régionale devient un processus à appréhender à partir d'éléments quantifiables comme non quantifiables (Richard, 2014).

Les Sciences Humaines et Sociales (SHS) n'accordent une attention assidue au phénomène de régionalisation que depuis une période récente. La géographie a d'ailleurs longtemps été en retrait lorsqu'il s'est agi de l'analyser. Ce processus impose pourtant une échelle intermédiaire des territoires, qui se situe entre l'échelle globale et l'échelle locale/nationale, et convoque, en outre, le concept de « région ». D'abord entendu comme une échelle infra-étatique (Vidal de la Blache, 1903), le concept de région comme échelle macro-régionale est entré dans les problématiques de la discipline dans les années 1950 et 1960, notamment autour des travaux de Claval (1965). Cependant, ces travaux n'ont pas été prolongés et ne susciteront à nouveau l'intérêt des géographes que dans les années 1990. Diverses approches et méthodes sont depuis développées et appliquées sur de nombreuses parties du

⁷² Traité de Lisbonne de l'UE de 2007

monde, de surcroît lorsque ces ensembles régionaux jouent un rôle structurant dans l'espace mondial. Certains travaux choisissent des pays proches les uns des autres, qui forment a priori un ensemble régional, afin d'en examiner l'organisation interne. Ils cherchent ainsi à affirmer ou infirmer l'hypothèse d'un processus de régionalisation au sein de l'ensemble étudié (Taillard, 2004 ; Beckouche, Richard, 2005).

Une autre démarche, qui, cette fois, ne repose pas sur le choix a priori d'un espace régional, consiste à prendre en compte plusieurs indicateurs (commerce, investissements, mobilités, tourisme, etc) pour faire ressortir, dans la mesure du possible, des ensembles régionaux. Fondées sur des complémentarités, ces ensembles régionaux révèlent ou non de fortes interactions internes notamment entre les territoires qui les composent. Les géographes spécialisés dans le commerce international (Michalak, Gibb, 1997 ; O'Loughlin, Van der Wusten, 1990 ; Poon, 1997) ou qui s'intéressent aux complémentarités, Nord/Sud par exemple (Beckouche, 2008), ont le plus souvent recours à cette méthode.

D'autres études partent d'ensembles constitués sur la base d'accords économiques et/ou politiques régionaux. Plusieurs entrées sont ainsi mobilisées, parmi lesquelles les impacts des grands corridors en matière de développement et de renforcement régional (Lavergne, 1996 ; Amilhat Szary, 2003 ; Haruhiko *et alii*, 2007). L'intégration est un processus dont les effets se répercutent à différentes échelles. En mettant l'accent sur cet aspect de la régionalisation, une autre approche se propose d'étudier les interrelations entre les régions frontalières ou l'intégration transfrontalière (Chassignet, 1996 ; Bertrand, 2004). Ainsi, une des questions qui se pose aux géographes consiste à savoir si les frontières entre les États sont ou pas des obstacles aux interactions à toutes les échelles. Les termes de régionalisation et d'intégration régionale ne doivent pas être confondus avec celui de régionalisme. En effet, « *le régionalisme implique l'idée d'une action consciente et planifiée, d'une stratégie [...] Il a pour origine un ensemble de décisions prises par des acteurs situés dans la même partie du monde à un moment donné* » (Richard, 2014, p. 24). D'une manière générale, le régionalisme repose sur une coopération à l'échelle des États. Cette coopération peut prendre la forme d'un accord régional ou de plusieurs accords bilatéraux destinés à faciliter les échanges de diverses natures (abaissement des barrières douanières, par exemple). Le terme de régionalisme renvoie davantage à la conclusion de ces accords de coopération, voire aux efforts de coordination consentis, qu'à leur traduction par une concentration et/ou une augmentation des échanges (Fishlow, Haggard, 1992).

Pour notre travail, nous avons adopté la démarche qui consiste à partir d'ensembles constitués sur la base d'accords politiques régionaux – Union du Maghreb Arabe (UMA), Processus de Barcelone, Union pour la Méditerranée (UpM) – et choisi un indicateur, celui de l'énergie, afin d'étudier les interrelations qui se nouent à différentes échelles régionales. La dynamique d'intégration régionale est interrogée dans notre étude sous l'angle de la coopération dans le domaine de l'énergie, qui est à l'origine de la formation de réseaux matériels comme

immatériels. Afin de saisir les dynamiques de l'intégration régionale dans le domaine de l'énergie, nous avons ainsi mobilisé la notion de réseau en géographie.

La figure du réseau est au cœur des disciplines des SHS « *marquées par la pensée réticulaire et territoriale* » (Raffestin, 1996, p.6) et prend une place importante dans le champ de la géographie économique (Benko, Lipietz, 1992 ; Offner, Pumain, 1996 ; Pecqueur, 2008 ; Grandclément, 2012). D'un point de vue théorique, la conceptualisation du terme de réseau en géographie repose sur la mise sur un même plan de métriques topologiques – les réseaux – et de métriques topographiques – les territoires (Lévy, 2006). Les géographes étudient notamment le « *potentiel de relations* » (Offner, Pumain, 1996, p.141) dans l'espace, afin de comprendre le rôle des réseaux dans son organisation. Le réseau en tant qu'objet géographique est désigné comme un ensemble de lignes ou de relations aux connexions plus ou moins complexes (Brunet *et alii*, 2005). Les disciplines territoriales s'intéressent aux réseaux matériels, tels que les réseaux infrastructurels (réseaux techniques), mais également des réseaux immatériels, fonctionnels et sociales, qui s'expriment par des relations, des flux d (réseaux de services, d'entreprises, de villes, de territoires, d'échanges) et enfin au réseaux d'interactions entre acteurs, c'est-à-dire de coopération ou de conflit (réseaux d'acteurs) (Moretti, Vacheret, 1999).

Ces réseaux renvoient à la connexion de plusieurs éléments entre eux, tout en les façonnant dans le même temps et fonctionnent, généralement, en « système », les nœuds du réseau interagissant entre eux (Brunet *et alii*, 2005). Selon Lévy et Lussault (2006), le réseau tend à favoriser, suivant la densité du maillage, l'homogénéisation ou la différenciation spatiale, ainsi à l'origine d'un « effet structurant » ou, à l'inverse, d'une « déterritorialisation », qui nierait le territoire. Une lecture métaphorique et « abstraitive » du réseau, composé de liens, de nœuds, de mailles, autrement dit de vide, fait ainsi écho à cette conception déterritorialisée. Les réseaux d'entreprises, tels qu'analysés dans les sciences de gestion par exemple, associent entre eux des réalités qui ne sont pas strictement spatiales (Ehlinger *et alii*, 2007 ; Grandclément, 2012). La nature spatiale, a priori intrinsèque au réseau, reconnue et adoptée par de nombreux géographes (Sorre, 1954 ; Pinchemel, Pinchemel, 1988 ; Claval, 1981, 1990 ; Dupuy, 1993 ; Brunet *et alii*, 2005 ; Levy, Lussault, 2006 ; Pecqueur, 2008) est ainsi remise en question. Pour autant, l'approche métaphorique du réseau ne désigne pas l'absence de toute dimension spatiale et la mise en réseau ne peut être dissociée de l'espace dans lequel elle s'enracine, fait de lieux et d'aires.

Dans le "Dictionnaire de la géographie et de l'espace des sociétés" (2006), Lévy et Lussault distinguent la notion de réseau de celle de « réseau technique », plus restrictive, et constituant une des formes particulières du réseau. Les réseaux techniques (réseaux d'énergie, de transports, de communication, par exemple) sont considérés comme l'objet d'étude par excellence des Sciences de l'ingénieur. Ces dernières s'attachent notamment à optimiser l'agencement interne des réseaux, qu'elles considèrent surtout comme une « architecture

formée d'interconnexions » (Bocquillon, 2008). Par certains aspects, la définition économique des réseaux est proche de la définition des ingénieurs. La théorie économique s'en distingue pourtant en s'efforçant de rendre compte des effets d'intermédiation de ces réseaux (Dupuy, 1993 ; Curien, 2005). Elle s'intéresse non seulement aux systèmes techniques mais également à toutes les formes de services en réseaux (réseaux bancaires, par exemple). En effet, l'économiste se concentre davantage sur la finalité économique du réseau, support de l'échange (Curien, 2000). Le réseau serait même organisé, selon Noam (1991), en vue d'un partage entre un nombre de consommateurs limité. Cette définition est donc proche de celle du marché.

Dans sa thèse de doctorat, dans laquelle il étudie plusieurs types de réseaux techniques⁷³, le géographe Lhomme (2012) distingue au moins trois niveaux au sein du réseau technique : (i) un niveau matériel, c'est-à-dire les composants constitutifs du réseau (grands linéaires et éléments ponctuels) ; (ii) un niveau structurel, qui renvoie à la topologie et à la configuration du réseau) ; et (iii) un niveau fonctionnel, à savoir le flux qui se diffuse, la rhéologie. La particularité des réseaux techniques, selon l'auteur, est qu'ils impliquent finalement des infrastructures linéaires matérielles. Toutefois, c'est aussi par leur mode de gestion (publique, privée, régulée) que les réseaux techniques peuvent être étudiés (Dupuy, 1987).

Les géographes se sont d'abord intéressés aux réseaux techniques. Seulement, ces derniers n'ont pas pour seul effet le maillage de l'espace, mais créent également des regroupements et des solidarités entre les acteurs (Cadoret, 2007). Un acteur « *peut désigner un individu, un groupe, une institution ou finalement un élément social doué de capacité d'action (initiative ou réaction et intervenant, directement ou non, dans le processus de gestion* » (Catanzano, Thébaud, 1995, p.38). Parallèlement aux travaux sur les réseaux techniques, des recherches sur les réseaux sociaux, incluant les réseaux d'acteurs, se sont progressivement développées (Lazega, 1992 ; Cadoret, 2007). Leur analyse récente explique probablement l'absence de cette référence dans les dictionnaires de la géographie. Les réseaux sociaux sont appréhendés, dans de nombreux travaux de géographie, comme un élément qui structure et organise l'espace, à l'instar des réseaux techniques (Bakis, Grasland, 1997). En géographie, outre l'attention portée à l'acteur lui-même, c'est surtout la relation qui le lie à un ou des acteurs, ainsi que son rapport à l'espace qui est étudiée. Ce sont effectivement les logiques relationnelles qui prévalent dans les réseaux sociaux (Offner, Pumain, 1996). Les réseaux sociaux renvoient aux acteurs, que ce soit des individus, des associations, des institutions, des entreprises etc., et à leurs interrelations. Le jeu d'échelles est au cœur de la géographie et de l'analyse des réseaux, techniques comme sociaux. Raven *et alii* (2012) avancent même que les échelles spatiales sont socialement construites, au travers des réseaux d'acteurs.

⁷³ Lhomme (2012) étudie les réseaux électriques (pour les réseaux d'énergie), les réseaux viaires et ferroviaires (pour les réseaux de transport), les réseaux d'assainissement et d'eau potable (pour les réseaux d'eaux) et enfin, les réseaux de téléphonie fixe (pour les réseaux de télécommunications).

B- L'UMA : une tentative d'intégration régionale inaboutie.

1- Présentation générale du Maghreb.

La région du Maghreb a pour frontières naturelles la mer Méditerranée au Nord, l'Océan atlantique à l'Ouest et le désert du Sahara au Sud. On distingue habituellement le « Maghreb central » composé du Maroc, de l'Algérie et de la Tunisie « *qui forme un ensemble relativement homogène* » (Pliez, Semmoud, 2014, p. 1) du « Grand Maghreb » qui inclut en plus la Mauritanie et la Libye. Tous les pays maghrébins ont pour hinterland le désert du Sahara. « *C'est donc bien le Sahara, son intégration dans les espaces et [...] son rôle de pivot géostratégique entre Méditerranée et Afrique Noire qui constituent un élément commun aux pays du Maghreb* » (Troin, 2006, p. 6). La population du Maghreb central compte en 2015 plus de 85 millions d'habitants avec 33,6 millions d'habitants au Maroc, 40,4 millions en Algérie et 11,1 millions en Tunisie. Le peuplement de l'espace maghrébin accuse une forte littoralisation et est majoritairement urbain.

Du Sud vers le Nord, le Maghreb central couvre une superficie de 3 millions de km² et présente les grandes divisions structurales suivantes : au Sud, le bouclier saharien, qui occupe les trois-quarts du territoire maghrébin et se caractérise par une hyper-aridité ; au milieu, la chaîne intracontinentale des Atlas et la zone des Hautes Plaines. Les Hautes Plaines sont totalement intégrées au domaine atlasique et doivent leur nom à une planéité presque parfaite et à une altitude moyenne élevée. Au Nord, enfin, se trouve la chaîne alpine des Maghrébides, et notamment les tronçons rifains et tello-kabyles. Cette dernière partie s'inscrit dans la frange méridionale des pays riverains de la Méditerranée occidentale (climat méditerranéen). La situation géographique du Maghreb vis-à-vis du Monde Arabe, de l'Europe et de l'Afrique subsaharienne ne peut se concevoir sans avoir à l'esprit la triple inscription du Maghreb (euroméditerranéenne, africaine et arabe) (Troin, 2006 ; Duran-Delga, 2014).

Les pays du Maghreb sont des États unitaires et non des États organisés sur la forme d'une fédération. Cela se traduit par une unité des organes de l'État : un seul Chef d'État, un seul gouvernement, un seul Parlement etc. Les décisions émanent, en principe, du centre du pouvoir. Toutefois, même dans le cadre d'un État unitaire, la nécessité de rapprocher les organes de décisions des administrés s'impose. Deux configurations sont possibles : la déconcentration et la décentralisation des pouvoirs. Dans les deux cas, le pouvoir local s'exerce sur des territoires infra-étatiques. Cependant, dans un système déconcentré, le pouvoir local est exercé par un agent nommé par l'État tandis que dans le cadre de la décentralisation des pouvoirs, le pouvoir local appartient à des organes élus. La déconcentration des pouvoirs renvoie au transfert de certaines attributions administratives ou de services spécialisés du pouvoir central vers l'échelon local. Les décisions prises dans ce cadre sont soumises au contrôle de l'État. Dans le cadre de la décentralisation des pouvoirs, il s'agit également d'attributions administratives mais au bénéfice, cette fois, d'organes élus appelés collectivités

locales ou territoriales et qui disposent d'une personnalité juridique. Ce processus permet d'accroître le pouvoir des collectivités locales, sans pour autant affaiblir celui de l'État qui détient tout de même un contrôle sur l'entité décentralisée, placée sous sa tutelle. Pour octroyer un réel pouvoir aux collectivités locales et leur permettre de jouir pleinement des prérogatives prévues par la loi, la décentralisation doit s'accompagner d'un transfert – de l'État vers les structures décentralisées – d'enveloppes budgétaires. Lorsque ces dernières s'ajoutent à une autonomie de décision concédée par l'État, les collectivités locales sont en mesure de gérer librement l'administration et la gestion des affaires locales (Vulbeau, 2005 ; Labiadh, 2016).

Au Maroc, l'organisation administrative repose sur trois niveaux territoriaux : les communes urbaines ou rurales (premier niveau), les provinces et les préfectures (deuxième niveau) et les régions (troisième niveau). Cette organisation est à la fois composée d'autorités élues représentant les citoyens et des autorités nommées par l'État. Elle est dominée par le niveau provincial et préfectoral, qui a un rôle politico-administratif mais ne possède pas d'autonomie budgétaire. Des assemblées provinciales et préfectorales sont élues – ainsi que leurs présidents – au suffrage indirect au scrutin de liste à la proportionnelle par des collèges électoraux (conseillers communaux et représentants des chambres socio-professionnelles). À la tête des provinces et préfectures, on trouve par ailleurs les gouverneurs nommés par l'administration centrale. Au niveau régional, les conseils régionaux sont élus au suffrage indirect⁷⁴. Les conseillers régionaux élisent leurs présidents. Parallèlement aux conseillers et présidents, des walis de régions, qui sont dans le même temps des gouverneurs de préfectures et de chefs-lieux des régions, représentent l'État. Au niveau communal, on trouve, d'une part, les conseils communaux élus et leurs présidents respectifs et, d'autre part, les représentants de l'État constitués par les chefs de cercles (super caïds) et caïds pour les arrondissements urbains et les communes rurales. Ces trois niveaux sont interdépendants les uns des autres mais tous dépendent de l'administration centrale qui veille à garder une main mise sur les décisions.

L'échelon régional au Maroc s'impose progressivement comme un niveau privilégié de gouvernance notamment avec l'institution de la Lettre royale sur les Centres régionaux d'investissement (Zriouli, 2012). L'article 1 de loi du 2 avril 1997 relative à l'organisation de la région⁷⁵ dote effectivement la région d'une personnalité morale et d'une autonomie financière. Cependant, bien que la région soit gérée par un conseil démocratiquement élu, ce système repose sur un suffrage indirect car le conseil régional est composé de représentants élus des collectivités locales, des chambres professionnelles et des salariés, ce qui signifie que le conseil n'est pas élu par l'ensemble des électeurs de la région. Par ailleurs, les régions restent étroitement encadrées par les walis de région, qui représentent l'État. Ces derniers assistent non seulement à l'ensemble des délibérations mais exécutent aussi les délibérations du Conseil

⁷⁴ Selon un scrutin de liste à la proportionnelle au plus fort reste.

⁷⁵ Dahir n° 1-97-84 du 23 kaada 1417 (2 avril 1997) portant promulgation de la loi n° 47-96 relative à l'organisation de la région.

régional (article 54 de ladite loi), procèdent aux actes de location, de vente, d'acquisition, concluent les marchés de travaux, de fournitures et de prestations de services, exécutent le budget et établissent le compte administratif, prennent des arrêtés à l'effet d'établir les taxes, redevances et droits divers conformément à la législation en vigueur (article 55 de ladite loi) et enfin, représentent la Région en justice (article 56 de ladite loi). Le Conseil régional est ainsi placé sous la tutelle de l'État. Ce niveau est certes privilégié mais constitue davantage une mainmise de l'État qu'une réelle coordination. Aussi, pour les élus, la dimension régionale est moins importante que leur ancrage municipal (Ressami, 2013 ; Lokrifa, Moisseron, 2014). Toutefois, une Commission Consultative de la Régionalisation (CCR), chargée de proposer une politique dite de « régionalisation avancée », a été mise en place en 2010. Un des objectifs majeurs de cette politique vise à modifier la taille et le nombre des régions, passant de 16 à 12 régions. Il s'agit d'un processus de « *changement de fonctionnalité des institutions territoriales du niveau intermédiaire et de construction d'un nouvel espace d'action publique ayant pour objet la promotion d'un territoire* » (Marcou, 2002, p.139). La régionalisation constitue de ce point de vue un processus visant à créer des unités d'un rang inférieur à celui d'un État et à déléguer des pouvoirs et des ressources à ces entités intermédiaires. Cependant, ce processus continue d'obéir, à la lecture du rapport de la CCR (CCR, 2011), à une logique top-down, émanant d'une volonté royale. Le rapport insiste sur l'idée que la régionalisation n'affectera guère l'unité de la nation et ne constituera en rien une atteinte à l'autorité de l'État. Ainsi, « *en s'engageant sur la voie de la régionalisation avancée, l'État marocain pérennise, sous l'égide de Sa Majesté Le Roi, représentant suprême de la nation, la plénitude de sa souveraineté, de son intégrité territoriale et de son unité politique, législative et judiciaire. L'État continuera d'exercer l'ensemble des fonctions régaliennes, communément assurées par les États unitaires* » (CCR, 2011, p.5). Le processus de régionalisation s'inscrit dans la continuité de la loi du 2 avril 1997 relative à l'organisation de la région et repose notamment sur une articulation entre démocratie et développement (Lokrifa, Moisseron, 2014). « [Elle] *apportera une contribution déterminante au développement économique et social du pays, à travers la valorisation des potentialités et des ressources propres à chaque région, la mobilisation des différents acteurs locaux, la participation à l'élaboration et à la mise en œuvre des grands projets structurants et le renforcement de l'attractivité des régions* » (CCR, 2011, p. 5). Malgré ces réformes, le bilan de la régionalisation avancée demeure encore limité et le Maroc reste un État très centralisé (Ressami, 2013 ; Lokrifa, Moisseron, 2014).

Sur le plan administratif, l'Algérie est divisée en 48 wilayas, 600 daïras⁷⁶ ou sous-préfectures et 1 541 communes. Sur le plan institutionnel, l'article 15 de la constitution algérienne de 1996 stipule que « *les collectivités territoriales de l'État sont la commune et la wilaya. La commune est la collectivité de base* ». La commune est le niveau de base doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Elle est administrée par une assemblée élue au suffrage universel direct dite Assemblée Populaire Communale (APC) et un exécutif, le

⁷⁶ La daïra est un échelon qui regroupe plusieurs communes.

président de l'APC, élu par les membres de l'assemblée et chargé de l'exécution des délibérations de l'APC. Dans le sillage des révolutions arabes, l'Algérie adopte la loi du 22 juin 2011⁷⁷ qui comporte de nouvelles dispositions notamment en matière de responsabilisation des présidents des APC et de renforcement du contrôle des actions entreprises par ces derniers par les walis, présidents de wilaya. La wilaya est aussi dotée d'une personnalité morale et d'une autonomie financière. Elle est composée de deux organes : (i) L'Assemblée Populaire de Wilaya (APW) qui est élue et qui constitue l'organe délibérant de la wilaya ; et (ii) le wali, représentant de l'État, qui est l'ordonnateur et l'autorité exécutive des délibérations de l'APW. La décentralisation des pouvoirs est relativement limitée et, la marge de manœuvre des autorités de gouvernance soumise au contrôle de l'État et de ses représentants. Cette dynamique s'est opérée en faveur du wali dont les pouvoirs se sont renforcés. En Algérie, la région n'a aucune existence institutionnelle, elle est réduite à un simple cadre géographique d'aménagement du territoire. En Algérie, la décentralisation « *[n'est] qu'un artifice et la notion de collectivité locale une appellation trompeuse d'une simple circonscription du pouvoir central* » (Belaid, 2000).

La constitution tunisienne de 1959 stipule que « *les conseils municipaux et les conseils régionaux gèrent les affaires locales, dans les conditions prévues par la loi* ». La Tunisie est administrée à partir de structures déconcentrées et de structures décentralisées. Les structures déconcentrées constituées de 24 gouvernorats, de 264 délégations de 20 173 imadat (secteurs). Les structures décentralisées sont les communes et les conseils régionaux. Comme le souligne Marcou, « *l'examen de réformes qui ont touché l'administration locale et régionale [en Tunisie] [...] montre qu'elles ont été inspirées essentiellement par les objectifs de la politique de développement mais sans aller jusqu'à une réforme politique qui ferait de la décentralisation des pouvoirs le fondement d'une nouvelle stratégie* » (Marcou, 1998, p. 28). "Par ailleurs, la constitution de 1959 n'apporte que peu de précisions pour accompagner le législateur dans la gestion et la conduite des affaires des collectivités locales (Labiadh, 2016). Toutefois, la nouvelle constitution tunisienne, adoptée le 26 janvier 2014, consacre le principe de décentralisation des pouvoirs comme mode de gouvernance privilégié. L'article 128 de la nouvelle constitution stipule que le pouvoir local est désormais fondé sur la décentralisation « *concrétisée par des collectivités locales comprenant des municipalités, des régions et des départements dont chaque catégorie couvre l'ensemble du territoire de la République conformément à une division fixée par la loi* ». L'article 129 de la constitution de 2014 énonce que « *les collectivités locales jouissent de la personnalité juridique et de l'autonomie financière et administrative* » et « *gèrent les affaires locales conformément au principe de la libre administration* ». Les articles du chapitre 7 de cette constitution, relatifs au pouvoir local, apportent des détails et des normes jusqu'ici absents sur différents aspects qui définissent la relation entre l'État central et les collectivités locales (autonomie et libre administration de la région, répartition des compétences avec le pouvoir central, adéquation entre les compétences

⁷⁷ Loi n°11-10 du 20 Rajab 1432 correspondant au 22 juin 2011 relative à la commune.

transférées et les ressources mises à disposition, principe de subsidiarité, etc). Avant l'entrée en vigueur de la constitution de 2014, il existait deux niveaux administratifs dans le pays : les conseils municipaux et les conseils départementaux (gouvernorats). La nouvelle constitution ajoute un troisième niveau, celui des régions (article 131 de la constitution). Cela devrait servir une meilleure représentabilité du peuple dans le système administratif après-révolution (Labiadh, 2016). La constitution de 2014 qui prône la décentralisation territoriale et offre, à travers la constitutionnalisation de ce principe, une base solide à l'affirmation des fondements de la régionalisation et de la démocratie locale mais son application est encore à ses prémises. Le processus de décentralisation promet d'être relativement long et complexe⁷⁸.

Malgré des réformes vers une plus grande décentralisation des pouvoirs, notamment en Tunisie et au Maroc, les pays du Maghreb sont encore caractérisés par un fort centralisme et un pouvoir descendant. Les collectivités locales ne sont pas détentrices de pouvoirs significatifs et le pouvoir central demeure le véritable détenteur des outils de diagnostic des besoins des collectivités locales et le principal aiguilleur des investissements, notamment privés.

En dépit de cette diversité dans l'organisation administrative, les pays du Maghreb possèdent une langue et une religion communes ainsi qu'une identité culturelle et sociale arabo-berbère. Les trajectoires historiques de ces pays sont relativement semblables depuis le 19^{ème} siècle, car ils ont connu la conquête coloniale française et ont conjointement mené des luttes indépendantistes, ayant contribué à forger le sentiment d'une destinée commune et la volonté de se réunir politiquement et économiquement au sein d'une union intra-maghrébine (Dirèche, 2014). Cette volonté d'intégration régionale fut ainsi institutionnalisée en 1989 avec la création de l'UMA.

2- L'UMA : contexte de création, objectifs et organisation.

Le 17 février 1989, les cinq chefs d'État des pays du Grand Maghreb (Mauritanie, Maroc, Algérie, Tunisie, Libye) signent à Marrakech le Traité qui institue l'UMA. Le Traité a été ratifié, d'après les normes institutionnelles propres à chaque pays, dans les six mois qui suivirent cette rencontre. L'UMA vise une intégration politique et économique et « *s'inspire totalement du projet d'intégration européenne* » selon Abbas (2014, p. 78). Les objectifs et les missions de l'UMA ont été définis par l'article 2 du Traité de l'Union qui stipule que l'Union vise à : (i) renforcer les liens de fraternité qui unissent les États membres et leurs peuples ; (ii) réaliser le progrès et la prospérité des sociétés qui les composent et la défense de leurs droits ; (iii) contribuer à la préservation de la paix, fondée sur la justice et l'équité ; (iv) poursuivre une politique commune dans différents domaines ; et (v) œuvrer progressivement à réaliser la libre circulation des personnes, des services, des marchandises et des capitaux [cf. encadré 3].

⁷⁸ Entretien mené auprès de Sayida Ounissi, Député à l'Assemblée des Représentants du Peuple (ARP) tunisienne, le 23 novembre 2015.

Sur le **plan international**, l'UMA aspire à la réalisation de la concorde entre les États membres et l'établissement d'une étroite coopération diplomatique, fondée sur le dialogue. Sur le **plan de la Défense**, l'UMA garantit la sauvegarde de l'indépendance de chacun des États membres. Sur le **plan économique**, l'Union cherche à réaliser un développement industriel, agricole, commercial, social des États membres et la réunion des moyens nécessaires à cet effet, notamment au travers de l'élaboration de projets communs et de programmes globaux et sectoriels. Sur le **plan culturel**, l'UMA souhaite développer la coopération dans le domaine de l'enseignement et de la recherche mais également préserver les valeurs spirituelles et morales inspirées de l'Islam et sauvegarder l'identité arabe. Elle prévoit de se doter de divers moyens tels que des institutions universitaires et culturelles, des instituts de recherche maghrébines, des programmes d'échanges d'enseignants et d'étudiants.

Encadré 3 – L'UMA : une action globale

L'avènement de l'UMA est possible grâce au rapprochement du Maroc et de l'Algérie, notamment par le biais du Roi Fahd Ibn Abdelaziz d'Arabie Saoudite, et suite à la participation du Roi du Maroc Hassan II au sommet organisé par la Ligue des États Arabes (LEA) qui s'est tenu à Alger en 1988. La coopération au sein du monde arabe constitue, à ce propos, le premier cadre de coopération régionale au sein duquel les trois pays du Maghreb post-indépendant sont parties prenantes⁷⁹ (Abbas, 2014). La création de l'UMA s'impose comme une nécessité dans un contexte de fin de guerre froide – marqué par la fin des aspirations hégémoniques régionales de certains pays d'obédience socialiste (Algérie, par exemple) –, de chute des cours des hydrocarbures et de montée en puissance du régionalisme commercial⁸⁰. Ce régionalisme s'accompagne de la multiplication de zones de libre-échange, composées de pays géographiquement proches. En effet, les pays « voisins » représentent des marchés potentiels pour écouler les produits ainsi que d'éventuels territoires de production à meilleurs coûts. Elles permettent également de sécuriser les approvisionnements en matières premières et en main d'œuvre (Zriouli, 2012). Sur le plan économique, l'UMA s'inscrit dans cette optique car elle vise la création d'une Zone de Libre-échange, vouée à devenir une Union douanière puis un Marché commun. Mais, « *force est de constater qu'aucun de ces objectifs n'a été véritablement réalisé [jusqu'à présent]. Dès lors, ni l'Union douanière prévue à l'horizon 1995, ni le marché commun qui aurait dû être créé en 2000 n'ont pu se concrétiser* » (Biad, 2013, p. 103). L'UMA s'est dotée de plusieurs institutions politiques et de structures communes :

- Le *Conseil de la Présidence* ou le *Conseil suprême* qui réunit les chefs d'États avec une présidence annuelle tournante. Il est le seul organe habilité à prendre des décisions et à l'unanimité. Il est prévu qu'il tienne au moins une session ordinaire une fois par an et des sessions dites extraordinaires si cela s'avère nécessaire. Seules six sessions se sont toutefois tenues depuis la création de l'UMA : 21-23 janvier 1990 à Tunis ; 21-23 juillet 1990 à Alger ; 10-11 mars 1991 à Ras Lanouf ; 15-16 septembre 1991 à Casablanca ; 10-11 novembre 1992 à Nouakchott ; 2-3 avril 1994 à Tunis ;
- Le *Conseil Consultatif* composé de 30 représentants, choisis par les institutions législatives des États membres ou conformément aux règles internes de chaque État. Il

⁷⁹ Le Maroc et la Tunisie, en 1958, puis l'Algérie, en 1962, ont en effet rejoint la Ligue des États Arabes (LEA). Cette initiative qui se prolongea jusqu'à la fin des années 1980 – le sommet arabe à Alger est le dernier sommet de la LEA – avait pour objectif de mettre fin aux liens historiques de dépendance vis-à-vis des puissances coloniales, tout en soutenant la formation des économies nationales qui s'appuyaient sur les modèles d'industrialisation par substitution aux importations.

⁸⁰ Acte Unique Européen en 1986 ; MERCOSUR en 1991 ; ALENA en 1994.

émet un avis sur les décisions que prend le Conseil de la Présidence et peut lui soumettre des recommandations de sorte à réaliser les objectifs de l'UMA. Il siège à Alger ;

— Le *Comité de suivi*, pour lequel chaque État de l'UMA désigne un membre de son gouvernement ou de son comité populaire public, prend en charge des affaires de l'Union. Il soumet ses travaux au Conseil des ministres des Affaires étrangères. Son siège est à Rabat ;

— Les *Commissions ministérielles spécialisées*. Créées par le Conseil de la Présidence, chargées de la sécurité alimentaire, de l'économie et des finances, des infrastructures et des ressources humaines ;

— Le *Conseil des ministres des affaires étrangères* qui prépare les sessions du Conseil de la Présidence et examine les propositions du Comité de suivi et des Commissions ministérielles spécialisées ;

— Le *Secrétariat Général Permanent* qui siège à Rabat ;

— L'*Instance judiciaire*. Elle est composée de deux juges par pays, désignés pour une période de six ans. Le président est élu parmi les juges pour un an. Il statue, enfin, sur les différends relatifs à l'application et à l'interprétation des dispositions du traité de l'UMA ainsi qu'à ceux des accords conclus dans le cadre de l'Union. Ses sentences sont exécutoires et définitives. L'instance judiciaire émet, par ailleurs, des avis consultatifs sur des questions juridiques soumises par le *Conseil de la Présidence*. Son siège est à Nouakchott ;

— L'*Université Maghrébine* et l'*Académie Maghrébine* qui se situent à Tripoli ;

— La *Banque Maghrébine d'Investissement de et Commerce Extérieur* (BMICE) dont le principal objectif est de contribuer à la construction d'une économie maghrébine compétitive et intégrée, à réaliser des projets mixtes, à promouvoir les échanges commerciaux intermaghrébins, à soutenir les investissements et à contribuer à la circulation des biens et des capitaux dans la région. Son siège est à Tunis.

3- La coopération multilatérale au sein de l'UMA.

« *Le Maghreb est une des régions du monde où la coopération politique et économique est la moins développée* » (Stora, 2011, p. 25). En effet, en dépit de la signature d'une trentaine de conventions et d'accords dans les domaines commercial et tarifaire, judiciaire et sécuritaire, culturel et environnemental, seules six conventions ont été ratifiées par les pays membres de l'UMA :

— La convention relative à la mise en quarantaine agricole entre les pays de l'UMA signée et ratifiée le 14 juillet 1993 ;

— La convention relative à l'encouragement et à la protection des investissements entre les pays de l'UMA signée et ratifiée le 14 juillet 1993 ;

— La convention relative à la création de la Banque Maghrébine de l'Investissement et du Commerce Extérieur (BMICE) signée le 11 mars 1991 et ratifiée le 23 avril 2002 ;

— La convention relative à l'échange des produits agricoles entre les pays de l'UMA

signée 23 juillet 1990 et ratifiée le 14 juillet 1993 ;

— La convention relative à la non double imposition et l'application des règles de coopération d'échange dans le domaine des impôts sur les revenus entre les pays de l'UMA signée le 23 juillet 1990 et ratifiée le 14 juillet 1993 ;

— La convention relative au transport des voyageurs et marchandises de transit entre les pays de l'UMA signée le le 23 juillet 1990 et ratifiée le 14 juillet 1993.

La quasi-totalité des conventions et accords ont été signés et/ou ratifiés avant l'année 1994, qui marque la fermeture par l'Algérie de ses frontières terrestres avec le Maroc. « *Si l'Union est effectivement en panne, c'est en raison de la crise profonde qui secoue le couple majeur algéro-marocain* » (Stora, 2011, p. 25). À titre de comparaison, plus d'une centaine d'accords bilatéraux, tous secteurs confondus, ont été ratifiés entre les pays du Maghreb. La coopération bilatérale a surtout été importante entre l'Algérie et la Tunisie (63 accords ratifiés entre 1963 et 2011) et entre la Tunisie et le Maroc (39 accords ratifiés entre 1957 et 2010). Seuls dix accords ont été conclus entre l'Algérie et le Maroc. Sur ces dix accords, deux concernent le domaine de l'énergie. Le dernier en date est un « Protocole d'accord à la création d'une société algéro-marocaine d'étude du Gazoduc Maghreb-Europe », ratifié le 23 juin 1990. Les seuls accords dans le secteur de l'énergie mis en place bilatéralement entre le Maroc et la Tunisie concernent les énergies renouvelables⁸¹. Il s'agit de l'Accord de coopération dans les domaines de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables, ratifié le 7 avril 2009, du Mémoire d'entente dans les domaines de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables, ratifié le 2 juillet de la même année, et enfin, de la Convention-Cadre de coopération entre le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) et le Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET), signé le 7 mai 2010. La coopération algéro-tunisienne dans le domaine des énergies renouvelables fut plus ancienne. Elle a en effet donné lieu à un Accord-cadre de coopération dans le domaine de la maîtrise de l'énergie entre l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) et l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie en Algérie (APRUE), ratifié le 21 décembre 2001. Les énergies renouvelables ont ainsi contribué à relancer et à renforcer la coopération bilatérale au Maghreb.

4- Les différends majeurs entre le Maroc et l'Algérie.

En 1994, le Maroc instaura de manière unilatérale un visa d'entrée pour les Algériens. Cette réaction faisait suite aux attaques commises par des franco-algériens dans un hôtel de Marrakech. Le gouvernement algérien décida alors de fermer ses frontières terrestres avec le Maroc. En juillet 2004, le Maroc revient sur sa décision et lève l'obligation de visa. En 2005, l'Algérie applique la réciprocité mais maintient fermées ses frontières. En mars 2008, le Maroc

⁸¹ Ces accords ont été conclus dans un contexte de lancement du Plan Solaire Marocain en 2009 et du Plan Solaire Tunisien en 2010.

tente d'ouvrir le dialogue avec l'Algérie afin qu'une réouverture des frontières soit entreprise et qu'une normalisation des relations bilatérales et régionales soit possible. Mais cette tentative échoue, le ministre algérien de l'intérieur arguant qu'une ouverture frontalière n'interviendra que si l'ensemble des contentieux existants entre les deux pays sont discutés (Zriouli, 2012). Un problème sérieux, source de désaccords profonds entre les deux pays, concerne effectivement le Sahara occidental (Martin, 2011). Ce conflit est né après la décolonisation, en 1975, de ce territoire par l'Espagne. Alors que l'Algérie soutient le droit à l'autodétermination des populations du Sahara occidental, représenté par le Front Polisario, au nom du droit à l'autodétermination, le Maroc défend la « marocanité » de ce territoire (Dedenis, 2011). Aucune issue n'a été à ce jour trouvée à ce problème. Le dépassement de ce conflit devait justement résulter de la coopération régionale entreprise dans le cadre de l'UMA (Abbas, 2014). Les travaux de Venables (2011) et de Carrère *et alii* (2012), qui portent sur l'Asie et la région *Middle East and North Africa* (MENA), montrent par ailleurs qu'un processus d'intégration régionale abouti ne profiterait guère aux pays riches en ressources naturelles, car ils en subiraient des pertes, notamment en raison de la diversion et de la diversification des échanges. À l'inverse, les pays pauvres en ressources naturelles bénéficieraient d'une création de trafic et de retombées positives en termes de diversification. C'est pourquoi, les pays en demande d'intégration régionale sont le plus souvent ceux qui ne sont pas en mesure d'assumer un leadership régional, tandis que ceux qui sont capables de l'exercer, en l'occurrence l'Algérie, n'ont que peu d'intérêt à l'intégration régionale. Cette conclusion apporte des éléments de compréhension à la paralysie de l'UMA mais elle reste cependant discutable.

L'énergie a joué un rôle précurseur dans la coopération entre les pays du Maghreb. Avant même la création de l'UMA, un comité de coordination dans le domaine de l'énergie, qui réunit les cinq pays du Grand Maghreb a été mis en place. L'avènement de l'UMA a permis au comité de recouvrir un caractère permanent.

C- L'électricité, un domaine intégrateur : le COMELEC.

1- Le rôle précurseur de l'électricité dans la coopération maghrébine.

Avant même la création de l'UMA, un cadre de coopération maghrébin dans le domaine de l'électricité a été mis en place. Sur proposition de l'Algérie, le COMELEC a ainsi été créé par le Maroc, l'Algérie et la Tunisie en 1974. Lors de la V^{ème} conférence des Ministres de l'Économie du Maghreb qui s'est tenue à Alger les 21-22-23 mai 1975, les Statuts du COMELEC furent adoptés (résolution n°15). Cette conférence est, par ailleurs, marquée par l'adhésion de la Mauritanie aux institutions maghrébines (résolution n°1). Toutefois, le COMELEC demeure inactif entre 1974 et 1988. La première réunion du COMELEC ne se tiendra qu'en octobre 1988 à Casablanca. La création de l'UMA en 1989 confère au COMELEC

un caractère permanent. Il est conforté dans son rôle de coordinateur entre les entreprises maghrébines d'électricité.

Le COMELEC, qui siège à Alger, regroupe les entreprises chargées de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique des pays du Grand Maghreb : la SOCIETE MAURITANIENNE D'ELECTRICITE (SOMELEC – Mauritanie), la SONELGAZ (Algérie), l'ONE (Maroc), la STEG (Tunisie), la COMPAGNIE GENERALE D'ELECTRICITE LIBYENNE (GECOL - Libye). Le COMELEC collabore, au niveau international, avec des structures homologues comme l'Association des industries électriques en Europe (EURELECTRIC), l'Union des producteurs, des transporteurs et des distributeurs d'énergie électrique d'Afrique (UPDEA) ou encore l'Union Arabe de l'Électricité (UAE). Il est également membre du MEDELEC qui rassemble les associations d'entreprises de l'électricité des pays riverains de la Méditerranée. Deux organismes majeurs structurent le COMELEC : (i) le Comité Directeur qui est un organe délibérant. Il définit les axes stratégiques de développement du COMELEC et veille à leur mise en œuvre. Les décisions sont prises à l'unanimité et doivent être conformes aux normes internationales en vigueur ; et (ii) le Secrétariat Général qui prépare les travaux du comité, veille à leur réalisation, diffuse ses décisions et ses recommandations. Il s'occupe d'organiser des sessions ordinaires et extraordinaires. Il assure en plus une fonction de représentation du COMELEC auprès des organismes internationaux. Le COMELEC s'appuie sur sept commissions spécialisées :

— [1] La **Commission des Interconnexions Maghrébines (CIM)**, créée par le COMELEC en février 1999. Elle dispose d'une autonomie suffisante mais ne peut en aucun cas intervenir dans les relations commerciales de ses membres. Elle est chargée de : (i) coordonner l'exploitation des réseaux maghrébins interconnectés ; (ii) mettre en place les règles et consignes d'exploitation et de veiller à leur application ; (iii) vérifier la conformité des projets d'interconnexions maghrébines à l'égard de la réglementation existante ; (iv) maîtriser les interactions du système électrique maghrébin avec les autres réseaux ; (v) contrôler et suivre la qualité des échanges sur les interconnexions maghrébines ; (vi) développer des études communes d'exploitation du système maghrébin interconnecté en vue d'une meilleure coordination de l'exploitation ; (vii) établir un système d'échange des informations entre les pays maghrébins interconnectés relatif à la sécurité, la gestion des réseaux maghrébins et le décompte des flux d'énergie ; (viii) représenter le COMELEC auprès des autres organismes en ce qui concerne les questions techniques relatives aux interconnexions ; et (ix) participer à la promotion des échanges intermaghrébins de façon à constituer un marché électrique maghrébin.

— [2] Le **Comité de Pilotage** est l'organe décisionnel de la CIM. Il est constitué des directeurs chargés de la gestion des systèmes de production et transport d'électricité des entreprises d'électricité maghrébines. Le Président du COMELEC nomme le président de la CIM conformément au règlement intérieur du COMELEC. La CIM s'appuie sur un groupe de gestion et de conduite des interconnexions, constitué des responsables des

mouvements d'énergie des entreprises membres, de deux sous-groupes⁸² de travail permanents, de sous-groupes *ad hoc* suivant le besoin. Les travaux de chaque groupe et chaque sous-groupe sont supervisés par un coordinateur désigné par la CIM. Chaque société membre de la CIM est libre de développer des relations techniques et économiques avec un autre organisme.

— [3] La **Commission Études et Planification**, en charge de : (i) l'étude des d'interconnexion ; (ii) l'établissement d'un cadre de cohérence des schémas directeurs de développement des réseaux Maghrébins ; et (iii) de l'instauration d'un système tarifaire de l'énergie électrique à l'échelle Maghrébine.

— [4] La **Commission Technique (CT)**, qui s'occupe de : (i) l'électrification des villages frontaliers ; (ii) de l'étude des possibilités de réduction des coûts des ouvrages ; et (iii) de l'étude de normalisation et d'intégration maghrébine. La Commission Technique s'appuie sur trois groupes de travail qui interviennent dans le domaine électrique qui sont le Groupe Production, le Groupe Transport et le Groupe Distribution.

— [5] La **Commission Gestion et Ressources Humaines (GRH)** qui mène des actions destinées à favoriser les échanges d'experts et d'expériences et notamment la formation.

— [6] La **Commission Commerciale (CC)** créée le 9 décembre 2009 par décision du Comité Directeur. Elle s'occupe de : (i) la coordination des programmes d'équipement (programmation des investissements) ; (ii) du développement des moyens de formation professionnelle ; (iii) des échanges d'informations techniques, économiques et financières ; (iv) de l'harmonisation des politiques des organismes nationaux membres du COMELEC vis-à-vis d'organismes internationaux ou étrangers ; (v) de l'étude des mesures tendant à favoriser l'intervention des entreprises maghrébines de fabrication de matériel électrique et de travaux dans la réalisation d'ouvrages électriques ; et (vi) de la promotion de l'intégration industrielle maghrébine dans le domaine de l'énergie électrique.

— [7] La **Commission des Énergies Nouvelles et Renouvelables (CENR)**, également créée le 9 décembre 2009 par décision du Comité Directeur. L'objectif principal de la CENR est la maîtrise des technologies non conventionnelles de production d'électricité en vue de leur intégration aux systèmes électriques dans les meilleures conditions technico-économiques possibles. Ses activités sont les suivantes : (i) prendre connaissance du développement technico-économique enregistré par les applications d'énergies renouvelables, en rassemblant les données afférentes tout en assurant l'échange d'informations entre les différents membres du COMELEC ; (ii) effectuer les études technico-économiques dans le but de fournir les données utiles à l'élaboration d'une stratégie commune pour le développement des filières d'énergies renouvelables ; (iii) organiser des ateliers et des rencontres pour échanger et discuter les expériences dans les domaines de l'implantation et de l'exploitation des projets de production d'énergies renouvelables ; et (iv) œuvrer pour la mise en place d'une stratégie commune

⁸² Le groupe "Exploitation" et le groupe "Études de fonctionnement des réseaux".

pour traiter les initiatives régionales de promotion des énergies renouvelables dans les pays de COMELEC.

La coopération maghrébine au sein du COMELEC a permis de mettre en place des infrastructures électriques transfrontalières qui représentent un moyen concret d'intégration.

2- Les corridors électriques : un moyen concret d'intégration.

L'énergie sert une intégration concrète, matérielle et technique tant au niveau national que transnational, en particulier grâce aux interconnexions électriques, gazières et pétrolières. L'usage du terme d'interconnexion fait que nous nous positionnons dans une logique interprétative du réseau (Offner, Pumain, 1996). Les interconnexions énergétiques sont des réseaux dits techniques. Elles se définissent comme des réseaux régulés de lignes matérielles (canalisations, tuyaux, fils) transportant de l'énergie (gaz, électricité, pétrole). Elles permettent notamment de compenser plus aisément les difficultés éventuelles d'approvisionnement. Pour relier des espaces de production et des espaces de consommation, le recours aux gazoducs et oléoducs est plus courant. Ce sont des interconnexions de transit par excellence (Chevalier, 2008). Il est également possible de transporter l'électricité sur une longue distance, le recours à des lignes à Haute Tension (HT) ou à Très Haute Tension (THT) étant alors préférable pour éviter les pertes⁸³. En effet, plus vaste est la desserte, plus faible est le coût unitaire de la connexion et du service. Cette liaison est établie entre deux réseaux électriques qu'ils soient nationaux, régionaux ou internationaux. Les infrastructures qui relient deux pays (interconnexions transnationales) ou deux continents (interconnexions transcontinentales) ont un coût d'investissement très élevé, mais sont pérennes et rentables à long terme. Les interconnexions répondent à la fois à des objectifs de sécurité énergétique et de compétitivité. En effet, leur fonction est double, assurer un secours mutuel entre pays et favoriser les échanges entre pays de manière à mobiliser les centrales dont le coût de fonctionnement est moins élevé et arrêter celles dont le coût est trop grand.

Entreprendre la construction d'une interconnexion électrique est une décision lourde et longue pour les entreprises de production et de distribution d'énergie mais également pour les pouvoirs publics, très souvent impliqués. Les investissements considérables à la construction et l'extension des lignes électriques expliquent en grande partie leur prise en main par un État-providence planificateur (Hugues, 1993 ; Bouneau, 2004). Les projets de développement des réseaux électriques ont, qui plus est, une large visibilité, ce qui explique l'attention particulière que leur accordent les décideurs (Esnault, 2005). Les projets d'interconnexion font l'objet d'études techniques, d'exams et de validations à différents niveaux de décision, y compris celui de la société civile, essentiellement dans les PN. Des résistances peuvent ainsi naître au

⁸³ La puissance est égale au produit de la tension par l'intensité, $P = U * I$. Pour réduire l'intensité et limiter les pertes en lignes, la tension doit être élevée.

sein des populations (Raineau, 2011b). Les interconnexions ont un impact important sur les territoires qu'ils traversent et leur réalisation est souvent à l'origine d'une destruction des écosystèmes, notamment littoraux (Labussière, 2007). Leur emprise foncière tend également à fragmenter, cloisonner, et altérer le paysage

Condition nécessaire au processus de régionalisation énergétique (Siroën, 2000), les interconnexions énergétiques sous-tendent des liens puissants et durables entre les pays et confèrent au processus d'intégration un ancrage territorial fort. Leur présence implique non seulement une coordination des systèmes techniques mais également une interdépendance mutuelle des systèmes économiques. La volonté d'interconnecter les réseaux énergétiques et de développer les échanges entre différents pays est elle-même motivée, le plus souvent, par la volonté de mise en place d'un marché commun de l'énergie à l'échelle régionale. L'histoire nous a montré que les interconnexions électriques ont toujours précédé et consolidé les intégrations économiques nationales puis macro-régionales. L'énergie a été, par exemple, l'un des fondements de la construction européenne, avec la mise en place en 1951 de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA) (Palle, 2014).

La marge de manœuvre du COMELEC est fortement compromise au sein du cadre de l'UMA, marquée par des pesanteurs et des blocages d'ordre principalement politique. L'UMA est devenue un organe de représentation à défaut d'être un cadre d'action opérationnel. Le processus d'intégration régionale à cette échelle est en effet caractérisé par de graves déficits. Afin d'illustrer les déficits d'intégration régionale au Maghreb, nous avons choisi d'étudier les relations intra-maghrébines sous l'angle des échanges économiques, car ils sont significatifs, aisément quantifiables, et nous permettent de mettre en lumière les échanges dans le secteur de l'énergie.

II- Les échanges intra et extra-maghrébins : la place de l'énergie dans les échanges.

Au sein d'un processus de régionalisation, les relations internes à un espace se multiplient jusqu'à devenir parfois prépondérantes par rapport aux relations externes de ce même espace (Richard, 2014). L'objectif de cette section est de savoir si l'ensemble intra-maghrébin connaît un processus de régionalisation économique en évaluant le degré des échanges intra et extra-maghrébins (A) et d'apprécier la place des échanges énergétiques dans ces flux. Les échanges énergétiques prennent différentes formes, en raison notamment des conditions de leur transport. Les échanges énergétiques peuvent effectivement s'effectuer au travers d'infrastructures transfrontalières, à l'origine d'interactions territoriales (B).

A- Commerce et investissements au Maghreb.

Le « Maghreb-arabe-Moyen-Orient » (Abbas, 2014) est la région du monde où les mesures restrictives⁸⁴ visant à protéger les marchés nationaux de la concurrence extérieure sont les plus élevées. Au sein des six régions en développement identifiées par la Banque Mondiale, le Maghreb présente l'indice global de restriction aux échanges le plus haut (Abbas, 2014).

1- Les échanges commerciaux des pays de l'UMA.

Le poids du Maghreb dans les échanges mondiaux de marchandises est négligeable. Il représente en 2013, en effet, 0,67 % des importations et 0,73 % exportations mondiales⁸⁵. Ces échanges sont principalement réalisés avec l'UE. En 2013, la part de l'UE dans les importations de marchandises s'élève à 47 % pour le Maroc, 52,1 % pour l'Algérie et 55,8 % pour la Tunisie, contre respectivement 56,9, 65 et 71,3 % pour les exportations. L'UE est incontestablement le premier partenaire économique des pays du Maghreb. En matière d'importations, l'UE des 28 est suivie de très loin par la Chine et en matière d'exportations, par le Brésil pour le Maroc, les Etats-Unis pour l'Algérie et par la Libye pour la Tunisie. La Tunisie est le seul pays du Maghreb qui compte parmi ses partenaires principaux, importations et exportations confondues, des pays voisins (Algérie, Libye) [cf. tableau 7]. En effet, le pays fait figure de leader traditionnel du commerce intra-maghrébin. Les exportations marocaines vers les autres pays membres de l'UMA représentent près de 10 % du marché maghrébin, ce qui représente un taux relativement faible eu égard le poids économique du pays au sein de l'UMA. Le Maroc exporte vers l'Algérie essentiellement des acides phosphoriques, des fils et câbles électriques et des produits alimentaires, et y importe principalement du gaz naturel, du cuivre et des dattes (Zriouli, 2012).

Le groupement économique de l'UMA commerce très peu à l'intérieur de sa zone. La part des échanges intra-maghrébins n'excède pas 4% du volume global des échanges extérieurs de chacun des pays en 2013. À titre de comparaison, cette part est d'environ 60 % pour l'UE, 56 % pour l'ALENA, 23 % pour l'Association des Nations de l'Asie du Sud-Est (ASEAN), 19% pour la Communauté des États Sahélo-sahariens (CEN-SAD) et de 13 % pour le Marché Commun de l'Afrique Orientale et Australe (COMESA) (Oueslati, Brini, 2013). L'évolution du volume des échanges intra-maghrébins est positive bien que très modeste. La baisse enregistrée après 2008 s'explique notamment par les effets de la crise financière sur les économies de la sous-région. Malgré l'existence d'un cadre préférentiel pour les échanges, qu'accompagne une batterie de conventions et d'accords économiques, surtout bilatéraux, le commerce entre les pays maghrébins reste peu développé.

	Origines des importations	Destinations des exportations
Maroc	→ Union européenne (47,4 %) → Chine (6,6 %) → États-Unis (6,4 %) → Arabie Saoudite (6,3 %)	→ Union européenne (56,9 %) → Brésil (5,9 %) → Inde (5,4 %) → États-Unis (4,3 %)

⁸⁴ Appelées barrières non tarifaires.

⁸⁵ <http://unctad.org/>.

	→ Russie (5,2 %)	→ Turquie (1,6 %)
Algérie	→ Union européenne (52,1 %) → Chine (12,4 %) → États-Unis (4,3 %) → Turquie (3,8 %) → Argentine (3,2 %)	→ Union européenne (65 %) → États-Unis (8,1 %) → Canada (4,6 %) → Brésil (4 %) → Turquie (4 %)
Tunisie	→ Union européenne (55,8 %) → Chine (6,3 %) → Algérie (4,9 %) → Turquie (3,4 %) → États-Unis (3,3 %) → Autres (2,2 %)	→ Union européenne (71,3 %) → Libye (5,1 %) → Suisse (4 %) → Algérie (2,9 %) → États-Unis (2,3 %) → Autres (4,2 %)

© Nadia Benalouache – 2016 / WTO – 2014

Tableau 7 – Profils commerciaux des pays du Maghreb en 2013

	Produits importés	Produits exportés
Maroc	→ Agricoles (12,4 %) → Manufacturés (56,8 %) → Combustibles et miniers (30 %)	→ Agricoles (19,7 %) → Manufacturés (63,7 %) → Combustibles et miniers (16,2 %)
Algérie	→ Agricoles (20,5 %) → Manufacturés (70 %) → Combustibles et miniers (9,3 %)	→ Agricoles (0,6 %) → Manufacturés (0,9 %) → Combustibles et miniers (98,5 %)
Tunisie	→ Agricoles (12,4 %) → Manufacturés (66,4 %) → Combustibles et miniers (21,1 %)	→ Agricoles (10,2 %) → Manufacturés (73,1 %) → Combustibles et miniers (16,7 %)

© Nadia Benalouache – 2016 / WTO – 2014

Tableau 8 – Nature et part des produits échangés par les pays du Maghreb en 2013 (en %)

Au-delà des différends politiques, la faiblesse des échanges intra-maghrébins s'explique non seulement par un niveau élevé d'extraversion et de dépendance vis-à-vis de l'Europe mais également par un manque, à des degrés divers, de diversification des économies maghrébines qui impacte de manière directe la compétitivité externe des systèmes productifs nationaux (Zriouli, 2012). Les échanges des pays du Maghreb avec l'extérieur sont quasiment mono-sectoriels. Les exportations de l'Algérie sont dominées, à hauteur de 98,5 %, par les hydrocarbures [cf. tableau 8].

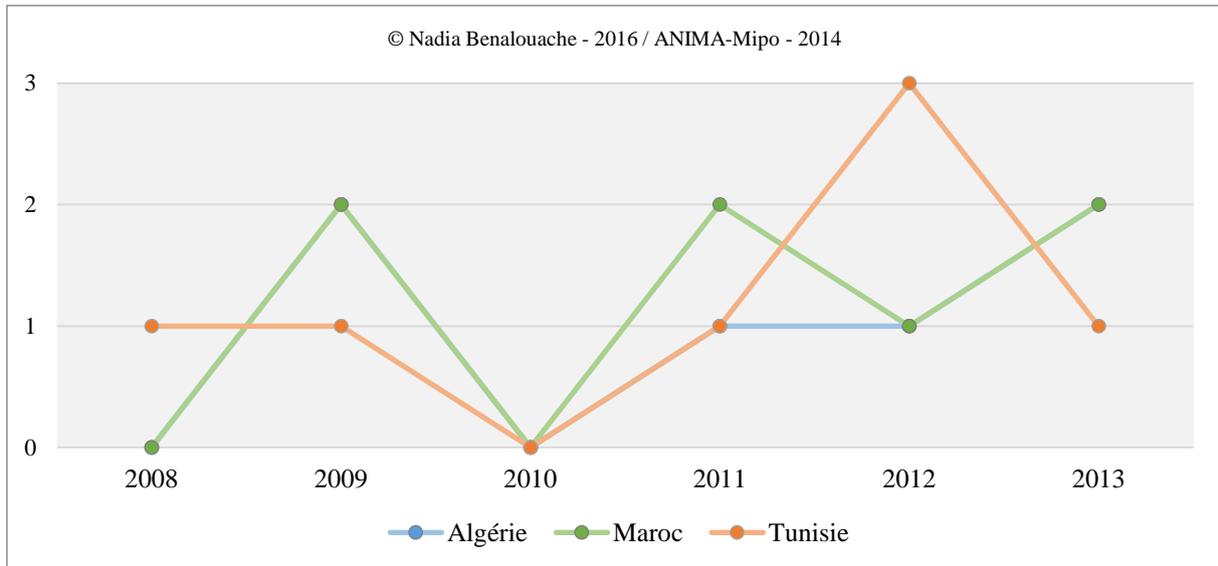
2- Les investissements au sein des pays de l'UMA.

Les investissements au sein de la zone UMA ne sont guère plus nombreux. D'après l'observatoire *Mediterranean Investment Project Observatory*⁸⁶, en 2013⁸⁷, 15 projets (ou

⁸⁶ANIMA-Mipo enregistre toutes les annonces de projets d'investissements directs étrangers (IDE) et de partenariats d'entreprise (Joint-Venture, franchises, coopérations technologiques ou commerciales, bureaux de représentation, enseignes etc.) qui associent les pays du sud de la Méditerranée.

⁸⁷ Nous n'avons pas été en mesure de proposer des chiffres qui présentent l'évolution des investissements intramaghrébins sur plusieurs années. Ces chiffres ne sont valables que pour l'année 2013.

Investissement Direct à l'Étranger (IDE)) maghrébins ont été annoncés en Algérie, 13 projets sont tunisiens contre deux marocains. Ces projets, le plus souvent portés par de grandes entreprises, concernent des secteurs très divers (15 projets dans 11 secteurs différents). Au Maroc, 20 projets maghrébins ont été comptabilisés la même année : 13 projets tunisiens, un projet algérien et six libyens. En Tunisie, en 2013, huit projets marocains et une seule annonce algérienne ont été enregistrés.



Graphique 19 – Investissements intra-maghrébins entre 2008 et 2013

Plusieurs annonces libyennes (LAFICO) ont été faites, essentiellement dans le secteur touristique mais les investissements sont globalement en recul depuis la révolution de janvier 2011. Dans l'ensemble intramaghrébin, la Tunisie et le Maroc sont les deux premiers investisseurs. La Tunisie investit dans trois secteurs principaux : (i) l'Agrobusiness (avec l'entreprise POULINA notamment) ; (ii) la construction ou la distribution automobile (entreprise MISFAT) ; et (iii) la Grande distribution (entreprise MABROUK). Les investissements marocains au Maghreb sont pour la moitié consacrés au secteur bancaire (société ATTIJARIWAFI BANK). Les investissements intra-maghrébins effectivement mis en place sont très peu nombreux [cf. graphique 19]. On assiste effectivement au Maghreb à l'émergence de champions nationaux qui développent des stratégies d'internationalisation. Parmi ces champions nationaux, certains investissent au Maghreb, telles que les entreprises tunisiennes Poulina et Elloumi et les sociétés bancaires marocaines BMCE BANK et ATTAJRIWAFI BANK (Daviet, 2015 ; Tizaoui, 2015). Les initiatives intra-maghrébines émanant du secteur privé restent limitées, faute de relais officiel. Cependant, un rapprochement entre les entrepreneurs s'est tout de même opéré avec la création en février 2007 de l'Union Maghrébine des Employeurs (UME) qui réunit les organisations patronales des cinq pays de la zone UMA. Ces acteurs travaillent à l'émergence d'un Maghreb économique sans obstacles de nature bureaucratique qui entravent les échanges commerciaux dans cet espace⁸⁸. En février 2014 s'est tenu à Marrakech le 3^{ème} Forum des entrepreneurs

⁸⁸ Entretien mené auprès de Zoé Luçon, Coordinatrice scientifique à ANIMA-Mipo, le 14 février 2011 à Marseille.

maghrébins réunissant les représentants du secteur privé des pays de l'UMA. Au terme de cette rencontre, les parties prenantes ont présenté une liste de 24 mesures en vue de la normalisation et de la facilitation des pratiques ainsi que de la réglementation entre les pays du Maghreb, afin de relancer une dynamique d'intégration économique dans la région. L'intégration régionale est devenue un impératif économique, en raison notamment de ses effets éventuels en termes de création d'économies d'échelles, nécessaires pour pallier la faible taille des marchés domestiques des pays membres mais également à l'accroissement des échanges et des flux d'IDE vers les pays maghrébins (Mathlouti, 2008). Avec la mise en sourdine de l'UMA depuis 1994, les coûts du non-Maghreb sont extrêmement élevés pour les pays, en particulier le Maroc et l'Algérie. Ils sont évalués à environ 2 à 3 points de croissance du PIB maghrébin (Oueslati, Brini, 2013). Dans un contexte de mondialisation, les déficits d'intégration font craindre une marginalisation du Maghreb (Mahiou *et alii*, 2013). Or, une meilleure intégration régionale créerait les conditions pour des économies d'échelle dans un marché de plus de 85 millions d'habitants (Oueslati, Brini, 2014).

B- Une prédominance des hydrocarbures dans les échanges intra-maghrébins.

L'étude des échanges énergétiques des pays du Maghreb requiert que l'on s'intéresse d'abord à leurs ressources énergétiques ainsi qu'aux moyens de les transporter, notamment au travers de liaisons transfrontalières.

1- Ressources en hydrocarbures au Maghreb et moyens de transport.

■ Les gisements d'hydrocarbures : un Maghreb hétérogène.

Parmi les trois pays retenus, l'Algérie est le pays le plus riche en ressources pétrolières mais surtout gazières. En 2014, les réserves prouvées⁸⁹ de gaz naturel en Algérie, qui s'élève à 4 500 milliards de m³, représentent 2,4 % des réserves mondiales contre 0,7 pour le pétrole, et plus d'un tiers des réserves du continent africain (BP, 2015). Le Maroc est écarté de la ressource et soumis à l'importation de ses besoins en énergie et la Tunisie, peu dotée en hydrocarbures⁹⁰, est devenue importateur net depuis 2001 car sa production stagne tandis que sa consommation croît. Le Bas-Sahara algérien est un bassin à sédimentation profonde qui, depuis près de 500 000 millions d'années, a rempli les conditions naturelles favorables à la formation et à la maturation des hydrocarbures. Dans un contexte inter-tropical, de grandes étendues d'eau composées de matières végétales se sont transformées, dans des conditions anoxiques, en hydrocarbures (Semmoud, 2010). Les sites historiques de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel représentent respectivement 70 % des réserves pétrolières et 50 % des réserves de

⁸⁹ Les réserves prouvées ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans l'avenir. Elles sont évaluées à partir des gisements connus et des conditions technico-économiques existantes.

⁹⁰ L'équivalent de 0,1 milliards de tonnes par an.

gaz et continuent, en 2013, à assurer environ 28 et 60 % de la production algérienne d'hydrocarbures. De grands bassins sont exploités notamment celui de Berkine (14 % des réserves de gaz et 8 % des réserves de pétrole) qui abrite le site de Hassi Messaoud et celui d'Illizi (14 % des réserves de gaz et de pétrole) ou sont en phase de développement tels que les gisements de Reggane, Ahnet-Timimoun. Les raffineries se situent en revanche au Nord du pays. Le brut algérien, de type Sahara Blend, est l'un des meilleurs sur le marché par sa faible teneur en soufre (Maire, 2011).

En Tunisie, la plupart des sites sont des concessions. Les champs pétroliers en exploitation sont principalement concentrés dans les gouvernorats de Gabès – plus précisément au niveau du golfe de Gabès – et de Tataouine, comme ceux d'Adam, de Didon, d'Oued Zar, d'Ashtart, d'El Borma, de Miskar, Makhrouga et de Bir Ben Tartar. D'autres champs sont en activité dans le gouvernorat de Nabeul tels que Baraka (golfe de Hammamet), Maâmoura (golfe du Cap Bon) et Sidi El Kilani ou le gouvernorat de Sfax avec Cercina. Les principaux gisements gaziers se situent approximativement dans les mêmes zones : Miskar (gouvernorat de Gabès, golfe de Gabès), El Borma (gouvernorat de Tataouine), Oued Zarn Sabria (g. de Tataouine), Djebel Grouz (g. de Tataouine), Adam, Chergui (g. de Sfax), Hasdrubal (g. de Gabès, golfe de Gabès), Maâmoura, Baraka, Franig el Baguel (g. de Kebili) et Tarfa (g. de Kébili).

- Une géographie différenciée du pétrole et du gaz : les solutions de transport.

La géographie des échanges de gaz est très différente de celle du pétrole car les coûts de transport du gaz sont plus élevés. En termes de capacités, par ailleurs, une même canalisation peut transporter cinq à dix fois plus de pétrole (sous forme liquide) que de gaz (sous forme gazeuse). La difficulté du transport du gaz jusqu'au consommateur final et les coûts induits ont retardé le développement de cette ressource par rapport au pétrole. En outre, ces caractéristiques rendent, très forte la contrainte de proximité et expliquent la raison pour laquelle le marché d'exportation du gaz naturel est avant tout structuré sur une base régionale (Boussena *et alii*, 2006). Deux moyens complémentaires existent pour transporter le gaz :

- [1] Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) permet de transporter du gaz sur de très grandes distances et à grandes quantités. Il est nécessaire lorsque le gazoduc est trop coûteux ou pratiquement inconstructible. Le gaz est liquéfié puis acheminé par navire méthanier vers les zones de consommation. À pression atmosphérique et à une température d'environ -161°C, le gaz se condense (sous forme liquide) et le volume du gaz est divisé par 600. Le transport par gazoduc reste, toutefois, très majoritaire puisqu'il compte encore pour 70 % des échanges et devrait rester dominant dans les années à venir ;
- [2] Les gazoducs, canalisations terrestres ou sous-marines, sont capables de transporter sur de longues distances du gaz sous pression, généralement vers les zones de forte demande. Lorsque le gaz est sous pression, il occupe moins de volume et circule

plus vite. Il peut ainsi atteindre une vitesse de 40 km/h. Pour des raisons de sécurité et d'environnement, les gazoducs sont le plus souvent enterrés. Ces canalisations disposent de systèmes de surveillance qui, en cas de fuite ou d'accidents, préviennent les équipes de maintenance en temps réel et de compteurs qui transmettent des informations sur le niveau de la demande (Maire, 2011).

Nous nous concentrerons particulièrement sur les exportations du gaz en Algérie car elle seule exporte de l'énergie vers les pays voisins et d'outre-ribe et que les exportations gazières se font *via* plusieurs interconnexions transfrontalières, qui contribuent à intégrer physiquement les territoires.

2- Les échanges intra et extra-maghrébins d'hydrocarbures.

■ Les échanges intra-maghrébins en hydrocarbures.

En 2012, les produits manufacturés occupent 38 % des échanges intra-maghrébins contre 62 % pour les matières premières à faible valeur ajoutée. Plus de 76 % de ces matières premières sont constitués de combustibles. Au total, plus de la moitié (52,7 %) des exportations des pays du Maghreb vers les pays membres de l'UMA est constituée de combustibles issus d'hydrocarbures. Près de 95 % de l'offre algérienne et de 91 % de l'offre libyenne sur le marché maghrébin est respectivement imputable aux hydrocarbures (WTO, 2014). Les pays producteurs dominant incontestablement le marché de l'UMA.

Les importations tunisiennes et marocaines d'hydrocarbures sont exclusivement constituées de gaz naturel. En 2014, 43 % de l'approvisionnement extérieur tunisien en gaz naturel est acheminé d'Algérie, ce qui représente 2,4 milliards de m³. Le gaz naturel est importé sous forme liquéfiée ou prélevé à titre de redevance sur le gaz à destination de l'Italie via le gazoduc Enrico Mattei. Le Maroc se fournit en gaz naturel algérien à titre de redevance avec le passage du gazoduc transcontinental Pedro-Duran-Farell et prélève 750 millions de m³ sont prélevés annuellement. Depuis 2011⁹¹, ces importations ont été complétées par un contrat commercial signé entre la SOCIETE NATIONALE POUR LE TRANSPORT ET LA COMMERCIALISATION DES HYDROCARBURES (SONATRACH) et l'ONE à Alger : 640 millions de m³ de gaz algérien par an seront livrés au Maroc, sur une durée de 10 ans (SONATRACH, 2014). Ils servent à alimenter la centrale thermosolaire de Aïn Béni Mathar, située à 86 km au Sud d'Oujda. Pour autant, cela ne représente que 2 % du total des exportations algériennes en hydrocarbures (WTO,2014). À titre de comparaison, la production algéro-libyenne, en 2012, fournit plus de 20 % des importations de pétrole et 35 % des importations de gaz naturel du pourtour méditerranéen (Rahmouni Benhida, Slaoui, 2013).

⁹¹ Cette date correspond à la mise en service de la centrale Thermo Solaire à Cycle Combiné Intégré de Aïn Béni Mathar, fonctionnant au gaz naturel et à l'énergie solaire et située près de la frontière maroco-algérienne.

■ Les exportations extra-maghrébines de gaz naturel algérien.

L'essentiel des échanges de gaz dans le bassin méditerranéen se fait au moyen de gazoducs. Dans le cas de l'Algérie, le pays a d'abord eu recours à la solution GNL dans les années 1960, faute de technologies adaptées pour la pose de gazoducs en mer profonde. Les premières cargaisons mondiales de GNL sont parties d'Algérie, faisant de ce pays un précurseur en matière de GNL. Dès 1964, en effet, la chaîne d'Arzew a permis d'exporter du gaz vers le Royaume-Unis puis la France. Ce n'est qu'à partir des années 1980 que le pays commence à exporter le gaz par canalisations, le développement des exportations en Mer du Nord ayant notamment permis de réaliser des progrès technologiques dans la pose de gazoducs en mer profonde (Maire, 2011). En 2014, le gaz algérien est exporté à 60 % par gazoducs et 40 % sous forme de GNL (BP, 2015). En 2014, l'Algérie a produit 75 Mtep de gaz naturel, soit 2,4 % de la production mondiale et 41,1 % de la production continentale. Elle est le premier producteur de gaz naturel en Afrique.

Au sein de la région méditerranéenne, l'Europe a établi des liens commerciaux avec la grande majorité des pays producteurs d'hydrocarbures et capte l'essentiel de leurs exportations. Elle représente un débouché sûr pour les pays producteurs méditerranéens en quête de devises (Esnault *et alii*, 2007). En 2014, dans "Sa stratégie pour la sécurisation des approvisionnements⁹²", la Commission européenne a affirmé, à ce titre, l'importance de la mer Méditerranée pour garantir les importations en gaz et la nécessité d'amorcer un dialogue commercial et politique renforcé avec les partenaires d'Afrique du Nord et de l'Est de la Méditerranée en vue, entre autres, de créer un hub gazier méditerranéen au Sud de l'Europe.

Cinquième producteur mondial de gaz naturel en 2014, l'Algérie contribue à plus de 10 % de la consommation gazière de l'UE. Près de trois quarts du gaz naturel algérien y est exporté. L'UE constitue le client quasi-exclusif de l'Algérie dans le secteur gazier. Alors que 73 % des exportations algériennes par gazoducs ont pour destination l'UE en 2014 (83 % par gazoducs, 59 % par GNL), seules 23,1 % d'entre elles sont destinées aux voisins marocain et tunisien (droits de transit compris), ce qui équivaut à 47 % des importations tunisiennes et marocaines en gaz naturel (BP, 2015). Les échanges d'hydrocarbures dans le Bassin ont nécessité – surtout à compter des années 1970 – la création de réseaux d'infrastructures constitués d'oléoducs, de méthaniers, d'usines de liquéfaction et de complexes industrialo-portuaires. Dans le domaine de l'électricité, on assiste à la réalisation de corridors électriques. L'attention portée aux interrelations entre les pays dans notre travail explique que nous nous focalisons sur les moyens transnationaux de transport de ces énergies.

■ Le pétrole progressivement supplanté par le gaz naturel.

⁹² Commission européenne (2014). Stratégie européenne pour la sécurité énergétique. COM (2014) 330 Final, 28 mai 2014.

À l'instar du gaz naturel, le principal client du pétrole maghrébin, et plus largement nord-africain, reste l'Europe⁹³ [cf. figure 20].

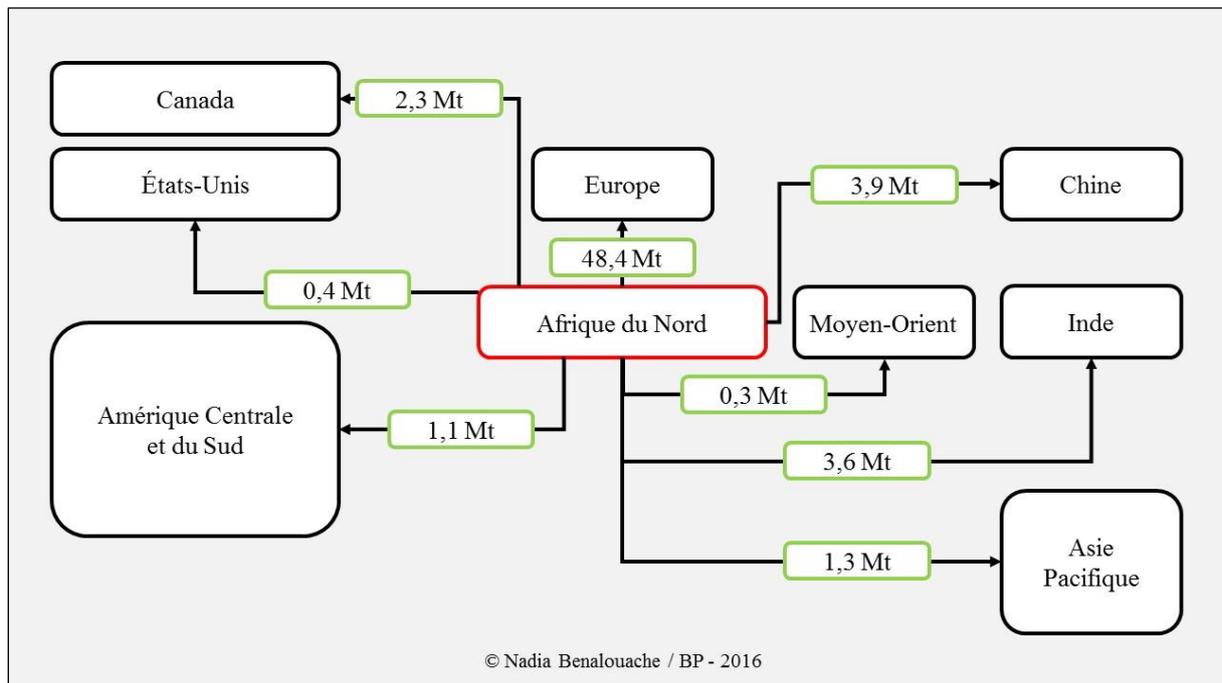


Figure 20 – Zones d'exportations de pétrole nord-africain en 2015 (en Mt)

En ce qui concerne le transport par canalisation, un seul un oléoduc transnational a été construit au Maghreb. Il part d'Edjeleh en Algérie, traverse Zarzaitine, In Aménas et El Borma, avant de rejoindre La Skhira en Tunisie. En 1970, le pétrole représentait 95,5% de la production algérienne en hydrocarbures. Son exploitation a permis le rapide essor de produits raffinés à forte valeur ajoutée tels que les condensats ou les Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL). Néanmoins, cette ressource a été progressivement supplantée par le gaz naturel. Au milieu des années 1990, la production de gaz naturel dépasse celle du pétrole (Esnault *et alii*, 2007). Néanmoins, le pétrole continue de dominer en 2014 la structure des exportations algériennes, dans sa forme primaire (pétrole brut) ou dérivée (condensat, GPL, produits pétroliers tels que le Naphta ou le fioul).

3- Les infrastructures gazières au Maghreb : un réseau algérien polarisé par l'Europe.

L'Algérie est au cœur des routes gazières entre l'Afrique du Nord et l'Europe. En raison de son rôle historique dans l'approvisionnement européen, l'Algérie a permis aux réseaux sud-ouest méditerranéens de se développer plus que les réseaux sud-est méditerranéens. La grande proximité géographique de l'Algérie avec l'Europe a ainsi favorisé l'établissement de pipelines transméditerranéens. Le pays a désormais un système de gazoducs bien structuré, qui relie les

⁹³ 68,6 % des exportations nord-africaines sont destinées à l'Europe, soit 9,6 % de ses importations totales.

champs de la région d'In Aménas et de Tegentour situés au sud au site de Hassi R'mel au centre du pays, véritable point nodal à partir duquel le réseau rayonne vers les zones côtières.

Trois gazoducs transcontinentaux ont, à ce jour, été construits. Mis en service en 1983 et doublé en 1996, le premier gazoduc, Enrico Mattei⁹⁴ (GEM), d'une longueur de 1 393 km et d'une capacité de 27,3 Gm³/an, relie l'Algérie à l'Italie *via* la Tunisie. Le gazoduc Pedro-Duran-Farell⁹⁵ (GPDF) s'achemine depuis 1996 vers l'Espagne en transitant par le Maroc. Il possède une longueur de 521 km et une capacité de 11,3 Gm³/an. Le gazoduc sous-marin Medgaz⁹⁶, lancé en 2009, relie directement l'Algérie à l'Espagne sur une longueur 200 km. Le gazoduc Medgaz résulte de la stratégie offensive de l'Algérie pour œuvrer au développement des exportations outre-Méditerranée. Elle cherche notamment à éviter les pays de transit pour des raisons à la fois économiques (paiement des droits de passage) et politiques.

	Brésil	Chine	Corée du Sud	Espagne	France
Gazoducs	-	-	-	11,1	-
GNL	0,1	0,3	0,5	4,9	4,4
	Inde	Italie	Japon	Malaisie	Taiwan
Gazoducs	-	6,2	-	-	-
GNL	0,2	0,1	1	0,5	0,1
	Maroc	Royaume-Uni	Tunisie	Turquie	
Gazoducs	2	-	2	-	
GNL	-	0,5	-	4,1	
- → Absence de données ou d'exportations © Nadia Benalouache – 2016 / BP – 2015					

Tableau 9 – Répartition des exportations algériennes de gaz naturel en 2014 (en milliard de m³)

L'acheminement du gaz algérien vers le reste des pays européens, en premier lieu la France, est fortement limité par la présence des chaînes montagneuses des Pyrénées et des Alpes. En effet, « *tel est le premier défi à relever par l'électricien qui [doit] dès lors s'accommoder au mieux de la géographie physique* » (Dupuy, 1993, p. 193). L'Italie pâtit, par ailleurs, d'un manque d'infrastructures qui l'empêche d'être une plaque tournante du gaz algérien vers l'Europe. La voie GNL est par conséquent privilégiée pour l'exportation du gaz algérien vers la France et le Royaume-Uni [cf. tableau 9].

C- Les échanges électriques via les interconnexions transnationales.

1 - Les interconnexions électriques au Maghreb.

⁹⁴ Le gazoduc emprunte l'itinéraire suivant : Hassi R'mel [Algérie] ↔ Oued Safsaf [Algérie] ↔ Cap Bon [Tunisie] ↔ Mazara del Vallo [Sicile/Italie] ↔ Minerbio [Italie].

⁹⁵ Le gazoduc emprunte l'itinéraire suivant : Hassi R'mel [Algérie] ↔ Sidi Kacem [Maroc] ↔ Tarifa [Espagne] *via* le Détroit de Gibraltar]

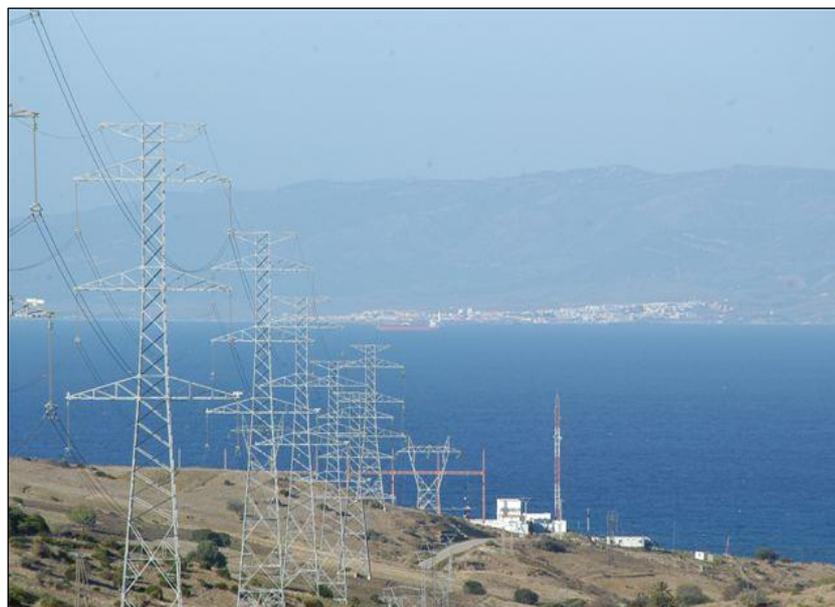
⁹⁶ Le gazoduc emprunte l'itinéraire suivant : Hassi R'mel [Algérie] ↔ Beni Saf [Algérie] ↔ Almería [Espagne].

Les échanges électriques entre pays maghrébins se font uniquement au travers d'interconnexions transfrontalières. Au Maghreb, la majorité des interconnexions a été réalisée dans le cadre du COMELEC, créé en 1974 [cf. tableau 10].

	Liaison	Tension [en kV]	Capacité [en MW]	Longueur [en km]	Mise en service
Lignes transmaghébines					
Algérie ↓ Maroc	Ghazaouet-Oujda	225	640	47	1988
	Tlemcen-Oujda	225	640	64	1992
	Hassi Ameer-Bourdim	400	1720	232	2009
Algérie ↓ Tunisie	Djebel Onk-Metlaoui	150	510	65	1984
	El Aouinet-Tajerouine	90	380	60	1988
	El Aouinet-Tajerouine	220	640	60	1971
	El Hadjar-Fernana	90	510	35	1972
	El Hadjar-Jendouba	400*	620	145	2010
	Cheffia-Jendouba	400	1720	130	2014
Tunisie ↓ Libye	Medenine-Abukamash	220	620	110	2003
	Tatatouine-Rowis	220	620	165	2003
Lignes transcontinentales Maghreb ↔ Europe					
Maroc ↓ Espagne	Melloussa-Puerto de la Cruz	400	700	61	1997
	Melloussa-Puerto de la Cruz	400	1440	61	2006
* → fonctionne actuellement en 220 kV © Nadia Benalouache – 2016 / COMELEC & SONELGAZ & ONEE & STEG – 2016					

Tableau 10 – Interconnexions électriques maghrébines et Maghreb/Europe en 2015

La première interconnexion sous-marine qui rejoint le continent européen depuis le Maghreb date de 1997 et a été doublée en 2006 portant la ligne de 400 à 2 x 400 kV. Elle relie Melloussa (Maroc) à Puerto de la Cruz (Espagne) [cf. photo 6]. Avec la réalisation de la deuxième ligne en 2006, tous les pays du Maghreb interconnectés peuvent désormais accéder au marché européen en faisant transiter l'électricité commercialisée par le réseau marocain, moyennant une redevance. En 1999 et 2001, le Maroc et l'Algérie ont respectivement obtenu le statut d'opérateur externe sur le marché espagnol d'électricité (Esnault *et alii*, 2007).



2- Les modalités des échanges électriques au Maghreb.

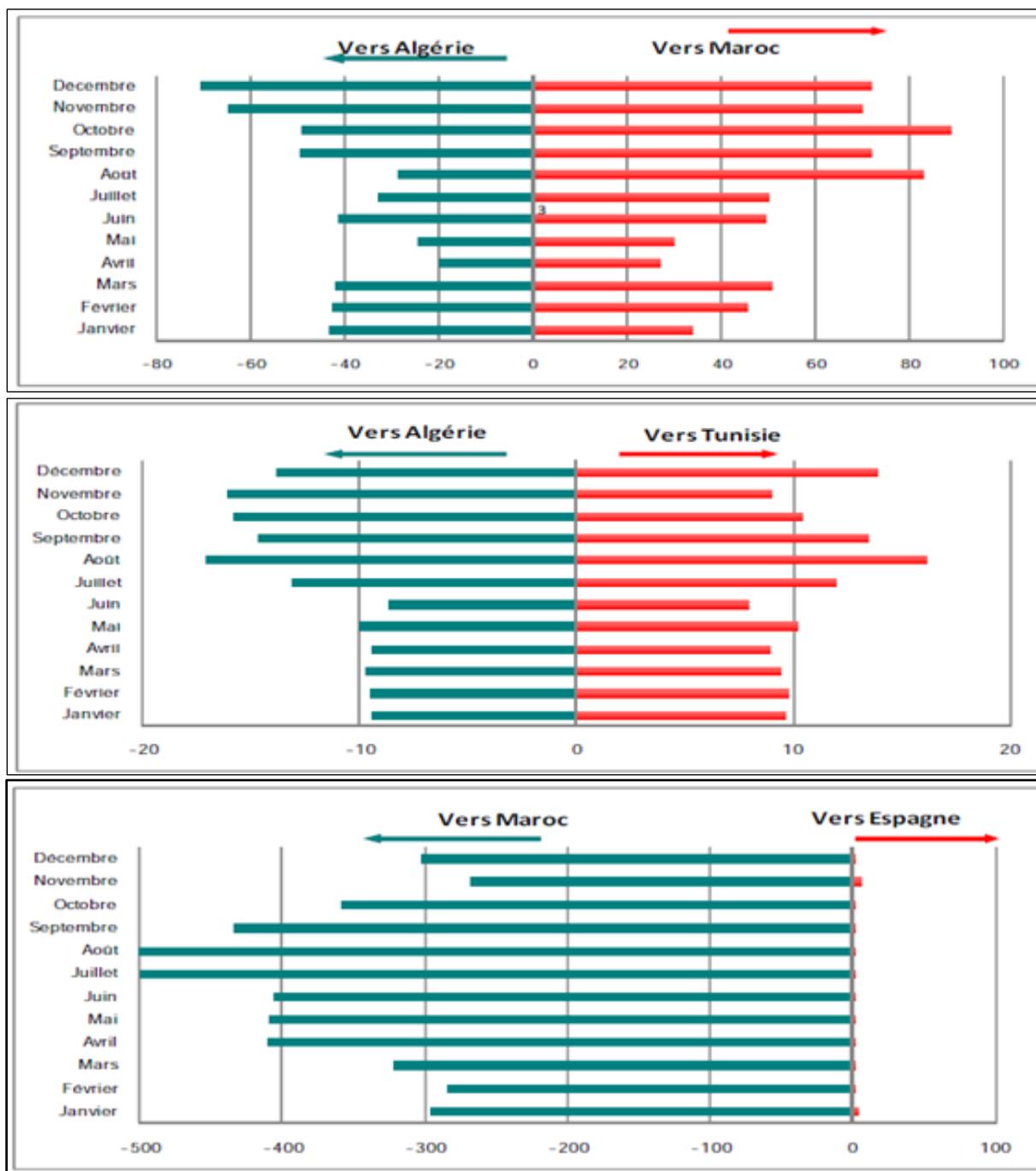
Les pays interconnectés du Maghreb effectuent des échanges de deux types :

- Échanges de secours mutuel – Le secours instantané de puissance est programmé dans l'objectif de se soutenir conjointement en cas d'aléas de l'un des deux réseaux. Ce secours n'est pas commercialisé mais fait l'objet de compensations ultérieures en énergie (Naudet, Reuss, 2008) ;
- Échanges économiques à bilan nul – Les échanges à bilan nul ont lieu de façon conjoncturelle et ont pour critère d'atteindre un solde des échanges nul avant une année.

Le Maroc et l'Espagne effectuent des échanges de type contractuels. Ils se font dans le cadre de contrats bilatéraux d'importation avec les principaux producteurs implantés en Espagne [cf. graphique 20].

Les interconnexions maghrébines jouent un rôle important car elles permettent de maintenir la sécurité des réseaux par le secours mutuel instantané, l'amélioration de la qualité de service grâce à la stabilisation de la fréquence, des économies d'investissements – comme le passage direct au palier 150 kV sur le réseau tunisien – et enfin, la réduction des coûts de production par une meilleure utilisation des réserves et la mise à profit des décalages durant les week-ends et les jours fériés. Au Maghreb, les compagnies électriques profitent du décalage entre les courbes de charge⁹⁷ le dimanche, qui correspond premier jour de la semaine en Algérie, alors que dans le même temps l'activité socio-économique est ralentie en Tunisie et au Maroc. L'interconnexion apporte donc un avantage à la fois technique et économique.

⁹⁷ La concentration de consommateurs dans un territoire donné permet de rendre leur comportement statistique prévisible, illustré par des courbes de charge.

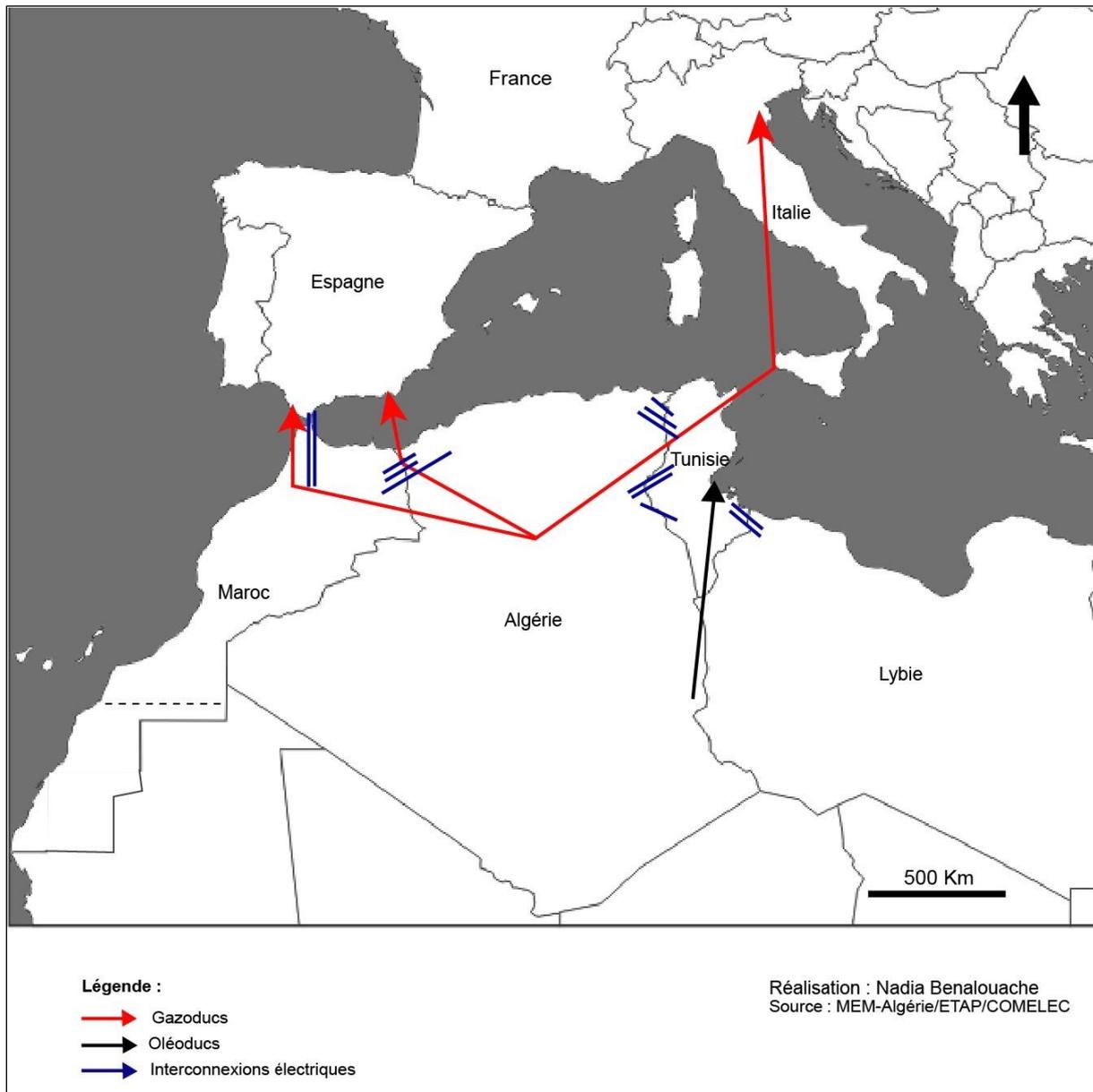


COMELEC – Bulletin statistiques (2012)

Graphique 20 – Bilan des échanges à bilan nul entre les pays du Maghreb et bilan des échanges contractuels entre le Maroc et l’Espagne en 2012

3- Des échanges électriques régionaux encore faibles.

Les échanges régionaux d’électricité restent, toutefois, limités et l’interconnexion maghrébine fonctionne bien en-deçà de ses possibilités (Keramane, 2014). Excepté la période 1991-1994, qui coïncide avec la multiplication des accords de coopération au sein de l’UMA, les autres années se caractérisent par une faiblesse des échanges, conditionnés notamment par des différends d’ordre politique (Keramane, 2014).



Carte 1 – Liaisons énergétiques transnationales et transcontinentales au Maghreb

La finalité actuelle des interconnexions électriques, celle des échanges à bilan nul, n'est pas adaptée aux possibilités de développement de la région. Le Maghreb est un marché potentiel de consommation de 136 TWh. Or, les échanges d'électricité entre les pays du Maghreb en 2012 ont à peine atteint 155 GWh, soit 0,1 % de la consommation électrique de la région (COMELEC, 2012). En 2011, les exportations algériennes de 802 GWh équivalent à 1,8 % seulement de sa production électrique globale (COMELEC, 2012). La troisième interconnexion de 400 kV réalisée en 2009 entre l'Algérie et le Maroc a porté la capacité de transit entre les deux pays de 400 à 1 200 MW. Pourtant, le volume des échanges est resté très modeste, les échanges se faisant à bilan nul. Les échanges entre l'Algérie et la Tunisie ont, quant à eux, à peine atteint 400 GWh. Seule l'interconnexion entre le Maroc et l'Espagne fonctionne selon une logique commerciale, permettant des échanges d'un volume de 4 600 GWh. Le taux

d'utilisation des liaisons Maghreb-Europe varie entre 90 et 100 %, ce qui laisse entendre que leur développement pourrait être avantageux (El Andaloussi *et alii*, 2007).

Sur la base des interconnexions existantes (et à venir), l'UE, en collaboration avec les trois pays du Maghreb central, a mis en place le projet d'Intégration des Marchés Maghrébins de l'Électricité (IMME). Le projet IMME, à finalité transméditerranéenne, a pour vocation l'intégration des marchés électriques maghrébins entre eux et leur liaison *in fine* au marché électrique européen. L'intégration régionale des marchés électriques est la forme la plus poussée de l'intégration régionale de l'énergie. Les interconnexions à haut voltage (400 kV) récemment construites ont été établies, nous le verrons, dans le cadre de projets euro-méditerranéens. Avec la mise en marché des câbles Courant Continu Haute Tension (CCHT) 400 kV – ou *High Voltage Direct Current* (HVDC) –, le transport de l'électricité sur de longues distances est maintenant possible avec des pertes moins importantes. La coopération énergétique au Maghreb est ainsi favorisée dans un cadre euro-méditerranéen.

III- L'intégration des marchés électriques maghrébins : le projet IMME.

Les spécificités techniques des réseaux ne peuvent être séparées des caractéristiques du marché qu'elles déterminent en partie. À la problématique strictement technique des liaisons électriques s'ajoute, entre autres, la difficulté du rapprochement institutionnel, juridique et commercial. Le développement des interconnexions transfrontalières constitue donc un prérequis indispensable, mais non suffisant, à la constitution d'un marché électrique régionalement intégré. D'autres conditions sont nécessaires pour une intégration régionale aboutie des marchés (A). Si l'idée germe depuis des décennies déjà avec la création du COMELEC, la volonté de constituer un marché intégré de l'électricité au Maghreb a été officiellement « apposée » avec la signature de la Déclaration d'Alger en 2010 (C).

A- Conditions pour une intégration régionale achevée des marchés électriques nationaux.

L'intégration des marchés nationaux dans un marché régional est le plus haut degré possible d'union entre marchés d'énergie. Elle implique que les différents marchés énergétiques ou électriques nationaux impliqués soient organisés comme s'il s'agissait d'un seul marché unique (Finon, 2000 ; Genoud, 2004). La libéralisation des marchés électriques nationaux est une condition *sine qua non* à leur intégration au niveau régional. Elle est souvent présentée comme la forme la plus aboutie de Nouvelle Gestion Publique, la libéralisation des industries de réseau, soit l'ouverture à la concurrence de secteurs autrefois monopolistiques comme les télécommunications, l'électricité, le gaz, les chemins de fer ou encore la Poste (Pelkmans, 2001 ; Genoud, 2004 ; Levi-Faur, 2004).

Dans les années 1980, les économies européennes changent profondément de paradigme, en entamant un mouvement de libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. Ce mouvement constitue une véritable remise en cause des modèles traditionnels, fondés sur le monopole. Le processus s'amorce au Royaume-Uni sous Thatcher. La privatisation de BRITISH GAS en 1986 puis des industries de réseaux sont des initiatives marquantes qui préfigurent les réformes mises en place dans le reste de l'Europe dans la seconde moitié des années 1990. Ces dernières font suite à la promulgation des grandes directives européennes sur l'électricité et le gaz. Toutefois, les directives mises en place en Europe se distinguent des orientations britanniques en cela qu'elles n'allient guère privatisation et libéralisation. En effet, dans le contexte européen de libéralisation de l'énergie, les États membres peuvent conserver leurs entreprises publiques. Ainsi, la privatisation « *se traduit moins par un retrait de l'État que par son redéploiement dans d'autres fonctions* » (Verdeil, 2010, p. 1-2). Les premières directives européennes sur la libéralisation de l'électricité et du gaz sont respectivement adoptées en 1996⁹⁸ et en 1998⁹⁹ (Genoud, 2004 ; Pelkmans, 2004 ; Angelier, 2007 ; Bocquillon, 2008 ; Dif-Pradalier, 2011).

La libéralisation des marchés de l'électricité s'appuie sur trois principes directeurs : (i) la dissociation des activités ou *unbundling*, (ii) l'Accès des Tiers au Réseau (ATR) et (iii) la création d'autorités de régulation indépendantes. L'*unbundling* vise à introduire la concurrence en imposant une séparation nette entre les segments du secteur qui relèvent du monopole naturel régulé (transport) et ceux qui relèvent de la concurrence, rompant radicalement avec la logique de l'intégration verticale. La séparation totale de l'infrastructure de transport et de sa gestion limite ainsi le pouvoir des entreprises restées intégrées. L'autorité de régulation, d'autre part, est chargée de surveiller les segments monopolistiques du secteur, essentiellement le transport, en s'assurant notamment que les conditions d'accès des entités privatisées au réseau et les tarifs soient transparents et non discriminatoires, que les investissements soient bien distribués et que les bénéfices engendrés par l'entreprise régulée ne soient pas excessifs. Dans l'ensemble, l'autorité de régulation favorise une plus grande concurrence et une meilleure efficacité du secteur.

Cependant, l'intégration des marchés électriques nationaux à l'échelle régionale requiert non seulement une infrastructure physique interconnectée et une libéralisation, mais également la réunion d'autres éléments, tels que la création d'un marché de gros, la coordination des gestionnaires de réseau ou encore la détermination des tarifs (convergence des prix, tarifs de transit). La mise en place de ces éléments, en vue de construire un marché intégré, transparent et concurrentiel, rend nécessaire l'unification des cadres institutionnels et commerciaux. Ce qui implique concrètement l'harmonisation des règles et des normes régissant les échanges

⁹⁸ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

⁹⁹ Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

électriques (procédures, prix du marché, tarifs de transit, outils de gestion des réseaux, etc.) ainsi qu'une planification régionale de l'énergie (plans d'équipement en moyens de production, gestion de la demande et dispatching) (Finon, 2000 ; Esnault, Ferroukhy, 2006 ; Pariente-David *et alii*, 2009).

B- Mettre en place un marché électrique maghrébin intégré à reliair *in fine* au marché électrique européen : le projet IMME.

1- Les prémisses du projet IMME.

La question d'un marché maghrébin de l'électricité s'est posée dès la création du COMELEC en 1974. Cette idée s'est matérialisée au début des années 1990 avec les premiers échanges commerciaux entre les opérateurs nationaux notamment entre la Tunisie et l'Algérie. Sans une telle intégration, les échanges électriques ne seraient que très limités et l'optimisation des flux impossible, car ces derniers sont régis en dehors d'un contexte de marché. À l'heure actuelle, le Maghreb forme un ensemble hétérogène de formes d'organisation et de règles de marché. Il fonctionne comme des marchés juxtaposés mais pas complètement étanches, en attestent les échanges bilatéraux entre les pays.

En 2003, les pays du Maghreb décident, sous l'égide de la Commission européenne, de construire un marché intégré électrique commun, sur la base des interconnexions existantes. Lors du Forum Euro-méditerranéen de l'énergie à Athènes en mai 2003, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc, signent effectivement une déclaration d'intention. Cette dernière débouche, suite à la quatrième conférence euro-méditerranéenne des ministres en charge de l'énergie, sur un Protocole d'accord. Il est signé, le 2 décembre 2003 à Rome, par les ministres chargés de l'énergie des trois pays du Maghreb, la Commission européenne, la Commission chargée de l'énergie et le Ministre italien des Activités productives. Dès lors, les trois pays s'engagent à mettre progressivement en place les conditions nécessaires au développement d'un marché maghrébin de l'électricité, dans un premier temps, et à son intégration, dans un second temps, au marché intérieur de l'UE. En effet, l'UE « *s'efforce de promouvoir son modèle chez les voisins afin de les intégrer au marché intérieur de l'énergie, en échange de la réciprocité : nous ouvrons nos marchés et vous ouvrez le vôtre* » (Audigier, 2011, p. 12).

La volonté de construction d'un marché électrique intégré dans la sous-région du Maghreb, qui serait par la suite relié au marché européen de l'électricité, a été formalisée dans le cadre du Protocole d'accord à Rome le 2 décembre 2003, lors de la quatrième conférence euro-méditerranéenne des ministres en charge de l'énergie. Le protocole a été signé par les trois représentants des pays du Maghreb, en présence du membre de la Commission européenne

chargé d'Énergie¹⁰⁰. Les participants s'engagent, sans pour autant être soumis à une obligation juridique, de tout mettre en œuvre pour réaliser les objectifs suivants :

- Créer, à partir de 2006, un marché électrique au Maghreb et assurer l'intégration graduelle des marchés nationaux dans le marché intérieur de l'électricité de l'UE. La concrétisation de ce marché nécessite un rapprochement des politiques sectorielles nationales afin de promouvoir l'harmonisation des règles dans la région et prendre les mesures qui s'imposent pour leur adaptation à la politique énergétique de l'UE ;
- Encourager la concurrence. L'accès aux réseaux doit être, par conséquent, non discriminatoire et transparent et faire l'objet d'une tarification équitable. Pour ce faire, chaque pays doit mettre en place un organe compétent chargé d'exercer les fonctions d'autorité de régulation. L'indépendance de cet organe vis-à-vis des opérateurs électriques est une condition indispensable. Cette autorité autonome est chargée de veiller à la non-discrimination, à l'effectivité de la concurrence et au fonctionnement du marché.
- Renforcer les réseaux transfrontaliers et mettre en œuvre des mécanismes tels que la tarification ou la gestion des encombrements – définis en concertation avec les acteurs du secteur – afin de faciliter les échanges commerciaux régionaux d'énergie, valoriser les installations électriques et utiliser de manière plus efficace et efficiente les ressources. L'indemnisation des gestionnaires de réseaux pour les frais occasionnés par le passage de flux transfrontaliers d'électricité sur leurs réseaux, est discutée. Les règles à appliquer doivent tenir compte des spécificités des réseaux de chaque pays.

L'engagement est, par ailleurs, pris par les participants pour coopérer et établir des priorités en ce qui concerne les projets d'infrastructure. Ces derniers seront financés par des investisseurs locaux et étrangers, publics comme privés, ainsi que par les bailleurs de fonds internationaux. Pour garantir la mise en application de ce protocole d'accord, les participants décident de créer, dès 2004, deux instances :

- [1] Un Conseil ministériel. Ce sont les ministres de l'énergie des pays participants qui composent ce Conseil qui se réunit une fois par an. La présidence en exercice de cette instance est assurée à tour de rôle par les pays signataires¹⁰¹ de même que la présidence tournante, pour une période d'un an. Le Membre de la Commission chargé d'Énergie peut participer aux travaux mais également les ministres des pays directement concernés par le processus, en qualité d'observateurs. Le Conseil ministériel prend des décisions stratégiques et formule des recommandations pour la mise en œuvre du protocole d'accord, tout en surveillant les progrès accomplis pour sa concrétisation. Toute modification apportée au protocole ne peut être statuée que par le Conseil à l'unanimité.

¹⁰⁰ En qualité de " promoteur non-participant ".

¹⁰¹ Suivant un ordre alphabétique.

— [2] Un groupe permanent à haut niveau. Ce groupe est constitué de représentants des ministres de l'énergie des pays participants et de représentants du Membre de la Commission chargée d'Énergie. Les États pour qui le marché d'électricité représente un intérêt spécifique, peuvent être conviés à participer dans le groupe à titre d'observateurs. Les réunions, présidées conjointement par la présidence en exercice et le représentant du Membre de la Commission chargé d'Énergie, ont lieu à chaque fois que nécessaire. Cette instance prépare les réunions du Conseil ministériel et assure le suivi de ces décisions. Il soumet aussi des propositions au Conseil ministériel dans le cadre des travaux relatifs à l'intégration des marchés maghrébins électriques au marché intérieur de l'UE et propose annuellement un rapport qui synthétise les mesures adoptées dans le secteur pour assurer, par exemple, un service universel et un service public. Des groupes d'experts peuvent être, enfin, sollicités par le groupe permanent pour réaliser un programme de travail.

Les parties prenantes ont également décidé la création d'un Forum de réglementation de l'électricité des pays participants en 2004, présidé par la Présidence en exercice, en présence des représentants du Membre de la Commission européenne chargé d'Énergie. Organisé deux fois par an, de nombreux acteurs prennent part au Forum et parmi eux des représentants des gouvernements des pays participants, des représentants du Membre de la Commission chargé d'Énergie, des gestionnaires des réseaux et des régulateurs des pays participants. Les organisations représentatives comme le Conseil des régulateurs européens de l'énergie, l'Association européenne des gestionnaires de réseaux de transport, l'Union pour la coordination du transport d'électricité, les compagnies d'électricité, les représentants des pays bailleurs de fonds et les consommateurs sont aussi conviés à participer aux rencontres. Le Forum examine, à l'instar du groupe permanent à haut niveau, les avancées du projet d'intégration des marchés de l'électricité des pays maghrébins au marché intérieur de l'UE et propose des recommandations.

Ce protocole doit être considéré comme étant directement à l'origine du projet IMME¹⁰². Il s'agit actuellement du projet d'intégration le plus important et le plus poussé dans le domaine de l'énergie au Maghreb. Au Sud de la Méditerranée, un autre grand projet d'intégration des marchés de l'énergie a été mis en place dans la région du Maghreb : le projet *Euro-Arab Mashreq Gas Market Project* (EAMGM I et II). Ce projet qui s'inscrit également dans un cadre euro-méditerranéen¹⁰³ concerne, en revanche, le secteur gazier. EAMGM I visait au départ à créer un marché régional intégré du gaz entre quatre pays (Égypte, Jordanie, Liban et Syrie)

¹⁰² Entretien mené auprès de Ghania Kaci, Directrice de l'Unité de Gestion du Projet IMME, Ministère algérien de l'Énergie et des Mines, le 17 octobre 2012 à Alger.

¹⁰³ Le projet EAMGM I a été financé au titre du programme à hauteur de 6 millions d'euros au titre du programme MEDA complété par des fonds issus des pays partenaires méditerranéens et a duré quatre ans [2005-2009]. Il a été prolongé entre 2010 et 2013 avec le projet EAMGM II.

mais dans le cadre du projet EAMGM II, le périmètre d'intégration a été élargi à l'Irak et à la Turquie. Ce marché est voué à être progressivement intégré au marché gazier européen.

2- Le projet IMME.

Le projet a démarré le 2 avril 2007 et s'est terminé le 23 juin 2010 avec la publication d'un rapport final¹⁰⁴. L'Algérie a été désignée chef de file du projet par la Tunisie et le Maroc. Ce projet est financé, au titre du programme MEDA, par la Commission européenne. Un budget de 5,6 millions d'euros a été mis à sa disposition par le programme, auquel il faut ajouter une contribution des pays bénéficiaires qui s'élève à hauteur de 200 000 euros chacun. L'exécution du projet a été confiée par l'Unité Gestion du projet, orientée par le comité de pilotage, constitué de représentants des trois ministères de l'énergie, de la délégation de l'UE en Algérie, des trois opérateurs nationaux des pays bénéficiaires, et du CREG. Le projet repose sur deux objectifs majeurs : (i) harmoniser les cadres législatifs et réglementaires des trois pays bénéficiaires ; et (ii) rendre compatible les marchés électriques des trois pays avec les normes et standards européens afin de les intégrer au marché électrique de l'UE. La stratégie mise en œuvre pour atteindre ces objectifs s'appuie sur quatre axes : (i) assurer le développement institutionnel ; (ii) appuyer les mécanismes d'échanges commerciaux ; (iii) renforcer les compétences à travers la diffusion de connaissances techniques ; et (iv) soutenir le développement des marchés de l'électricité. Ces axes se répartissent suivant deux volets principaux : (i) le volet Formation et (ii) le volet Études et Expertises.

La question de la formation a été abordée dès le démarrage du projet. Des formations ont ainsi été dispensées à l'ensemble des acteurs, notamment ceux qui sont rattachés aux opérateurs historiques, qui relèvent de l'administration ou qui appartiennent aux services chargés de la concurrence, de l'organisation des marchés et de la régulation. Ces acteurs devaient avoir une perception commune des objectifs à atteindre dans le projet, s'approprier des concepts et améliorer leurs compétences sur le thème. La formation devait, pour ce faire, s'adapter à la multiplicité des besoins, d'autant plus que chacun des trois pays présente des différences importantes dans le domaine énergétique. Ce volet constitue ainsi une composante clef de l'approche stratégique du projet et pour l'élaboration d'une stratégie globale en vue de créer un marché de l'électricité au Maghreb.

Cette stratégie globale s'articule en deux phases : (i) développer le marché de l'électricité dans et entre les pays bénéficiaires et (ii) intégrer par étapes les marchés maghrébins à celui de l'UE. Les études et les expertises doivent apporter des réponses concrètes à cette stratégie. Elles sont organisées en grandes catégories, qui reprennent les quatre axes précédemment cités :

¹⁰⁴ http://www.energy.gov.dz/imme/Rapport_FINAL.pdf

- [1] Le renforcement institutionnel : (i) Identifier et/ou adapter les règles qui concernent l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité des pays bénéficiaires, l'accès au réseau et le fonctionnement des systèmes électriques, ceci en prenant en compte les avancées réalisées depuis le lancement du projet ; (ii) Promouvoir l'harmonisation des cadres réglementaires des pays bénéficiaires en se référant au cadre actuellement en vigueur au sein de l'UE ainsi qu'aux standards de sûreté et de sécurité ; (iii) Mettre en place de procédures cohérentes en termes de règlement des litiges, de transparence des prix et de communication (attraction des investisseurs) pour assurer la stabilité du cadre légal et réglementaire.
- [2] La mise en place des mécanismes d'échanges commerciaux : (i) Proposer des solutions pour surmonter les éventuelles barrières tarifaires et physiques pouvant affecter le commerce entre les pays bénéficiaires et pays de l'UE ; (ii) Promouvoir la synchronisation des réseaux et des normes de fonctionnement communes entre les pays bénéficiaires et entre ces derniers et les États membres de l'UE ; (iii) Évaluer les impacts du développement intégré des marchés de l'électricité sur la réalisation des objectifs du Protocole d'Accord signé en le 2 décembre 2003.
- [3] Le renforcement des compétences techniques requises pour la gestion des réseaux : (i) Harmoniser les méthodologies de fixation des tarifs en adaptant les structures tarifaires existantes au nouveau contexte réglementaire, ce qui suppose d'identifier les principales composantes des coûts d'utilisation des réseaux, dans le but d'assurer à moyen terme leur valorisation directe et l'absence de subventions croisées ; (ii) Développer des méthodes de prévision des demandes d'électricité dans chacun des trois pays dont la fiabilité est internationalement reconnue ; (iii) Promouvoir une politique de développement de production d'électricité d'origine renouvelable en considérant le caractère intermittent des ER, les problèmes d'intégration aux réseaux, les faibles facteurs de charge, la nécessité des capacités de secours et enfin les coûts de production.
- [4] Le soutien au développement des marchés de l'électricité : (i) Créer un marché régional de l'électricité par étapes ; (ii) Identifier par pays la disponibilité en énergie primaire, les besoins d'importation en électricité et en investissements étrangers afin de faire des propositions à chacun des pays bénéficiaires. Les secteurs électriques de la Tunisie et du Maroc peuvent ainsi être réorganisés de sorte à s'inscrire dans la perspective d'un marché régional de l'électricité.

La mise en œuvre du projet a, en effet, nécessité la prise en compte des différences entre les pays bénéficiaires afin de cibler spécifiquement leurs besoins. C'est pourquoi ces derniers se sont pleinement impliqués dans les ateliers, notamment ceux qui portaient sur le volet « formation » et la restitution des actions d'expertise¹⁰⁵.

¹⁰⁵ Entretien mené auprès de Ghania Kaci, Directrice de l'Unité de Gestion du Projet IMME, Ministère algérien de l'Énergie et des Mines, le 17 octobre 2012 à Alger.

3- Les perspectives du projet IMME.

Dans le prolongement du projet IMME, les régulateurs méditerranéens, regroupés au sein de l'Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du Gaz (MEDREG), se sont engagés en octobre 2010 à organiser un cycle de trois séminaires sur le thème de l'intégration des marchés électriques de la Tunisie, de l'Algérie et du Maroc entre 2011 et 2013. Ces séminaires ont réuni les représentants des ministères en charge de l'énergie des trois pays concernés, les autorités de régulation ainsi que les opérateurs de réseaux. Ce sont ces acteurs qui sont chargés de la mise en œuvre effective des réformes opérées dans l'organisation et le fonctionnement du marché. Trois séminaires – MEDREG-IMME – ont ainsi été réalisés [cf. encadré 4]. Ces trois séminaires étaient l'occasion de formuler des propositions concrètes, essentiellement en ce qui concerne les interconnexions Sud-Sud et les interconnexions entre la rive sud-méditerranéenne et l'UE, mais également d'ouvrir le dialogue sur les principes de régulation à développer et partager dans la région entre 2015 et 2020.

Le premier séminaire portait sur la structure de la coopération des autorités de régulation ou des autorités publiques assumant actuellement cette fonction (14-15 septembre 2011 à Alger)
Le deuxième séminaire portait sur L'accès des tiers aux réseaux et les règles communes pour l'utilisation des réseaux dans le sens d'un marché régional intégré (26-27 février 2013 à Rabat)
Le troisième et dernier séminaire portait sur l'ouverture et la réforme des marchés (11-12 septembre 2013 à Tunis).

Encadré 4 – Les trois séminaires MEDREG-IMME

Dans le cadre de l'UMA – et sous l'égide de l'UE –, une première réunion du Conseil Ministériel – en l'occurrence celle des ministres en charge de l'énergie – s'est, par ailleurs, tenue le 20 juin 2010 à Alger. Les ministres de l'énergie de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie¹⁰⁶ ainsi que le commissaire européen à l'énergie ont travaillé sur le projet d'intégration des marchés électriques maghrébins à celui de l'UE. Ils ont fait le bilan des actions initiées depuis 2007 et ont adopté un plan d'action pour le marché électrique intégré euro-méditerranéen, fixant de nouvelles actions pour la période 2010-2015. Cette rencontre s'est achevée sur l'élaboration de la Déclaration d'Alger¹⁰⁷, dans laquelle les ministres réitèrent leur volonté de « *poursuivre les réformes de leurs secteurs énergétiques nationaux [et de] mettre à profit les possibilités offertes par la coopération bilatérale et multilatérale entre leurs pays respectifs et l'UE afin de mener à bien les réformes et développer leurs secteurs énergétiques nationaux* ». Ils déclarent également que « *l'intégration et l'émergence d'un marché de l'électricité contribueront à la création d'un espace de libre-échange entre les pays méditerranéens et l'UE qui constituera à long terme une passerelle énergétique entre les pays de la rive sud et la rive nord de la Méditerranée* ». Au terme de ce Conseil ministériel, les cinq ministres en charge de l'énergie des pays membres de l'UMA ont particulièrement insisté sur la nécessité de promouvoir les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire¹⁰⁸.

¹⁰⁶ Les ministres de l'énergie libyen et mauritanien ont été invités en tant que membres observateurs.

¹⁰⁷ http://www.mem-algeria.org/imme/Declaration_Ministerielle_IMME.pdf

¹⁰⁸ Entretien mené auprès de Kouider Lahoual, Chargé des Affaires économiques, Secrétariat général de l'UMA, le 19 septembre 2012 à Rabat.

L'unification des marchés de l'électricité du Maghreb avec celui de l'UE ne semble pas toutefois devoir se réaliser dans des délais rapprochés, principalement en raison de l'absence d'un cadre législatif et réglementaire harmonisé. Mais, il constitue un premier pas vers l'intégration des marchés électriques du Sud de la Méditerranée. En 2011, en effet, la Commission européenne parle pour la première fois d'une « *Communauté de l'énergie entre l'Union européenne et le Sud de la Méditerranée qui s'adresserait d'abord aux pays du Maghreb et pourrait progressivement s'étendre au pays du Machrek* »¹⁰⁹.

Au Maghreb, l'écart entre, d'une part, le nombre élevé de rencontres dédiées à l'intégration régionale et, d'autre part, la faiblesse structurelle et relationnelle de ce processus, est important. Cela est symptomatique de ce qu'Abbas (2014) désigne comme un régionalisme formel sans régionalisation réelle. Ce sont les pays méditerranéens membres de l'UE qui réclament aujourd'hui le regroupement des pays du Maghreb. Ils souhaitent entreprendre un dialogue entre institutions organisées et des négociations entre partenaires « théoriquement » égaux (Mebtoul, 2011 ; Zriouli, 2012). Les approches prospectives qui prennent en compte les nouvelles configurations géopolitiques et géostratégiques, font apparaître le Maghreb comme un partenaire de taille dans la mise en place d'un espace euro-méditerranéen propice à la paix, à la sécurité, à la démocratie et au développement (Zriouli, 2012). En 1989, la création de l'UMA visait déjà à encourager la coopération euro-maghrébine dans le cadre d'un ensemble maghrébin intégré. Il s'agissait pour les États du Maghreb d'apparaître face à l'Europe – alors en voie d'intégration – comme un interlocuteur crédible. En effet, « *le seul catalyseur efficace [semblait] être la perspective de prise en compte d'un Maghreb uni par la CEE dans la conception de son avenir* » (Blin, Parisot, 1992, p. 80). Par ailleurs, les difficultés de la coopération horizontale, particulièrement entre le Maroc et l'Algérie, ont renforcé le besoin de liens verticaux (Sud-Nord). Un processus de régionalisation est véritablement à l'œuvre dans un ensemble lorsque les relations internes à un espace se multiplient jusqu'à devenir prépondérantes par rapport aux relations externes de ce même espace. Pour le Maghreb, ce processus de régionalisation est surtout appréciable dans un ensemble euromaghrébin et non intra-maghrébin.

Dans le domaine de l'énergie, la coopération maghrébine, bien que très incomplète, est cependant la plus poussée, accusant notamment des résultats concrets en termes d'infrastructures énergétiques transfrontalières (gazoducs, oléoducs, liaisons électriques). Les échanges énergétiques entre les pays du Maghreb, qui reposent encore largement sur les hydrocarbures, sont les plus denses et occupent près de deux tiers de l'ensemble des échanges intra-maghrébins. Les gazoducs algériens, dirigés vers l'Europe, contribuent non seulement à intégrer l'espace régional mais aussi sous régional, faisant du Maroc et de la Tunisie des zones

¹⁰⁹ Communication conjointe avec la Haute représentante de l'Union pour les Affaires Étrangères et la politique de sécurité du 8 mars 2011.

transitaires. Les échanges électriques restent très limités et ont surtout une finalité de « secours ». Mais ces réseaux électriques matériels établis entre les pays du Maghreb, au travers du COMELEC, sont à l'origine d'interrelations territoriales. En dépit des désaccords profonds qui les divisent, l'Algérie et le Maroc ont inauguré, en 2009, une liaison électrique de 400 kV entre Hassi Ameer (Algérie) et Bourdim (Maroc) (Keramane, 2010). En 2010 et 2014, deux interconnexions électriques algéro-tunisiennes de 400 kV sont respectivement construites entre El Hadjar et Djendouba et entre Cheffia et Jendouba. Ces interconnexions à haut voltage ont été établies, nous le verrons, dans le cadre d'initiatives euro-méditerranéennes. Les marges méridionales présentent pour l'UE un intérêt particulier parce que l'intégration y est imparfaite et en train de se faire. Cependant, même si l'UE propose les cadres dans lesquels elle souhaite une intégration, ce sont d'autres acteurs qui en disposent pour la concrétiser (Palle, 2014).

Chapitre 6

Une intégration régionale de l'électricité encouragée dans un cadre euro-méditerranéen

La Déclaration de Barcelone, adoptée lors de la conférence euroméditerranéenne tenue les 27-28 novembre 1995 stipule que « [les participants] *reconnaissent le rôle structurant du secteur de l'énergie dans le partenariat économique euro-méditerranéen et décident de renforcer la coopération et d'approfondir le dialogue dans le domaine des politiques énergétiques.* [Les participants] *décident de créer les conditions-cadres adéquates pour les investissements et les activités des compagnies d'énergie, en coopérant pour créer les conditions permettant à ces compagnies d'étendre les réseaux énergétiques et de promouvoir les interconnexions* ». Suite à la Conférence de Barcelone, la question énergétique est définitivement liée à un projet politique d'intégration régionale. Pourtant, là encore, les grands électriciens de la Méditerranée ont devancé le pas. En 1988, les compagnies électriques de la région formulent la volonté de se regrouper et créent l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME). En 1991, les différentes associations d'électriciens présentes en Méditerranée sont mises en relation au sein d'un comité de liaison méditerranéen, l'Association des électriciens en Méditerranée (MEDELEC), à l'initiative de l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique en Europe (UNIPED) et du Comité Maghrébin de l'Électricité (COMELEC). Dès 1993, l'UNIPED, le MEDELEC et quelques grandes compagnies du Nord et du Sud de la rive méditerranéenne, étudient la possibilité de construire une boucle électrique entourant le bassin méditerranéen.

Le chapitre 6 replace la coopération énergétique au Maghreb au sein d'un cadre d'action plus large et plus fonctionnel, le cadre euro-méditerranéen. La première partie retrace la coopération de l'Europe à l'égard des pays méditerranéens, son évolution ainsi que l'institutionnalisation progressive des rapports entre les deux rives, jusqu'à la consécration en 1995 du Partenariat de Barcelone. Elle montre l'importance de la question de l'énergie dans la contractualisation de ces rapports (I). La deuxième partie étudie les dynamiques d'intégration régionale en analysant la matérialisation d'un macro-système électrique méditerranéen formé d'interconnexions transnationales. Ces réseaux techniques sont à l'origine d'interrelations entre acteurs (II).

I- La coopération européenne à l'égard des pays méditerranéens : focus sur la question énergétique.

La coopération dans la zone euro-méditerranéenne s'est, en grande partie, bâtie autour des hydrocarbures, la sécurité européenne des approvisionnements devant être garantie par la politisation des rapports avec les pays méditerranéens et par l'établissement de routes énergétiques dirigées vers les pôles de consommation. De ce fait, l'énergie a beaucoup marqué, à partir du 20^{ème} siècle, les relations entre, d'une part, les pays méditerranéens producteurs d'énergie et, d'autre part, l'Europe (A). Le rôle structurant de l'énergie en Méditerranée est confirmé lors de la Conférence de Barcelone de 1995, qui initie le Partenariat euroméditerranéen. L'énergie est au cœur du dialogue régional et constitue un secteur important d'investissement (B).

A- L'évolution de la coopération entre l'Europe et la Méditerranée : un « éveil régional ».

La première révolution industrielle, née dans les Îles Britanniques à la fin du 18^{ème}, se fonde sur une ressource spécifique – le charbon – et une technique nouvelle – la machine à vapeur. Le charbon est une ressource presque inexistante dans les territoires sud-méditerranéens et est le plus souvent de mauvaise qualité. Le centre d'impulsion des innovations énergétiques s'est progressivement déplacé, au cours de cette période, de la Méditerranée orientale à l'Europe du Nord (Debeir *et alii*, 2013). Les relations bilatérales et coloniales se sont, en outre, substituées aux relations multilatérales entretenues jusqu'alors par le bassin méditerranéen. Cette situation s'est maintenue jusqu'à la Seconde Guerre mondiale et la période de Décolonisation (Vallat, 2001 ; Benalouache *et alii*, 2016).

La révolution des transports intervenue au cours du 20^{ème} siècle, fondée sur l'électricité puis le pétrole, a permis de rompre avec le handicap de l'éloignement en Méditerranée (Ponteil, 1964). Les transports sont plus rapides, leurs capacités plus grandes et leur coût plus bas. Cette révolution concerne tout aussi bien l'énergie que les marchandises et les personnes. Désormais, les pays méditerranéens ne sont plus écartés du processus de développement économique. En effet, dans un contexte favorable à la compétitivité des industries, les opportunités économiques se renforcent pour les pays du Bassin, notamment ceux de la rive sud, essentiellement grâce à leurs ressources en pétrole (Petit-Laurent, 1976). À partir de la fin des années 1950, la découverte des hydrocarbures et la montée en puissance de leur part dans les importations des pays occidentaux bouleverse la donne (Vallat, 2001), ceci ayant contribué à intensifier les échanges et à modifier l'espace énergétique régional.

Les exportations de pétrole apportent un revenu considérable, équivalent aux deux tiers de la valeur des exportations totales des pays de la rive sud en 1970¹¹⁰. C'est particulièrement le cas pour la Libye et l'Algérie mais également pour les pays qui assurent des activités de transit comme la Turquie, la Syrie, le Liban et la Tunisie. En 1970, deux tiers des exportations arabes de pétrole ont pour débouché le marché européen, ce qui représente 90 % des approvisionnements du continent en hydrocarbures. Non seulement la dépendance des pays européens vis-à-vis des pays producteurs méditerranéens s'accroît, mais la situation en Méditerranée entraîne des répercussions notables sur l'économie pétrolière internationale.

En octobre 1973, les conséquences de la guerre du Kippour ont ainsi permis de saisir toute la mesure de cette dépendance, notamment suite aux mesures d'embargo et à l'élévation des prix décidées par l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP). La stabilité de la région méditerranéenne dépend dorénavant de la sécurité des approvisionnements en pétrole. Il apparaît, à cette époque, que l'Europe est incapable de satisfaire ses besoins énergétiques à court et à moyen terme sans le pétrole arabe. Sécuriser l'approvisionnement consiste à maintenir de « bonnes » relations avec des pays, politiquement stables si possible, à diversifier les fournisseurs pour éviter une trop grande dépendance ainsi que d'éventuels défauts de livraison, et enfin à sécuriser les voies d'importation et à en établir de nouvelles si cela s'impose. Pour l'Europe, cette problématique concerne essentiellement des zones extérieures à son périmètre (Furfari, 2007 ; Favennec, 2009).

Les événements de 1973 ont modifié les termes du débat et l'Europe exprime le souhait de coopérer avec les pays arabes, principaux fournisseurs de pétrole (Petit-Laurent, 1976). L'Europe s'exprime d'une voix unique, celle de la Communauté Économique Européenne (CEE). La CEE, instituée par le Traité de Rome en 1957, prolonge l'œuvre de construction européenne initiée par la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA) et rassemble en 1957 six pays – France, République Fédérale d'Allemagne (RFA), Italie, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg. Elle s'élargit en 1973, avec l'entrée du Royaume-Uni, de l'Irlande et du Danemark ; puis en 1981, avec celle de la Grèce et enfin, en 1986, avec l'intégration de l'Espagne et du Portugal. En 1993, l'application du Traité de Maastricht laisse place à l'Union européenne (UE).

La CEE, qui en 1968 achève la réalisation de son union douanière, rassure en tant que partenaire. Première puissance commerciale au monde dans les années 1970, la CEE est de loin le principal client des pays sud-méditerranéens. En raison de son envergure économique et politique, de la dimension de son marché et surtout de sa proximité géographique, les pays méditerranéens la préfèrent aux États-Unis et à l'URSS, dans un contexte géopolitique pourtant marqué par la bipolarisation de la Guerre froide. Pour les pays du Maghreb, il s'agit aussi de trouver une alternative à des liens trop étroits avec la France (Petit-Laurent, 1976).

¹¹⁰ Ce taux dépasse 85 % en 1974.

Les pays méditerranéens disposent eux-aussi d'arguments de taille pour exercer sur la CEE une pression politique qui irait dans le sens d'une plus grande coopération dans la région. Des pays membres de la CEE partagent, en effet, un lourd passé colonial avec certains pays de la rive sud, ce qui suggère une responsabilité directe à leur égard. Par ailleurs, le destin de la CEE est, selon eux, indéniablement lié à celui de la Méditerranée, à laquelle elle appartient géographiquement. Par conséquent, si la CEE n'assumait pas cette responsabilité, elle en subirait, en termes de désordres et d'insécurité, directement les conséquences qui affecteraient sa propre prospérité et menaceraient la paix. Les événements de 1973 ont appuyé ce discours, plaçant l'enjeu autour de l'énergie au centre du débat.

Avant les années 1970 pourtant, au moment de l'entrée en vigueur du Traité de Rome (1957), la volonté d'élaborer et de pratiquer une politique d'ensemble à l'égard du Bassin méditerranéen est à l'ordre du jour. Mais l'action de la CEE a été limitée. Sur le plan économique, cette action était incomplète, car la CEE n'a pas formulé de politique extérieure commune à l'égard des pays méditerranéens, en particulier dans le domaine de l'énergie, empêchant ainsi un dialogue avec les pays pétroliers. A cette époque toutefois, le projet d'une zone de libre-échange euro-méditerranéenne se profilait déjà, mais les conditions de sa réalisation étaient profondément incertaines. Les économies du Sud et du Nord étaient effectivement plus concurrentielles que complémentaires, caractérisées par des productions très similaires et par une absence de spécialisation (Berdar, 2007).

Il faut attendre le début des années 1970 pour que la CEE commence à définir concrètement une politique d'ensemble à l'égard des pays de la rive méridionale. La décennie 1970 marque, en effet, l'institutionnalisation des relations entre la CEE et le reste des pays du Bassin. La conférence des chefs d'État de gouvernement, tenue à Paris, en septembre 1972, initie une approche globale des rapports entre les deux parties et lance la Politique Méditerranéenne Globale (PMG), qui rompt avec les accords antérieurs car elle sert une dimension politique régionale. Cette politique ne s'applique pas dans le cadre d'une approche multilatérale interrégionale mais par le biais de négociations bilatérales entre la CEE et les pays méditerranéens dans les domaines technique et financier et même environnemental. Cette PMG apparaît « *clairement comme un substitut économique à une démarche politique encore impossible* » (Berdar, 2007, p. 107). La PMG a certes l'avantage de constituer une structure de dialogue, mais elle existe plus pour la forme que par son contenu. Ces initiatives étaient, en réalité, principalement liées à des enjeux stratégiques et énergétiques (Berdar, 2007). « *Les accords conclus entre la Communauté et la plupart des pays méditerranéens n'avaient été la traduction [...] de motivations économiques et politiques que lorsqu'il s'était agi de sécurité énergétique et géographique* » (Petit-Laurent, 1976, p. 80). Les résultats directs furent globalement médiocres, même si les accords permirent de stabiliser les échanges et que leur répercussion fut considérable au plan politique, faisant prendre conscience à la CEE de ses responsabilités méditerranéennes.

La CEE, à l'égard du Maghreb, a toujours posé comme principe l'égalité de traitement des trois pays. Mais l'Algérie continue pourtant de jouir, à cette période, de sa position d'ex-partie d'un État membre. L'Algérie est un interlocuteur favorisé par la CEE, car elle est richement dotée en hydrocarbures et défend des positions plus dures, prétendant à un certain leadership dans la région. Cette prétention est d'ailleurs consacrée par la Conférence d'Alger en septembre 1973. Interlocuteur privilégiée de la CEE, elle est toutefois un partenaire peu commode pour ses voisins. Si l'Algérie promeut la solidarité maghrébine, c'est surtout pour renforcer son pouvoir de négociation vis-à-vis de la CEE (Petit-Laurent, 1976).

Dans la continuité de la PMG, la Commission européenne propose, en 1990, une Politique Méditerranéenne Rénovée (PMR), qui réitère l'idée selon laquelle la proximité géographique et la multiplication des relations de toutes natures favorisent la stabilité et la prospérité des pays méditerranéens non-membres de la CEE ainsi que celles de la Communauté elle-même. La PMR a donné à la coopération euro-méditerranéenne un contenu encore plus ambitieux. Elle propose, entre autres, le développement de la coopération régionale et un appui à l'ajustement structurel¹¹¹ des pays méditerranéens matérialisé par de lourdes réformes économiques. Ces principes en faveur de la paix, de la stabilité et du développement de la région sont définitivement consacrés lors de la conférence euro-méditerranéenne des ministres des affaires étrangères qui s'est déroulée à Barcelone les 27 et 28 novembre 1995 et sont inscrits dans la Déclaration de Barcelone.

B- Le processus de Barcelone : la Méditerranée, objet de grandes politiques régionales.

1- Les objectifs de la Déclaration de Barcelone : le Partenariat de Barcelone.

La Déclaration de Barcelone, assortie d'un programme de travail, est un acte fondateur d'un partenariat euro-méditerranéen. Ce dernier a été initié lors de la conférence euro-méditerranéenne de 1995 à laquelle ont participé les États membres de l'UE ainsi que les 12 Pays Tiers Méditerranéens¹¹² (PTM) (Algérie, Chypre, Égypte, Israël, Jordanie, Liban, Malte, Maroc, Syrie, Tunisie, Turquie et Autorité palestinienne). La Ligue des États arabes et l'Union du Maghreb Arabe (UMA) ont été également invitées. Le Partenariat repose sur trois volets.

■ Le partenariat politique et de sécurité.

¹¹¹ Le Maroc adopte son Plan d'Ajustement Structurel (PAS) en 1983, la Tunisie en 1986.

¹¹² La Libye assiste aux conférences ministérielles des affaires étrangères qui suivirent la rencontre de Barcelone en tant qu'observateur. Sanctionnée, depuis 1993, par l'ONU pour son implication dans des actes terroristes (sanctions suspendues en 1999 et levées en 2003) et soumise à un embargo européen (levé en 2004), elle ne prend parti au processus de Barcelone qu'à partir de 2008.

Il vise à l'émergence d'un espace commun de paix et de stabilité en Méditerranée. Pour ce faire, un dialogue politique multilatéral doit être mis en place, en complément de la coopération bilatérale prévue dans le cadre des Accords d'association euro-méditerranéens. Ainsi les partenaires s'engagent à :

- Respecter les droits de l'homme et les libertés fondamentales, par l'application des principes de la Charte des Nations Unies, de la déclaration universelle des droits de l'homme et du droit international, ainsi qu'à échanger des informations dans ces domaines ;
- Respecter les principes d'État de droit et de démocratie, tout en reconnaissant le droit de chaque partenaire à choisir et développer librement son système politique, socioculturel, économique et judiciaire ;
- Respecter la souveraineté des États, l'égalité de droits des peuples et leur droit à disposer d'eux-mêmes ;
- Respecter l'intégrité territoriale, les principes de non-intervention dans les affaires intérieures et le règlement pacifique des conflits ;
- Lutter contre le terrorisme, la criminalité organisée et le trafic de drogue ;
- Promouvoir la sécurité régionale, éliminer les armes de destruction massive, adhérer aux régimes internationaux et régionaux de non-prolifération nucléaire, aux accords de limitation des armements et de désarmement.

En se fondant notamment sur les résolutions du Conseil de sécurité des Nations Unies, les partenaires se sont accordés sur le règlement juste, global et durable des conflits au Moyen-Orient.

■ Le partenariat économique et financier.

Il a pour objectif l'établissement d'une zone de prospérité partagée en Méditerranée, en particulier grâce au développement socio-économique des PTM. Le Partenariat constitue pour la région un cadre macro-économique favorable. Une série de réformes doit être entreprise pour aboutir à l'instauration d'une zone de libre-échange (ZLE), se traduisant par l'élimination progressive des barrières douanières aux échanges commerciaux de produits manufacturés. Une libéralisation progressive des échanges de produits et de services est également envisagée par les participants. La mise en place de la ZLE repose sur les accords d'association, étayés plus avant, ainsi que les accords de libre-échange établis entre les PTM¹¹³. Des priorités ont été définies afin de faciliter la mise en place de la ZLE :

- Adopter un régime douanier de cumul de l'origine des marchandises, adapter les règles de concurrence, de certification des opérateurs économiques et de protection des droits de propriété intellectuelle ;

¹¹³ Les accords ont été conclus dans le respect des règles de l'Organisation Mondiale du Commerce.

- Développer l'économie de marché, le secteur privé, les transferts de technologie et l'intégration économiques des PTM ;
- Moderniser les structures économiques et sociales, et encourager les programmes en faveur des populations les plus démunies ;
- Favoriser le libre-échange, harmoniser les règles et les procédures douanières, éliminer les obstacles techniques injustifiées aux échanges de produits agricoles.
- La coopération économique vise, par ailleurs, à :
- Favoriser l'épargne privée et les investissements, y compris les investissements directs étrangers ;
- Encourager la coopération régionale entre les PTM ;
- Créer un environnement favorable à l'industrie et aux Petites et Moyennes Entreprises (PME) ;
- Parvenir à une gestion durable de l'environnement, de l'énergie, des ressources naturelles et des stocks de pêche ;
- Promouvoir le rôle des femmes dans l'économie ;
- Moderniser l'agriculture.
- La question des infrastructures de transport, du développement des technologies de l'information et de la modernisation des télécommunications a également été posée dans ce cadre.

■ Le partenariat social, culturel et humain.

Les partenaires coopèrent pour le développement des ressources humaines, la compréhension entre les cultures et les échanges entre les sociétés civiles. La déclaration de Barcelone et son programme de travail mettent l'accent sur certains aspects, et parmi eux :

- L'importance du dialogue interculturel et interreligieux ;
- L'importance du rôle des médias pour la connaissance et la compréhension réciproque des cultures ;
- Les échanges culturels, l'apprentissage des langues, la mise en œuvre de programmes éducatifs et culturels respectueux des identités culturelles ;
- L'importance du domaine de la santé et du développement social, ainsi que du respect des droits sociaux fondamentaux ;
- La participation de la société civile au partenariat euro-méditerranéen et le renforcement de la coopération entre autorités régionales et locales ;
- La lutte contre l'immigration clandestine, le terrorisme, le trafic de drogues, la criminalité internationale et la corruption.

C'est dans le cadre du volet partenariat économique et financier que les problématiques euro-méditerranéennes liées à l'énergie, en particulier celle de l'intégration des marchés de l'énergie, se posent (économie de marché, infrastructures de transport, densification des

échanges, etc). En effet, l'intégration énergétique régionale s'appuie sur un des objectifs majeurs de ce volet : la création d'une ZLE.

2- Les objectifs de la Déclaration de Barcelone : la création d'une ZLE euro-méditerranéenne, les accords d'association.

Le partenariat économique et financier repose sur un cadre institutionnel dense et complexe dans lequel cohabitent de nombreux dispositifs, et parmi eux, les accords d'association. D'une durée illimitée, les accords d'association remplacent ceux signés dans les années 1970. Cadre pour un dialogue politique, ils ont pour but l'instauration d'une ZLE euro-méditerranéenne à l'horizon 2010. Ils comportent ainsi des clauses telles que la libre circulation des marchandises, la coopération économique et financière. À la différence des accords de libre-échange, les accords d'association ne réduisent pas la coopération à une dimension commerciale, mais sont accompagnés d'outils financiers qui appuient les réformes économiques en cours dans les pays méditerranéens signataires. Le suivi des accords d'association est assuré grâce à des réunions annuelles du Conseil d'association, établi entre l'UE et chacun des pays partenaires est préparé par un comité d'association constitué de fonctionnaires. La Tunisie, le Maroc et l'Algérie ont signé des Accords d'association avec l'UE, respectivement entrés en vigueur en 1998, 2000 et 2005.

En 2003, l'UE lance la Politique européenne de Voisinage (PeV) qui vise globalement à l'amélioration des rapports de la Communauté avec le voisinage¹¹⁴ n'entrant pas dans le projet d'adhésion. À ce titre, cette PeV concerne tout autant les pays méditerranéens que d'anciennes républiques soviétiques (Ukraine, Moldavie, Géorgie, Arménie et Azerbaïdjan). Dans le cadre de la PeV, les pays méditerranéens sont soumis à deux conditions principales (principe de conditionnalité) dont l'une concerne directement les accords d'association. Ces derniers obligent les pays contractants à abaisser les barrières douanières. Pour ce faire, l'UE propose un appui technique et financier qui soutienne l'application des règles de droit de l'UE. La seconde condition concerne la capacité des pays à mener à bien la mise en œuvre d'un projet, capacité sans laquelle l'octroi d'une aide financière par l'UE n'est pas possible. Ainsi, pour chacun des pays partenaires, le niveau et l'intensité des relations à entretenir dépendent du degré de partage effectif des valeurs communes, de la coopération antérieure, des intérêts communs ainsi que des besoins et des capacités de chaque pays. Cette conception se traduit par l'adoption, par chacun d'entre eux, d'une politique dédiée notamment à la mise en œuvre et au financement de projets ciblés (Camau, 2010). Cette conditionnalité a rendu plus difficile l'accès aux subventions communautaires. Cette nouvelle formule de coopération n'a d'ailleurs pas fait l'unanimité au Maghreb, à l'exception notable du Maroc (Baghzouz, 2009). La création d'une zone euro-méditerranéenne de libre-échange à l'échéance 2010 reste, à ce jour, largement

¹¹⁴ Ces pays incluent les pays du voisinage oriental de l'UE ou « *Eastern Neighbourhood region* » (Arménie, Azerbaïdjan, Géorgie, Moldavie, Ukraine) ainsi que les pays du voisinage Sud de l'UE ou « *Southern Neighbourhood region* » (Égypte, Jordanie, Liban, Maroc, Palestine, Tunisie).

inachevée. Quatre pays (Jordanie, Égypte, Maroc, et Tunisie) ont néanmoins signé un accord – Accord d'Agadir – qui vise à instaurer une ZLE entre les pays membres.

3- L'Accord d'Agadir.

Cet accord, entré en vigueur le 25 février 2004, se présente comme une contribution aux efforts déployés pour l'instauration d'une ZLE à l'échelle euro-méditerranéenne. Il vise notamment à la dynamisation des échanges commerciaux, au développement du tissu industriel, à la promotion de l'activité économique et de l'emploi, et enfin à l'amélioration de la productivité et du niveau de vie dans les pays membres. L'entrée en vigueur de l'accord a d'ailleurs été accompagnée d'une exonération totale et immédiate de tous les produits originaires des pays membres à l'exception des produits exclus pour des raisons de sécurité, de santé et d'environnement. La coordination des politiques économiques globales et sectorielles¹¹⁵ des pays membres ainsi que l'harmonisation des législations des pays membres en matière économique sont également des enjeux essentiels dans le cadre de cette coopération. Tout pays membre de la Ligue des États Arabes ayant conclu un accord d'association ou un accord de libre-échange avec l'UE peut adhérer à cette zone, sous réserve d'une acceptation de l'ensemble des pays membres. La communauté européenne soutient financièrement cette initiative (apport de huit millions d'euros, en dehors du programme MEDA). Cet apport financier a notamment permis de mettre en place une assistance technique dans les pays concernés (mise en place de l'unité technique, réalisations d'études, organisations de manifestations, séminaires, forums, etc).

Du Partenariat de Barcelone résulte globalement un dispositif qui combine à la fois une logique bilatérale (l'adhésion aux normes de l'UE s'est faite en « ordre dispersé » (Camau, 2010) et une logique multilatérale. Cette dernière consiste en une série d'actions telles que les conférences ministérielles, les groupes de travail ou les forums.

4- Les conférences euro-méditerranéennes : la problématique énergétique au cœur du dialogue régional.

Afin d'assurer le suivi décisionnel de la Déclaration de Barcelone et les engagements pris, des conférences euro-méditerranéennes des ministres des affaires étrangères, entre autres, ont lieu tous les ans ou les deux ans. Depuis la conférence qui s'est déroulée à Barcelone en 1995, sept conférences se sont tenues [cf. encadré 5].

Des conférences sectorielles sont aussi régulièrement organisées. Par exemple, dans les secteurs de l'agriculture (Venise (novembre 2003), Palerme (novembre 2014)), de la coopération industrielle (Bruxelles (mai 1996), Klagenfurt (octobre 1998), Limassol (juin

¹¹⁵ En particulier dans les domaines du commerce extérieur, de l'agriculture, de l'industrie, des finances, de la fiscalité, des services et des douanes.

2000), Caserta (octobre 2004), Bruxelles (février 2014)), de l'eau (Marseille (novembre 1996), Turin (octobre 1999), Montpellier (octobre 2015)) ou encore de l'environnement (Helsinki (novembre 1997), Athènes (juillet 2002 et mai 2014)).

IIe conférence euro-méditerranéenne à Malte 15-16 avril 1997 ;
IIIe conférence euro-méditerranéenne à Stuttgart, 15-16 avril 1999 ;
IVe conférence euro-méditerranéenne à Marseille, 15-16 novembre 2000 ;
Ve conférence euro-méditerranéenne, à Valence, 22-23 avril 2002 ;
VIe conférence euro-méditerranéenne à Naples, 2-3 décembre 2003 ;
VIIe conférence euro-méditerranéenne à Luxembourg, 30-31 mai 2005 ;
VIIIe conférence euro-méditerranéenne à Tampere, 27-28 novembre 2006.

Encadré 5 – Les sept conférences tenues après la Conférence de Barcelone entre 1995 et 2006

Dans le domaine de l'énergie, la Déclaration de Barcelone reconnaît « *le rôle structurant du secteur de l'énergie dans le partenariat économique euro-méditerranéen* ». Les parties prenantes ont décidé de « *créer les conditions-cadres adéquates pour les investissements et les activités des compagnies d'énergie, en coopérant pour créer les conditions permettant à ces compagnies d'étendre les réseaux énergétiques et de promouvoir les interconnexions* ». Elle promeut également le renforcement de la coopération et un approfondissement du dialogue autour des politiques énergétiques.

La première Conférence euro-méditerranéenne ayant réuni les ministres du secteur de l'énergie des pays partenaires s'est tenue à Trieste du 7 au 9 juin 1996. Elle a été l'occasion de mettre en place un cadre flexible de dialogue entre les acteurs du secteur – autour des politiques énergétiques, des infrastructures, des réseaux et de la coopération industrielle – et de définir les orientations des prochaines réunions ministérielles. Les discussions seront menées sur la base de la communication de la Commission relative au "Partenariat européen dans le secteur de l'énergie" adoptée le 3 avril 1996 et des résultats du Conseil de l'énergie du 7 mai 1996. La création d'un Forum énergétique euro-méditerranéen a été proposée avec pour principaux objectifs de structurer la coopération entre la Communauté et les partenaires méditerranéens à travers, d'une part, l'établissement de réseaux entre administrations et de l'échange de données avec l'industrie et, d'autre part, l'élaboration de mécanismes transparents en vue de la réalisation des projets. La mise en œuvre de projets d'intérêt commun tels que le renforcement des réseaux transeuropéens de gaz naturel et d'électricité est également un objectif fixé par la conférence de Trieste. Enfin, les partenaires s'accordent sur la nécessité de facilités de financement de projets dans le secteur, au travers, en particulier, de l'élaboration de méthodes pour l'accès aux financements prévus dans le cadre du programme MEDA.

La deuxième Conférence euro-méditerranéenne des ministres de l'énergie est organisée à Bruxelles en mai 1998. Trois axes majeurs, aujourd'hui encore au centre de la vision européenne de l'énergie, en sont ressortis : (i) la sécurité de l'approvisionnement ; (ii) la compétitivité de l'industrie énergétique en vue d'une libéralisation totale du secteur en 2010 ; (iii) la protection de l'environnement et le développement durable, dans un contexte marqué par

l'adoption un an plus tôt du protocole de Kyoto. Un premier plan d'action couvrant la période 1998-2002, qui prévoit une coopération au niveau politique, administratif et industriel, a été établi. Trois groupes de travail *ad hoc* ont été formés pour garantir le suivi du plan d'action énergétique. Il a été formulé, dans ce plan d'action, des initiatives spécifiques allant en priorité dans le sens de la réforme des secteurs de l'énergie, de l'intégration des marchés et du développement des interconnexions.

Une des premières structures euro-méditerranéennes dédiées à la maîtrise énergétique est née dans ce contexte : l'Association méditerranéenne des agences nationales de maîtrise de l'énergie (MEDENER), qui regroupe des agences nationales chargées de l'efficacité énergétique et de la promotion des énergies renouvelables. Cette association internationale, à but non lucratif, a été fondée en 1997 à Tunis. Elle réunit aujourd'hui 11 agences nationales : l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME – France), l'Institut pour la Diversification et les Économies d'Énergie (IDAE – Espagne), l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME – Tunisie), l'Agence Nationale pour la Promotion de l'Énergie et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE – Algérie), l'Association Libanaise pour la Maîtrise de l'Énergie et pour l'Environnement (ALMEE – Liban), le Centre pour les Énergies Renouvelables et les Économies d'Énergie (CRES – Grèce), le Centre Palestinien pour l'Énergie, l'Environnement et la Recherche (PEC – Autorité Palestinienne), l'Agence Nationale pour les Nouvelles Technologies, l'Énergie et le Développement Économique Durable (ENEA – Italie), l'Agence Portugaise pour l'Énergie (ADENE – Portugal), le Centre National de Recherche sur l'Énergie (NERC – Jordanie), et l'Agence pour le Développement des Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (ADEREE). L'association MEDENER est une plateforme d'expertise régionale qui a pour vocation de procéder à des échanges d'expériences, de savoir-faire entre ses membres mais également entre ses membres et ses partenaires¹¹⁶. Elle accélère le transfert de compétences, de méthodes et de technologies en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, et assiste les États dans la formulation et la mise en œuvre de politiques énergétiques. Elle cherche, par ailleurs, à promouvoir les partenariats entre les secteurs public et privé en s'appuyant sur les compétences de ses membres. L'association met ainsi en place des groupes de travail thématiques, identifie des projets d'investissements notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique dans le bâtiment ou de la durabilité urbaine, élabore des outils et des guides et organise régulièrement des rencontres.

Lors de la troisième conférence ministérielle du Forum Euro-méditerranéen de l'énergie à Athènes les 20 et 21 mai 2003, le bilan du plan d'action 1998-2002 est toutefois peu concluant

¹¹⁶ Les partenaires de MEDENER sont : l'Agence Française de Développement, la Banque Européenne d'Investissement, le Centre Méditerranéen pour l'Intégration, la Commission européenne, le Fond Français pour l'environnement mondial, l'Institut Méditerranéen des Énergies Renouvelables, le Plan Bleu, l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, l'Institut de Prospective Économique du monde Méditerranéen, Defismed, le Secrétariat de l'Union Pour la Méditerranéen, et le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, et le Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (RCREEE).

et le développement des infrastructures très limité, loin des espérances de la conférence de Barcelone. De nouveaux éléments de politique énergétique sont définis à l'issue de cette rencontre dans le cadre d'un plan d'action pour la période 2003-2006 : (i) l'accélération des réformes dans les pays de la rive sud méditerranéenne en vue d'une intégration graduelle des marchés électriques et gaziers euro-méditerranéens ; (ii) l'affirmation de la sécurité et de la sûreté des approvisionnements et des infrastructures énergétiques euro-méditerranéennes et le renforcement du transport maritime d'hydrocarbures ; (iii) le développement des interconnexions énergétiques Sud-Sud et Nord-Sud¹¹⁷ ; (iv) la promotion du potentiel en énergies renouvelables ; (v) un soutien au protocole de Kyoto ; (vi) une meilleure gestion de la demande en énergie ; et (vii) l'harmonisation des normes et standards de même que des systèmes d'information et de statistiques auxquels les secteurs de l'énergie des pays de la rive sud ont recours.

Des groupes de travail sous-régionaux ont été également constitués de façon à définir, élaborer et mettre en place des programmes de coopération autour des actions prioritaires exposés ci-dessus. La Commission européenne est partie prenante ainsi que les représentants des pays partenaires, tels que :

- La Tunisie, l'Algérie et le Maroc pour la mise en œuvre progressive des conditions nécessaires au développement d'un marché maghrébin de l'électricité et à son intégration future au marché électrique intérieur de l'UE ;
- Israël et l'Autorité palestinienne pour l'identification et la promotion des projets énergétiques spécifiés en annexe I, chapitre 2 de la Déclaration de Barcelone ;
- L'Italie, la Grèce et la Turquie pour le développement des liaisons gazières qui permettront *in fine* l'achèvement de l'anneau gazier méditerranéen et l'intégration des marchés euro-méditerranéens du gaz et de la région des Balkans *via* le corridor de transmission entre la Grèce et l'Autriche qui passe par la Macédoine, la Serbie, le Monténégro, la Bosnie-Herzégovine, la Croatie et la Slovénie ;
- La Turquie et l'Autriche pour le projet de gazoduc « Nabucco » *via* la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de tous les pays concernés et de servir la compétitivité du futur marché euro-méditerranéen intégré du gaz ;
- L'Égypte, la Jordanie, la Syrie, le Liban et la Turquie pour la construction graduelle d'un gazoduc au Machrek pour renforcer l'intégration de la sous-région et approvisionner le marché européen et la région des Balkans.

Le 21 septembre 2006, année durant laquelle prend fin le plan d'action défini lors de la conférence d'Athènes en 2003, se tient, à Bruxelles, la réunion du Forum euro-méditerranéen

¹¹⁷ Cette orientation était déjà incluse dans la Communication de la commission au Conseil et au Parlement européen relative à l'élaboration d'une politique énergétique pour l'Union européenne élargie, ses voisins et partenaires (COM (2003) 262 final).

de l'énergie, au cours de laquelle il est recommandé que la coopération établie pour la période 2008-2013, renforce et élargisse les activités régionales dans le domaine de l'énergie. La question de l'intégration des marchés est de nouveau soulevée ainsi que la nécessité de promouvoir des projets d'intérêt commun et d'encourager les initiatives en matière d'énergies renouvelables. À Limassol (Chypre), le 17 décembre 2007, la cinquième conférence euro-méditerranéenne des ministres de l'énergie initie un plan d'action pour la période 2008-2013 et entérine de nouvelles orientations. Ainsi, les participants fixent comme objectif la création d'un marché commun de l'énergie intégré et interconnecté à l'échelle euro-méditerranéenne, fondé sur la libre concurrence et l'accès réciproque aux marchés. Cette conférence qui aboutit, par ailleurs, à la Déclaration de Limassol, consacre l'injonction d'un développement durable dans le domaine de l'énergie.

Les accords d'association du partenariat euro-méditerranéen prévoient, afin de mettre en œuvre de façon effective le Partenariat de Barcelone, des outils de coopération financière. Cela donne notamment lieu à la mise en place du programme MEDA, de la Facilité Euro-Méditerranéenne d'Investissement et de Partenariat (FEMIP), gérée par la BEI, de la Facilité d'Investissement pour le Voisinage (FIV), ainsi que de programmes nationaux entre les partenaires méditerranéens et les États membres de l'UE. Ces mécanismes sont une base du renforcement du processus d'intégration régionale par une intégration par le marché (Akrimi, 2004). La politique énergétique a ainsi été réinvestie au travers de programmes et de projets financés par le programme MEDA et la BEI-FEMIP et compte parmi ses objectifs des axes spécifiques (mise à niveau des infrastructures énergétiques, construction des interconnexions électriques et gazières, intégration des marchés nationaux dans une perspective régionale). Les programmes financés dans le domaine de l'énergie sont étroitement liés à la lutte pour la protection de l'environnement.

5- L'assistance financière communautaire.

■ Le programme MEDA.

Les instruments financiers communautaires (MEDA, FEMIP) s'inscrivent dans le cadre du Partenariat économique et financier [cf. figure 21]. Le programme MEDA a été décidé par le Conseil européen de Cannes en juin 1995 et représente l'instrument financier principal du partenariat euro-méditerranéen. Il constitue une aide financière et technique pour accompagner les pays méditerranéens dans la réalisation des objectifs de la Déclaration de Barcelone et soutenir, en particulier, la transition économique des PTM en vue de la construction d'une zone euro-méditerranéenne de libre-échange. Les protocoles financiers bilatéraux jusqu'alors existants entre l'UE et les pays méditerranéens ont été remplacés par le programme MEDA. Ce sont les États, les régions, les collectivités locales, les organismes publics et les organisations non gouvernementales des pays membres de l'UE ainsi les Pays Partenaires Méditerranéens (PPM) qui bénéficient de ce programme.

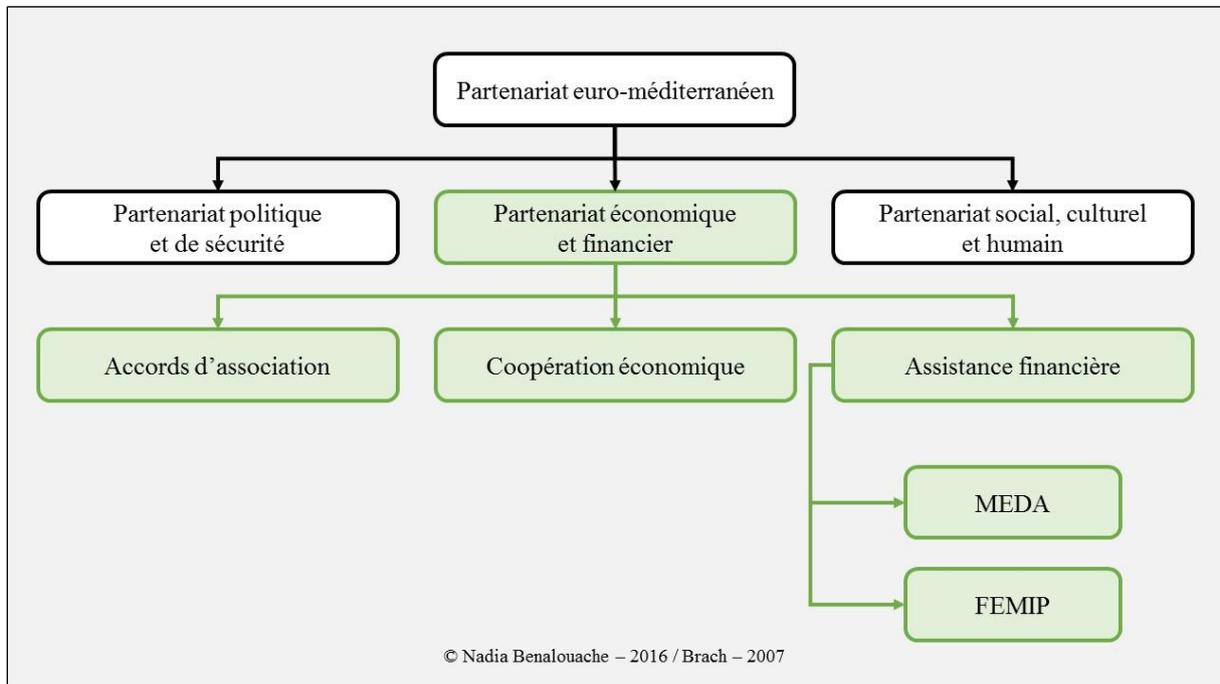


Figure 21 – Structure du Partenariat économique et financier du Partenariat euro-méditerranéen

Ce dernier soutient les réformes socio-économiques afin notamment de développer le secteur privé et d'appuyer la modernisation des entreprises, en mettant l'accent sur l'appui aux PME et la création d'emplois, l'ouverture des marchés, le développement des investissements privés, la croissance des échanges commerciaux régionaux, la mise à niveau des systèmes économiques (y compris financiers et fiscaux) etc. Dans le cadre du programme MEDA, le développement socio-économique doit également s'inscrire dans la continuité des enjeux du développement durable par le biais notamment d'une participation de la société civile à la conception et à l'application du développement, de l'amélioration des services sociaux, de la défense de droits de l'homme et de l'égalité des sexes, et, enfin, de la promotion des échanges culturels, de la formation professionnelle ainsi que de la Recherche et Développement (R&D). La coopération régionale, sous-régionale et transfrontalière est un autre axe d'action majeur du programme MEDA. Cette action passe, pour partie, par la mise en place de structures de coopération régionales entre les pays du groupe des PTM et entre les PTM, l'UE et ses États membres, elle passe également par le renforcement et la mise à niveau des infrastructures de transports, d'énergie et de communication, en vue d'accroître les échanges régionaux, la promotion de la coopération décentralisée à travers les échanges entre les sociétés civiles de l'UE et les sociétés civiles des PTM grâce à la mise en réseau de multiples acteurs (syndicats, entreprises, universités, associations, médias, organisations non gouvernementales, etc.).

Pour atteindre ces objectifs, les financements MEDA peuvent prendre plusieurs formes telles que les aides non remboursables, dont la gestion est confiée à la Commission européenne, pour le financement ou le cofinancement d'activités, projets ou programmes ; les capitaux à risque accordés et gérés par la BEI pour soutenir le secteur privé (en particulier financier) ou

encore des bonifications d'intérêt¹¹⁸ pour les prêts de la BEI dans le cadre de la protection de l'environnement. La collaboration et la coopération avec les institutions financières internationales et les autres donateurs sont, par ailleurs, encouragées par la Commission. Les actions financées recouvrent aussi différentes formes : assistance technique, développement des institutions, formations, séminaires, études, projets d'investissement, etc.

Le montant du financement s'élève à 3 435 millions d'euros pour la période 1995-1999 avec MEDA-I et à 5 350 millions d'euros, pour la période 2000-2006, avec MEDA-II. L'octroi des financements est conditionné par des exigences (respect des accords, avancées des réformes internes, égard aux droits de l'homme, etc.) et se fait par projet et non par pays. Les décisions d'acceptation dépendent des priorités des bénéficiaires, de leur capacité de gestion et des progrès accomplis dans la réforme structurelle. L'aide financière accordée par l'UE *via* le programme MEDA était consacrée à raison de 80 % environ à des actions bilatérales (plus précisément, 84,6 % pour MEDA I [1995-1999] et 76 % pour MEDA II [2000-2006] (Camau, 2010)).

Entre 1995 et 2005, l'aide financière de l'UE a accusé un retard du fait des lourdeurs procédurières et concerné, par ailleurs, les pays d'Europe Centrale et Orientale essentiellement. Durant cette décennie, le montant des sommes allouées aux fonds MEDA s'élève environ à 10 milliards d'euros alors que celui consacré à l'élargissement de l'UE à l'Est avoisine 40 milliards d'euros. Depuis 2005, néanmoins, les aides financières à destination des PTM ont augmenté. Ils s'appuient, d'une part, sur les crédits du programme MEDA (huit milliards d'euros pour la période 2006-2013) et d'autre part, sur les prêts accordés par la BEI à travers de la Facilité Euro-Méditerranéenne d'Investissement et de Partenariat (FEMIP), lancée en 2002, et qui s'élèvent à 8,7 milliards d'euros pour la période 2007-2013 (Telle, 2009). Le programme MEDA a été remplacé depuis 2008 par la FIV, qui s'inscrit non plus dans le cadre du Partenariat de Barcelone mais dans celui de l'Union Pour la Méditerranée (UPM), lancée la même année.

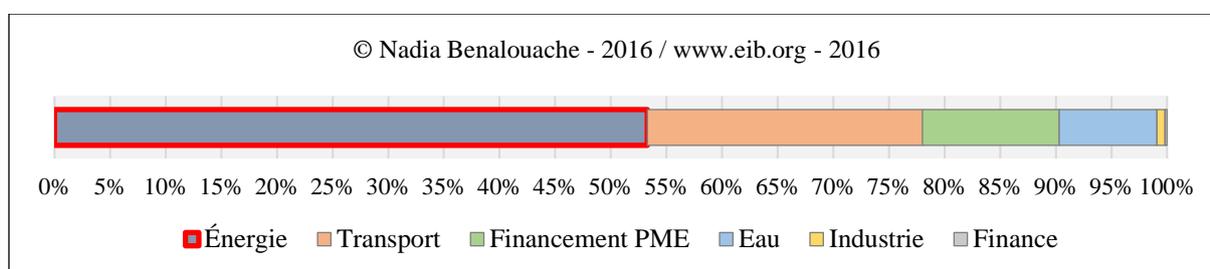
■ La FEMIP : un instrument destiné aux Pays Partenaires Méditerranéens (PPM).

La BEI accorde des prêts depuis les années 1970 mais ils sont, depuis 1995, en constante augmentation. Le Partenariat de Barcelone est en effet devenu un cadre favorable, au sein duquel la BEI prête et subventionne les PSEM. Au tournant des années 2000, l'UE désire toutefois réformer le financement associé au Partenariat euro-méditerranéen et décide de mettre en place un outil, la FEMIP, destiné spécifiquement aux PPM, à savoir l'Algérie, l'Égypte, Gaza-Cisjordanie, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, Syrie et Tunisie¹¹⁹.

¹¹⁸ Le taux de bonification ne peut dépasser les 3%.

¹¹⁹ La BEI prévoit également de commencer ses activités en Libye après la signature avec le pays d'un accord-cadre, actuellement en cours d'élaboration. Par ailleurs, la BEI a suspendu tous les décaissements et les contrats

La FEMIP a été, sous l'égide de la BEI, lancée le 18 octobre 2002. Elle est financée à partir des ressources de la BEI, banque de l'UE, et doit servir à donner un nouvel élan à la croissance des Pays Partenaires Méditerranéens (PPM), en développant notamment le processus de privatisation des économies méditerranéennes, en vue de l'établissement d'une union douanière entre l'UE et les pays partenaires. La FEMIP dispose annuellement de près de 3 milliards d'euros sous forme de prêts, de subventions et de dons, représentant plus de 40% des financements de la BEI. Ce financement sert notamment aux prestations d'assistance technique ou à la réalisation d'études sectorielles (De Fontaine Vive Curtaz, 2006). Depuis 2002, plus de 19 milliards d'euros ont été investis dans les pays méditerranéens par l'intermédiaire de la FEMIP. En 2015, 1,4 milliards d'euros de prêts ont été signés pour financer 12 opérations. 53,4 % des fonds ont été consacrés au secteur de l'énergie soit environ 758 millions d'euros [cf. graphique 21]. La FEMIP soutient aujourd'hui activement les objectifs poursuivis par l'UPM, en particulier le Plan Solaire Méditerranéen (PSM), en complément de la FIV.



Graphique 21 – Financement par secteurs dans le cadre de la FEMIP en 2015 (en %)

La boucle électrique méditerranéenne, qui a une portée symbolique et hautement politique, est l'un des projets financés par le programme MEDA. En effet, l'électricité a fait l'objet d'initiatives euro-méditerranéennes majeures. Ces initiatives promeuvent la construction d'interconnexions électriques transnationales entre les pays riverains de la Méditerranée, dont la finalité n'est pas seulement solidaire (secours mutuel) mais aussi commerciale. Ces corridors électriques favorisent les échanges entre des pays géographiquement proches. Le développement des interconnexions électriques au sud du Bassin est posé comme une priorité voire un préalable à la construction d'un marché libéralisé de l'énergie.

II- Interconnecter électriquement la Méditerranée : l'émergence d'un macro-système électrique régional.

La coopération électrique méditerranéenne s'opère essentiellement sur le mode projet et cristallise de nombreux acteurs eux-mêmes structurés au sein d'associations (A). Le système électrique méditerranéen est compartimenté en plusieurs blocs électriques sous-régionaux (B). La description des caractéristiques des systèmes électriques dans la région nous permet de comprendre dans quel contexte technico-institutionnel le projet de boucle électrique

de conseil technique relatifs aux projets en Syrie. Cette décision fait suite aux sanctions prises par l'UE à l'égard du régime syrien en novembre 2011.

méditerranéenne émerge (C). L'UE ne construit pas elle-même les infrastructures énergétiques intégratrices, elle en offre cependant les solutions techniques et financières afin que d'autres acteurs s'en chargent, en particulier lorsqu'il s'agit de projets dits d'intérêt commun (D).

A- Le système de gouvernance.

Au nord de la Méditerranée, les gestionnaires de réseaux et les entreprises de production et de distribution d'électricité sont en première ligne (Palle, 2014). Au sud de la Méditerranée, ce sont encore les compagnies énergétiques nationales, exerçant un monopole, qui décident d'investir dans de nouvelles infrastructures (Esnault, 2005). Les interconnexions électriques transfrontalières sont réalisées dans le cadre de partenariats entre les entreprises d'États voisins ainsi que dans le cadre des associations d'électriciens. Ces dernières ont effectivement joué un rôle fondamental dans le renforcement des infrastructures et la constitution de larges zones synchroniquement connectées¹²⁰.

Ces associations développent une réflexion autour des enjeux liés aux interconnexions, élaborent des normes de fonctionnement en vue d'une coordination des systèmes électriques nationaux et soutiennent la création de marchés électriques régionaux. La stabilité et l'opérationnalité du système passent par un dialogue entre acteurs, la mise en place d'organes de régulation et l'institution de normes harmonisées. La première association d'électriciens du pourtour méditerranéen a été fondée au Maghreb en 1974, il s'agit du COMELEC. D'autres groupes inter-régionaux ont ensuite vu le jour comme l'*Arab Union of Electricity* (AUE) en 1987, qui réunit les électriciens de 18 pays arabes, depuis la Mauritanie jusqu'à la Syrie, et est basée à Amman en Jordanie. Le COMELEC exerce au sein de cet organisme une influence notable (Keramane, 2010).

Les différentes associations méditerranéennes d'électriciens¹²¹ sont mises en relation au sein d'un comité de liaison méditerranéen appelé MEDELEC, créé à Tunis en 1991, à l'initiative de l'UNIPEDE (devenue EURELECTIC) et du COMELEC. Le premier projet d'envergure du MEDELEC est d'avoir constitué un groupe de travail, en collaboration avec les électriciens du Nord et du Sud de la Méditerranée, chargé de mener une étude technico-économique de façon à réaliser une « boucle méditerranéenne ». Cette vision émane de l'idée que le développement des interconnexions entre les pays du pourtour méditerranéen constituerait progressivement une boucle ceinturant le Bassin. Les pays riverains de la Méditerranée au Nord de même que les pays maghrébins étaient, qui plus est, déjà interconnectés. A cette période, les projets sont nombreux mais ne s'inscrivent pas dans une vision d'ensemble. Le projet de boucle électrique méditerranéenne est la mission principale du

¹²⁰ Entretien mené auprès d'Emmanuel Bergasse, Expert indépendant sollicité dans le cadre de PWMSP, le 11 juin 2012 à Rabat.

¹²¹ Les associations méditerranéennes des électriciens sont : APUA (*Association of Power Utilities of Africa*), AUE (*Arab Union of Electricity*), COMELEC, ENTSO-E (*the European Network of Transmission System Operators*) et EURELECTRIC (*Union of the Electricity Industry*).

MEDELEC mais d'autres actions ont également été mises en place telles que : (i) l'échange d'informations sur les secteurs électriques et énergétiques nationaux ; (ii) l'échange de réflexions sur les problèmes institutionnels, le financement et les politiques sectorielles ; (iii) l'analyse comparée des politiques de développement durable ; (iv) l'examen des subventions aux combustibles fossiles pour la production d'électricité ; (v) l'examen du fonctionnement des systèmes interconnectés existants ; (vi) la promotion des MDP dans le cadre du protocole de Kyoto ; (vii) le développement de nouvelles technologies et des transferts technologiques ; et (viii) la promotion des actions communes auprès des financeurs internationaux.

À cette période, de grandes compagnies énergétiques de la région créent¹²² l'OME, un cadre de réflexion et de concertation sur l'ensemble des questions énergétiques qui se posent en Méditerranée. Cette initiative est soutenue par la Commission européenne. L'OME produit et publie, entre autres, des bases de données et des rapports (nationaux).

Au Nord, les pays appartiennent à un bloc électrique unique, le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). Ce réseau regroupe, depuis 2009, les anciennes associations ETSO, ATSOI (gestionnaires des réseaux de transport électrique irlandais), UKTSOA (gestionnaires des réseaux de transport électrique britanniques), NORDEL (gestionnaires des réseaux de transport électrique des pays scandinaves), UCTE (gestionnaires des réseaux de transport électrique des pays d'Europe occidentale et centrale) et BALTSO (gestionnaires des réseaux de transport électrique des pays baltes). L'ENTSO-E a notamment pour objectif la libéralisation du marché électrique et gazier européen, l'harmonisation des différents réseaux et l'établissement de règles communes à l'échelle du continent, le bon fonctionnement et la fiabilité des réseaux, l'amélioration de la qualité de l'offre, et enfin le développement des interconnexions.

À l'échelle méditerranéenne, une structure homologue à l'ENTSO-E a été créée en 2012. Il s'agit de l'association *Mediterranean Transmission System Operators* (Med-TSO) qui regroupe les gestionnaires de réseau de transport de 18 pays méditerranéens et dont la présidence est à ce jour algérienne. Med-TSO constitue un interlocuteur crédible pour ENTSO-E qui ne sera désormais plus seule à définir les plans de développement des réseaux hors zone communautaire, les critères d'accès au réseau, les modalités de tarification des réseaux ou encore les circuits liés aux transits internationaux, etc. Cette initiative est à ce titre considérée comme un tournant dans la conduite des négociations entre les opérateurs électriques des deux rives méditerranéennes. Établie à Rome, cette association a pour principaux objectifs : (i) de coordonner au mieux les plans de développement et d'exploitation des réseaux des pays Med-TSO ; (ii) de renforcer l'intégration des systèmes électriques de la zone Med-TSO par la mise en place des cadres légaux et réglementaires et sur la base des études et des analyses de l'adéquation des systèmes interconnectés ; (iii) de promouvoir l'adoption de critères communs

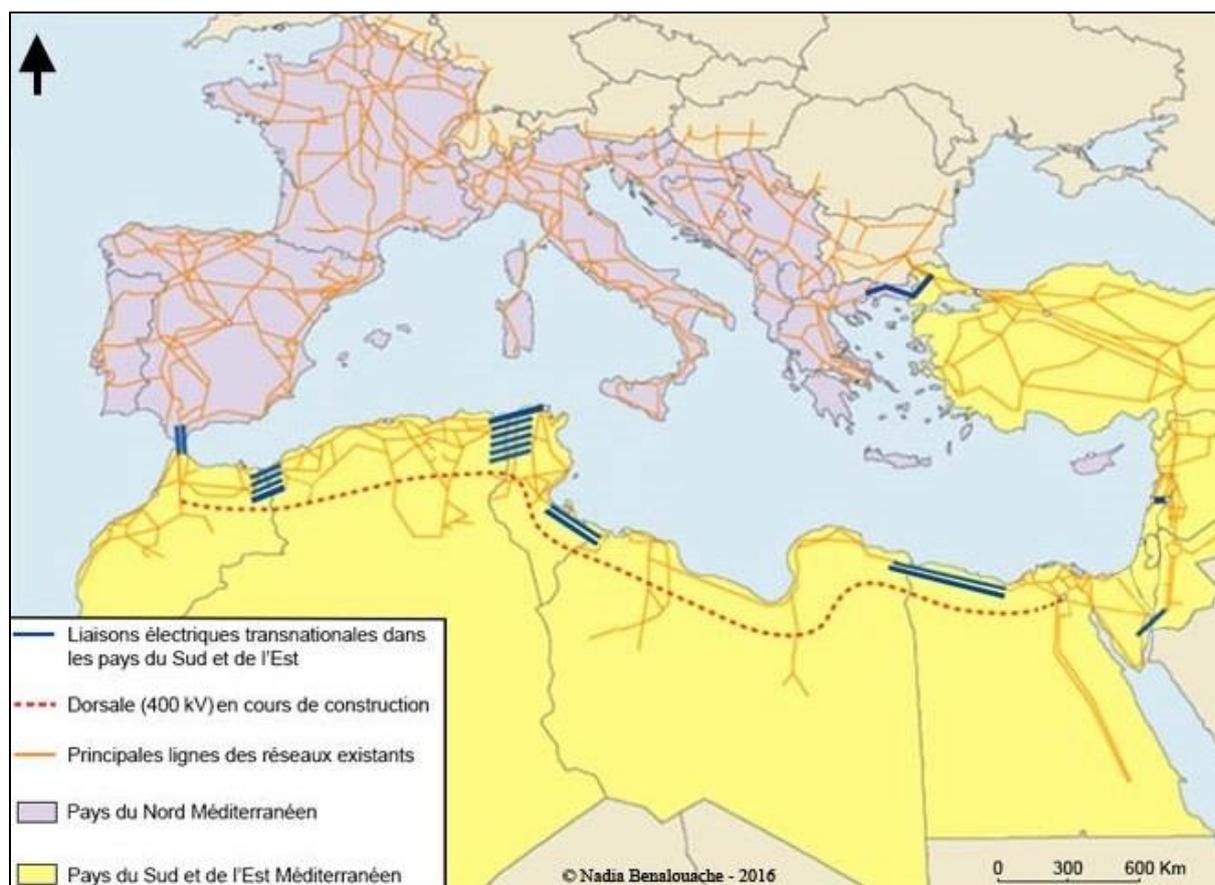
¹²² Créé en 1988, l'OME devient en 1991 une association à but non lucratif.

et de règles harmonisées, transparentes et non discriminatoires d'accès et d'utilisation des réseaux ; (iv) d'encourager le dialogue entre les gestionnaires des réseaux électriques des pays adhérents et les associations MEDREG et ENTSO-E ; (v) de participer à la définition des règles au niveau régional, en veillant à défendre les intérêts des gestionnaires des réseaux électriques des pays adhérents ; (vi) de permettre l'intégration dans les systèmes électriques de nouvelles sources d'énergie, en particulier les énergies renouvelables ; et (vii) de faciliter les échanges d'information et d'expériences en matière de transport électrique dans les pays de la zone Med-TSO¹²³. Le réseau européen repose sur un maillage électrique très dense et a atteint sa maturité. Désormais, il ne peut être développé qu'à ses marges, notamment méridionales, où les réseaux restent encore inachevés, essentiellement structurés autour des bassins de population.

B- La structuration des réseaux électriques en Méditerranée.

Les interconnexions sont bien plus développées au Nord qu'au Sud de la Méditerranée [cf. carte 2]. Que ce soit dans leurs structures ou dans leur fonctionnement, les réseaux électriques nationaux au Sud de la rive méditerranéenne sont très hétérogènes. Le réseau européen possède une armature de base de 400 kV et une fréquence unique (ou synchrone) tandis que les systèmes électriques des pays de la rive méridionale, mise à part la Palestine, fonctionnent à partir des lignes de 220-230 kV, mais ce sont des lignes de 60-150 kV qui sont les plus répandues (Montravel, 2004). Cependant, les pays comme l'Algérie, le Maroc, la Libye, l'Égypte, la Jordanie et la Syrie possèdent également une armature de 400 kV, mais elle est beaucoup moins développée que l'armature très haute tension turque, par exemple, davantage assimilable à l'armature de la rive Nord (Bocquillon, 2008).

¹²³ <http://www.med-tso.com/>



Carte 2 – Les interconnexions électriques transnationales au Sud et à l'Est de la Méditerranée

Au sud de la Méditerranée, le réseau électrique n'est pas continu mais fragmenté en plusieurs blocs : le bloc sud-ouest, le bloc sud-est, le bloc turc [cf. figure 22]. Le bloc sud-ouest – au sein duquel le Maroc, l'Algérie et la Tunisie sont déjà reliés dans le cadre du COMELEC – fut le premier, en 1997, à être connecté de façon synchrone au système de l'ENTSO-E grâce à l'interconnexion 400 kV par câble sous-marin reliant, via Gibraltar, Melloussa au Maroc à Puerto de la Cruz en Espagne¹²⁴. Le bloc turc a été synchronisé avec le réseau européen à partir de 2011, via la Bulgarie et la Grèce. Au niveau du bloc sud-ouest également appelé bloc LEJSL (Libye, Égypte, Jordanie, Syrie et Liban), l'espace électrique n'est pas cohérent et les liaisons Libye-Égypte et Égypte-Syrie, d'une part, et Jordanie-Liban-Turquie, d'autre part, très limitées. Il est à noter qu'Israël n'est interconnecté à aucun État de la région. Cependant, le 8 août 2013, Chypre, la Grèce et Israël, ont signé un mémorandum d'entente sur l'énergie qui prévoit l'interconnexion à l'horizon 2016-2017 des réseaux électriques des trois pays.

¹²⁴ Doublée en 2006, elle fonctionne actuellement en courant alternatif.

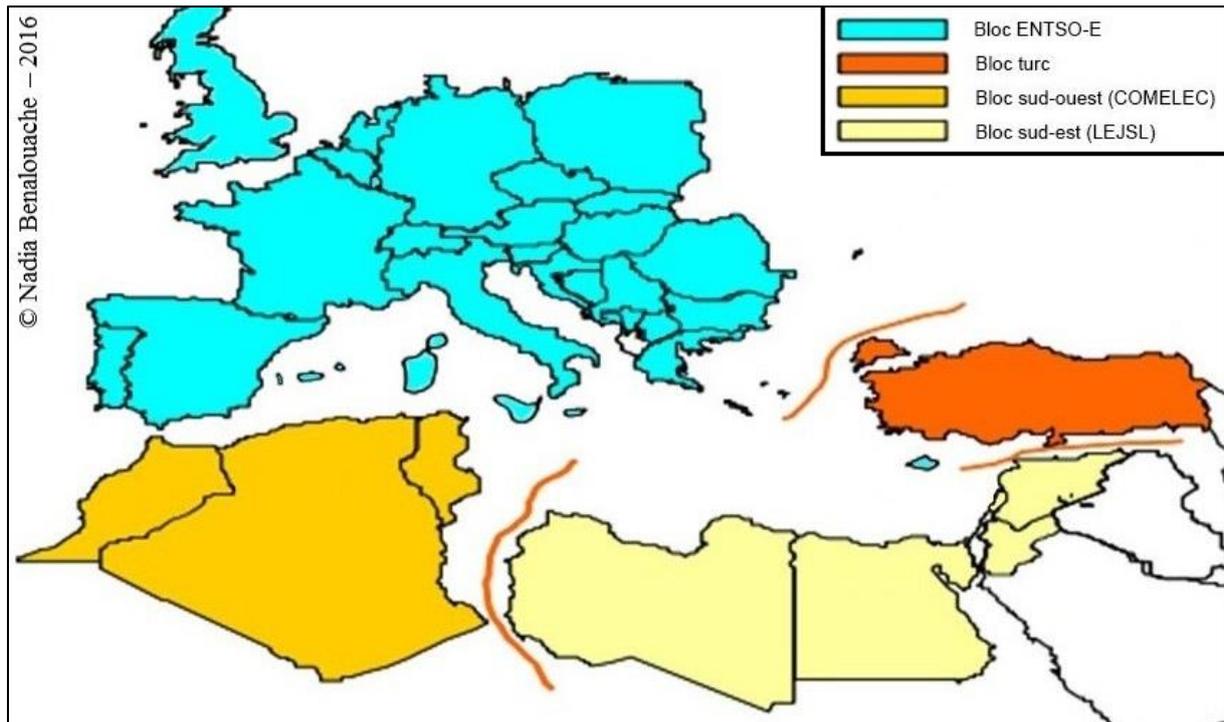


Figure 22 – Les blocs électriques en Méditerranée

Les lignes à 400 kV ont généralement été réalisées au sein d'initiatives pensées et mises en place dans un cadre euro-méditerranéen. La tendance est à la construction d'ouvrages de grande taille intégrant une composante technologique importante. Ces projets ont été élaborés dans la perspective de répondre à une demande électrique croissante des pays de la rive méridionale de la Méditerranée.

C- Le projet de boucle électrique méditerranéenne et l'étude *MedRing*.

L'idée de mettre en place une boucle électrique méditerranéenne est née au début des années 1990, avant même le démarrage du Processus de Barcelone. Il s'agit de relier, dans une trajectoire circulaire, les réseaux électriques des pays riverains de la Méditerranée depuis l'Espagne jusqu'à la Turquie afin de réaliser une continuité électrique. La boucle se fermerait au niveau du Détroit de Gibraltar, grâce à une interconnexion maroco-espagnole, et à partir de la Turquie, *via* la Grèce ou la Bulgarie. Ainsi, la boucle électrique méditerranéenne représenterait un système interconnecté entre l'Europe, l'Afrique et l'Asie. La mise en oeuvre du projet de boucle méditerranéenne a favorisé la mise en réseau de différents acteurs [cf. figure 23]. Le projet de boucle électrique méditerranéenne a été suivi par le groupe SYSTMED, un groupe d'experts internationaux, mis en place de 1993 à 1997 par l'UNIPEDE, en collaboration avec le MEDELEC (Eurelectric, 2007). L'objectif principal de SYSTMED était de définir un cadre cohérent pour le développement des interconnexions entre les systèmes électriques méditerranéens à l'horizon 2010 (Keramane, 2010).

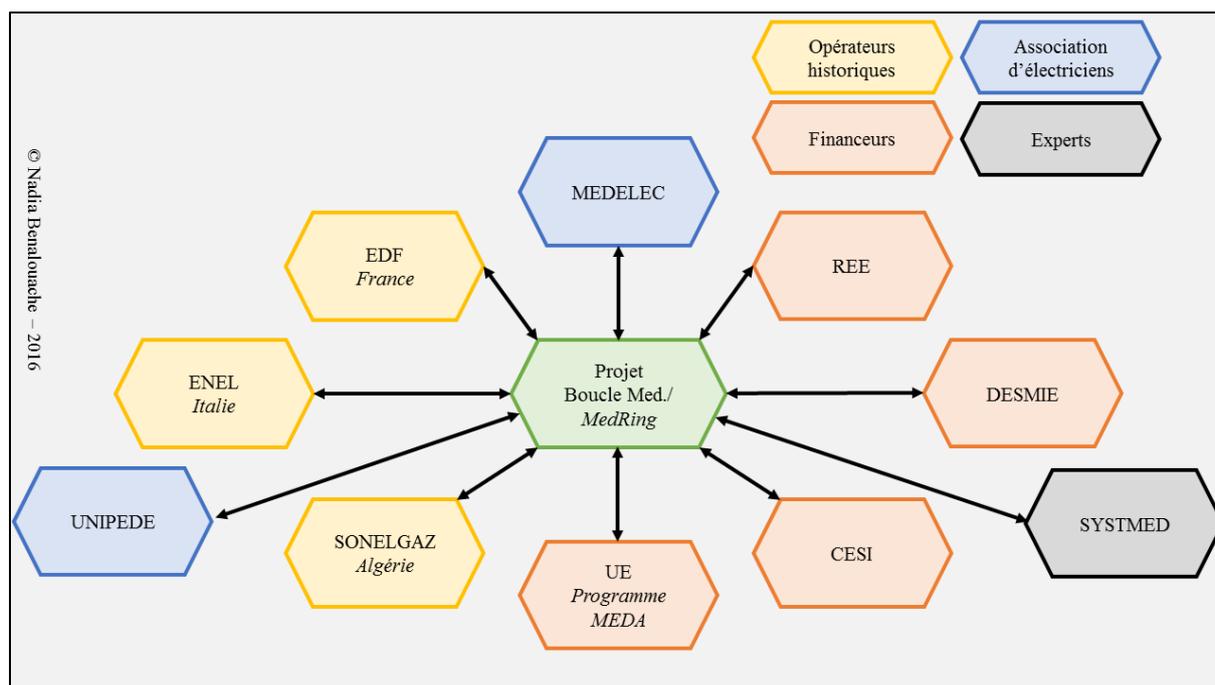


Figure 23 – Les réseaux techniques à l'origine d'interrelations entre acteurs : le projet *MedRing*

La faisabilité technique de l'anneau a été examinée par des entreprises publiques de deux rives du bassin méditerranéen, EDF (France) SONELGAZ (Algérie) et ENEL (Italie). Une des conclusions majeures de cette étude technique avance qu'en raison du manque d'harmonisation de la structure des réseaux électriques au Sud et à l'Est de la Méditerranée, la boucle sera fragile. Selon cette étude, la synchronisation de la boucle méditerranéenne requiert des extensions adéquates des réseaux, un système réactif de compensation pour améliorer le profil de voltage, l'utilisation de plans de défense appropriés pour faire face à d'éventuels événements critiques et enfin la présence d'un système de télécommunication très fiable dans tous les pays (Montravel, 2004).

Sur la base de ces résultats et dans l'intention de fermer la boucle électrique, une nouvelle étude, l'étude *MedRing* a été menée entre 2001 et 2003 par un groupe de travail qui comprend l'Italie, le chef de projet, la France, l'Espagne, la Grèce, le Maroc, l'Algérie, la Tunisie, la Libye, l'Égypte, la Jordanie, la Syrie et la Turquie. L'étude a été cofinancée, à hauteur de deux millions d'euros, par le programme MEDA de l'UE et par quatre partenaires européens : CESI, EDF, DEMIE et REE. Le but de cette étude est d'approfondir les résultats déjà obtenus, de définir l'optimum économique des échanges électriques entre les pays, de proposer les mesures de précaution à appliquer pour éviter la transmission de perturbations d'une zone à l'autre, d'analyser le comportement en régime permanent et en régime perturbé de la boucle et enfin, de réaliser l'analyse des coûts-bénéfices des différents scénarii d'interconnexion (Montravel, 2004). Une des conclusions majeures issues de ces travaux, présentés en juillet 2003, confirme la faisabilité d'un système électrique euro-méditerranéen en connexion synchrone. La boucle électrique méditerranéenne permettrait de recourir au secours mutuel entre les pays limitrophes, d'optimiser la planification de la production, de réaliser des

économies d'énergie et enfin d'accroître, dans un contexte de libéralisation du transport d'électricité, les échanges commerciaux entre différents systèmes électriques (Keramane, 2010).

L'étude *MedRing* a retenu deux années pour procéder à des analyses détaillées : l'année 2005, supposée être celle de la fermeture de la boucle et l'année 2010 qui doit marquer l'achèvement des principaux projets de développement des liaisons d'interconnexion. Elle est répartie suivant trois volets : (i) analyses économiques, (ii) analyses de fonctionnement en régime permanent, (iii) analyses de stabilité dynamique. A partir de la comparaison des coûts d'exploitation (combustibles, pertes en ligne, défaillance) sans et avec la mise en service des nouvelles interconnexions, un des conclusions issues des analyses économiques fait ressortir des gains évalués à 140 millions de dollars/an à compter de l'année 2005¹²⁵ et atteignant 220 millions de dollars en 2010 après la mise en service des nouvelles liaisons et les renforcements opérés sur la période 2005-2010¹²⁶. Dans le cadre des analyses sur le fonctionnement et la fiabilité du réseau, les simulations en régime perturbé ont montré qu'il est nécessaire de limiter les charges transitant sur le réseau, malgré les efforts consentis pour renforcer le réseau. L'étude indique, par ailleurs, que le bouclage du réseau entraînerait une croissance significative des échanges, passant de 5 TWh en 2000 à 24,5 TWh en 2010, avec pour principaux importateurs d'électricité l'Espagne (à partir de 2010 surtout en provenance de l'Algérie), l'Italie, la Tunisie, la Jordanie et la Turquie.

■ Achever la boucle électrique méditerranéenne : un défi techniquement difficile

L'achèvement de la boucle électrique méditerranéenne implique de relier des réseaux électriques qui présentent des caractéristiques fonctionnelles et techniques différentes. Au Nord, où la population est dense, les réseaux européens sont fortement maillés, quadrillant l'ensemble du territoire (Bocquillon, 2008). Or, plus le réseau est dense moins le coût des interconnexions est élevé. Au Sud, en revanche, les pays méditerranéens ont des superficies plus élevées pour une population moins importante, et très littoralisée. Le réseau est linéaire, faiblement maillé et les interconnexions entre les pays peu nombreuses. La surveillance de ce type de réseau doit être plus grande et nécessite des règles d'exploitation particulières et des mesures spécifiques pour éviter la transmission des perturbations aux pays voisins (Esnault *et alii*, 2007). La liaison entre les différents blocs électriques dépend dorénavant de l'entrée en service de deux connexions supplémentaires : (i) l'interconnexion entre la Turquie et la Syrie et (ii) la ligne aérienne entre le Tunisie et la Libye [cf. figure 24].

¹²⁵ En cas de contraintes éventuelles sur les interconnexions.

¹²⁶ Dans le cadre de l'étude, il est prévu le passage de la tension à 400 kV sur le corridor allant du Maroc à l'Egypte, le doublement du câble sous-marin qui relie l'Egypte à la Jordanie et l'installation d'un système de compensation shunt sur le corridor nord-africain.

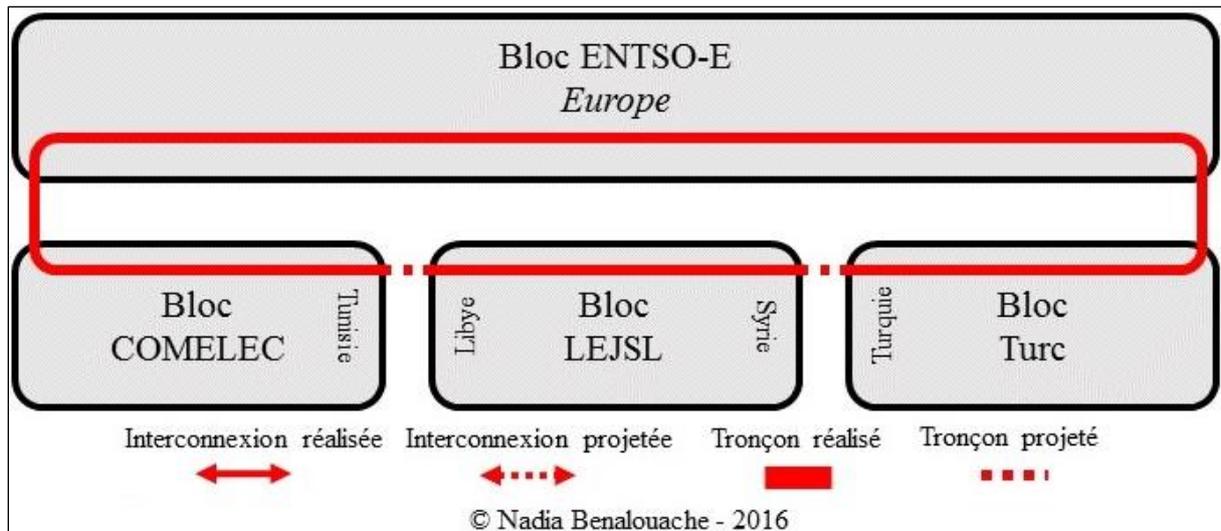


Figure 24 – La boucle électrique méditerranéenne

La mise en œuvre de l'interconnexion turco-syrienne, qui a pour prérequis la connexion entre l'ENTRO-E et la Turquie, devrait être longue, pour des raisons techniques mais surtout politiques. Le passage de la liaison électrique tuniso-libyenne de 220 à 400 kV suivi de sa mise en service constituerait, quant à elle, un trait d'union entre le réseau ENSTO-E et la quasi-totalité des réseaux des pays du sud et de l'est du bassin méditerranéen. Par la liaison des blocs COMELEC et LEJSL, elle permettrait, par ailleurs, d'étendre la zone de synchronisme jusqu'à la frontière turco-syrienne. Elle est actuellement composée de deux lignes de 220 kV ; la première relie Médenine (Tunisie) à Abukamash (Libye) et la deuxième, Tataouine (Tunisie) à Rowies (Libye). Un premier essai de synchronisation a été réalisé en novembre 2005 mais s'est soldé par un échec, provoquant de graves dysfonctionnements au niveau des interconnexions Algérie-Maroc. Et un deuxième, en avril 2010, a dû être interrompu brusquement car la perte d'un groupe de 300 MW en Égypte a entraîné des oscillations de puissance sur les lignes interconnectées, actionnant ainsi les plans de défense des réseaux. Ce deuxième essai a révélé l'incapacité du réseau libyen, peu puissant et de grande longueur (2 500 kms), à maintenir le synchronisme entre l'Europe et l'Égypte. Les examens ont, plus globalement, mis en évidence l'insuffisance des infrastructures de transport électrique, le développement modeste de l'armature électrique très haute tension basée sur des lignes 400 kV ainsi que des systèmes de contrôle/commande peu performants dans les pays sud-méditerranéens. Les déséquilibres ont été également accentués par le fait que les réseaux du Sud sont liés les uns aux autres de manière linéaire, comme les maillons d'une chaîne, et non en « toile d'araignée », comme c'est le cas en Europe (European Commission, 2007 ; Rodriguez *et alii*, 2007 ; Bocquillon, 2008). La résolution de ces problèmes est possible par une densification du maillage des réseaux 400 kV du Maghreb ou encore par la construction d'une liaison asynchrone à courant continu entre la Libye et l'Égypte (Meslier, Palat, 2009). Cette deuxième solution permettrait également aux réseaux concernés de conserver leur indépendance, notamment en termes de fréquence et de voltage (Bocquillon, 2008).

Entre 2003 et 2007, la concertation autour du projet s'est prolongée au sein du MEDELEC qui, en plus d'étudier son opérationnalité, s'est appliqué à élaborer un cadre de cohérence dans lequel chacun des opérateurs, tout en se référant aux règles communes, conserve une liberté pour développer son propre système. Le MEDELEC a examiné, d'autre part, les conditions nécessaires au fonctionnement continu, efficace et solidaire des interconnexions et à la création de marchés électriques régionaux. Pour atteindre ces objectifs, le MEDELEC a créé deux groupes de dialogue Nord-Sud traitant de questions techniques telles que la maîtrise et la compensation des flux de puissance le long de la boucle ou encore des principes de réglage fréquence-puissance (Keramane, 2010).

Parallèlement et en complément de l'étude *MedRing*, une étude intitulée Égypte-Libye-Tunisie-Algérie-Maroc (ELTAM) a été menée. Elle a examiné la faisabilité technique, du point de la stabilité dynamique, du renforcement de l'interconnexion des réseaux électriques des cinq pays au sud et à l'est de la Méditerranée via la création d'une dorsale électrique à 400 kV. Le réseau ELTAM s'étend sur le long du littoral côtier méditerranéen sur une distance d'environ 3 600 km.

D- L'étude ELTAM.

L'étude ELTAM a été menée entre 2000 et 2004. Ce projet a pour objectif de relier électriquement les pays de l'Afrique du Nord : Égypte, la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc au travers d'une dorsale de 400 kV [cf. figure 25]. Le réseau ELTAM est constitué de deux blocs : (i) la partie occidentale (bloc COMELEC) fonctionne en synchronisation avec le réseau ENTSO-E et (ii) la partie orientale (bloc LEJSL), la Libye et l'Égypte, fonctionne en synchronisation avec la Jordanie, la Syrie et le Liban au travers d'une liaison sous-marine 400 kV reliant la Jordanie à l'Égypte. Deux interconnexions 400 kV ont été réalisées. En 2009, la liaison électrique 400 kV entre Hassi-Ameur (Algérie) et Bourdim (Maroc) et en 2010, la liaison électrique 400 kV entre Jendouba (Tunisie) et l'Algérie (El Hajjar) mais cette dernière est actuellement exploitée, pour des raisons essentiellement techniques, en 220 kV. L'interconnexion Tunisie-Libye, par ailleurs, a été décidée dans le cadre de cette étude (Montravel, 2004).

Plusieurs projets d'interconnexion ont été analysés dans cette étude et concernent différents tronçons de la dorsale : Tunisie-Algérie, Algérie-Libye, Libye-Tunisie, Égypte-Libye. Ils ont été analysés sous l'angle des revenus d'échanges (réduction des coûts d'investissements et des frais d'exploitation et de réserve, sur des investissements plus efficaces et sur la délocalisation des nouvelles centrales) et des gains de fiabilité (gains sur l'énergie non fournie). À l'échelle du Maghreb, la réalisation de la dorsale en 400 kV devrait accroître les capacités additionnelles d'échanges entre les pays avec, à l'horizon 2020 par exemple, 1400 MW entre le Maroc et l'Algérie et 750 MW entre l'Algérie et la Tunisie (Reveiz *et alii*, 2010).

Cette dorsale sera ainsi reliée physiquement au réseau ENTSO-E via l'interconnexion deux fois 400 kV entre le Maroc et l'Espagne.

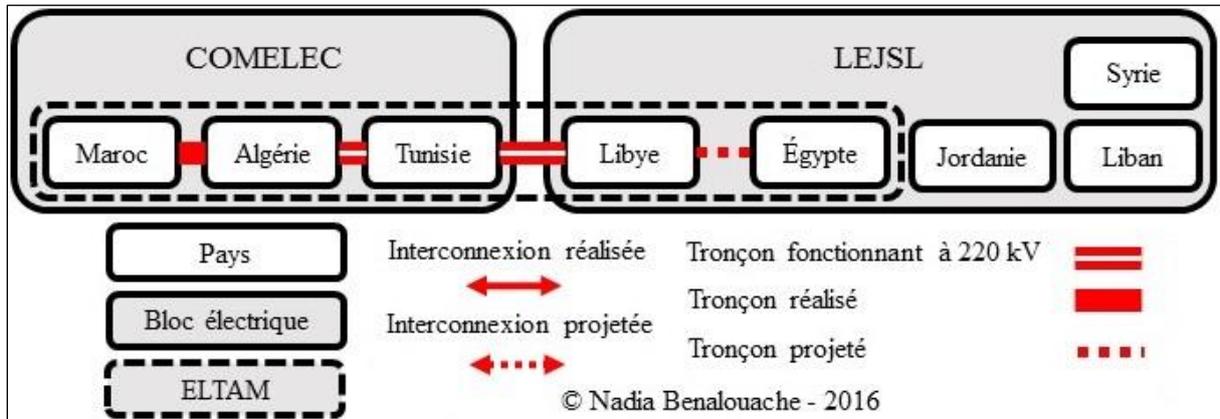


Figure 25 – L'interconnexion électrique dans le projet ELTAM

E- Le financement par l'UE des interconnexions transméditerranéennes.

L'UE finance depuis 2006¹²⁷ les projets d'infrastructures électriques et gazières grâce au volet énergie du programme *Trans-European energy Networks* (TEN-E). Les projets doivent, pour prétendre à des subventions, répondre à des critères d'éligibilité. Le développement des réseaux transeuropéens est nécessaire pour assurer la sécurité et la diversification de l'approvisionnement et répond aux impératifs (régionaux) de durabilité en favorisant notamment l'interconnexion d'installations de production d'énergies renouvelables. Ce type d'installations implique en majorité les pays du Sud méditerranéen. C'est pourquoi, l'interopérabilité avec les réseaux méditerranéens, moyen-orientaux et ceux des pays du Golfe s'avère capitale pour garantir l'extension des réseaux transeuropéens. Les projets éligibles pour un financement communautaire sont hiérarchisés en trois catégories : (i) les projets d'intérêt commun doivent être potentiellement viables économiquement. Ils sont soumis à une analyse des coûts et bénéfices relatifs à la sécurité d'approvisionnement, à l'environnement et à la cohésion territoriale ; (ii) les projets prioritaires sont choisis par les projets d'intérêt commun. Ils représentent un intérêt significatif pour le bon fonctionnement du marché intérieur de l'UE, pour la sécurité d'approvisionnement et la valorisation des énergies renouvelables. Les chances d'attribution de subventions communautaires sont plus grandes ; et (iii) les projets d'intérêt européen possèdent une dimension transfrontalière ou présentent un avantage sur la capacité de transport transfrontalier. Ils sont prioritaires pour l'obtention d'un soutien financier et font l'objet d'une attention particulière pour un financement au titre des autres budgets octroyés par l'UE. Parmi les multiples projets considérés comme d'intérêt européen, beaucoup se situent dans le pourtour méditerranéen. Les orientations relatives aux TEN-E font valoir l'importance de faciliter et d'accélérer la réalisation des projets, notamment ceux d'intérêt européen. Ainsi,

¹²⁷ Décision n° 1364/2006/CE du Parlement européen et du Conseil, du 6 septembre 2006, établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE et la décision n° 1229/2003/CE.

les États membres de l'UE sont notamment sommés de mettre en œuvre, dans le respect des règles en matière environnementale, des mesures qui permettent de réduire les risques de retards (procédures d'autorisation rapides, etc) ou encore des incitations à destination des investisseurs privés. Lorsque des projets se situent partiellement sur les territoires de pays non membres, ces derniers doivent également faciliter leur mise en œuvre. Les orientations prévoient, par ailleurs, une coordination renforcée, en particulier pour les projets d'intérêt européen, au travers de l'échange d'informations, la tenue de réunions entre États impliqués dans la réalisation des parties transfrontalières des réseaux. Le budget alloué aux TNE-E, de 25 millions d'euros par an, est le plus souvent attribué aux études de faisabilité des projets, la plupart transnationaux. Ce financement recouvre néanmoins un caractère exceptionnel et ne doit entraîner aucun défaut de concurrence.

Les problématiques relatives à l'intégration régionale, à la sécurité des approvisionnements et, comme nous le verrons par la suite, à la diversification des mix-électriques¹²⁸ des pays membres conduisent l'UE à chercher de nouveaux corridors électriques et à investir majoritairement à l'extérieur de sa zone communautaire, principalement auprès des pays producteurs et transitaires du Sud de la Méditerranée. Les régulateurs, gestionnaires de réseaux et d'électriciens regroupés au sein d'associations telles que le MEDELEC, le COMELEC, EURELECTRIC, ENTSO-E, MED-TSO, MEDREG travaillent conjointement à la construction d'un macro-système électrique méditerranéen. Les initiatives mises en place à différentes échelles régionales (projet de boucle électrique méditerranéenne, *Medring*, IMME, ELTAM) en témoignent. L'espace méditerranéen est vu comme un seul et même espace énergétique. Ces initiatives se projettent sur l'ensemble maghrébin et contribuent à l'intégration de la sous-région grâce aux interrelations matérielles qui se structurent et aux interactions entre acteurs qui se nouent.

L'ossature électrique déjà constituée ainsi que les réseaux d'acteurs formés sont autant d'acquis sur lesquels l'approche du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) et les initiatives industrielles qui le relaient (*Desertec Industrial Initiative*, *Medgrid*) se reposent. Ils s'appuient notamment sur l'espoir du bouclage de l'anneau électrique méditerranéen, qui reste une priorité pour la Commission européenne¹²⁹. Le PSM en constitue, à l'inverse, le prolongement et une justification. La mise à jour en 2008 de l'étude *MedRing* prend ainsi en compte le lancement du PSM et propose de nouveaux scénarii pour renforcer et achever la boucle électrique méditerranéenne (Med-emip, 2010). À l'échelle euro-méditerranéenne, la transition énergétique « bas carbone » s'associe, de ce point de vue, à l'effort d'intégration régionale.

¹²⁸ Article 9 de la Directive 2009/29/CE modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

¹²⁹ Communication conjointe de la Commission européenne et de la Haute représentante de l'Union européenne pour les Affaires étrangères et la politique de sécurité, 2012, Soutenir le renforcement de la coopération et de l'intégration régionale au Maghreb : Algérie, Libye, Maroc, Mauritanie et Tunisie, Bruxelles, 17/12/2012, p. 15.

Chapitre 7

Transition énergétique et Plan Solaire Méditerranéen : un facteur de renforcement de l'intégration régionale

Le 13 juillet 2008, l'Union pour la Méditerranée (UpM), qui prend le relai du Partenariat de Barcelone, est lancée. Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) est un de ces projets phares. Le PSM répond à la fois à l'enjeu ancien de la sécurité des approvisionnements énergétiques, et à l'impératif récent de durabilité dans la région, en état d'urgence climatique. Le PSM permettrait de réduire la vulnérabilité des systèmes énergétiques des pays membres de l'UpM, de satisfaire les besoins exponentiels en électricité des pays de la rive sud-méditerranéenne et contribuerait à une baisse conséquente des émissions de gaz à effet de serre (GES). Parmi les objectifs poursuivis dans le cadre du PSM, deux volets majeurs sont à considérer dans notre travail : (i) la construction de capacités additionnelles de production d'électricité d'origine renouvelable dans les PSEM – en particulier des énergies solaires – d'une puissance totale de 20 GW à l'horizon 2020 ; et (ii) l'exportation d'une partie de l'électricité d'origine renouvelable produite au Sud de la rive méditerranéenne vers l'Union européenne (UE). Ceci implique une nouvelle planification des réseaux électriques avec le renforcement des interconnexions électriques entre les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM) et les pays membres de l'UE. À l'approche institutionnelle et politique du partenariat énergétique euroméditerranéen s'ajoute, avec le PSM, une approche économique et industrielle.

Le chapitre 7 montre dans quelle mesure la coopération régionale dans le domaine de l'électricité se renforce avec le développement de l'énergie solaire. La première partie évoque les dispositifs qui oeuvrent à la concrétisation des objectifs du PSM, en particulier ceux qui sont en lien avec la perspective d'exportation promue (deuxième volet majeur du PSM) (I). Après la mise en échec du "Master Plan" du PSM en décembre 2013, qui marque l'abandon provisoire de cette perspective d'exportation, le PSM s'est recentré sur la construction de capacités additionnelles renouvelables dans les PSEM (premier volet majeur du PSM). Le constat d'un échec relatif de l'approche initiale du PSM ne doit pas ignorer l'influence de cette dernière sur les orientations nationales dédiées aux énergies renouvelables dans les PSEM, les choix technologiques effectués et les investissements dans le domaine des technologies renouvelables en région MENA (B). La volonté de mettre en oeuvre des projets solaires à grande échelle a contribué à densifier le réseau d'acteurs de l'électricité opérant en Méditerranée, dont la coopération se révèle très inclusive (C).

I- Le PSM : une réussite en demi-teinte.

Cette section se focalise sur un des volets majeurs du PSM : l'exportation d'une partie de l'électricité d'origine renouvelable produite au Sud de la rive méditerranéenne vers l'UE, afin de montrer la manière dont l'approche du PSM s'adapte et se réajuste après la désapprobation du "Master Plan" en décembre 2013. Après avoir évoqué l'émergence du PSM au sein d'un cadre politique régional nouveau, l'UpM, ses continuités et ruptures avec le Partenariat de Barcelone, ainsi que les divergences franco-allemandes autour de l'approche du PSM (A), nous en venons à cette perspective d'exportation. Elle fait écho aux négociations européennes sur le "Paquet énergie-climat" adoptées en 2008. Des dispositifs pour garantir la concrétisation du PSM sont créés ou mis à jour tels que le projet "MedRing" (B). Pour autant, la perspective d'exportation de l'électricité d'origine renouvelable est provisoirement mise en échec. Nous en explicitons les causes (C).

A- L'UpM : l'avènement du PSM.

1- La proclamation de l'UpM : continuités et ruptures avec le Partenariat de Barcelone.

L'Union pour la Méditerranée (UpM) a été lancée le 13 juillet 2008 lors du Sommet de Paris. Elle regroupe 43 pays, dont les 28 États membres de l'UE et 15 autres pays¹³⁰. La Libye qui avait un statut d'observateur dans le cadre du Processus de Barcelone le conserve après 2008. Mouammar Khadafi, ancien Chef de l'État libyen, a en effet boycotté la rencontre et fermement critiqué le projet. Depuis la chute de Khadafi en octobre 2011, cependant, le pays assiste plus régulièrement aux réunions de l'UpM. La Syrie quant à elle a suspendu sa participation à l'UpM le 30 novembre 2011 suite aux sanctions prises par l'UE. La Ligue des États Arabes assiste, par ailleurs, aux réunions à tous les niveaux : sommets, réunions ministérielles et réunions de hauts fonctionnaires¹³¹. L'UpM s'étend au final sur une superficie de 12,5 millions de km², et englobe une population de près de 800 millions d'habitants.

Avant le lancement officiel de l'UpM, les conceptions d'un Partenariat euro-méditerranéen renouvelé sont très partagées. En effet, la Présidence française souhaitait au départ créer une UpM regroupant uniquement les pays d'Europe du Sud ainsi que les pays sud-méditerranéens. Mais, l'Allemagne s'opposa catégoriquement à cette proposition, qui exclut non seulement les pays du Nord de l'Europe mais aussi les instances de l'UE. Le désaccord a pris fin avec l'accord franco-allemand du 3 mars 2008 et c'est la conception allemande qui s'est finalement imposée (Carafa, 2015). À la suite de cet accord, la décision a été explicitement

¹³⁰ Turquie, Israël, Bosnie-Herzégovine, Albanie, Monaco, Monténégro, Algérie, Égypte, Jordanie, Liban, Mauritanie, Maroc, Autorité palestinienne, Syrie et Tunisie.

¹³¹ Entretien mené auprès de Habib El Andaloussi, Deputy Team Leader, PWMSP, le 8 juin 2012.

prise de faire reposer l'UpM sur les acquis du Processus de Barcelone (Telle, 2009). En effet, la décision de principe du Conseil européen du 14 mars 2008 a adopté le format institutionnel suivant : "Processus de Barcelone : Union pour la Méditerranée".

L'UpM prolonge certes le Partenariat de Barcelone, mais s'en distingue en cela qu'elle est une union de projets pour « *faire de la Méditerranée le plus grand laboratoire au monde du co-développement* » (Camau, 2010, p. 91). Elle part de plusieurs constats, et parmi eux, celui que la marginalisation de la Méditerranée s'aggrave : d'un point de vue économique, l'écart de richesses entre le Nord et le Sud est le plus élevé au monde entre deux espaces pourtant contigus (l'écart de PNB/an/hab varie de 1 à 10). Dans l'espace euromaghrébin, l'écart des inégalités entre le Nord et le Sud est net [cf. tableau 11]. En termes de revenu national brut par habitant (RNB/hab) par exemples, l'écart entre les deux côtés va en moyenne du simple au décuple.

	PIB en milliards [dollars constants]	RNB/hab [dollars constants]	Classement IDH
Maroc	97	2940	130
Tunisie	46	4150	94
Algérie	208	4110	93
Espagne	1350	30110	23
Italie	2013	33840	25
France	2613	41750	20

© Nadia Benalouache – 2016 / PNUD – 2012

Tableau 11 – Le différentiel de développement entre le Maghreb et l'Espagne, l'Italie et la France en 2012

Les moyens financiers mis à disposition des pays partenaires sud-méditerranéens, dans le cadre de la PeV par exemple, ont été insuffisamment mobilisés et les pays ont été incapables d'adopter des positions communes, en raison à la fois de leurs divergences politiques mais également de la diversité de leurs profils et de leurs intérêts. Or, à l'échelle du Maghreb par exemple, l'optimisation des opportunités offertes dans le cadre de l'UpM exige de concevoir une vision commune leur permettant d'accroître leur pouvoir de négociation face au partenaire européen sur les différentes thématiques de l'intégration (Zriouli, 2012). Enfin, d'un point de vue environnemental, par ailleurs, l'espace méditerranéen est une région particulièrement vulnérable aux effets du changement climatique, ce qui constitue un défi majeur auquel doivent faire face l'ensemble des pays du Bassin. L'UpM aspire donc à replacer la Méditerranée au centre de la politique extérieure de l'UE, d'autant plus que tous les pays méditerranéens, excepté la Syrie, ont signé un accord d'association.

Pour rompre avec les insatisfactions du Processus de Barcelone, l'UpM a voulu progresser sur un certain nombre de volets, en premier lieu celui de la gouvernance. Une des explications apportées au bilan mitigé du Processus de Barcelone fut effectivement le déséquilibre entre les pays en termes de droits. C'est pourquoi, l'UpM a procédé à la création d'institutions inédites : une coprésidence Nord-Sud et un Secrétariat. La co-présidence garantit la co-appropriation des décisions et la responsabilité partagée entre les pays partenaires. Elle est, depuis 2012, assurée côté Nord par l'UE, ce qui permet notamment à l'UpM de s'articuler

idéalement à la Pev et côté Sud par la Jordanie. Le Secrétariat de l'UpM est constitué de 60 personnes (diplomates, financiers, experts techniques, gestionnaires de projets) issus de 20 pays de la région, des représentants de la Commission européenne ainsi que des institutions financières internationales (Banque Européenne d'Investissement (BEI), Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement ERD, CAISSE DE DEPOTS ET CONSIGNATION (CDC). L'UpM promeut également une « *nouvelle ère de collaboration entre les pays par la réalisation de projets concrets, à géométrie variable, répondant aux nombreux défis que doit relever cette région* » (Lorec, Schramm, 2009, p. 15). Elle a initialement défini six grands projets d'intérêt régional : (i) le PSM ; (ii) la dépollution de la Méditerranée ; (iii) le développement des « autoroutes de la mer » en Méditerranée ; (iv) le programme méditerranéen de protection civile ; (v) la création d'une université euro-méditerranéenne ; et (vi) l'initiative méditerranéenne de développement des entreprises. Ces projets ont été depuis intégrés à des domaines d'action prioritaires, toujours au nombre de six : (i) le développement des entreprises ; (ii) les affaires sociales et civiles ; (iii) l'enseignement supérieur et la recherche ; (iv) le transport et le développement urbain ; (v) l'eau et l'environnement ; et (vi) l'énergie et l'action pour le climat.

L'énergie est désormais formellement associée à la lutte pour la protection du climat. Ces projets se caractérisent par leur caractère structurant et permettent de solliciter les acteurs non gouvernementaux, la société civile ainsi que les entreprises. Par rapport au Partenariat de Barcelone, L'UpM se focalise davantage sur les problématiques énergétiques. Le PSM est effectivement la première initiative concrète pour promouvoir la dimension régionale du partenariat euro-méditerranéen dans le domaine de l'énergie. Il est l'occasion de renforcer le processus d'intégration régionale et de garantir, dans le même temps, la sécurité énergétique dans une perspective de durabilité, dans un espace traversé par des enjeux environnementaux spécifiques.

2- L'avènement du PSM.

- L'émergence du PSM : des conceptions françaises et allemandes divergentes.

Suite à l'intégration de l'Allemagne dans l'UpM en mars 2008, l'engagement est pris d'étudier la faisabilité et la mise en œuvre d'un PSM. Mais, lors des négociations, deux voies sont proposées, là encore franco-allemandes : les hauts responsables allemands désirent que le PSM joue un rôle pivot dans le sens d'une plus grande convergence réglementaire entre les deux rives de la Méditerranée. Les technocrates français défendent une approche plus pragmatique et plus technologique qui fait reposer le PSM sur des « niches » technologiques (Carafa, 2015). Si l'on s'en réfère au modèle geelien, la réussite du PSM selon la conception française requiert ainsi au départ le lancement de projets pilotes à un niveau micro, qu'il est nécessaire de préserver et de mettre en œuvre en dehors du système énergétique dominant

carboné, à l'abri de la pression des marchés. Si ces projets sont un succès, ils sont susceptibles d'entraîner un véritable changement de paradigme. Suivant la conception choisie, les enjeux en termes politiques, réglementaires mais surtout techniques, industriels et financiers sont très différents.

En 2008, le tissu industriel français dans le domaine des énergies renouvelables est en cours de constitution, alors qu'il est déjà développé en Allemagne, le pays fait office de leader mondial dans les secteurs de l'éolien et du solaire. L'engagement politique français en faveur des énergies renouvelables a d'ailleurs été sujet à débat tant il était en contradiction avec l'option nucléaire du pays (Evrard, 2013). Les intérêts commerciaux de la France vis-à-vis du PSM, portés par une équipe en charge de sa préparation, formée au sein de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), paraissaient donc moins importants (Lorec, Schramm, 2009). Néanmoins, en France, le soutien aux énergies renouvelables a depuis été confirmé au niveau national (tarifs de rachat garantis, appel d'offres)¹³².

■ De la conception politique aux objectifs chiffrés.

Lors du Sommet de Paris, le PSM a été approuvé par les 43 membres de l'UpM. Le PSM agit tout à la fois sur l'offre, en proposant d'augmenter les capacités de production d'électricité bas carbone et sur la demande, en posant des objectifs en termes d'efficacité et de maîtrise énergétique. Il prévoit notamment :

- [1] La construction de capacités additionnelles de production d'électricité d'origine renouvelable dans les PSEM – en particulier des énergies solaire et éolienne – d'une puissance totale de 20 GW à l'horizon 2020 ;
- [2] La production électrique est dédiée à une consommation « locale » mais une partie est destinée à l'exportation vers l'UE afin d'assurer la rentabilité des projets. Cette perspective induit par conséquent une nouvelle planification des réseaux électriques et le développement des interconnexions entre les PSEM et les pays membres de l'UE. L'objectif est d'exporter vers l'UE 5 GW d'énergie électrique d'origine renouvelable (Meslier, Palat, 2009) ;
- [3] Le développement de mesures d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande énergétique (avec un objectif de 20% d'économies d'énergie en 2020 par rapport à 2005) ;
- [4] L'instauration de cadres législatifs, réglementaires, institutionnels et organisationnels adaptés au développement à grande échelle de projets durables dans la zone.

La mise en place du PSM devait, en principe, se dérouler en trois étapes : (i) la première

¹³² Entretien mené auprès de Jean-Pierre Joly, Directeur de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), le 2 mai 2013 à Chambéry.

phase [2009-2010] est une « phase de préparation » durant laquelle ont été définis les grands axes stratégiques étayés plus haut, et identifiées des propositions de projets de production électrique d'origine renouvelable et des projets d'efficacité énergétique ; (ii) la deuxième phase [2010-2011] est une « phase pilote » qui correspond au lancement des premiers projets (études de faisabilité, montages financiers) au travers desquels il s'agit de promouvoir les partenariats public/privé et privé/privé ; et (iii) la troisième et dernière phase [2011-2020] est une « phase de déploiement » qui s'appuie sur un "Master Plan".

3- Les dispositifs mis en œuvre pour la concrétisation du PSM.

■ Le "Master Plan" : bâtir une vision commune du PSM.

En février 2010, un groupe d'experts *ad hoc* étudie un plan stratégique ou *Strategy Paper* pour le PSM, tout en appelant le secrétariat de l'UpM à développer un "Master Plan" avec des lignes directrices spécifiques pour un déploiement à grande échelle des projets durables dans le cadre du PSM. Le "Master Plan" proposerait une feuille de route qui détaillerait les phases, les activités et préciserait les échéances. Le "Master Plan" du PSM « est une feuille de route commune de stratégies servant à donner une orientation claire sur ce qui doit être fait pour le développement économique, l'intégration régionale, des marchés autonomes pour les technologies renouvelables et efficaces, le renforcement des interconnexions entre les systèmes électriques des pays membres et ainsi faciliter le déploiement d'énergies sûres, fiables, propres, et pérennes et d'ouvrir la voie à des échanges à grande échelle d'électricité verte autour et à travers la Méditerranée ¹³³ » (Union for the Mediterranean, 2013a, p. 3).

Le processus de préparation du "Master Plan" a démarré avec la réunion des hauts fonctionnaires tenue à Bruxelles en novembre 2010. Quatre structures ont été mises en place pour permettre une participation active des acteurs concernés dans la mise en œuvre du "Master Plan" : (i) le Comité Mixte ou *The Joint Committee* (JC) du PSM qui est la principale structure de coordination. Composé d'experts officiels et techniques des pays membres de l'UpM, le Comité Mixte est chargé d'examiner le "Master Plan" du PSM ; (ii) le Groupe de Rédaction ou *The Drafting Group* (DG) pour le "Master Plan" du PSM, chargé de préparer le "Master Plan", en conformité avec les recommandations faites par le Comité de Rédaction. Pour intégrer cette structure, les pays membres de l'UpM doivent s'engager à fournir des ressources financières importantes pour l'élaboration du "Master Plan". Le Maroc, l'Égypte, la France, l'Italie, l'Allemagne, l'Espagne et enfin la Commission européenne sont ainsi devenus les participants les plus importants ; (iii) le Réseau d'Expertise Technique ou *The Technical Expertise Network* (TN) du PSM, constitué des experts techniques des pays participants ainsi que de représentants des organisations de la société civile, des institutions financières internationales, des associations d'entreprises, de recherche et des consortia privés tels que la Fondation Desertec,

¹³³ Traduit de l'anglais.

"Desertec Industrial Initiative" (Dii), l'initiative "Transgreen" (ou "Medgrid") et le projet *MedRing*. Le Réseau d'Expertise Technique apporte un soutien et une contribution au Comité Mixte et au Groupe de Rédaction ; et (iv) enfin un Point Focal National ou *National Point Focal* (FP) nommé par chacun des États membres, qui participe aux réunions du Comité Mixte et des autres structures (Yildiz, 2015). Durant la préparation des décisions qui portent le PSM, le FP s'engage à partager des informations et à parvenir à un accord avec les acteurs nationaux (Union for the Mediterranean, 2011).

À la suite de nombreuses rencontres qui se sont déroulées entre 2011 et 2013, les experts et les hauts responsables se sont accordés sur une vision commune du PSM (Carafa, 2015). Le "Master Plan" a été achevé en Mai 2013. Il repose au final sur cinq lignes directrices : (i) développer des cadres stratégiques et réglementaires favorables au déploiement des projets ; (ii) renforcer les outils de soutien financier ; (iii) améliorer les systèmes d'infrastructures de transport ; (iv) encourager le développement industriel et la création d'emplois¹³⁴ ; et (v) promouvoir le développement des compétences¹³⁵ et le transfert de savoir-faire (Union for the Mediterranean, 2013b). Le processus d'élaboration a dépassé le seul aspect technique en recouvrant une dimension très politique (Carafa, 2015). La décision d'approuver ou non le "Master Plan" a été prise lors de la Conférence euro-méditerranéenne des ministres de l'énergie à Bruxelles du 11 au 13 Décembre 2013. Contre toute attente, le "Master Plan" du PSM n'a pas été approuvé, comme nous le verrons par la suite.

■ "Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan" (PWMSP)

Parallèlement au processus d'élaboration du *Master Plan*, la Commission européenne a lancé un projet d'assistance technique intitulé PWMSP. Ce dispositif, lancé en mai 2010, réunit un consortium d'experts et de compagnies énergétiques nationales. Il a pour objectif de créer des conditions favorables à la mise en œuvre du PSM dans neuf pays partenaires méditerranéens¹³⁶ et leur permettre d'en tirer profit. L'initiative PWMSP a été financée par la Commission européenne pour une durée de trois ans, entre septembre 2010 et décembre 2013. La Commission européenne a alloué, pour cela, un budget de 4,6 millions d'euros. À la suite d'un appel d'offres international, la Commission européenne a décidé de confier le projet à un consortium constitué du groupe allemand MVV DECON – chef de file du consortium – de deux transporteurs nationaux d'électricité RESEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITE (RTE) [France] et TERNA [Italie], de l'opérateur-exploitant intégré algérien SOCIETE NATIONALE DE

¹³⁴ Estela (2009) estime, en partant des objectifs fixés par le PSM, qu'avec le déploiement de 20 GW en capacités additionnelles solaires dans les pays du Sud de la Méditerranée, 120000 emplois peuvent être créés, dont 80000 dans la fabrication (40000 in situ et 40000 en Europe), 120000 emplois dans la construction et 35280 emplois lors de la phase d'opération et maintenance.

¹³⁵ Avec le développement des énergies renouvelables, un système de formation pérenne (écoles, instituts de formation professionnelle, ...) peut être mis en place, afin notamment de former une main d'œuvre qualifiée (techniciens, ingénieurs, chercheurs).

¹³⁶ Algérie, Égypte, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, Autorité palestinienne, Syrie, Tunisie.

L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ) et de l'Agence Italienne de Maîtrise Énergétique (ENEA).

Certaines structures sont des membres associés du consortium, les plus importantes étant la *Florence School of Regulation* (FSR) et *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE). Elles contribuent à la large diffusion des connaissances et des savoir-faire dans le cadre du projet PWMSP. La FSR est un programme d'excellence créé en 2004 au sein duquel un dialogue indépendant et une recherche de haut niveau sont menés sur la réglementation dans l'industrie, essentiellement la réglementation européenne. Au travers d'une recherche appliquée, d'un débat sur les politiques publiques et d'une formation innovante, la FSR cherche à améliorer la politique de réglementation dans des secteurs cruciaux de l'économie européenne : le climat, la communication et les médias, le transport, l'eau et l'énergie (électricité et gaz) – avec une attention particulière portée sur la législation de l'UE en matière énergétique. Institutionnellement, la FSR est un programme du *Robert Schuman Centre for Advanced Studies* (RSCAS) de l'Institut universitaire européen de Florence, institution intergouvernementale pour les études doctorales et postdoctorales et la recherche. GSE est une entreprise publique italienne de promotion des énergies renouvelables. Elle encourage un développement durable en soutenant la production d'électricité renouvelable et en œuvrant à une plus grande sensibilisation autour des usages énergétiques efficaces et respectueux de l'environnement. L'actionnaire unique du GSE est le Ministère italien de l'Économie et des Finances, qui exerce ses droits en consultation avec le Ministère du Développement Économique. Cette entreprise publique détient trois filiales : (i) *Acquirente Unico* (AU) ; (ii) *Gestore dei Mercati Energetici* (GME) ; et (iii) *Ricerca sul Sistema Energetico* (RSE) qui mènent activement une recherche dans les domaines de l'électricité et de l'énergie tout en élaborant des projets d'intérêt stratégique.

Le projet comprend cinq secteurs d'activité : (i) l'harmonisation du cadre légal et réglementaire (dans les pays partenaires méditerranéens) ; (ii) le transfert de connaissances et le renforcement des capacités ; (iii) les politiques énergétiques durables ; (iv) le soutien à l'investissement ; et (v) les besoins en termes d'infrastructures pour le PSM. Concernant le troisième secteur d'activités, les experts ont collaboré avec les autorités nationales ainsi que les agences nationales de maîtrise énergétique, en particulier sur la politique de tarification, des subventions et mécanismes de soutien aux investissements dans le domaine, tout en s'assurant néanmoins d'un accès des consommateurs à l'énergie qui soit équitable¹³⁷. Dans le cadre du projet, une analyse comparative du cadre légal et réglementaire régissant le secteur énergétique entre les pays partenaires a ainsi été menée. Des feuilles de route ont également été mises en place au niveau national et régional afin d'appuyer une réforme réglementaire et de promouvoir un développement institutionnel et un transfert de connaissances. Le projet avait, par ailleurs,

¹³⁷ Entretien mené auprès d'Emmanuel Bergasse, Expert indépendant sollicité dans le cadre de PWMSP, le 11 juin 2012 à Rabat.

pour vocation d'élaborer et de proposer des politiques énergétiques nationales appropriées pour promouvoir l'efficacité énergétique et les sources d'énergie renouvelables. Durant trois années, PWMSP a organisé des cours de formation relatifs aux enjeux en termes de développement industriel promu par le PSM. Enfin, il devait tout mettre en œuvre pour combler l'écart financier qui existe entre les ressources financières des pays partenaires méditerranéens et la nécessité de développer l'infrastructure pour le transport de l'électricité renouvelable. Pour la mise en œuvre du projet PWMSP, le consortium a fait appel aux services à plein temps d'un directeur, d'un directeur-adjoint et des services à mi-temps d'un expert financier. En plus de ces trois experts notoires, le projet dispose d'un total de 1 200 jours pour solliciter des experts spécialisés. Dans chacun des pays partenaires méditerranéens, le projet a recouru aux services d'un expert national désigné comme coordonnateur national du projet. Le Bureau principal du projet était situé au Caire [Égypte] et une antenne à Rabat [Maroc]. La plupart des manifestations du projet se sont tenues dans les pays membres de l'UE¹³⁸.

Une collaboration étroite a été mise en place avec des structures et programmes dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, déjà à l'œuvre dans la région et financés eux-aussi par l'UE¹³⁹ (MEDREG, MED-EMIP, MED-ENEC II¹⁴⁰) mais également auprès d'institutions régionales qui opèrent dans le domaine, notamment le Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (RCREEE), structure créée dans le sillon du PSM. Parmi les défis majeurs du PSM, l'exportation d'une partie de l'électricité d'origine renouvelable produite au sud de la rive méditerranéenne vers les pays de l'UE, nécessaire à la rentabilisation des coûts de construction de capacités électriques additionnelles¹⁴¹.

B- Exporter de l'électricité d'origine renouvelable vers les pays de l'UE.

1- Importer de l'électricité d'origine renouvelable pour atteindre les objectifs énergético-climatiques des pays de l'UE.

L'annonce du PSM a eu lieu quelques mois après le début des négociations européennes¹⁴² sur le "Paquet énergie-climat", lesquelles se sont clôturées le 22 novembre 2008, peu après le Sommet de Paris (Lorec, Schramm, 2009). En 2009, le conflit russo-ukrainien a

¹³⁸ Entretien mené auprès de Habib El Andaloussi, Deputy Team Leader, PWMSP, le 8 juin 2012.

¹³⁹ Via le programme MEDA et la FEMIP principalement.

¹⁴⁰ MED ENEC II est un projet financé par l'UE à hauteur de 5 millions d'euros pour promouvoir l'efficacité énergétique dans le secteur de la construction grâce à un renforcement des capacités, des instruments fiscaux et économiques, et des projets pilotes. Ce projet qui a duré entre 2009 et 2013 est destiné aux pays partenaires méditerranéens : Algérie, Égypte, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, A.Palestinienne, Syrie, Tunisie et la Turquie. MED ENEC II prolonge le projet MED-ENEC mis en place entre 2005 et 2004 pour lequel un financement de 4 millions d'euros a été alloué.

¹⁴¹ Pour les conclusions de PWMSP, voir. (PWMSP, 2014).

¹⁴² L'article 194 du Traité de Lisbonne (2007) a introduit une base juridique spécifique au partage des compétences dans le domaine de l'énergie entre l'UE et ses États membres.

fini de convaincre l'UE de réduire sa dépendance gazière vis-à-vis de la Russie. Ce conflit a en effet entraîné une grave rupture de l'approvisionnement énergétique pour plusieurs États membres de l'UE. La production et l'exportation de l'électricité d'origine renouvelable, promue dans le cadre du PSM, doit être ainsi associée à la fois aux objectifs climatiques de l'UE et à la question de la vulnérabilité des approvisionnements (Pia Vantaggiato, 2015).

Le "Paquet énergie-climat" de l'UE repose sur un plan d'action adopté en décembre 2008. Ce sont des objectifs contraignants en matière de lutte contre le réchauffement climatique prévus à l'horizon 2020. Le paquet a ainsi fixé trois grands objectifs : (i) réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20 % (par rapport aux niveaux de 1990) ; (ii) porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE ; et (iii) améliorer l'efficacité énergétique de 20 %. En 2009, ces objectifs ont été traduits dans la législation dans le cadre de quatre textes :

- La directive 2009/29/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE relative à l'amélioration et l'extension du système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre ;
- La directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE ;
- La décision n°406/2009/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020 ;
- La directive 2009/31/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative « au stockage géologique du dioxyde de carbone » et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) n°1013/2006 du Parlement européen et du Conseil.

Dans le paragraphe 39 de la directive communautaire du 23 avril 2009¹⁴³ le PSM est formellement mentionné, « *des projets menés dans des pays tiers et présentant un grand intérêt pour l'Europe, tels que le [PSM]* ». L'article 9 de cette directive porte notamment sur la coopération entre un (ou plusieurs) État(s) membres avec un (ou plusieurs) pays tiers autour de tous types de projets qui concernent la production électrique d'origine renouvelable. Cette coopération peut, par ailleurs, inclure des opérateurs privés. Cet article autorise les pays membres de l'UE à importer de l'électricité d'origine renouvelable depuis les pays tiers (c'est-à-dire en dehors de la zone communautaire) afin de leur permettre d'accroître la part en électricité d'origine renouvelable dans le mix-énergétique national. Si les délais d'exécution de

¹⁴³ Directive 2009/29/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

l'interconnexion électrique sont très longs, les États membres de l'UE sont également en droit de réclamer à la Commission européenne que soit prise en compte, dans le calcul de la part de l'énergie d'origine renouvelable [cf. article 5], la part de l'électricité produite et consommée dans le pays tiers, ceci durant la construction de l'interconnexion entre les pays concernés. Cette procédure n'est possible qu'à certaines conditions : la construction de l'interconnexion doit avoir démarré au plus tard le 31 décembre 2020 et elle doit être mise en service au plus tard le 21 décembre 2022. L'électricité importée au travers de ces interconnexions est soumise à un certain nombre de critères. Ainsi, par exemple, dans le cadre d'un projet commun, la construction des centrales ou l'accroissement de la capacité des installations rénovées doivent être postérieures au 25 juin 2009 afin « *notamment d'éviter une augmentation nette des émissions de gaz à effet de serre du fait du détournement de sources d'énergie renouvelables existantes et de leur remplacement total ou partiel par des sources d'énergie conventionnelles* » (Paragraphe 37, Directive 2009/29/CE). La quantité d'électricité produite et exportée ne doit, en outre, avoir bénéficié d'aucun soutien au titre d'un régime d'aide d'un pays tiers autre que l'aide à l'investissement accordée à l'installation.

L'article 9 de la directive communautaire du 23 avril 2009 a ainsi rendu viable le modèle économique et financier du PSM. En effet, la perspective d'exportation qui s'inscrit dans ce cadre européen permettra de rentabiliser les projets renouvelables, et de réduire les besoins en financement concessionnel. Grâce à cette perspective, les pays sud-méditerranéens peuvent également devenir de véritables marchés d'exportation. Des pays importateurs nets comme le Maroc inverseraient définitivement leur rapport de dépendance énergétique en devenant des marchés d'exportation d'électricité d'origine renouvelable. Le Maroc souhaite profiter, à ce titre, du corridor électrique deux fois 400 kV qui le relie déjà à l'Espagne (et par conséquent au réseau ENTSO-E) pour former un couloir d'exportation.

2- La mise à jour de l'étude "MedRing" suite au lancement du PSM.

À partir de 2008, la problématique de l'étude "MedRing" évolue et procède désormais du constat suivant : l'achèvement de la boucle électrique méditerranéenne est essentiel pour le développement du considérable potentiel solaire et éolien de l'espace méditerranéen. Cette étude doit déterminer, par ailleurs, si la boucle méditerranéenne était l'infrastructure la plus appropriée pour le transit de flux substantiel d'électricité d'origine renouvelable. Parmi les conclusions de la mise à jour de l'étude, on apprend que le développement significatif de l'énergie solaire ne sera possible que s'il s'inscrit dans une stratégie d'exportation (Med-EMIP, 2010). Le développement des interconnexions électriques doit garantir les conditions d'exportation de cette électricité depuis le Sud de la rive vers le Nord de la rive. À ce titre, les pays membres de l'UE doivent s'ouvrir aux importations d'électricité d'origine renouvelable en provenance du Sud, même si cela doit se traduire par une augmentation du prix moyen de l'électricité en Europe. Des liaisons haute tension à courant continu sont, pour ce faire, l'alternative la plus rapide et la plus réaliste pour encourager les exportations du Sud vers le

Nord. Deux scénarii ont ainsi été définis et sont présentés dans le volume III de l'étude MED-EMIP (2010). Ce volume analyse les implications financières les plus vraisemblables de deux scénarii, qui résulteraient de la mise en place d'une industrie de l'énergie solaire et éolienne à grande échelle dans les pays sud méditerranéens. Ces scénarii¹⁴⁴ prennent en compte deux facteurs : (i) l'augmentation de la demande énergétique régionale, (ii) la perspective d'exportation de l'électricité d'origine renouvelable vers l'UE.

- Renforcement des interconnexions et conversion en courant continu Maroc-Espagne et Turquie-ENTSO-E.

Le scénario A vise à renforcer les liaisons actuelles entre le Maroc et l'Espagne et entre la Turquie, la Bulgarie et la Grèce en tirant de nouveaux câbles à courant alternatif ou encore en convertissant du courant alternatif en courant continu les liaisons existantes [cf. figure 26].

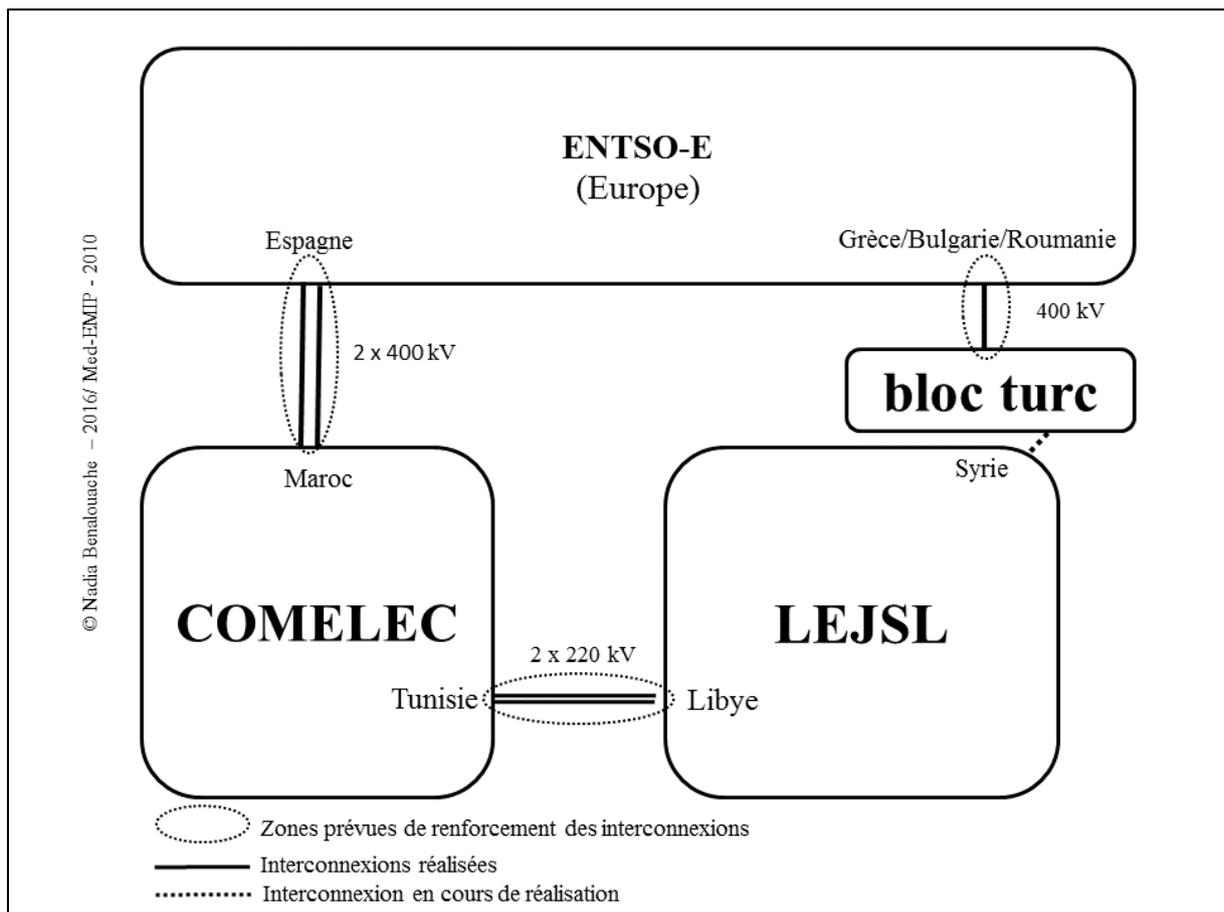


Figure 26 – Renforcement des interconnexions Maroc/Espagne et Turquie/ENTSO-E (Scénario A)

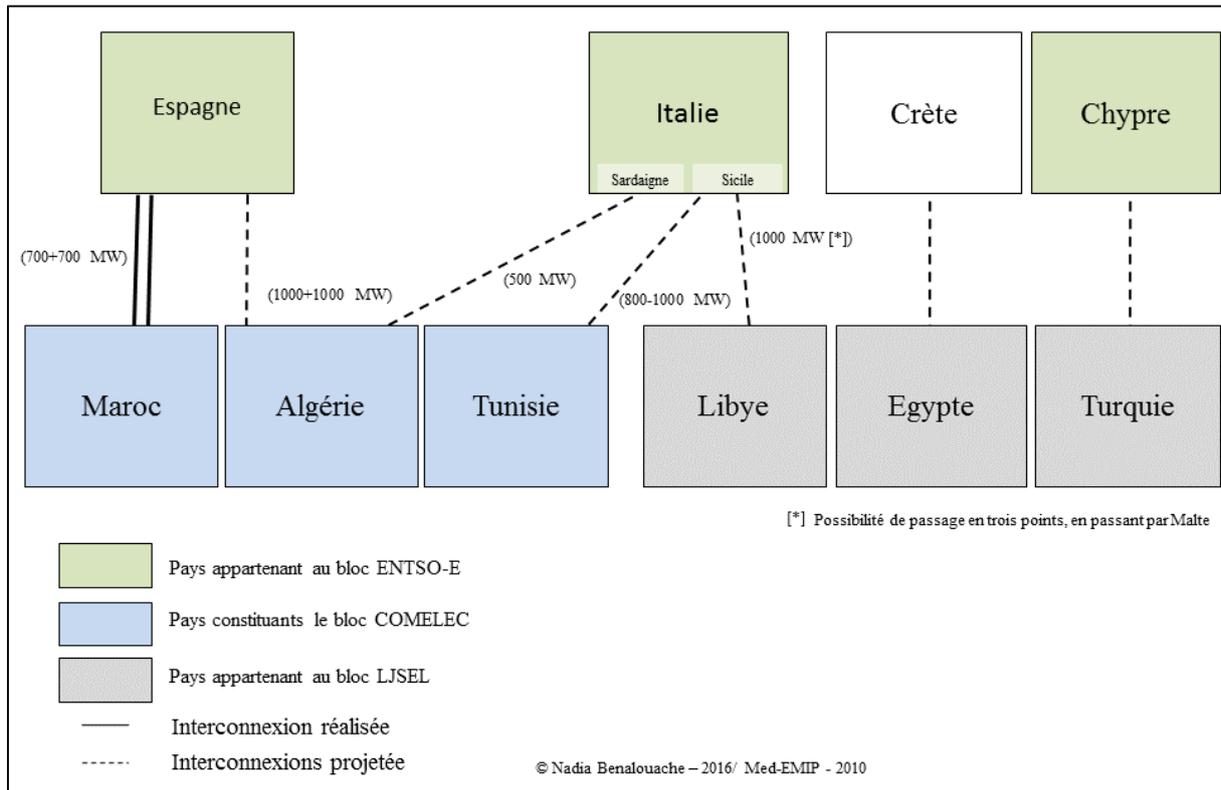
L'augmentation de la capacité de l'interconnexion entre la Turquie et l'ENTSO-E se ferait par la mise en place de nouvelles lignes de 400 kV avec la Grèce ou la Bulgarie et éventuellement la construction d'un câble à courant continu d'une capacité de 1 000 MW entre la Turquie et la Roumanie. Ce premier scénario n'est possible qu'au travers d'une véritable

¹⁴⁴ Par souci de clarté, nous nommerons les deux scénarii : scénario A et scénario B.

coopération entre les acteurs pour permettre aux différents partenaires un accès équitable et satisfaisant au réseau et une amélioration des réseaux de transport nationaux et transcontinentaux (Meslier, Palat, 2009 ; Med-EMIP, 2010).

■ Les liaisons électriques sous-marines en courant continu.

Le scénario B consiste en la construction de liaisons électriques sous-marines en courant continu [cf. figure 27].



Plusieurs projets de liaisons électriques, toutes de 400 kV, sont actuellement à l'étude (Meslier, Palat, 2009 ; Med-EMIP, 2010) :

- Entre l'Algérie¹⁴⁵ (Terga) et l'Espagne (Almeria), deux câbles sous-marins d'une capacité de 1 000 MW chacun sont prévus pour un montant d'investissement de 800 millions d'euros. L'interconnexion serait détenue à part égales entre RED ELECTRICA (Espagne) et la SONELGAZ. Cette ligne électrique pose toutefois des problèmes d'ordre financier et juridique (lignée régulée ou ligne privée, etc.) ;
- Entre l'Algérie (Koudiet Drouch/El Hadjar) et l'Italie (Cagliari, Sardaigne), deux câbles d'une capacité totale de 500 MW rejoindraient la Sardaigne et se connecteraient aux liaisons Sardaigne-Italie et Italie-Corse. Ce projet s'élèverait à 700 millions d'euros.

¹⁴⁵ L'Algérie désire rompre, pour rappel, avec la logique transitaire horizontale et relier de manière directe le continent européen, afin notamment d'éviter les droits de transit et pour des raisons politiques.

Le problème est avant tout technique, les profondeurs avoisinant 2 000 mètres, ce qui correspond aux limites technologiques actuelles de la pose de câbles ;

- Entre la Tunisie (El Haouaria) et l'Italie (Partanna), il s'agit de construire un câble de 1 000 MW. Ce projet est associé à la réalisation d'une centrale thermique de 1 200 MW au Cap Bon (Tunisie) en IPP, projet dit Elmed, dont 800 MW serait destiné à l'exportation vers l'Italie. D'un montant de 700 millions d'euros, ce câble, privé, appartiendrait à la société qui exploite la centrale thermique. 800 MW seraient ainsi exemptés d'ATR (Accès des Tiers au Réseau) ;
- Entre la Libye (Mellitah) et l'Italie (Chiaramonte Gulfi, Sicile), deux câbles d'une capacité totale de 1 000 MW avec un investissement de 900 millions d'euros ;
- Entre l'Égypte et la Grèce (Crête) et entre la Turquie et Chypre.

Ces interconnexions présentent un avantage de taille, leur diversification, qui assure notamment la sécurité du fonctionnement des systèmes électriques, mais ont également un inconvénient majeur, leur coût d'investissement (Meslier, Palat, 2009).

3- Des initiatives industrielles privées en lien avec la perspective d'exportation d'électricité.

Des initiatives intergouvernementales privées, en lien avec cette perspective d'exportation d'électricité, ont été mises en place suite au lancement du PSM et à l'annonce des orientations énergéto-climatiques européennes. Le concept Desertec à l'origine d'une de ces initiatives a été conçu avant même l'avènement du PSM, qu'il a d'ailleurs contribué à définir. La perspective d'exportation formulée dans le cadre de ces méga-projets doit par ailleurs permettre un véritable changement d'échelle des technologies solaires pour un développement à l'échelle macro (Walker, Cass, 2007), avec de très grandes unités de production électrique à rendement élevé. Le PSM représente pour ces initiatives un cadre politique fort et opérationnel.

- Le fondation Desertec et le consortium Desertec Industrial Initiative (Dii).

Le concept Desertec (Desertec foundation, 2008) a émergé au sein d'un réseau international de scientifiques, de responsables politiques, d'experts spécialisés dans le domaine des énergies renouvelables et d'entrepreneurs : la *Transmediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC). La TREC est une initiative fondée par le Club de Rome¹⁴⁶, la Fondation hambourgeoise de la protection pour le climat et l'institution jordanienne de recherche, le *National Energy Research Center* (NERC). La TREC entretient des contacts directs et réguliers avec différents gouvernements et investisseurs privés et cherche à montrer les bénéfices d'une

¹⁴⁶ Le Club de Rome est un groupe de réflexion constitué d'industriels, de scientifiques, d'économistes et de diplomates qui, fondé dans les années 1960 dans un contexte de prise de conscience environnementale. Ils se sont notamment questionnés sur les impacts de l'activité humaine sur l'environnement. Ils sont à l'origine du célèbre rapport "The Limits to Growth" publié en 1972.

coopération autour des énergies renouvelables dans l'élaboration, par exemple, de concepts ou le développement de projets spécifiques. Le concept Desertec a été développé en collaboration avec le Centre Aérospatial Allemand (DLR).

La DLR a lancé trois études techniques, financées par le Ministère fédéral de l'Environnement (BMU) en Allemagne. Les études MED-CSP et TRANS-CSP ont été menées entre 2004 et 2006. L'étude AQUA-CSP couvrant les aspects relatifs au dessalement de l'eau de mer grâce aux technologies solaires a été finalisée en 2007. Les études MED-CSP et TRANS-CSP ont réuni des structures de recherche allemandes (DLR, *Hamburg Institute of International Economics* (HWWA), Nokraschy Engineering GmbH (NE) ; *Internationales Forschungszentrum für Erneuerbare Energien e.V.* (IFEED)) ainsi que des structures sud-méditerranéennes de recherche (*National Energy Research Center* (NERC – Jordanie), le Centre National pour la Recherche Scientifique et Technique (CNRST – Maroc)) et de promotion des énergies renouvelables (*New Energy Algeria* (NEAL – Algérie), *New and Renewable Energy Authority* (NREA – Égypte)).

Ces études ont permis d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables dans les pays de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient (MENA¹⁴⁷) et la prévision de leurs besoins en eau et en énergie en 2050 (étude MED-CSP et AQUA-CSP) ainsi que la faisabilité d'un réseau de transport d'électricité entre l'UE et la région MENA (étude TRANS-CSP). Une des conclusions majeures de l'étude MED-CSP¹⁴⁸, devenue depuis un adage, est que les zones désertiques mondiales reçoivent en moins de six heures une énergie solaire équivalente à la quantité d'énergie que l'humanité consomme en l'espace d'une année. En effet, « *cette région a les conditions de production parmi les meilleures au monde* » (Pariente-David *et alii*, 2009, p. 44). Des études satellitaires conduites par la DLR démontrent, par ailleurs, que l'installation de centrales CSP sur moins de 0,3 % de la surface désertique de la région MENA suffirait à produire une quantité d'électricité et d'eau douce capable de répondre à l'augmentation des besoins de ces pays et de l'Europe. Le projet Desertec vise ainsi à exploiter le potentiel énergétique des déserts de la région MENA, au travers d'un vaste réseau de centrales CSP et de parcs éoliens [cf. figure 28]. Les facteurs géographiques de ces pays, comparativement plus favorables à ceux des pays européens, induisent des rendements par kW installé en CSP et en éolien plus intéressants qui compensent largement les coûts de transport pour une exportation de l'électricité du Sud au Nord de la rive méditerranéenne. Ainsi, l'électricité produite dans la

¹⁴⁷ La définition de l'acronyme MENA n'est pas normalisée. Le nombre de pays qui composent la région diffère suivant les organisations. Elle regroupe généralement les pays suivants : Algérie, Bahreïn, Djibouti, Égypte, Irak, Iran, Israël, Jordanie, Koweït, Liban, Libye, Maroc, Mauritanie, Autorité palestinienne, Soudan, Syrie, Tunisie, Yémen. Les pays d'Afrique du Nord inclus dans la région MENA sont membres du PSM.

¹⁴⁸ http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resourcen/dokumente/institut/system/publications/MED-CSP_Flyer.pdf.

région MENA couvrirait 15 % des besoins électriques de l'Europe d'ici 2050. Ce projet transnational devait initialement coûter, selon les estimations du DLR, 400 milliards d'euros.

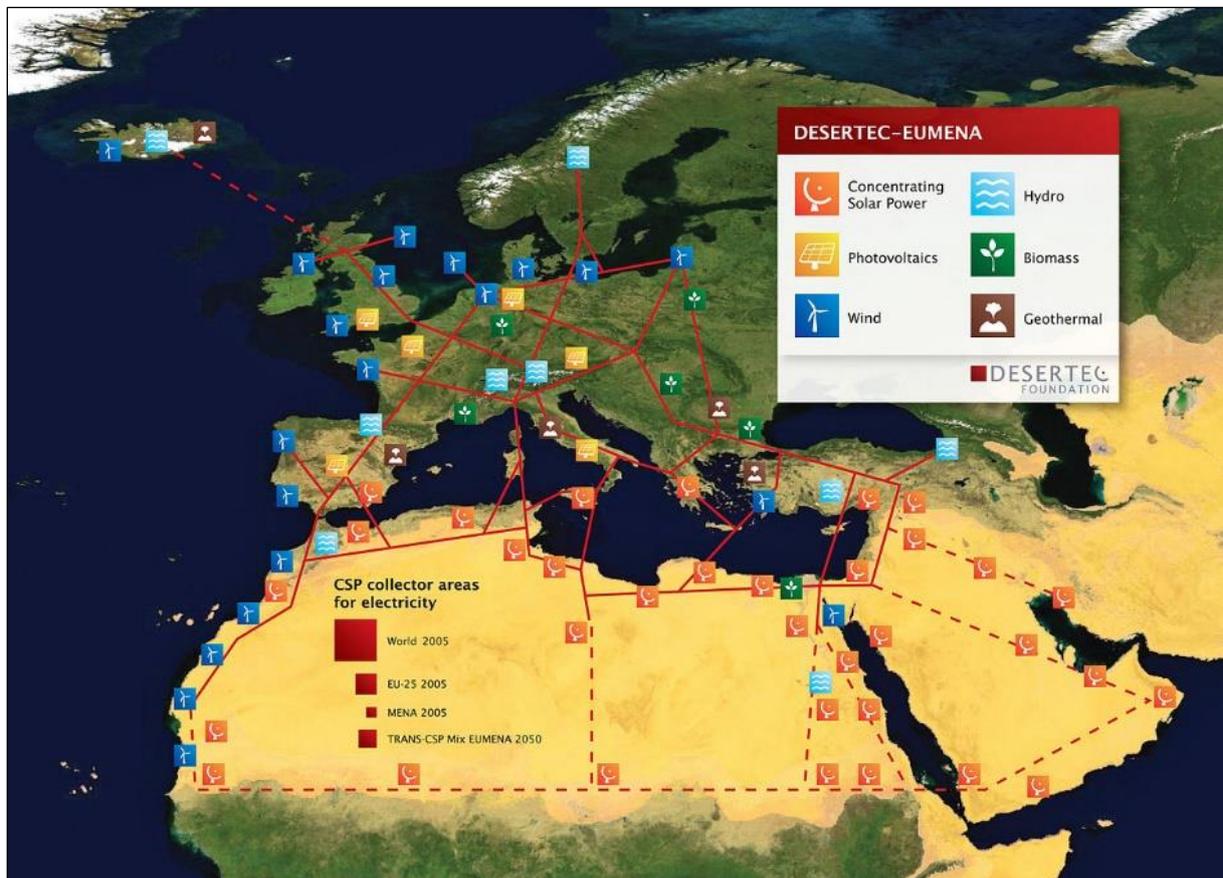


Figure 28 – Le concept Desertec

En Allemagne, le concept Desertec a gagné un soutien croissant grâce au parti des Verts¹⁴⁹. Il a pris de l'ampleur avec les discussions amorcées 2007 et qui portent sur les objectifs contraignants de l'UE pour lutter contre le changement climatique. L'implication allemande dans l'élaboration des études de la DLR, explique l'avantage que l'Allemagne a pris sur les autres pays, et en particulier la France, lors des négociations autour de la conception du PSM.

Le 13 juillet 2009, un an jour pour jour après le Sommet de Paris qui a consacré l'UpM et le PSM, la Fondation Desertec voit le jour. Elle a été créée par l'association allemande du Club de Rome et les membres du réseau TREC. Cette fondation a pour mission principale de prospecter et d'établir des plans de financement et des partenariats pour faire aboutir le projet Desertec. Le 30 octobre 2009, la *Desertec Industrial Initiative* (Dii), branche opérationnelle mise en place pour concrétiser le concept, est fondée à Munich. Il s'agit d'un consortium d'entreprises, parmi lequel plusieurs leaders mondiaux et qui réunit au départ 13 actionnaires, dont neuf sont allemands : l'assureur allemand MUNICH RE ; les groupes bancaires allemands

¹⁴⁹ Entretien mené auprès de René Buchler, Coordinateur de Desertec Industrial Initiative Afrique du Nord, le 23 Mai 2012 à Tunis.

DEUTSCHE BANK et HSH NORDBANK ; les groupes énergéticiens allemands EON AG et RWE ; le groupe industriel allemand SIEMENS ; le groupe d'ingénierie et de construction industrielle allemand M+W ZANDER ; les groupes industriels allemands et espagnols spécialisés dans le domaine du CSP SCHOTT SOLAR [Allemagne], MAN SOLAR MILLENIUM [Allemagne] et ABENGOA SOLAR [Espagne] ; le groupe de techniques de transmission électrique suisse ABB AG ; le groupe agro-alimentaire algérien CEVITAL ; et enfin, la FONDATION DESERTEC. Fin 2011, huit¹⁵⁰ nouveaux actionnaires ont rejoint le consortium : le groupe saoudien ACWA POWER spécialisé dans les projets du secteur de l'eau et de l'énergie ; le groupe italien ENEL GREEN ENERGY spécialisé dans l'exploitation d'unités de production d'électricité d'origine renouvelable, filiale d'ENEL SPA ; le groupe industriel allemand, spécialisé dans le CSP, FLAGSOL ; le groupe marocain NAREVA HOLDING¹⁵¹ ; le groupe espagnol RED ELECTRICA DE ESPAÑA spécialisé dans le fonctionnement des systèmes et transports électriques ; le groupe français SAINT-GOBAIN SOLAR, filiale énergies renouvelables de SAINT-GOBAIN ; le groupe électricien grec TERNA ENERGY GROUP ; et enfin, le groupe financier italien UNITCREDIT GROUP. Ces groupes versent chaque année une cotisation de 125 000 dollars¹⁵².

L'implication des entreprises actionnaires dans le consortium n'est pas dénuée d'un intérêt économique. Ces dernières seront amenées à concevoir, planifier et exploiter, le cas échéant, les centrales CSP ainsi que les lignes de transmission CCHT. Le concept Desertec représente en effet une opportunité de taille, en particulier pour les industriels allemands et européens, d'exporter leur savoir-faire technologique sur les marchés de la région MENA. Ainsi, le concept Desertec repose, selon nous, sur la combinaison implicite suivante : une technologie au Nord de la rive et un gisement au Sud de la rive. Leur participation leur permet, par ailleurs, de rechercher en permanence des possibilités d'investissement dans le secteur des infrastructures. Ces entreprises, qui consommeront de grandes quantités d'électricité ou fabriqueront des produits qui le nécessitent, sont également susceptibles d'utiliser de l'électricité d'origine renouvelable dans les 20 ou 30 ans à venir, accessible à des prix stables, dans un contexte d'augmentation prévue et de volatilité des énergies fossiles. Elles chercheront enfin des solutions durables pour l'élargissement de leur activité¹⁵³. Autrement, ces mégaprojets reposent sur un discours selon lequel ces derniers sont en mesure de contribuer au développement des pays où les centrales sont implantées, en fournissant des emplois sur place, à l'autosuffisance électrique nationale et en favorisant les transferts technologiques.

Le concept Desertec a évolué dans le cadre des études menées par Dii¹⁵⁴. Ainsi, les

¹⁵⁰ Le consortium est alors composé de 20 entreprises. L'entreprise allemande « Man Solar Millenium » a déposé s'est retiré peu avant sa faillite. Elle a effet annoncé le 21 décembre 2001 qu'elle déposait le bilan.

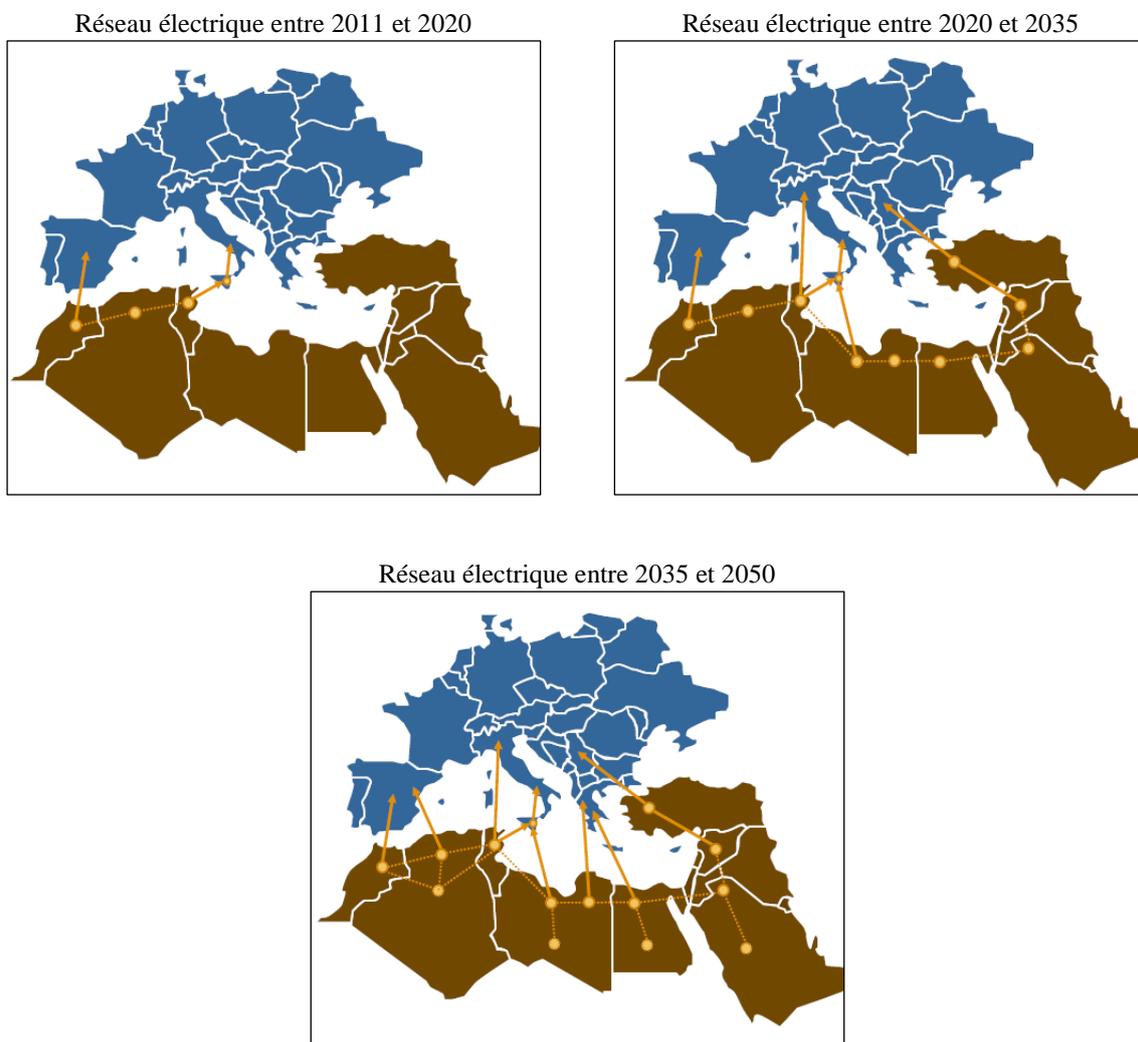
¹⁵¹ Cette société est détenue par la SOCIETE NATIONALE D'INVESTISSEMENT (SNI), dont le principal actionnaire est SINGER, un groupe qui appartient à la famille royale.

¹⁵² Entretien mené auprès de René Buchler, Coordinateur de Dii Afrique du Nord, le 23 Mai 2012 à Tunis.

¹⁵³ *Id.op.cit.*

¹⁵⁴ L'ensemble des informations délivrées par la suite sont issues de l'intervention de René Buchler, coordinateur pour l'Afrique du Nord de Dii, présentée lors du « Premier Forum économique tuniso-allemand » qui s'est déroulé

technologies solaires à développer ne se limitent plus au CSP mais concernent également le photovoltaïque à concentration (ou CPV). Dii promeut des technologies sous une forme centralisée uniquement, concentrées et à grande capacité. L'exportation massive d'électricité d'origine renouvelable prévue n'est véritablement envisageable, en effet, que lorsque la puissance cumulée des unités de production d'électricité d'origine renouvelable dépasse 1 GW. Une telle puissance, nécessaire pour éviter les pertes et pour être injectée dans les réseaux THT, n'est atteignable que si les puissances solaires installées sont élevées. En effet, lors du transport de l'électricité, un effet joule¹⁵⁵ se produit, induisant des pertes d'énergie. À puissance délivrée égale, plus la tension est élevée, plus les pertes en lignes sont faibles. La production d'énergie à haut rendement implique d'exploiter des systèmes de production concentrés dans l'espace, implantés dans de vastes surfaces de terrain, le plus souvent éloignés des zones de peuplement.



www.dii-eumena.com

Figure 29 – Développement graduel du réseau de transport d'électricité dans le concept Desertec entre 2011 et 2050

du 27 au 30 novembre 2011 à Tunis et auquel nous avons assisté. Ce forum était organisé par l'AHK (Chambre tuniso-allemande de l'Industrie et du Commerce) et la FIPA, agence tunisienne de promotion des investissements étrangers.

¹⁵⁵ L'effet joule signifie le dégagement de chaleur provoqué par le passage d'un courant électrique dans un matériau conducteur qui lui oppose une résistance.

Dii a par ailleurs proposé une analyse du développement graduel du réseau de transport électrique pour l'exportation de l'électricité d'origine renouvelable depuis la région MENA vers l'Europe. Sur la base des interconnexions existantes, le réseau doit se densifier progressivement entre 2011 et 2050. Des interconnexions électriques sous-marines à courant continu, qui correspondent au scénario B de l'actualisation de l'étude "MedRing" sont proposées dans le scénario Dii.

Le 16 mai 2012, l'UpM et Dii ont signé à Marrakech un mémorandum d'entente en vue d'une collaboration future. Ils souhaitent, en effet, renforcer et intensifier leur coopération autour d'un objectif incontestablement commun. Les deux organisations veulent collaborer sur deux aspects en particulier : l'instauration des cadres juridiques et réglementaires favorables au déploiement des projets renouvelables dans les pays récepteurs et l'évaluation des infrastructures de transport et des techniques de stockage. À partir de juillet 2013 cependant, cette initiative est en grande difficulté. La scission entre Dii et la Fondation Desertec en est l'illustration. Elle est due aux divergences de stratégie entre les deux entités. En effet, Dii souhaite abandonner la perspective d'exportation de l'électricité vers l'Europe et se focaliser uniquement sur le marché local. Les actionnaires se retirent progressivement du consortium. La conjoncture énergétique européenne est différente par rapport à 2009 et le coût du projet est revu à la hausse, dépassant désormais 500 milliards de dollars. Cela s'explique, entre autres, par la nécessité d'investir dans un nouveau type de lignes à HTCC pour limiter les pertes mais également par l'augmentation du coût de l'entretien des équipements solaires qui doivent résister aux tempêtes de sable et aux chocs thermiques. Les instabilités politiques qui traversent le monde arabe, les inerties règlementaires, les difficultés de coordination entre tous les partenaires et enfin la crise financière internationale ont aussi contribué à l'échec du projet. Certaines des entreprises du consortium ont revendu leur département solaire telles que SIEMENS et d'autres ont déposé le bilan, à l'image de MAN SOLAR MILLENIUM. Le 13 octobre 2014, Dii annonce mettre fin à ses activités. La Fondation Desertec se maintient en revanche et constitue désormais une société de consulting qui se focalise sur le développement de projets solaires dans la région MENA. Elle jouait déjà le rôle de plateforme de coordination politique et de consultation technologique.

■ L'initiative Transgreen ou Medgrid.

Le 5 juillet 2010, le Ministère français de l'Écologie, de l'Énergie, du développement durable et de la Mer, ainsi que des entreprises signent un protocole d'accord en vue de créer un consortium : Transgreen, devenu par la suite Medgrid en décembre 2010. Cette initiative française est considérée tantôt comme concurrente du projet Desertec, tantôt comme complémentaire. Elle prévoit d'étudier la construction d'un réseau sous-marin de transport d'électricité entre les deux rives de la Méditerranée, notamment au travers du renforcement des corridors Maroc-Espagne et Turquie-ENTSO-E et la construction de lignes CCHT sous-marines, suivant le scénario A de l'étude *MedRing* actualisée. Le coût du projet est estimé à

huit milliards d'euros. Le consortium Medgrid est constitué d'une quinzaine d'entreprises publiques et privées ainsi que de structures financières majoritairement françaises :

- Des structures financières françaises : l'Agence Française de Développement (AFD), institution financière de développement ; et CDC INFRASTRUCTURE, filiale de l'institution publique CAISSES DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS (CDC).
- Des entreprises publiques et privées de production, de transport et de distribution d'électricité : l'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE (ONE), compagnie publique marocaine d'électricité ; ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF), entreprise privée française, premier producteur et fournisseur d'électricité en France et ancien monopole public ; RESEAU DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITE (RTE), filiale d'EDF spécialisée dans le transport d'électricité en France ; et TAQA ARABIA, entreprise privée égyptienne de distribution énergétique.
- Des entreprises spécialisées dans la fabrication des équipements industriels, notamment énergétiques, le plus souvent leaders mondiaux : ABENGOA, entreprise industrielle espagnole spécialisée dans la technologie solaire CSP ; CONCENTRIX SOLAR, entreprise allemande spécialisée dans la technologie CPV ; ALSTOM, concepteur français des systèmes, et services de transport, notamment ferroviaires ; AREVA, multinationale française du secteur de l'énergie, principalement nucléaire ; le groupe français ATOS ORIGIN spécialisé dans les services en ingénierie informatique ; l'entreprise française NEXANS spécialisée dans l'industrie des câbles ; l'entreprise italienne PRYSMIAN, spécialisée dans la fabrication des câbles et des télécommunications ; l'entreprise RED ELECTRICA DE ESPAÑA, spécialisée dans le fonctionnement des systèmes et transports électriques ; et enfin le groupe industriel allemand SIEMENS.

Parmi les objectifs poursuivis par le projet *Transgreen*, cette dernière souhaite travailler sur la proposition d'un schéma directeur technique et économique autour d'un réseau transméditerranéen capable d'exporter 5 GW vers l'Europe à l'horizon 2020. Elle cherche également à participer à la mise en place d'un cadre réglementaire et institutionnel favorable au déploiement des projets durables au Sud de la Méditerranée. À l'instar de Dii, Transgreen veut mettre en évidence les impacts positifs des infrastructures et des échanges sur la croissance économique, et notamment la création d'emplois. Elle prévoit de développer une coopération technique et technologique avec les pays du Sud de la Méditerranée autour de projets de constructions d'interconnexions électriques transnationales. La technologie et les industries européennes sont dès lors privilégiées, ce qui n'est pas sans rappeler la combinaison implicite préalablement posée : technologie au Nord/Gisement au Sud. L'initiative entretient des rapports étroits avec les autorités des pays concernés, la Commission européenne, les banques de développement multilatérales et bilatérales, les ONG et enfin le monde de la recherche. La faisabilité du projet *Transgreen* est fortement remise en question depuis l'abandon, dans le

cadre du PSM, de la perspective d'exportation d'électricité d'origine renouvelable depuis le Sud vers le Nord, principalement dûe à la désapprobation espagnole du *Master Plan* du PSM.

C- L'abandon provisoire de la perspective d'exportation : causes, conséquences et réajustement du PSM.

1- Le "Master Plan" du PSM, sceau européen pour sa concrétisation : la désapprobation espagnole.

Le "Master Plan" du PSM devait être effectivement approuvé lors de la Conférence de Ministres de l'énergie de l'UpM organisée le 11 décembre 2013 à Bruxelles. Alors que les objections durant les négociations euro-méditerranéennes proviennent traditionnellement des pays du Sud, c'est cette fois l'Espagne qui s'est opposée à la proposition du *Master Plan* (Carafa, 2015).

Le refus de l'Espagne est dû à deux motifs principaux : (i) le refus de faire transiter de l'électricité d'origine renouvelable depuis le Maroc vers l'Europe en raison d'un problème de surcapacité ; (ii) le rejet de la proposition faite par le Maroc et l'Allemagne de faire reposer le transfert de l'électricité sur un transfert statistique plutôt que physique. Parmi les arguments exposés par l'Espagne, cette dernière préfère user de sa position géographique stratégique pour renforcer ses interconnexions transnationales avec le reste de l'Europe (*via* la France) plutôt qu'avec le Maroc et plus généralement le Sud de la rive. Le renforcement de ces interconnexions permettrait ainsi à l'Espagne de rompre avec sa situation actuelle d'îlot électrique (Carafa, 2015). En effet, l'Espagne et le Portugal ont la caractéristique d'être séparés du bloc continental par les chaînes montagneuses pyrénéennes et alpines. Ces obstacles n'ont pas empêché les échanges électriques mais ont compromis le développement d'infrastructures électriques de grande taille.

L'approbation du "Master Plan" par les ministres constituait pourtant le sceau européen pour la concrétisation des objectifs PSM et une véritable opportunité pour le « débloqué » massif des investissements. La rentabilité des projets ER, particulièrement de la technologie CSP, dépendait également, nous le verrons, de la possibilité d'exportation de l'électricité verte vers l'Europe (Carafa, 2015). L'Espagne a mené ces négociations dans une conjoncture mondiale et européenne peu favorable au succès du *Master Plan* du PSM.

2- Une conjoncture internationale et européenne peu favorable.

Les causes du refus du "Master Plan" ont devancé la Conférence interministérielle de décembre 2013 à Bruxelles. Alors que les déclarations politiques qui concernent cet échec restent relativement vagues, celles des opérateurs électriques et des industriels sont plus

tranchées et soutiennent qu'il tient notamment au changement structurel du marché mondial de l'énergie avec la croissance des énergies dites non conventionnelles (on, Meritet, 2014) et à la baisse de la consommation électrique au Nord de la rive méditerranéenne¹⁵⁶. Cette baisse, qui s'explique entre autres par la récession économique que connaît la zone depuis la crise financière de 2008, s'est qui plus est accompagnée d'une réduction des émissions de GES. Par ailleurs, des politiques énergétiques durables et des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ont été parallèlement mis en place dans plusieurs États membres de l'UE et leur l'adoption fut plus rapide que prévue (Pia Vantaggiato, 2015). Le contexte énergétique européen a changé et l'impératif climatique est désormais posé sous des termes différents.

L'électricité issue de sources renouvelables a un coût marginal de zéro qui lui permet d'inonder les marchés de gros, dans un contexte, cependant, de forte demande d'électricité. Autrement dit, le développement substantiel des énergies renouvelables pour la production d'électricité requiert que la demande électrique soit importante et croissante. Or, cette demande électrique n'existe plus au Nord de la rive. Plus encore, la majorité des marchés électriques des États membres de l'UE souffrent d'une surcapacité électrique¹⁵⁷. La mise en place de capacités additionnelles ne s'est effectivement pas accompagnée en Europe d'un démantèlement des anciennes installations électriques (Carafa, 2015). La demande dans les PNM ne devrait pas retrouver à court terme des niveaux importants. La vision selon laquelle le Sud méditerranéen constituerait un réservoir d'énergies renouvelables pour l'UE ne tient plus.

Dans les PSEM, en revanche, la courbe de la demande électrique est exponentielle et devrait le rester comme le montrent les scénarii prévisionnels. La situation de surcapacité électrique au Nord de la rive et de demande électrique élevée et croissante au Sud de la rive, zone dans laquelle les réseaux électriques ne sont pas saturés et sont peu câblés, a fait émerger une autre option : examiner la possibilité d'exporter à court-terme de l'électricité depuis les PNM vers l'Afrique du Nord et non le contraire (Dii, 2013 ; OME, 2013 ; OME, 2014). Ce changement de scénario remet en question les hypothèses élaborées dans le cadre du PSM autour de la planification des réseaux. Il ne s'agit plus de produire en grande quantité de l'électricité d'origine renouvelable à exporter du Sud vers le Nord via des interconnexions matérielles, mais de mettre en place un système commercial plus articulé et plus complexe en vue d'une intégration transméditerranéenne des réseaux et marchés électriques.

3- Un partenariat énergétique euro-méditerranéen davantage orienté sur le gaz naturel.

¹⁵⁶ www.medtso.com

¹⁵⁷ Les moyens de production électrique (offre) notamment dépassent la demande électrique.

Suite à la Conférence des ministres de décembre 2013, le PSM a disparu de l'agenda politique euro-méditerranéen pendant près d'un an, jusqu'en novembre 2014, date à laquelle la présidence italienne du Conseil de l'Union européenne et la Commission européenne ont organisé à Rome, les 18 et 19 novembre 2014, une conférence intitulée "Construire un pont énergétique euro-méditerranéen". À cette occasion, les ministres de l'énergie des pays de l'UpM, ainsi que des représentants des institutions financières internationales, des associations de régulateurs et de l'industrie étaient présents. La problématique de la coopération électrique régionale, qui repose notamment sur l'enjeu d'intégration des réseaux et marchés électriques, ainsi que la question des énergies renouvelables ont été de nouveau inscrites dans l'agenda euro-méditerranéen. À l'issue de cette conférence, les parties prenantes ont décidé de mettre en place trois plateformes, chacune étant dédiée au gaz, à l'électricité et aux énergies renouvelables, ceci afin de relancer la coopération énergétique euro-méditerranéenne.

Dans le nouveau discours euro-méditerranéen, cependant, l'approvisionnement en gaz de l'UE est placé au centre du Partenariat énergétique. Ce nouveau discours, qui marque le retour de la problématique de la sécurité énergétique au dépend de celle de la durabilité, s'inscrit dans un contexte de tensions entre l'Ukraine et la Russie. Le secrétariat de l'UpM, coordonnera le travail des plateformes dédiées à l'Electricité et aux énergies renouvelables en collaboration avec MEDREG et MED-TSO tandis que la plateforme de gaz est confiée à l'OME (Pia Vantaggiato, 2015).

4- Les réajustements du PSM : une vision à court terme.

La conférence de Bruxelles s'est certes soldée par la désapprobation du "Master Plan", mais a aussi été l'occasion pour les parties prenantes de renouveler leur soutien pour le développement de capacités additionnelles renouvelables à grande échelle dans les pays partenaires du Sud de la Méditerranée. Elle a appelé l'ensemble des pays partenaires de l'UE à définir à l'échelle nationale des politiques énergétiques claires et des stratégies qui font une place importante aux énergies renouvelables afin que leur développement soit important (Tholens, 2014).

Le déploiement des premiers projets nécessite tout de même une coopération régionale et internationale, technique et financière surtout. La réussite de ces projets et son écho peuvent impulser le changement d'échelle espéré à moyen-terme.

II- Le développement de capacités additionnelles solaires à grande échelle au Sud de la Méditerranée.

La construction de capacités électriques additionnelles solaires nécessite des financements publics comme privés. Nous avons identifié des opportunités de financements

notamment concessionnel et fait état des investissements en direction de la région MENA (A). Les bailleurs de fonds internationaux ont pris le parti de soutenir la technologie CSP (B). Puis, nous nous intéressons aux premiers projets soumis par les pays maghrébins au titre du PSM afin de révéler leurs préférences technologiques, et de montrer d'ores et déjà l'influence du cadre euro-méditerranéen sur les orientations énergétiques nationales (C).

A- Sources de financement et investissements dans la région.

1 - Un éventail de financements.

La transition vers l'énergie solaire au sud de la Méditerranée dépend fortement d'enjeux transnationaux de nature financière (Carafa, 2015). Le coût d'investissement pour le développement de l'énergie solaire, qui a une forte intensité en capital, est très élevé, les pays sud méditerranéens ne pouvant pas l'assumer seuls. Les besoins estimés des pays sud-méditerranéens financés par la Facilité Euro-Méditerranéenne d'Investissement et de Partenariat (FEMIP) s'élèvent, à titre d'exemple, à 21 milliards de dollars¹⁵⁸ pour le déploiement d'ici 2020 des projets proposés (Jablonski *et alii*, 2012).

Sous l'impulsion du PSM, le soutien des bailleurs publics¹⁵⁹ est plus soutenu et les investisseurs privés affichent un grand intérêt pour les projets. La problématique du financement des projets durables est double : il s'agit, d'une part, d'améliorer la rentabilité des projets, avec la mise en place au niveau national surtout, de tarifs de rachats garantis (ou d'un système du net-metering), de mécanismes de soutien à l'énergie solaire (taux préférentiels, allègements fiscaux et subventions) ou encore en mobilisant des crédits carbone. En effet, la coopération autour du PSM s'inscrit aussi dans le cadre du protocole de Kyoto, qui permet au travers du Mécanisme de Développement Propre (MDP), la génération de crédits carbone en faveur des Pays de l'Annexe 2 et des promoteurs de ce type de projets. Le recours à cette ressource reste difficile, car il repose sur des mécanismes complexes devant être introduits dès la phase de conception des projets (Lafitte, Massou, 2009 ; De Fontaine Vive, 2009). D'autre part, il est nécessaire d'assurer le financement des projets. Il n'existe pas au départ de fonds spécifique au PSM. Le financement se fait au cas par cas et est le plus souvent assuré par l'addition de plusieurs fonds. La gamme des instruments possibles pour financer les projets durables est relativement large. Elle inclut les dons, les subventions et les prêts concessionnels des organisations financières internationales opérant sur la zone (BANQUE EUROPEENNE D'INVESTISSEMENT, AGENCE FRANÇAISE DE DEVELOPPEMENT, *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), BANQUE EUROPEENNE DE RECONSTRUCTION ET DE DEVELOPPEMENT, BANQUE MONDIALE et BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT) ou des prêts bonifiés des banques de développement bilatérales. Les prêts sont généralement accordés pour de longues durées

¹⁵⁸ Ce chiffre ne prend pas en compte les coûts dus au renforcement des interconnexions électriques.

¹⁵⁹ Nous entendons par bailleurs de fonds publics les organisations financières internationales ainsi que les États.

(jusqu'à 20 ans) avec une période de grâce. Il est possible de solliciter, par ailleurs, des prêts issus de banques commerciales, dont la durée varie entre 10 et 15 ans, le plus souvent sans délais de grâce et assortis de taux d'intérêt¹⁶⁰. Les apports en fonds propres sont issus des acteurs privés (promoteurs de projets, fonds d'investissement, fonds régionaux) mais également des organismes publics, tels que les fonds souverains, fonds détenus par les États, ou encore *via* les filiales bancaires d'institutions de développement publiques. De multiples dispositifs dispersés existent, servant généralement à financer une assistance technique (FEMIP, par exemple). La figure 30 présente par exemple le montage financier de la première phase du projet de Complexe Énergétique de Ouarzazate (CESO), inscrit dans le Plan Solaire Marocain et mis en œuvre par Masen (*Moroccan Agency for Solar Energy*). Masen, pour la première phase du CESO pour laquelle la technologie CSP cylindro-parabolique a été choisie, a bénéficié d'un prêt concessionnel de 100 millions d'euros de la part de l'AFD en plus d'une subvention de 300 000 euros pour le financement des études et d'expertise technique. L'AFD cofinance le projet avec des bailleurs de fond européens¹⁶¹ comme la BEI (100 millions d'euros) et la KfW (115 millions d'euros dont 15 millions d'euros de subvention du gouvernement allemand). Par ailleurs, le FTP et la BAD participent aussi au financement. Le FTP a octroyé 197 millions d'euros et la Banque Mondiale a financé le projet sous forme d'aide budgétaire à hauteur de 200 millions d'euros afin de permettre à Masen de supporter le différentiel entre le prix de l'électricité d'origine renouvelable et le prix de revente à l'ONEE pendant une durée de cinq ans.

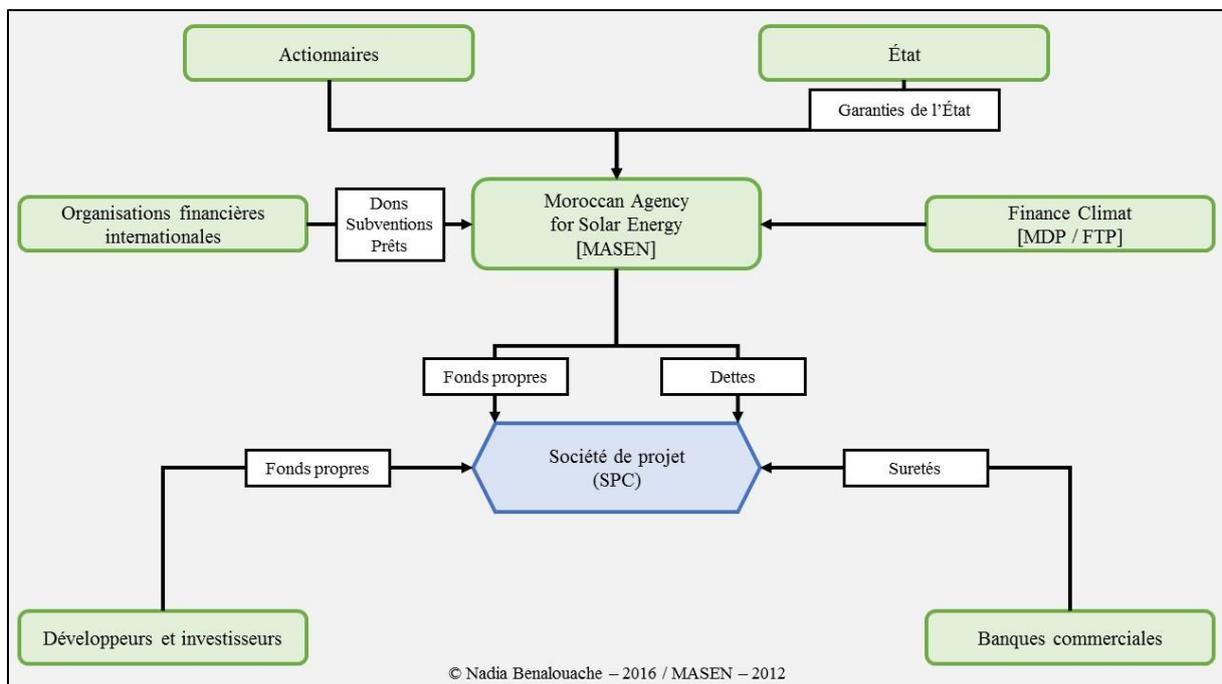


Figure 30 – Le montage financier de la première phase du projet du CESO "Noor I"

Deux instruments concessionnels novateurs sont amenés à jouer un rôle majeur pour garantir les financements de projets durables : (i) le Fond pour les Technologies Propres (FTP),

¹⁶⁰ Définis notamment en fonction des risques associés au projet.

¹⁶¹ Ces financements sont alloués dans le cadre de l'Initiative de la "Mutual Reliance Initiative".

géré par la Banque Mondiale et (ii) l'Initiative de Préparation des Projets du Plan Solaire Méditerranéen (IPP-PSM), mise en place en 2015, fonds dédiés aux projets au titre du PSM.

■ Le FTP.

Dans le cadre de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) et du régime international sur le climat, les bailleurs de fonds internationaux ont cherché des solutions pour augmenter la disponibilité des financements, au travers d'outils existants et innovants, et pour faciliter notamment l'accès des PES à la finance carbone. Les débats sur le régime de lutte contre le changement climatique incluent à ce titre une discussion sur le devenir de l'architecture financière mondiale et sur ses stratégies pour l'atténuation et l'adaptation au changement climatique d'une manière cohérente et intégrée. Ainsi, la Banque Mondiale, en collaboration avec les autres organismes multilatéraux de financement, les Pays du Nord et les pays de la région MENA, et d'autres partenaires du développement, ont décidé de mettre en place un FTP, le *Climate Investment Fund* (CIF)¹⁶² (Pariente-David *et alii*, 2009). Le FTP, destiné aux pays éligibles à l'aide au développement, est un instrument transitoire, en attendant un accord final sur le régime de lutte contre le changement climatique. Ce fonds inclut ainsi une clause de révision qui est fonction de l'évolution de cet accord. Cet instrument comble une réelle lacune financière et démontre qu'un échelonnement sur le temps des incitations est possible. Ce fond, lancé en septembre 2008, est géré par la Banque Mondiale. Les ressources totales du FTP s'élèvent à environ 4,5 milliards de dollars et proviennent des promesses de contributions des bailleurs de fonds (Allemagne, Australie, Espagne, États-Unis, France, Japon, Royaume-Uni, Suède). Il a été créé afin d'apporter un financement à taux bonifié pour la démonstration, la diffusion et le transfert de technologies faiblement émettrices en carbone, offrant un avantage significatif en termes de réduction des GES sur le long terme. Les concours du FTP sont assortis d'éléments de concessionnalité élevés – entre 50 et 70 % –, ce qui en font des instruments uniques pour le financement de dispositifs de production d'énergie d'origine renouvelable. Une partie de ce fonds est par ailleurs alloué sous la forme de dons, conçus de façon à couvrir les coûts additionnels nécessaires à la viabilité du projet (Charpin *et alii*, 2009). L'apport bénéfique du FTP dans le cadre du PSM ne fait ainsi aucun doute.

Les projets qui prétendent à un financement dans le cadre du FTP sont évalués sur la base de plusieurs paramètres tels que le potentiel de réduction d'émissions de GES, le coût-efficacité, l'existence de coûts ou de risques additionnels, les impacts socio-économiques du projet (lutte contre la pauvreté, accès à l'électricité par les populations, etc) ou encore le potentiel de démonstration et leur reproductibilité, c'est-à-dire la possibilité de reproduire un projet à une échelle plus vaste ou sur d'autres sites (Charpin *et alii*, 2009). Ces projets ou

¹⁶² Le second fonds est le Fonds Stratégique pour le Climat (FSC), outil de financement pour les programmes autour de la résistance aux chocs climatiques et la gestion durable des forêts notamment.

programmes peuvent notamment concerner des investissements dans le secteur de l'énergie (énergies renouvelables, efficacité énergétique, amélioration des rendements de la production, du transport et de la distribution d'électricité) et dans celui des transports (évolution vers différents modes de transports publics, économies de carburant et passage à de nouvelles sources d'énergie). Une priorité est donnée à des programmes permettant de porter à l'échelle industrielle des technologies, des solutions ou encore des modèles de gestion qui ne sont pas encore répandus. À cette dimension plurisectorielle s'ajoute une approche multiscalaire qui inclut des programmes et des projets à grande échelle (échelle régionale ou mondiale), au niveau national ou local (échelle d'une région, d'une province ou d'une commune).

■ L'IPP-PSM.

Cette initiative, opérationnelle depuis avril 2015, a été mise en place par deux institutions financières européennes, la BEI et la KfW [cf. encadré 6]. La Commission européenne chapeaute cette initiative et le secrétariat de l'UpM a un statut d'observateur. Elle a été créée dans l'objectif de mobiliser des ressources pour le financement de projets dans les secteurs des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et du transport de l'électricité au niveau national et de favoriser ainsi la concrétisation du volet « projets » du PSM dans huit PPM admissibles (Algérie, Égypte, Jordanie, Liban, Maroc, Palestine, Syrie et Tunisie). L'IPP-PSM est financée par l'UE, *via* la Facilité d'investissement pour le voisinage (FIV).

Pour être admissibles à l'IPP-PSM, les projets doivent répondre à un certain nombre de critères :

- Le promoteur doit être une entreprise, relevant du secteur privé ou public ;
- Le demandeur doit démontrer que son projet est approuvé par le pays dans lequel il est implanté. Il doit être en mesure par exemple de fournir les principales autorisations requises pour le projet (accès au réseau, licence, etc.) ;
- Pour éviter une concurrence déloyale, l'octroi de l'aide financière ne doit pas conférer à un projet un avantage vis-à-vis d'autres entreprises privées ;
- Solvabilité du projet d'investissement ;
- Capacité financière et technique du demandeur pour entamer la construction du projet dans un délai raisonnable (3 ans environ) ;
- Le coût prévisionnel de l'assistance technique sollicitée doit être compris entre 50000 euros et 500000 euros. La préparation du projet ne doit pas avoir déjà bénéficié d'une autre aide de la FIV. Si cela était le cas, le demandeur doit prouver que ces activités ne peuvent être financées dans le cadre des procédures normales pour une augmentation du soutien financier de la FIV.
- Contribution du projet à la concrétisation du PSM (augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie, amélioration de l'efficacité énergétique)
- Le projet doit être conforme aux enjeux stratégiques du PSM : effet de démonstration, reproductibilité du projet (dans la mesure du possible), transfert de savoir-faire, impact positif sur l'économie et l'emploi dans le pays récepteur. La demande peut être présentée ou appuyée par deux ou plusieurs Etats membres de l'UpM.

Encadré 6 – Conditions d'éligibilité dans le cadre de l'IPP-PSM

La FIV a remplacé le programme MEDA depuis 2008. Ce mécanisme a pour principal objectif le financement des projets d'infrastructures dans les pays partenaires de l'UE couverts par la PeV, dans des secteurs tels que le transport, l'énergie, l'environnement et le développement social. La FIV soutient, par ailleurs, le secteur privé, principalement au travers de subventions aux investissements et d'opérations de capitaux à risque, en ciblant les Petites et Moyennes Entreprises (PME). La FIV cherche à susciter un partenariat en mettant en

commun des subventions provenant du budget de l'UE et de ses États membres et en obtenant, par effet de levier, des prêts d'institutions financières européennes et des contributions propres des pays partenaires de la PeV¹⁶³.

Le soutien apporté au titre de l'IPP-PSM couvre l'intégralité des coûts de l'assistance technique, essentiellement des études préparatoires et des conseils spécialisés, y compris le coût des prestations externes d'expertise, sollicitées par voie d'appels d'offres. Les soumissionnaires peuvent être des promoteurs privés ou publics. Les aspects couverts par l'assistance technique sont les suivants : études de pré-faisabilité et de faisabilité; assistance technique à la préparation des spécifications techniques, des dossiers d'appel d'offres, des études de raccordement au réseau ; évaluations ou audits des ressources en énergie renouvelable sur le terrain ; études d'impacts environnemental et social ; analyse détaillée de la structure financière des projets (qui prenne en compte le cadre tarifaire et les subventions nécessaires pour la mise en œuvre des opérations); analyse de l'impact économique des projets; assistance technique ou études nécessaires pour accélérer la préparation des projets et les accompagner dans les premières étapes de leur mise en œuvre jusqu'au décaissement des autres ressources au titre du PSM.

2- Des investissements dans les énergies renouvelables en croissance dans la région MENA.

Dans le secteur des énergies renouvelables, la plus grande part des investissements mondiaux sont dédiés aux énergies éolienne et solaire, suivis par la biomasse, les biocarburants, les réseaux intelligents, l'hydraulique et la géothermie à petite échelle (McCrone *et alii*, 2014). Les investissements mondiaux dans le secteur ont été multipliés par 5,5 % entre 2004 et 2013 [cf. tableau 10]. Les données régionales disponibles pour les financements dans les énergies renouvelables concernent la région MENA. L'investissement total à destination de la région MENA a fortement cru entre 2004 et 2012, passant de 0,5 à 9 milliards de dollars. Bien qu'ils accusent une forte progression, les investissements dans la région ne représentent toutefois qu'une faible part dans la totalité des investissements mondiaux. La part des investissements consacrés aux pays de la région MENA est en moyenne de 1,3 % jusqu'en 2011 mais connaît une nette augmentation entre 2011 et 2012, passant de 1,1 à 4,1 % [cf. tableau 12].

Cette augmentation s'explique en partie par les financements alloués aux projets du parc éolien du Golfe El Zayt en Egypte et au projet CESO CSP Noor I d'une capacité de 160 MW avec un stockage thermique de trois heures situé à Ouarzazate au Maroc, respectivement

¹⁶³ En effet, pour bénéficier d'une contribution au titre de la FIV, les projets doivent être financés par une institution financière européenne éligible (BEI, BERD, Banque de développement du Conseil de l'Europe (BCE), Banque nordique d'investissement (NIB), Agence Française de Développement (AFD), Établissement allemand de crédit pour la reconstruction (KfW), *Oesterreichische Entwicklungsbank AG* ((OeEB), *Società Italiana per le Imprese all'Estero* (SIMEST), *Sociedade para o Financiamento do Desenvolvimento* (SOFID), *Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo* (AECID).

financés à hauteur de 490 millions de dollars et de 635 millions de dollars (McCrone *et alii*, 2014). Selon l'IFC (2013), les investissements potentiels dans le domaine des énergies renouvelables dans la région MENA devraient atteindre 45 milliards d'ici 2020¹⁶⁴.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
MENA (en M\$/an)	0,5	0,5	0,9	1,6	2,3	1,4	4,3	3,2	10,4	9
Monde (en M\$/an)	39,5	64,5	99,6	145,9	171,2	168,4	226,7	279,4	249,5	214,4
MENA/Monde (en %)	1,2	0,7	0,9	1,1	1,3	0,8	1,9	1,1	4,1	4,1

© Nadia Benalouache (2016) / IFC (2013)

Tableau 12 – Investissements dans les énergies renouvelables dans la région MENA et dans le monde en 2013 (en milliard de dollars et en %)

B - Le parti pris de la Banque Mondiale pour le développement de la technologie du solaire thermodynamique dans la région MENA

La majeure partie des investissements en direction de la région MENA sont alloués dans le cadre de l'initiative *The World Bank CSP MENA initiative*. Dans le cadre du FTP, les organismes donateurs ont formulé le vœu de concentrer les investissements sur quelques pays ou zones, ceci afin d'appuyer le caractère transformationnel des plans (Charpin *et alii*, 2009). Tous les États membres de l'UpM, et parmi eux les pays éligibles à l'aide au développement, ne peuvent par conséquent pas bénéficier des financements. Dans ces conditions, seul un plan régional pouvait permettre l'accès de la plupart des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée aux financements du FTP. En 2009, le Comité Exécutif du FTP a amorcé la préparation d'un plan régional d'investissement. Cela a abouti à la mise en place du Plan régional d'investissement pour la région MENA au titre du FTP, la région MENA constituant le périmètre privilégié pour les interventions dans le cadre du FTP. Une enveloppe globale de 750 millions de dollars est ainsi consacrée à la mise en œuvre de ce plan. En mai 2009, le feu vert est donné par le Comité Exécutif du FTP pour la préparation d'un "Plan régional d'investissement pour la région MENA" au titre du FTP, permettant d'accéder à des ressources d'environ 750 millions de dollars. Un workshop s'est tenu à Rabat au Maroc les 11 et 12 juin 2009 sur le thème *MENA Regional Concentrated Solar Power Scale up Program*, afin de lancer la préparation du plan régional d'investissement. L'initiative *The World Bank CSP MENA initiative* est ainsi lancée par la Banque Mondiale, en collaboration avec la Banque Africaine de Développement.

Destinée à la région MENA, elle vise à accélérer l'adoption à l'échelle régionale et mondiale de la technologie CSP, à valoriser les bénéfices industriels et économiques potentiels, et à contribuer à l'atténuation des impacts énergétiques sur le climat. Elle résulte d'une conjonction d'intérêts entre une institution financière internationale qui souhaite renforcer ses interventions sur la zone MENA dans le domaine des énergies renouvelables et une initiative politique régionale, le PSM, dont le degré de maturation, à son lancement, paraît élevé. À la

¹⁶⁴ Ils ont atteint 34,1 milliards de dollars en 2013.

différence des méga-projets tels que *Dii* et *Medgrid* et des grandes annonces qui les accompagnent, ce programme du FTP a l'avantage d'être pragmatique et d'avoir des objectifs clairs et réalisables.

Un déploiement d'un gigawatt de CSP est prévu entre 2016 et 2018, devant se traduire par la construction de huit à dix centrales CSP de taille commerciale, c'est-à-dire de grandes tailles, dans cinq pays de la région : Algérie, Maroc, Tunisie, Jordanie et Égypte (Pariante-David *et alii*, 2009). Le Complexe Energétique Solaire de Ouarzazate (CESO) est le premier projet recensé dans le cadre de cette initiative. La première tranche du CESO, « Noor I » est une centrale thermodynamique d'une capacité de 160 MW mise en service en février 2016. L'exportation massive d'électricité renouvelable prévue dans le cadre du PSM et des méga-projets tels que *Dii* et *Medgrid* n'est envisageable qu'à condition que la puissance cumulée des unités de production d'électricité renouvelable dépasse 1 000 MW. Une telle puissance, nécessaire pour éviter les pertes et pour être évacuée au travers des réseaux Très Haute Tension (THT) n'est atteignable dans des délais raisonnables que si les capacités installées sont élevées. La technologie CSP, comparée à la technologie PV, est en mesure de proposer un fort rendement et d'être exploitée dans des unités à très grandes capacités pour une emprise foncière moins importante que la technologie photovoltaïque, exception faite du CPV. Cette initiative doit permettre d'atteindre la masse critique d'investissements nécessaires pour opérer un changement d'échelle, créer un marché adapté à la technologie CSP et susciter l'intervention du secteur privé. Certaines caractéristiques de la technologie CSP la rendent attractive par rapport à d'autres technologies renouvelables, notamment la technologie PV : (i) les possibilités de stockage permettant de dispatcher, c'est-à-dire d'activer très rapidement la centrale CSP quand cela est nécessaire (en cas de pointe de consommation) ; et (ii) la capacité à répondre aux appels de charge, qui lui permet de s'adapter à la demande ponctuelle sur le réseau et qui contribue à améliorer la flexibilité du système électrique. Cette capacité peut être renforcée grâce à des progrès technologiques dans le domaine du stockage de l'énergie et de l'hybridation (combinaison de la technologie CSP avec d'autres technologies de production d'électricité, conventionnelles – le gaz naturel le plus souvent – mais aussi renouvelables). La réalisation du programme devrait également permettre une réduction de GES de l'ordre de 1,7 millions de tonnes de dioxyde de carbone par an, qui correspondent à 1 % des émissions de CO² du secteur de l'énergie et à 0,5 % des émissions totales des pays de la région MENA (BAD, BM, 2012).

C- Les premières propositions de projets soumises au titre du PSM : privilège aux solutions centralisées.

1- État des lieux des projets renouvelables proposés.

Dès 2009, la mise en œuvre du PSM s'est accélérée, conformément au souhait formulé lors du Sommet de Paris (Lorec, Schramm, 2009). L'équipe en charge du PSM a ainsi procédé

à un premier recensement informel des projets dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique proposés par les pays membres de l'UpM, excepté ceux qui font partie de l'UE : 136 projets de maturité très différente ont été répertoriés, présentés sous forme de fiche récapitulative et non engageante [cf. tableau 13]. Ils cumulent une puissance totale de 12 GW, répartis équitablement entre des techniques solaires et éoliennes. Une trentaine de projets concernent par ailleurs l'efficacité énergétique. « *Ce portefeuille, en dépit de son caractère hétérogène et évolutif, a permis de mettre à jour l'appétit industriel et la dynamique de prospection et de développement déjà en cours dans la région* » (Lorec, Schramm, 2009, p. 17). Le détail de ces projets a été rendu public dans le cadre d'une étude menée par la BEI et publiée en 2010 (EIB-FEMIP, 2010). Au final, 91 projets ont été répertoriés, essentiellement éoliens et solaires, d'une capacité totale de 10,4 GW¹⁶⁵ [cf. tableaux 14-15].

	Turquie	Maroc	Algérie	Tunisie	Autorité palestinienne
Nombre de projets	21	32	6	26	3
Capacité projetée [en MW]	793	1 650	855	3 042	108
	Liban	Syrie	Israël	Jordanie	Égypte
Nombre de projets	4	9	1	17	17
Capacité projetée [en MW]	11	406	125	3 820	1 075

© Nadia Benalouache – 2016 / PSM – 2010

Tableau 13 – Répartition des projets renouvelables et d'efficacité énergétique proposés au titre du PSM en 2009

	Éolien	CSP	PV	Hydraulique	
Algérie	-	3(a)	-	-	3
Égypte	7	2	1	1	11
Israël	-	12	1	-	13
Jordanie	7	4	2	-	13
Liban	1	1	-	2	4
Maroc	14	4(b)	2(b)	2	22
Autorité palestinienne	1	2	2	-	5
Syrie	4	2	1	-	7
Tunisie	5	4	4	-	13
	39	34	13	5	91

(a) Les projets proposés par l'Algérie correspondent à des centrales hydrides solaire/gaz (ISCC) avec une composante CSP (Hamouda, Sokhal, 2009), le plus souvent des panneaux cylindro-paraboliques (Behar *et alii*, 2014).

(b) Le choix de la technologie solaire (CSP ou PV) n'a pas été clairement défini pour ces projets.

© Nadia Benalouache – 2016 / BEI-FEMIP – 2010

Tableau 14 – Distribution des projets proposés au titre du PSM par pays

Plus de 80 % des projets proposés dans la région sont des projets éoliens et solaires CSP (42,8 % éolien, 37,4 % CSP) soit 8 263 MW. Ce sont les pays importateurs nets d'énergie, tels qu'Israël, la Jordanie et le Maroc qui détiennent le nombre le plus élevé de projets, et qui sont très probablement en passe de devenir des leaders régionaux (Jablonski *et alii*, 2012). Près de trois quarts des projets solaires soumis prévoient de recourir à la technologie CSP. Un tiers de

¹⁶⁵ Cette étude ne prend en compte que les neuf pays partenaires méditerranéens bénéficiaires en 2010 de la FEMIP, la Turquie n'apparaît donc pas dans le recensement. Par ailleurs, seuls les projets dans le domaine des énergies renouvelables sont concernés.

l'ensemble des projets d'installations solaires de la région ont été proposés par les trois pays du Maghreb (65 % CSP, 35 % PV), cette part atteignant près de 50 % pour l'éolien, essentiellement du fait des projets marocains.

	Éolien	CSP	PV	Hydraulique	
Algérie	-	210	-	-	2 010
Égypte	1 290	100	20	32	1 442
Israël	-	1 345	15	-	1 360
Jordanie	980	1 350	300	-	2 630
Liban	60	5	-	120	165
Maroc	1 150	1 005	1 000	600	3 755
Autorité palestinienne	1	30	1	-	32
Syrie	250	120	20	-	390
Tunisie	-	205	33	-	400
	3 893	4 370	1 389	632	10 404

(a) Les projets proposés par l'Algérie correspondent à des centrales hydrides solaire/gaz (ISCC) avec une composante CSP (Hamouda, Sokhal, 2009), le plus souvent des panneaux cylindro-paraboliques (Behar *et alii*, 2014).
 (b) Le choix de la technologie solaire (CSP ou PV) n'a pas été clairement défini pour ces projets.
 © Nadia Benalouache – 2016 / BEI-FEMIP – 2010

Tableau 15 – Répartition de la capacité installée des projets proposés au titre du PSM selon les pays et la technologie

2 - Bilan et analyse des projets soumis au titre du PSM par les trois pays du Maghreb.

Les trois pays retenus dans notre travail ont soumis des projets très hétérogènes, notamment d'un point de vue technologique. Le Maroc, avec 22 projets d'un total de 3 755 MW, est loin devant la Tunisie et l'Algérie. Malgré un nombre acceptable de propositions, les projets tunisiens, en termes de capacité installée, ne représentent que 400 MW. Ceci s'explique en partie par le choix du pays de développer des applications PV décentralisées ainsi que des unités CSP à rendement moyen. Fin 2009, l'Algérie n'a proposé que trois projets hydrides, avec une composante CSP. Excepté le programme tunisien "Prosol'Elec" destiné au secteur résidentiel, et qui correspond à des unités surimposées au bâti, tous les projets proposés au PSM sont des unités au sol avec une capacité installée moyenne à très grande [cf. tableau 16]. En février 2010, 52 % des projets proposés par les pays du Maghreb sont au stade de préfaisabilité contre 32 % pour l'ensemble des pays soumissionnaires recensés dans l'étude BEI-FEMIP. Ce chiffre révèle l'implication réelle de ces pays dans la concrétisation des objectifs posés par le PSM. Ces projets maghrébins concernent majoritairement les technologies éoliennes et CSP-Hybrides (ISCC) [cf. graphique 22].

Projets	Promoteur [Nature]	Capacité projetée [en MW]	Coût [en M€]	Mise en service	Stade
ALGÉRIE – CSP/Hybride (ISCC)					
Mehair	NEAL [Public-Privé]	400 gaz + 70 solaire ou 480 gaz + 80 solaire	690	2013	Préfaisabilité
Naâma	NEAL [Public-Privé]	400 gaz + 70 solaire	690	2015	Préfaisabilité
Hassi R'mel II	NEAL [Public-Privé]	400 gaz + 70 solaire	690	2017	Préfaisabilité

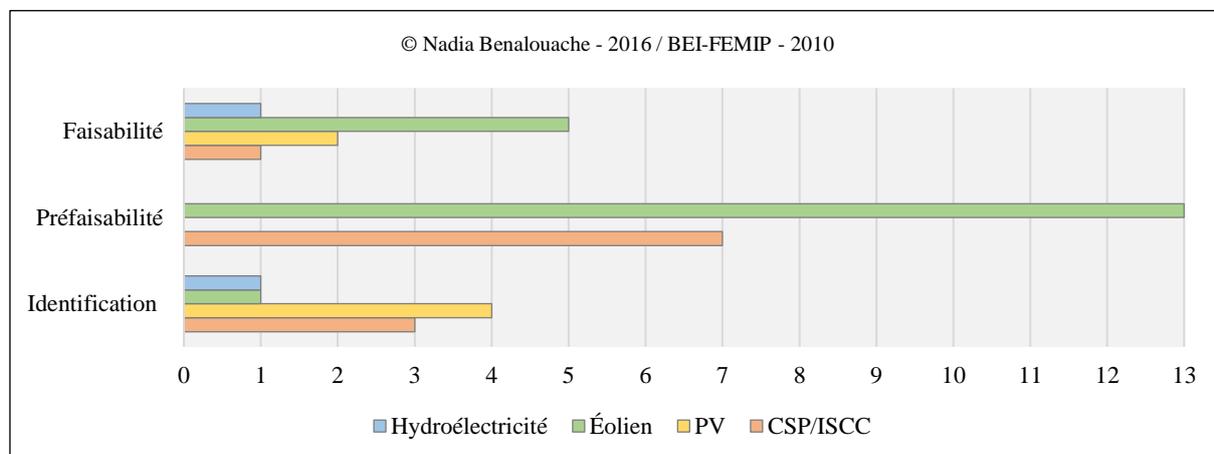
Projets	Promoteur [Nature]	Capacité projetée [en MW]	Coût [en M€]	Mise en service	Stade
MAROC – Éolien					
Tarfaya	ONE [Public]	300	414	2012	Faisabilité
Touahar	ONE [Public]	100	150	2016	Pré faisabilité
Al Marsa-Laâyoune	CIMAR [Privé]	50	-	2016	Pré faisabilité
Sandouk-Ksar Sghir	ENDESA [Privé]	60	-	2016	Pré faisabilité
Foum Al Oued-Laâyoune	ENDESA [Privé]	140	-	2016	Pré faisabilité
Haouma-Ksar Sghir	NAREVA [Privé]	100	160	2012	Faisabilité
Foum Al Oued-Laâyoune	NAREVA [Privé]	100	160	2012	Faisabilité
Cap Sim-Essaouira	YNNA Holding [Privé]	20	-	2012	Pré faisabilité
Fardiwa-Ksar Sghir	YNNA Holding [Privé]	50	-	2012	Pré faisabilité
Foum Al Oued-Laâyoune	AVANTE [Privé]	50	-	2012	Pré faisabilité
Jbel Haouch Ben Kreea-Tanger	ASMENT [Privé]	30	-	2012	Pré faisabilité
Jbel Khelladi-Ksar Sghir	UPC [Privé]	50	80	2012	Faisabilité
Foum Al Oued-Laâyoune	UPC [Privé]	50	80	2012	Faisabilité
Lemsid-Boudjour	NATURE FUEL MAROC [Privé]	50	-	2012	Pré faisabilité
MAROC – Hydroélectricité					
Agadir	ONE [Public]	300	420	2014	Faisabilité
Non défini	ONE [Public]	300	420	2017/18	Identification
MAROC – CSP					
Tan Tan	ONE & ONEP [Public]	5-10	30-60	2014	Faisabilité
MAROC – CSP/PV					
Ouarzazate	MASEN [Public]	500	1 553	2015	Pré faisabilité
Aïn Béni Mathar	MASEN [Public]	400	-	2016 à 2019	Identification
Foum El Oued	MASEN [Public]	500	-	2016 à 2019	Identification
Boudjour	MASEN [Public]	100	-	2016 à 2019	Identification
Tarfaya	MASEN [Public]	500	-	2016 à 2019	Identification
TUNISIE – PV					
Prosol'Elec [Résidentiel]	STEG-ANME [Public]	2	11	2010 à 2011	Réalisé
Non défini	STEG [Public]	10	35,8	2016	Identification
Non défini	[Privé]	10	35,6	-	Identification
Bâtiments résidentiels et collectifs	STEG [Public]	13	70	2014	Faisabilité
TUNISIE – Éolien					
Bizerte	[Public/Privé] (autoproduction)	31	100	2011 à 2014	Pré faisabilité
Feriana	[Public-Privé] (autoproduction)	15	100	2016	Pré faisabilité
Gafsa	[Public-Privé] (autoproduction)	15	100	2016	Pré faisabilité
Borj Cedria	[Public-Privé] (autoproduction)	1	100	2016	Pré faisabilité
Non défini	[Privé]	100	156	2016	Identification
TUNISIE – CSP					
Non défini	STEG [Public]	25-50	85	2014	Pré faisabilité
Non défini	ELMED [Privé]	100	311	2016	Pré faisabilité
Non défini	[Privé]	75	250	-	Identification
El Borma	SITEP [Public-Privé]	35 MW CC ¹⁶⁶ / 5 MW solaire	54	-	Pré faisabilité

© Nadia Benalouache – 2016 / BEI-FEMIP – 2010

Tableau 16 – Détail des projets soumis au titre du PSM par les pays du Maghreb

¹⁶⁶ Cycle Combiné.

Au niveau régional, ce sont 80 % des projets qui sont au stade d'identification, ce qui traduit certes l'engouement des pays pour le PSM mais également le manque de maturation des projets, seuls 18 % d'entre eux ayant atteint le stade de faisabilité, c'est-à-dire pouvant présenter un plan de financement arrêté.



Graphique 22 - Stade d'avancement des projets soumis par les pays du Maghreb en fonction de la technologie en 2009

3 - Les arguments en faveur de la technologie du solaire thermodynamique.

La technologie CSP convient aux grandes compagnies électriques des pays sud-méditerranéens, intéressées par des formes de production centralisées mais également dispatchables. Les unités CSP, à la différence des autres technologies renouvelables, peuvent disposer d'un stockage, de sels fondus généralement, pour garantir un approvisionnement en présence de sources de production intermittente telle que l'énergie solaire. Elles sont ainsi en mesure d'effectuer des suivis de charge, ce qui consiste à faire varier la puissance de fonctionnement d'une centrale de façon à l'adapter aux variations de la demande (Flamant, Dollet, 2013). L'existence d'interconnexions électriques transnationales en Méditerranée permettrait de partager les réserves de stockage. Ajouté à cela, le CSP est, d'un point de vue technologique, relativement simple, peu de composants étant frappés de restrictions liées à des droits de propriété intellectuelle (Carafa, 2015). Les pays de la zone sont particulièrement intéressés par les perspectives d'intégration locale des équipements nécessaires, ce qui révèle les ambitions avant tout industrielles des pays. Les potentialités en termes de création d'emplois jouent également en faveur de la technologie CSP. D'après l'étude de référence menée par l'Association Européenne de l'Industrie Solaire Thermoélectrique (Estela, 2009), chaque MW produit à partir de la technologie CSP fournira l'équivalent de 400 emplois directs dans la fabrication, 600 emplois dans la sous-traitance et dans l'installation et 30 emplois annuels pour l'opération et la maintenance. La construction et l'exploitation d'une centrale peuvent entraîner une demande accrue de prestations de services. Pour chaque emploi créé au moment de la construction d'une centrale, par exemple, quatre emplois de services sont générés (Estela, 2009). La perspective d'exportation de l'électricité d'origine renouvelable vers les pays membres de l'UE, qui s'appuie sur la constitution d'un macro-système électrique régional, est

envisageable, comme nous l'avons déjà évoqué, que lorsque la puissance cumulée des unités de production dépasse 1 GW. Une telle puissance n'est atteignable dans des délais raisonnables qu'avec l'installation de capacités installées élevées. Comparé au PV, la technologie CSP permet de meilleurs rendements pour des surfaces occupées moins importantes que pour le PV.

Au Sud de la Méditerranée, les pays de la région MENA disposent d'atouts géographiques très favorables au développement de la technologie CSP. L'irradiation directe (DNI) dans cette région est de l'ordre de 2200 à 2800 kWh/m²/an pour une radiation moyenne de 2500 kWh/m²/an. En 2010, l'AIE (2010b) estime que le développement du CSP dans les pays ou régions caractérisés par un fort ensoleillement et un ciel dégagé peut couvrir à l'horizon 2050 une part de 11,3 % de l'électricité mondiale¹⁶⁷. Le CSP peut devenir compétitive dans ces régions du monde. La région MENA est aussi caractérisée par un faible niveau de précipitations (20 à 40 mm de pluies par an) ainsi que par une disponibilité foncière importante, d'environ 110 000 km², suffisante à une production de 20 GW. Ces terres correspondent à de vastes étendues de terres plates et inutilisées.

Toutefois, le développement de la technologie rencontre un obstacle majeur : le coût d'investissement. Les estimations du coût de l'investissement vont de 4 000 à 6 000 \$/kW pour un facteur de capacité de 22 à 24 %. Environ 87 % des coûts de l'électricité produite par une centrale thermique sont dus aux coûts d'investissements et à la construction, les 13 % restants correspondant aux coûts de fonctionnement et d'entretien de la centrale. À ce stade, une centrale CSP n'est pas compétitive, si on la compare à une centrale alimentée avec un carburant fossile ou encore à une centrale éolienne. Par exemple, une centrale CSP fonctionnant à 20 % de sa capacité est 3,7 % plus chère qu'un cycle combiné (Grama *et alii*, 2008 ; Timilsina, Dulal, 2009). L'investissement dans la technologie CSP nécessite l'intervention de bailleurs de fond internationaux.

Le coût d'investissement tend néanmoins à s'équilibrer lorsque le développement de la technologie s'opère à grande échelle (AIE, 2010 ; 2014b). Les économies d'échelles contribuent en effet à réduire les coûts de la technologie CSP, évalués dans la région MENA entre 6 et 8 milliards de dollars (Pariente-David *et alii*, 2009) et peuvent inciter le secteur privé à investir. Sur la base de l'expérience californienne dans le domaine du CSP, le taux de réduction des coûts a été estimé à 12 % pour chaque doublement de capacité (Estela, 2009). La réduction des coûts du CSP qui s'opère à long terme est parallèlement liée à l'évolution d'autres paramètres [cf. figure 31]. En plus du coût d'investissement très élevé du CSP, le déploiement de la technologie CSP dans la région MENA fait face à des contraintes : (i) la faiblesse des prix de l'électricité conventionnelle en raison des subventions gouvernementales allouées aux énergies fossiles. Dans la plupart des pays de la région MENA, le gaz naturel est livré aux producteurs

¹⁶⁷ 9,6 % issue de l'énergie solaire et 1,7 % d'autres combustibles (énergies fossiles et biomasse) dans le cas notamment de systèmes hybrides.

d'électricité à moins d'un dollar le giga-joule, ce qui signifie que le subventionnement est à hauteur de 90 % (Razavi, 2009) ; (ii) la rareté de la ressource en eau dans la région, qui constitue une contrainte sérieuse. Le dessalement de l'eau est une des solutions proposées, par le projet Dii par exemple. Cette solution nécessite toutefois un surdimensionnement de la centrale, ce qui représente un accroissement des champs de capteurs de l'ordre de 1 à 3 % (Fréris, Infield, 2013) ; (iii) la lenteur des réformes des cadres réglementaires et juridiques qui favorisent le développement des énergies renouvelables ; et (iv) l'insuffisance des liaisons électriques transnationales garantissant l'exportation de l'électricité renouvelable. Face à ces contraintes, le risque majeur pour le programme réside dans le faible intérêt du secteur privé et dans la frilosité des investisseurs.

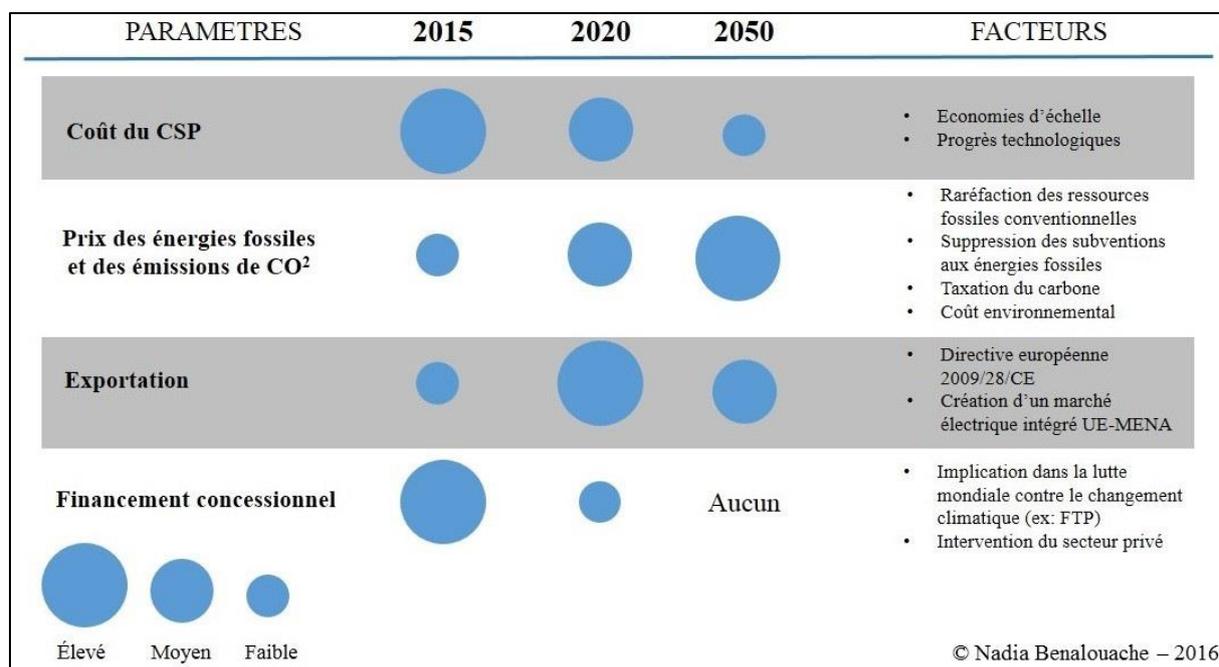


Figure 31 – Évolution du coût du CSP et paramètres associés

III. Une synergie d'acteurs autour du développement des énergies renouvelables en Méditerranée.

Le développement des énergies renouvelables au sud de la Méditerranée cristallise de nombreux acteurs regroupés au sein de différentes structures régionales¹⁶⁸, créées dans le sillon du PSM, qui viennent enrichir le noyau d'acteurs déjà existant (A). Le montage des projets solaires, par ailleurs, repose sur deux grands types de schémas qui coalisent plusieurs types d'acteurs (B).

¹⁶⁸ Les structures d'acteurs que nous avons identifiées n'oeuvrent pas strictement dans le domaine de l'énergie solaire.

A- Les nouveaux acteurs de la coopération régionale dans le domaine des énergies renouvelables.

1 - Le RCREEE.

Le RCREEE, basé au Caire, est une organisation intergouvernementale¹⁶⁹ dotée d'un statut diplomatique. Cette structure régionale, à but non lucratif, est chargée de faciliter et de promouvoir l'adoption de pratiques liées aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique dans le monde arabe. Elle a acquis son statut en août 2010, après la conclusion d'un accord avec le pays hôte, l'Égypte. Le RCREEE collabore avec les gouvernements de la région et différentes organisations internationales afin d'initier un dialogue sur les politiques énergétiques durables, les stratégies à mettre en œuvre, les technologies propres à déployer ainsi que le développement de capacités, qui permettent d'affirmer et démontrer le rôle que les États arabes ont à jouer sur ce créneau. Les pays membres couvrent la majeure partie de la région MENA, qui regroupe les pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Le RCREEE a également établi une collaboration étroite avec la Ligue des États Arabes. Il s'est engagé à examiner les besoins spécifiques et les objectifs de la région et de chacun des pays membres en menant des initiatives et proposant des expertises dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, par exemple sous la forme d'une assistance technique aux États membres pour la mise en place de plans d'action nationaux pour l'efficacité énergétique (NEEAPs). Ses activités s'articulent autour de cinq axes : (i) chiffres et statistiques ; (ii) politiques énergétiques et réglementations ; (iii) développement des capacités et apprentissage ; (iv) institutions ; et (v) finance¹⁷⁰. Pour y parvenir, le RCREEE a mis en place une coopération avec les décideurs politiques arabes, les entreprises, les organismes régionaux et internationaux et les communautés scientifiques.

Les pays arabes membres apportent au RCREEE une contribution financière, complétée par des dons alloués par l'Allemagne, au travers de l'agence de coopération internationale allemande pour le développement¹⁷¹ (GIZ), qui lui apporte également un appui institutionnel et technique par le biais d'une Unité Consultative annexée, par le Danemark *via* l'Agence danoise pour le développement international (DANIDA), et par l'Égypte à travers l'Agence des Énergies Nouvelles et Renouvelables (NREA), notamment pour l'organisation d'ateliers de formation

¹⁶⁹ Le RCREEE compte 16 pays arabes : Algérie, Bahreïn, Djibouti, Égypte, Irak, Jordanie, Koweït, Liban, Libye, Maroc, Mauritanie, Autorité palestinienne, Soudan, Syrie, Tunisie et Yémen.

¹⁷⁰ Le RCREEE publie annuellement depuis 2013 un Index arabe des énergies futures : « Arab Future Energy Index (AFEX) - Renewable Energy » et « Arab Future Energy Index™ (AFEX) - Energy Efficiency » et des indicateurs sur l'efficacité énergétique « Energy Efficiency Indicators ».

¹⁷¹ Entreprise fédérale de coopération technique reconnue comme d'utilité publique, la GIZ intervient essentiellement pour le compte du gouvernement fédéral allemand mais aussi celui de clients internationaux et des gouvernements d'autres pays. Elle contribue à la réalisation des objectifs fixés par le gouvernement fédéral en matière de coopération internationale pour le développement durable, et s'engage activement en faveur de la formation internationale, aidant les sociétés du monde entier à améliorer leurs conditions de développement. Elle offre des services adaptés, personnalisés, efficaces pour un développement durable.

technique et de colloques scientifiques. Le financement des activités du RCREEE se fait également sous forme de contrats de services rémunérés. En plus de ces partenariats de développement, d'autres partenariats de coopération ont été formalisés, sous la forme notamment d'un accord de coopération ou d'un Protocole d'accord, avec la Banque Mondiale, le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), l'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel (ONUDI), la Commission Économique et Sociale des Nations Unies pour l'Asie occidentale (ESCWA), l'UpM, l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA), Renewable Energy Solutions for the Mediterranean (RSE4MED) et MED-ENEC. Le RCREEE s'est imposé comme une structure de référence pour la coopération technique dans la région (Carafa, 2015).

2- RES4MED.

RES4MED est une plateforme de dialogue qui s'inscrit dans le cadre du Partenariat euro-méditerranéen et se présente comme une initiative complémentaire vis-à-vis des autres parties prenantes. Association à but non lucratif créée en 2012, RES4MED est un réseau d'institutions publiques, d'industries, de prestataires de services techniques, d'organismes de recherche académique impliqués dans la promotion de solutions en énergie propre dans les pays du Sud de la rive méditerranéenne. Il a pour objectif prioritaire de soutenir le déploiement des technologies renouvelables à grande échelle mais aussi sous une forme décentralisée afin de satisfaire les besoins locaux en énergie. Les activités actuellement en cours de RES4MED concernent principalement l'appui aux pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée dans l'élaboration d'un cadre normatif et législatif qui garantisse l'introduction optimale des sources d'énergies renouvelables dans le marché de l'électricité, la mise en place ou le renforcement du rôle des organes de régulation indépendants, et qui autorise la production indépendante d'électricité (IPP), mais également la promotion de solutions de production décentralisée d'énergie (systèmes photovoltaïques décentralisés connectés au réseau et non connectés, districts productifs intelligents, centrales de production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz issus de déchets agricoles et urbains, éclairage public efficient, etc), afin de satisfaire les besoins locaux et d'encourager une intégration industrielle et tertiaire locale. Il organise, par ailleurs, des cours de formation avancée destinés aux pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, qui se tiennent en Italie d'une durée de 15 jours sur l'intégration de sources d'énergie renouvelables en vue d'un partage d'expériences entre entreprises spécialisées, institutions de recherche, investisseurs, associations et organisations de la société civile. RES4MED est composé de membres qui pour certains sont des partenaires de développement (ASSORINNOVABILI, EDISON, ENEL GREEN ENERGY, PWC), des membres ordinaires (Enneray, Italgen, Pöври, Terna, Terni Energia), ou des membres honoraires (l'Université Commerciale Luigi Bocconi, École Polytechnique de Milan, École Polytechnique de Turin, GSE). RES4MED a un large réseau relationnel et coopère avec des réseaux d'acteurs internationaux et régionaux parmi lesquels l'UpM, MEDREG, MED-TSO, l'AIE, IRENA, l'OME, le réseau

politique de partage des connaissances autour des ER, REN21, etc, mais également avec des structures ou projets liés aux énergies renouvelables tels que MEDGRID, le RCREEE, l'OME, des agences nationales de promotion de la maîtrise énergétique (NREA, ADEREE, NERC), des opérateurs publics (SONELGAZ), des institutions de recherche académique ou appliquée (Institut de Recherche en Energie Solaire et Energies Nouvelles (IRESEN) au Maroc, Université Technique nationale d'Athènes, *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas* (CIEMAT) en Espagne, des think-tank (*Real Instituto Elcano*, qui relève de l'Institut Royal espagnol), etc. Parmi les dernières collaborations en date, RES4MED a signé un Mémorandum d'entente avec le RCREEE et la SONELGAZ. Le succès de la stratégie adoptée par RES4MED repose incontestablement sur le renforcement de ces partenariats.

3- L'Institut Méditerranéen des Énergies Renouvelables.

L'Institut Méditerranéen des Énergies Renouvelables (IMEDER) est une association française créée en vertu de la loi 1901 le 11 juin 2009 à l'initiative de la Chambre de Commerce et d'Industrie (CCI) de Perpignan et des Pyrénées-Orientales. Il a pour but de fédérer les acteurs des 43 pays de l'UpM qui œuvrent dans le domaine des énergies renouvelables autour de projets collaboratifs, et développer les échanges et relations intra méditerranéens comme Nord-Sud. Il cherche à favoriser les transferts technologiques ainsi qu'une synergie entre la recherche et les applications industrielles. Pour y parvenir, l'IMEDER conseille les porteurs de projets en les accompagnant lors du montage technique et financier des projets et lors de leurs démarches, propose une expertise sur les projets (évaluation préalable, recherche des financements les plus adaptés), fédère des acteurs sur un territoire au travers de programmes collectifs, et facilite la mise en place de partenariats internationaux, en définissant les modes de gouvernance. L'IMEDER labélise ainsi les projets. Les projets qui relèvent de la recherche et développement (R&D) impliquent tant des laboratoires de recherche, des entreprises et des universités. Ces projets portent par exemple sur les technologies, les matériaux, le transport, le recyclage et favorisent les transferts de savoir-faire, les méthodes et services innovants. Pour réunir les différents acteurs, l'IMEDER organise des manifestations, des colloques, des missions d'études et garantit la diffusion des programmes mis en place par les différents partenaires.

Des membres très divers font partie d'IMEDER, qui compte en son sein des associations de professionnels – Association des Professionnels des Énergies Renouvelables (APERCA), Association Espagnole pour l'Internationalisation et l'Innovation des Professionnels du Solaire (Solartys), Club EnR66, Association française représentant les professionnels du solaire (Enerplan), et Union des Professionnels des Énergies Renouvelables (UPER) [Algérie] –, des agences nationales de maîtrise énergétique – Association Libanaise pour la Maîtrise de l'Énergie et pour l'Environnement (ALMEE), Association Marocaine des Industries Solaire et Éoliennes (AMISOLE) et Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) [Tunisie] –, des organismes universitaires et/ou de recherche – Institut universitaire technologique de Tarbes, École Polytechnique de Milan, Institut Catalan de l'Énergie et Centre d'essais solaire

de Perpignan (CESP) –, des pôles de compétitivité ou des parcs technologiques – pôle de compétitivité DERBI [France] et Ecopark de Bordj Cédria [Tunisie] – et des CCI – CCI du Languedoc-Roussillon et CCI de Marseille-Provence. Ces structures régionales, particulièrement actives dans la région et qui cristallisent des acteurs nombreux, confortent la faisabilité du PSM, car elles poursuivent le même objectif : le développement de projets renouvelables. La sphère des structures d'acteurs¹⁷² de l'énergie en Méditerranée s'est enrichie avec la volonté de déployer des technologies solaires. Elle réunit des associations de régulateurs d'énergie, d'électriciens, des structures régionales et des agences spécialisées dans la promotion des énergies renouvelables, des plateformes de dialogue, des consortia industriels, etc. [cf. figure 32].

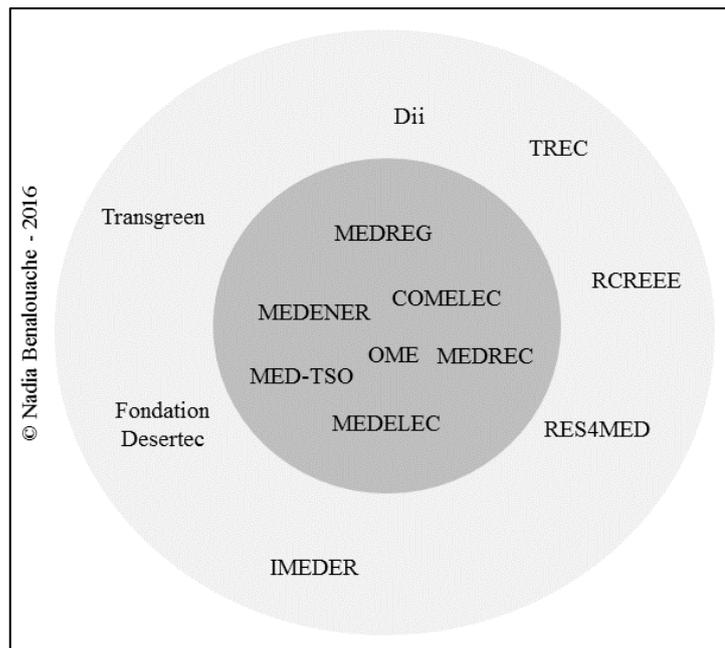
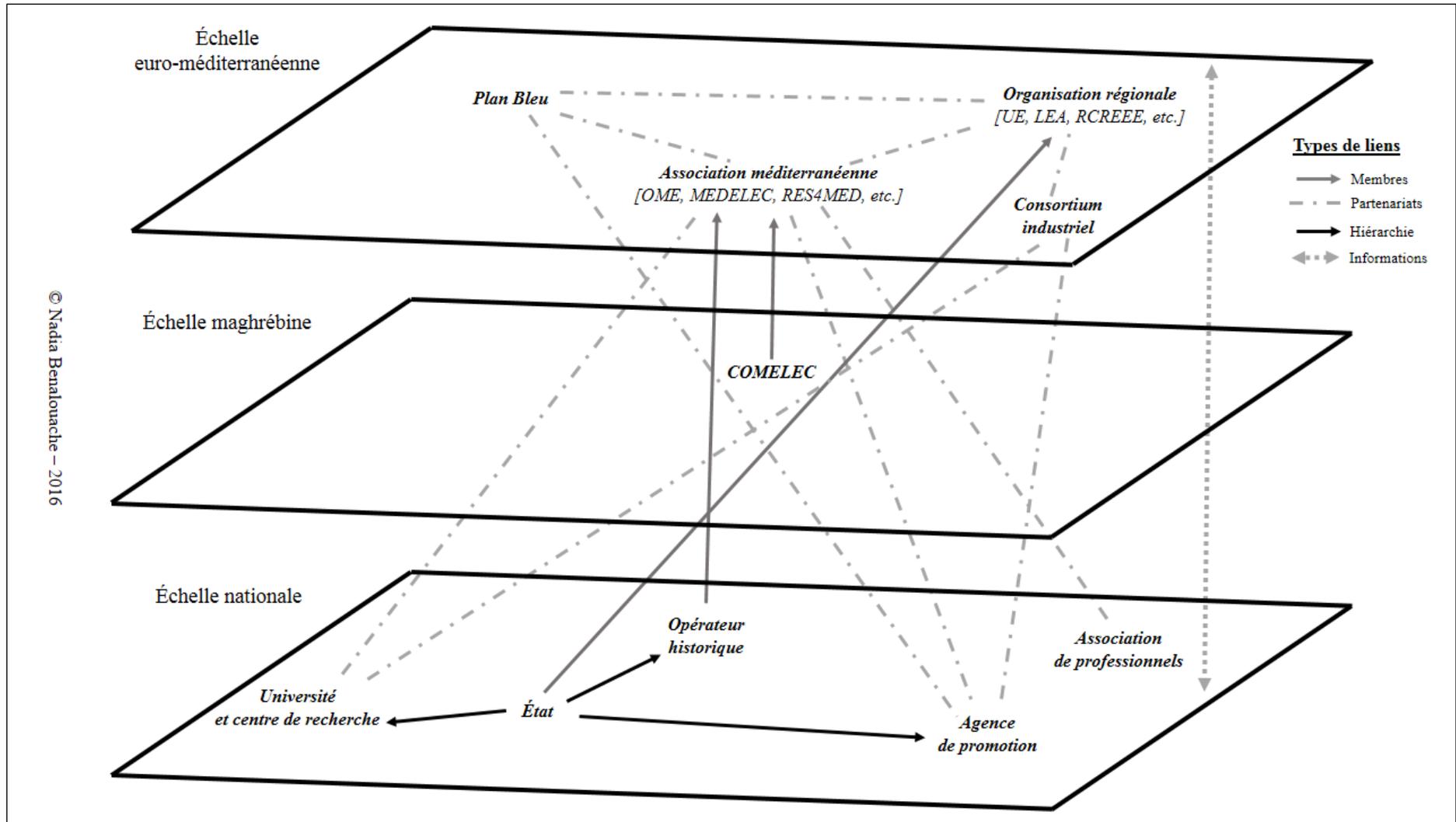


Figure 32 – L'enrichissement des structures d'acteurs de l'électricité et des énergies renouvelables en Méditerranée

Plus encore, la volonté de déployer des projets renouvelables au Sud de la Méditerranée contribue à une véritable mise en réseau régionale de différentes catégories d'acteurs opérant à différents niveaux scalaires [cf. figure 33]. En plus de reposer sur un noyau d'acteurs plus dense, cette coopération se révèle très inclusive.

¹⁷² Les structures de l'énergie constituent elles-mêmes des réseaux d'acteurs.



© Nadia Benalouache – 2016

Figure 33 – Les réseaux d'acteurs opérant dans le domaine de l'énergie solaire à différents niveaux scalaires : une coopération inclusive

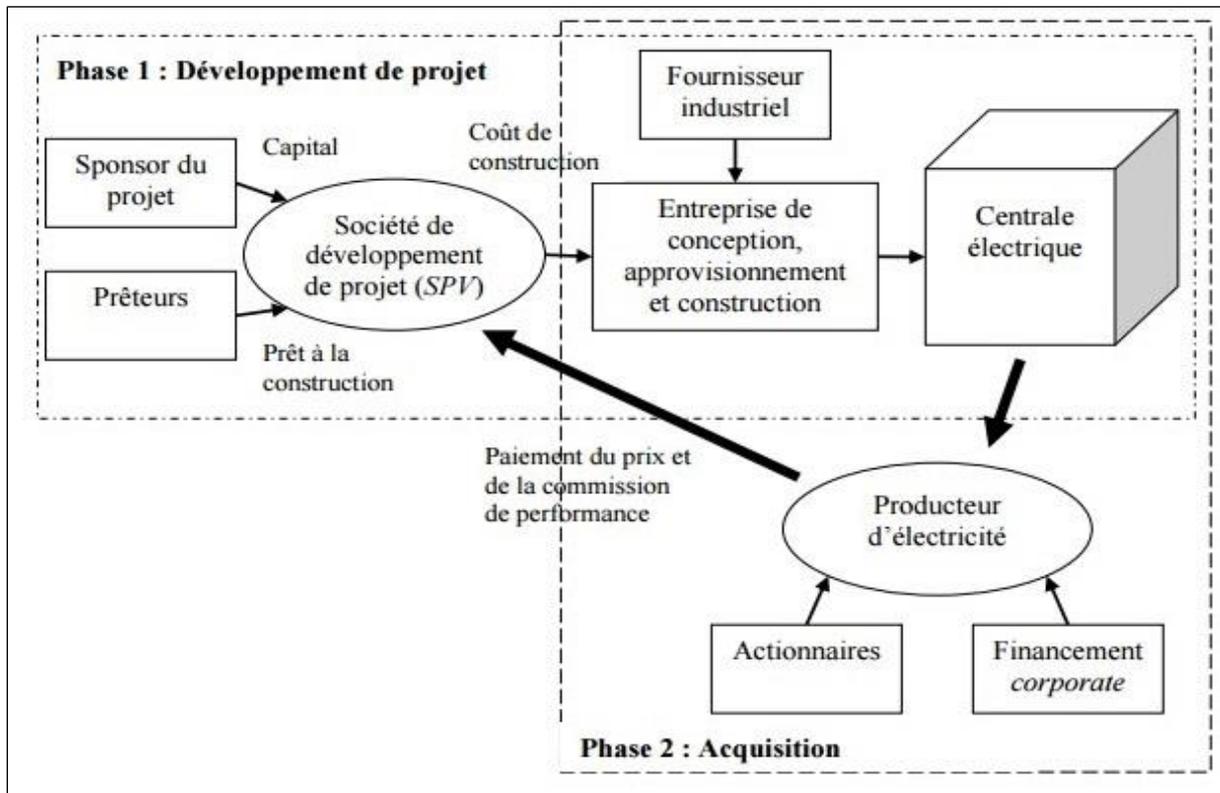
B- Les types d'acteurs impliqués dans le montage des projets solaires.

La construction et l'exploitation d'unité de production électriques solaires au sol peuvent être réalisées selon deux grands types de schémas : (i) le montage en *Corporate finance* d'une centrale fournie clé en main (*Engineering Procurement Construction* (EPC) ; et (ii) le montage en financement de projet. Dans le premier schéma, la centrale électrique est la propriété de l'exploitant et/ou de l'acheteur de l'électricité (le plus souvent l'opérateur historique dans les pays du sud-méditerranéen). Dans le second schéma, la centrale appartient à une entité distincte, l'Independent Power Producer (IPP), qui l'exploite ou non.

1- Le montage en *Corporate Finance* d'une centrale vendue clé en main.

Dans ce montage, la capacité d'emprunt d'une entreprise productrice d'électricité est une condition fondamentale pour l'octroi du prêt nécessaire à l'acquisition de la centrale. Cette opération est généralement conduite en deux phases [cf. figure 34] : (i) une étape de développement de projet durant laquelle un sponsor, pour répondre à la requête du propriétaire final, lance généralement un appel d'offres. Le sponsor monte, par ailleurs, une structure *ad hoc* de développement de projet : la société de développement de projet (SPC). Cette structure passe, par la suite, un contrat avec un constructeur et un (ou des) fournisseur(s) industriel(s) pour la réalisation de la centrale électrique ; et (ii) une étape d'acquisition, où le producteur d'électricité rachète, après x années, la centrale, en l'exploitant le cas échéant. Les prêteurs sont remboursés, et bénéficient, au même titre que le sponsor, d'une commission, évaluée en fonction des risques encourus, du respect des critères de coûts, des échéances, etc.

Ce schéma possède un certain nombre d'avantages. Il permet à celui qui prête – obligataire ou banque commerciale – de répartir les risques sur un portefeuille d'actifs diversifiés, d'accorder des taux d'intérêts moins élevés et des délais d'amortissement plus importants. Du point de vue du donneur d'ouvrage, celui-ci ne traite qu'avec un fournisseur unique pour la conception et la construction du projet, ce qui simplifie la gestion du projet. Le fournisseur assume par conséquent l'essentiel des risques liés à la construction et il est plus aisé d'obtenir de ce dernier des garanties de performance, et plus seulement des garanties d'exécution. Au terme du projet, par ailleurs, il n'est plus nécessaire d'identifier qui des participants est responsable car seul le fournisseur l'est.



Source : Laffitte & Massou (2009)

Figure 34 – Structuration du montage de projet d'une centrale vendue clé en main : système d'acteurs

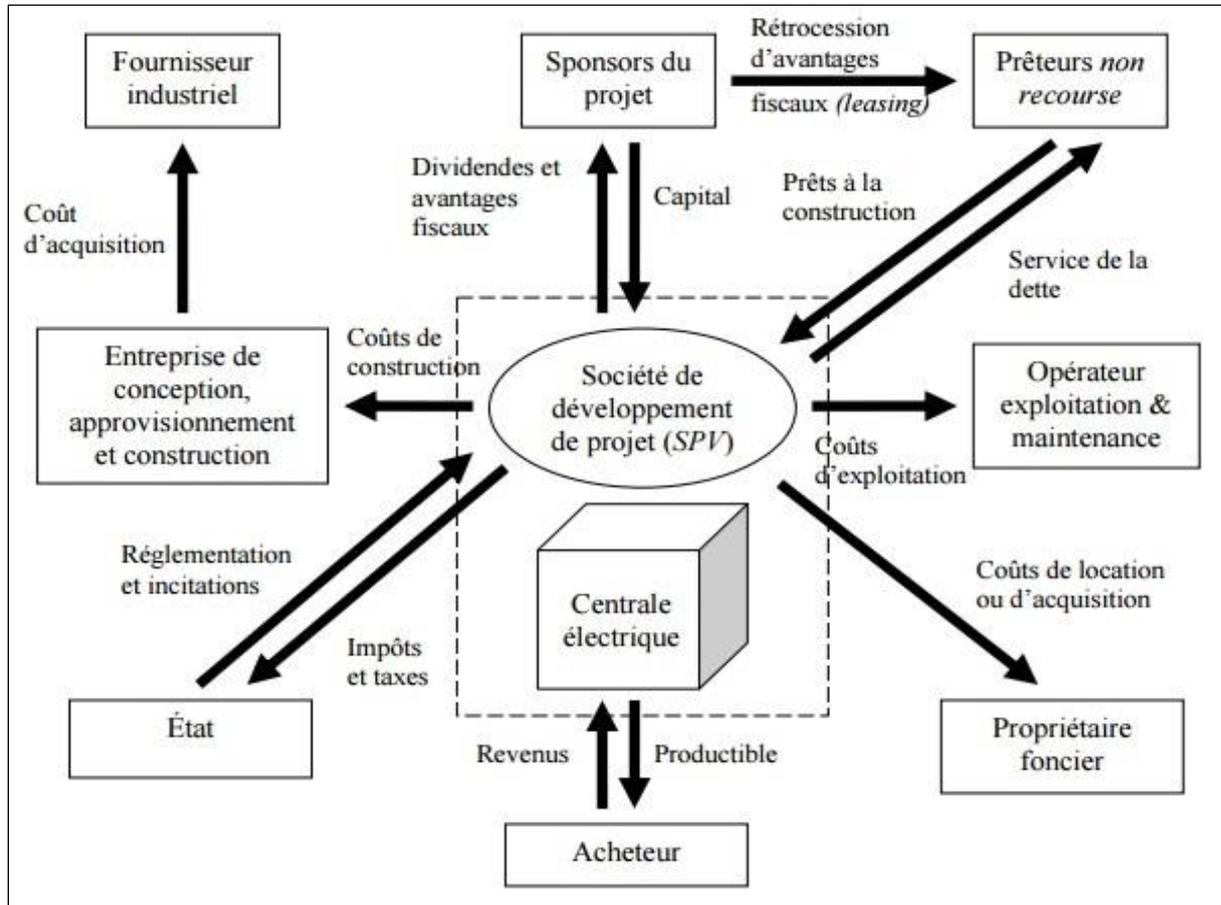
2- Le montage en financement de projet.

Ce type de montage repose sur une combinaison de financements qui réunit fonds propres, emprunts, subventions, et, si nécessaire, un rehaussement de dette *via* des dispositifs de garantie. Dans ce contrat, les investisseurs évaluent les risques, non pas en fonction du bilan du promoteur de projet ou de l'exploitant, mais de l'appréciation des flux de trésorerie¹⁷³ (*cash-flows*) dégagés par le projet durant toute la durée d'exploitation de la centrale. Dans ce schéma, la société de développement de projet représente un IPP ou producteur indépendant d'électricité. Placé sous un régime concessif (*Build, Own, Operate, Transfer* (BOOT)) ou de contrat à long terme (*Build, Own, Operate* (BOO)), ce producteur établit des contrats avec plusieurs entités¹⁷⁴ (Laffitte, Massou, 2009) [cf. figure 35] : (i) le propriétaire foncier, pour la disponibilité de terrains et l'obtention des autorisations de construction ; (ii) l'entreprise de construction et le fournisseur d'équipements pour la réalisation d'une centrale clé en main. Ces derniers prennent en charge les risques liés à la technologie et aux échéances de livraison de la centrale ; (iii) l'opérateur de la centrale qui garantit une performance, en premier lieu la qualité du productible livré, à des conditions climatiques pré-évaluées (ensoleillement, vent). Il peut également assumer le risque climatique ; (iv) l'acheteur du productible qui s'engage à long

¹⁷³ Le flux de trésorerie est une mesure de performance financière calculée à partir des montants des liquidités encaissés ou dépensés durant une période donnée. Elle permet ainsi d'évaluer et d'identifier les problèmes de rentabilité associés à un projet.

¹⁷⁴ Entretien mené auprès de Mustapha Aït Hassou, Directeur du développement énergétique, Société d'Investissements Énergétiques (SIE), le 4 juin 2012.

terme au travers d'une convention d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement (PPA)*) ; et (v) les prêteurs qui, après avoir fait appel à différentes expertises financières, juridiques et techniques, décident de s'engager aux côtés des actionnaires de la société de développement de projet.



Source : Laffitte & Massou (2009)

Figure 35 – Structuration du montage d'une centrale en financement de projet : système d'acteurs

Quel que soit le type de montage choisi, les préoccupations des investisseurs doivent être prises en compte en amont du projet. Ces préoccupations sont de nature politique, opérationnelle et juridique. Ainsi, différents types de risques sont associés aux projets de centrales énergies renouvelables : (i) les risques inhérents aux projets implantés dans les pays du Sud (instabilité politique, le risque de change, le non-rapatriement des revenus (service de la dette ou dividendes), le non-respect des contrats). Ce sont des risques auxquels les organismes de garantie, publics ou privés, doivent être capables de répondre ; (ii) les risques opérationnels spécifiques au type de technologie utilisée. Ces risques sont généralement assumés par le fournisseur d'équipements, le constructeur ou l'opérateur ; (iii) le risque lié au rachat de l'électricité qui doit être l'objet d'un contrat rigoureux ; et (iv) les risques liés à la zone d'implantation du projet : disponibilité foncière, autorisations requises, impacts socio-environnementaux, recevabilité et acceptabilité du projet. Ce point relève en grande partie des autorités locales qui doivent être partie prenante dès la conception du projet.

Malgré les aléas du PSM, celui-ci offre un cadre politique favorable au développement de projets de capacités additionnelles solaires. Il est parvenu à susciter l'intérêt de nombreux financeurs et constitue un facilitateur dans le processus de maturation d'un projet. En quelques années, le PSM et les initiatives industrielles qui le relaient (*Dii*, Medgrid) ont contribué à impulser une dynamique de projets sans précédent et à orienter sensiblement les politiques énergétiques dans les pays sud-méditerranéens, à l'image des pays du Maghreb. L'échelle macro-régionale de déploiement des technologies renouvelables imaginée dans le cadre des ces « mégaprojets » a orienté le choix technologique en faveur de solutions centralisées à grande capacité, et ayant de préférence recours aux technologies à concentration (CSP et CPV). Ce choix répond à l'idéal d'exportation initialement prévu dans l'approche du PSM, mais reflète également les ambitions industrielles des pays récepteurs de projets. Avec l'abandon de cette perspective d'exportation, le PSM s'adapte et tire les leçons. Face à la désaffection possible des investisseurs (fin de *Dii*), seuls véritablement en mesure d'assumer les coûts considérables des centrales de grandes tailles, l'approche du PSM est renouvelée. L'IPP-PSM illustre ce revirement. D'un point de vue technologique, l'IPP-PSM promeut, en termes de capacités installées, une multidimensionnalité des projets renouvelables ainsi que tous types de technologies. la coopération dans le domaine de l'électricité et des énergies renouvelables en Méditerranée s'est renforcée autour du déploiement des technologies solaires, avec la création de structures régionales dédiées aux énergies renouvelables, très actives en Méditerranée et dans la région MENA (RCREEE, RES4MED, IMEDER). Elles viennent enrichir un noyau d'acteurs de l'énergie en Méditerranée déjà constitué.

Conclusion de la deuxième partie

La coopération électrique intra-maghrébine, du ressort du COMELEC, est surtout encouragée dans un cadre euroméditerranéen. Tout comme les autres formes d'interconnexions énergétiques, gazoducs et oléoducs, la construction de liaisons électriques intégratrices au Maghreb est désormais envisagée dans une finalité transméditerranéenne. L'intégration des réseaux électriques doit être considérée comme une étape à la constitution d'un macro-système électrique méditerranéen. Ces réseaux techniques sont à l'origine d'interrelations entre acteurs. L'approche du PSM en a pris toute la mesure et se conçoit dès le départ comme une construction sociale devant impliquer le plus grand nombre de parties prenantes. Une synergie entre acteurs est prioritairement recherchée pour éviter une superposition d'initiatives, plus concurrentes que complémentaires, et qui ne communiquent pas entre elles.

Les initiatives entreprises dans le domaine de l'électricité et de l'énergie solaire dédiée à la production d'électricité (IMME, projet de boucle électrique méditerranéenne, *MedRing*, ELTAM, PSM, *Dii*, Medgrid) contribuent à la formation de réseaux matériels (réseaux techniques). Malgré les errements politiques notables dans le cadre l'UMA et du Partenariat de Barcelone, que déplore la presse économique spécialisée et analyse la littérature académique, un processus d'intégration régionale de l'électricité est en marche en Méditerranée. Cette deuxième partie de la thèse a permis d'en révéler les dynamiques. Ces réseaux structurent, organisent mais également rapprochent les territoires d'un même ensemble régional. Les interconnexions électriques transnationales impliquent des interdépendances ayant un ancrage territorial fort. Elles permettent également des économies d'échelle car plus vaste est la desserte, plus faible est le coût unitaire de la connexion et du service. Une véritable mise en réseau régionale d'acteurs se cristallise autour de l'objet technique en Méditerranée et elle n'est observable dans nul autre secteur. L'engagement de nombreux pays européens et sud-méditerranéens dans la transition énergétique « bas carbone » a renforcé cette tendance. Se met en place un jeu d'acteurs qui interagissent à différents niveaux scalaires, tels que la Commission européenne, les investisseurs publics et privés, les institutions financières internationales ou régionales, les acteurs politiques (dirigeants des États, ministres de l'énergie, parlementaires, organisations politiques régionales, etc.), les structures régionales dédiées à l'énergie (MEDENER, MED-TSO, MEDREG, OME, RCREEE, RES4MED, IMEDER), les acteurs impliqués dans les dispositifs financés par l'UE (*MedRing*, Med-emip), les entreprises, regroupées notamment au sein de consortia (*Dii*, Medgrid) ou encore les institutions de recherche. La coopération autour de l'énergie solaire se révèle ainsi très inclusive.

Au lancement du PSM, une vision l'emporte, celle d'un déploiement de technologies solaires centralisées et de grandes tailles, pouvant s'insérer au sein d'un macro-système électrique méditerranéen formé de lignes THT. Dans quelle mesure cette vision influence-t-elle

les orientations nationales dans le domaine de l'énergie solaire ? Les premiers projets soumis au titre du PSM par les pays du Maghreb privilégient la technologie thermodynamique. Quel est l'état d'avancement de ces projets ? Ont-ils tous été maintenus ? Si non, pourquoi ?

Partie III

L'émergence de modèles spatiaux et
organisationnels nationaux de
déploiement de l'énergie solaire.

Une approche comparée

Introduction de la troisième partie

La troisième partie de la thèse opère un changement d'échelle, de l'échelle régionale à l'échelle nationale. Elle vise à dégager, grâce à une approche transversale, des modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement de l'énergie solaire à partir de la grille de lecture proposée dans le chapitre 3 et à questionner l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité. La définition de modèles spatiaux et organisationnels nationaux nous permet d'interroger la (re)configuration possible des systèmes techniques maghrébins compte tenu d'une multiplication probable des sites de production d'électricité ainsi que d'une diversification des acteurs de la filière de production avec le développement des énergies renouvelables. Cette partie répond à la deuxième hypothèse préalablement posée dans notre travail. L'examen des modalités de diffusion des technologies solaires et hybrides sur le territoire d'étude est l'occasion de mettre en lumière les conditions et les freins à la diffusion des technologies solaires. La cartographie des unités électriques solaires et hybrides réalisées ou projetées a été élaborée à partir de trois bases de données distinctes. La première base de données rassemble l'ensemble des informations associées aux unités électriques dites classiques en fonctionnement au Maghreb et la deuxième fait état des unités renouvelables (éoliennes et solaires, hybrides solaire-gaz) en activité ou en projet, dont le site géographique est connu et dont la date prévue de mise en service ne dépasse pas l'année 2020. Cette recherche s'est arrêtée le 30 juin 2016. Une troisième base de données, spécifique aux installations photovoltaïques (IPV) surimposées au bâti en Tunisie, résulte d'un travail de référencement réalisé à partir de la liste des clients équipés en panneaux PV et connectés au réseau STEG. Elle prend en compte les panneaux PV installés avant le 1 juillet de l'année 2013.

Le **chapitre 8** caractérise et compare l'évolution des politiques de maîtrise énergétique dans les trois pays du Maghreb. L'engagement des pays du Maghreb dans le développement des énergies renouvelables a connu un tournant à partir de 2008. Des plans et programmes nationaux ont été élaborés pour encadrer le déploiement des projets solaires et hybrides. Les politiques publiques sont accompagnées de réformes juridiques et réglementaires dédiées aux énergies renouvelables, dans un secteur néanmoins marqué par de fortes inerties. En s'intéressant aux choix technologiques solaires effectués et à la structuration des secteurs électriques, notamment suite aux réformes entreprises dans le domaine des énergies renouvelables, nous dégagons trois modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement des technologies solaires. Le **chapitre 9** questionne l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité, sous l'angle des espaces (zones d'implantation des unités électriques solaires et hybrides) et des acteurs de la production (opérateurs-exploitants et acteurs industriels). Elle montre dans quelle mesure l'émergence de cette nouvelle géographie est conditionnée par les choix technologiques effectués. Les choix méthodologiques opérés dans ce chapitre sont fonction des modèles nationaux de déploiement préalablement dégagés.

Chapitre 8

Conditions, modalités et freins au développement de l'énergie solaire au Maghreb

Les politiques énergétiques récemment initiées au Maghreb se coordonnent aux initiatives mises en œuvre aux échelles régionales. Ainsi, « *Sans le Plan Solaire Méditerranéen [PSM], les plans solaires nationaux n'auraient pas vu le jour, du moins pas pour le moment* »¹⁷⁵. Les politiques énergétiques maghrébines reposent désormais sur un triptyque : (i) les efforts de recherche et d'exploration pétrolière et gazière ; (ii) la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et (iii) enfin le développement significatif des énergies renouvelables. Les investisseurs, très attendus pour assurer la réalisation des projets, ont par ailleurs besoin de transparence, de prévisibilité et de cohérence au niveau réglementaire et juridique. L'existence d'un cadre légal et réglementaire clair est en effet propice à la participation du secteur privé dans le développement de l'électricité d'origine renouvelable.

Le chapitre 8 caractérise les contextes énergétique, politique et juridique de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb. Il cherche à définir les conditions et les freins au développement de l'énergie solaire au Maghreb. La première partie présente les profils énergétiques hétérogènes des pays du Maghreb et explique dans quelle mesure une diversification des mix énergétiques nationaux est nécessaire pour chacun d'eux, au-delà de la seule injonction climatique (I). La deuxième partie évoque les prémisses des politiques maghrébines liées à la maîtrise énergétique afin de mettre en évidence des continuités et des ruptures par rapport aux orientations énergétiques récemment promues. Ces dernières ont donné lieu à la mise en place de plans et programmes nationaux ambitieux de développement des énergies renouvelables¹⁷⁶. Nous questionnons également le système d'acteurs impliqués dans la concrétisation des objectifs nationaux ainsi que leurs conflits (II). La troisième partie s'intéresse à la structuration des secteurs électriques nationaux. Elle montre dans quelle mesure cette structuration conditionne la manière de légiférer dans le domaine des énergies renouvelables. Elle s'attarde notamment sur l'intervention de nouveaux acteurs dans le segment de la production d'électricité (III).

¹⁷⁵ Entretien mené auprès de Habib El Andaloussi, Deputy Team Leader, PWMSP, le 8 juin 2012.

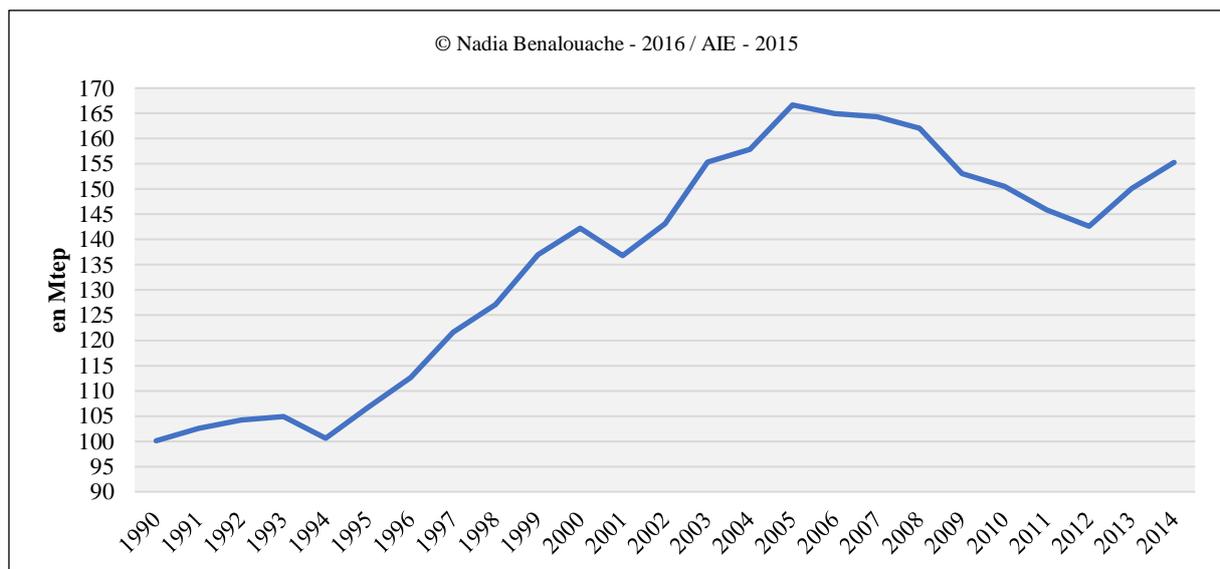
¹⁷⁶ Les politiques dans le domaine de l'énergie solaire s'insèrent plus largement dans des programmes et politiques d'énergies renouvelables mais nous restons focalisés sur l'énergie solaire pour la production d'électricité.

I- Les pays du Maghreb et l'énergie : une nécessaire diversification du mix-énergétique.

L'analyse des politiques publiques dans le domaine des énergies renouvelables ne peut faire l'économie d'un état des lieux des profils énergétiques maghrébins car ils la conditionnent en partie. Le déploiement des énergies renouvelables s'inscrit dans des contextes énergétiques nationaux très hétérogènes au Maghreb. Pour autant, la diversification du mix-énergétique national s'avère indispensable pour les trois pays retenus. L'Algérie, État rentier, se doit de réduire sa dépendance à l'égard ses exportations d'hydrocarbures, dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie (A) ; la Tunisie, qui doit remédier au déficit structurel de sa balance énergétique, cherche à optimiser les ressources énergétiques locales (B) ; et enfin, le Maroc qui dépend à 96 % des importations d'énergie et fait face à une demande électrique croissante, n'a guère le choix que d'exploiter dans l'immédiat les énergies renouvelables (C). Afin de mener une comparaison qui tienne compte à chaque fois des trois pays, nous devons nous appuyés sur les chiffres de l'année 2014.

A- L'Algérie et la rente des hydrocarbures : un équilibre précaire.

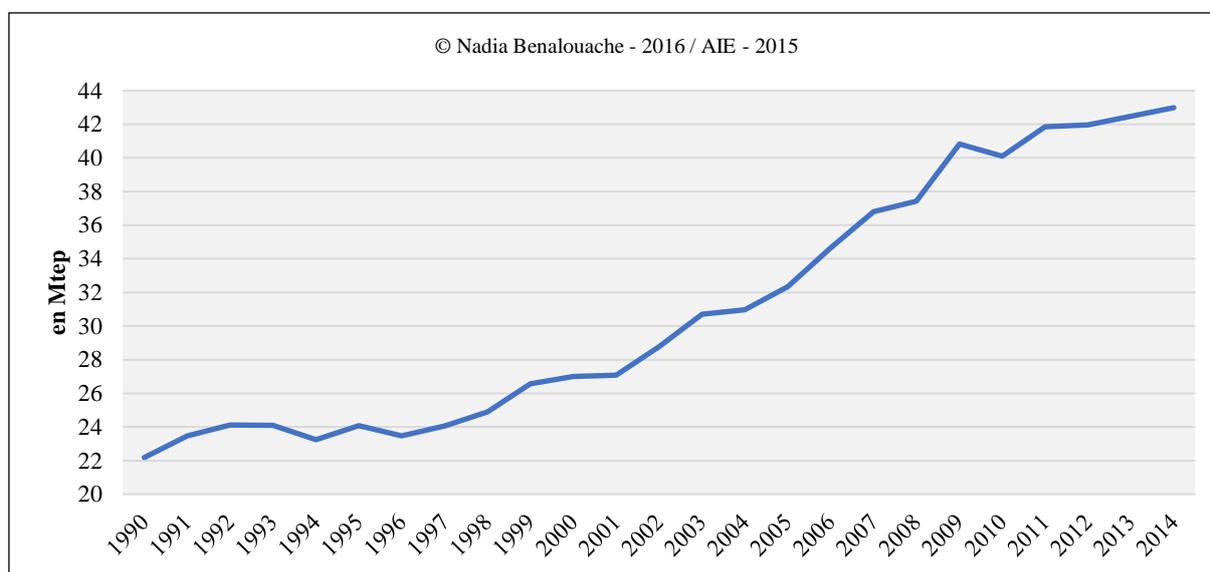
Avec une production en énergie primaire de 155,3 Mtep en 2014, l'Algérie est sans conteste le premier producteur d'énergie parmi les trois pays retenus. La production énergétique algérienne a globalement augmenté entre 1990 et 2005, avant de stagner puis de décroître entre 2008, année qui correspond au début de la crise financière mondiale. Depuis 2012, cependant, la production est de nouveau en hausse [cf. graphique 23].



Graphique 23 – Évolution de la production d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Algérie (en Mtep)

L'Algérie produit quasi exclusivement des hydrocarbures dont 51 % de gaz naturel et 48 % de pétrole. En 2014, les réserves prouvées en gaz naturel et en pétrole du pays s'élèvent

respectivement à 4,5 milliards de m³ et de 12,2 milliards de barils (BP, 2015). L'Algérie est ainsi le pays qui dispose, en termes de réserves prouvées, du gisement gazier le plus important du continent africain. Avec l'électricité d'origine thermique, la part de l'électricité dans la production énergétique totale de l'Algérie représente 7 %. La hausse de la production d'énergie primaire est notamment corrélée à une forte demande en énergie et liée à une économie d'exportation. La consommation en énergie primaire a en effet doublé en l'espace de 25 ans passant de 22,2 à 43 Mtep entre 1990 et 2014 [cf. graphique 24]. L'analyse de l'évolution de la consommation énergétique totale révèle ainsi une croissance plus forte que celle de la production durant la période 1990-2014, avec un taux annuel allant de 5 à 7 %. La consommation énergétique totale a par exemple atteint 55,9 Mtep en 2014 contre 51,9 en 2013 soit une croissance de +7,8 %, tirée essentiellement par la hausse de la consommation de gaz naturel, d'électricité et de produits pétroliers [cf. tableau 17].



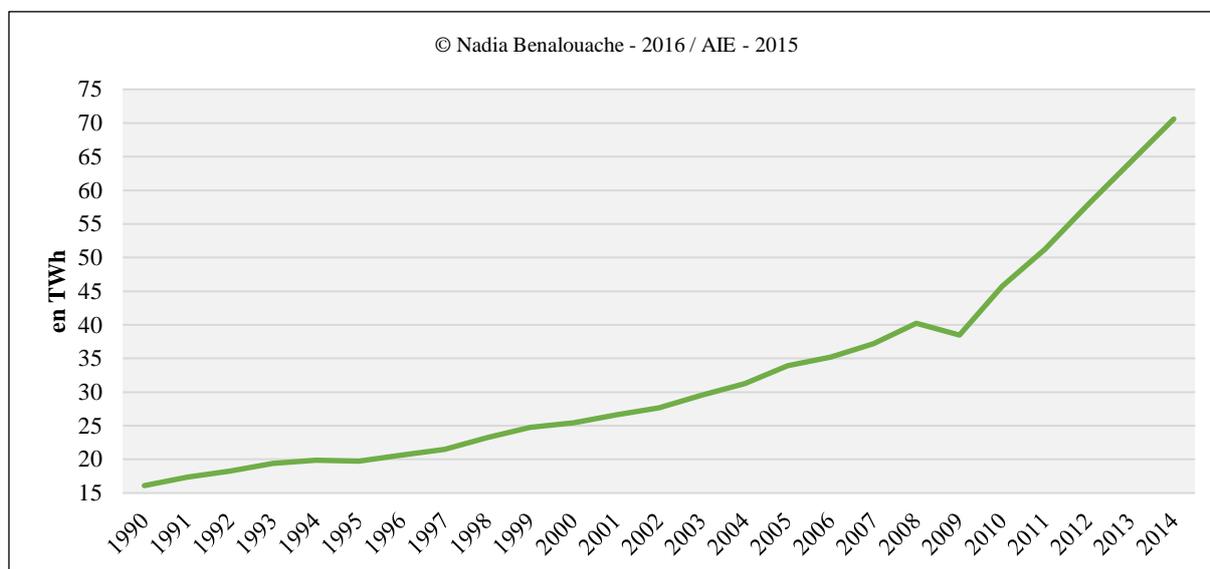
Graphique n°24 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Algérie (en Mtep)

Formes d'énergie	En Mtep
Gaz naturel	20,5
Produits pétroliers (GPL, essences, pétrole lampant, gasoil, fioul, jet, coke de pétrolier)	16,7
Électricité	15,3
GPL champs	2,3
Pétrole brut	1
Autres (condensat, produits solides, GNL, GHF)	0,4
© Nadia Benalouache (2016) / MEM – Algérie, Bilan énergétique national (2014)	
	55,9

Tableau n°17 – La consommation énergétique totale par formes d'énergie en Algérie en 2014 (en Mtep)

La hausse de la production d'énergie est également imputable à l'augmentation notable de la production d'électricité qui est passée de 16 à 71 TWh entre 1990 et 2014, soit un coefficient multiplicateur de 4,6. La période 2009-2014, en particulier, marque un doublement de la production d'électricité [cf. graphique 25]. La part du gaz naturel dans la fourniture de l'électricité est écrasante avec 91,4 % suivi par le fioul/gasoil (7,3%). La part des énergies renouvelables n'atteint, quant à elle, que 1,3 % dans la fourniture d'électricité dont 0,8 % pour

l'hydroélectricité, 0,4 % pour le solaire et 0,1 % pour l'éolien. La production d'électricité d'origine renouvelable est partagée entre la filière hydraulique, qui a généré 195 GWh en 2014, soit 7,4 % du total, les filières solaires photovoltaïque avec 1 GWh et thermodynamique 58 GWh, ce qui correspond à 0,4 % du total de la production et enfin la filière éolienne, qui occupe une part de 0,1 %.



Graphique 25 – Evolution de la production d'électricité entre 1990 et 2014 en Algérie (en TWh)

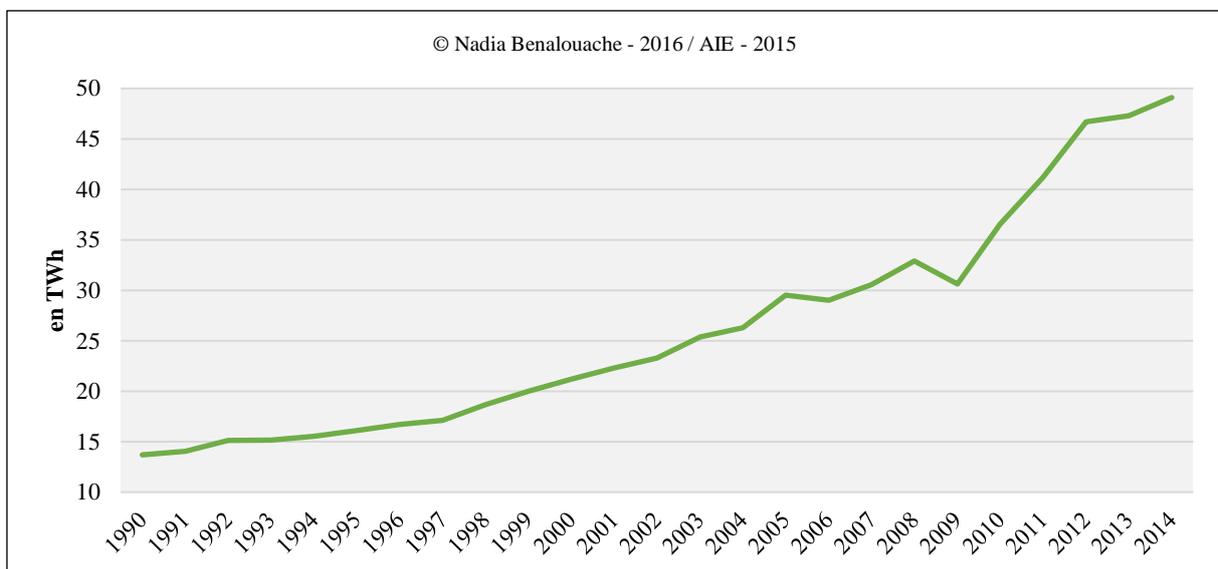
Type d'équipements	Capacité installée (en MW)
Thermique dont	15 568
Turbines à vapeur	2 435
Cycle Combiné	4 314
Turbines à gaz	8 494
Diesel	325
Hybride solaire/gaz	150 (dont 25 MW CSP)
Énergies renouvelables dont	239
Hydroélectricité	228
Éolien	10
Solaire	1,1
© Nadia Benalouache (2016) / COMELEC, Bulletin statistique (2014)	15 957

Tableau 18 – Capacité électrique installée par type d'équipements en Algérie en 2014 (en MW)

Le parc électrique algérien, connecté au réseau, est dominé par les installations thermiques (turbines à vapeur, centrales à cycle combiné, turbines à gaz, centrales diesel). En termes de capacité installée, ce sont les turbines à gaz qui produisent le plus d'électricité, avec 8 494 MW, soit près de la moitié de la capacité totale installée, suivies des centrales à cycle combiné avec 4 314 MW. Les centrales renouvelables cumulent une capacité installée de 239 MW, dont 228 MW sont associés à l'hydroélectricité. En 2014, seules la CPVS de Ghardaïa, d'une capacité installée de 1,1 MW et la centrale éolienne d'Adrar, d'une capacité de 10 MW sont en service. Depuis 2011, par ailleurs, une centrale hybride solaire-gaz fonctionne à Hassi R'mel, qui enregistre une puissance installée de 150 MW, dont 25 MW sont générés à partir de la technologie solaire thermodynamique [cf. tableau 18]. La capacité solaire installée a,

toutefois, augmenté en 2015 avec la mise en service de trois CPVS d'une capacité cumulée de 30 MW.

La part de l'électricité dans la consommation totale en énergie en Algérie n'a cessé de croître pour atteindre 27,3 % en 2014. En effet, la consommation en électricité a plus que triplé entre 1990 et 2014, accusant un taux de croissance annuel moyen de 5,4 % [cf. graphique 26]. La tendance haussière de la demande électrique, commune, comme nous le verrons par la suite, aux trois pays, s'explique par des modèles de développement basés sur des industries fortement consommatrices d'énergie (ciments, aluminium, pétrochimie, etc.), et reflète, par ailleurs, la dynamique socio-économique des pays du Maghreb, marquée par la généralisation de l'accès à l'électricité¹⁷⁷, le développement de grands chantiers structurants dans le secteur du transport, de la télécommunication, du tourisme ou encore des infrastructures énergétiques qui impliquent une utilisation intensive de l'électricité, et enfin par l'amélioration du niveau de vie des ménages. Le secteur résidentiel est d'ailleurs le secteur d'activités le plus consommateur d'électricité en Algérie, avec 38 % de la consommation électrique nationale. Le secteur résidentiel est suivi par l'industrie (26 %) et le transport (17 %). Dans le secteur résidentiel, cette tendance s'explique surtout par l'amélioration continue des conditions de vie des ménages maghrébins, grâce notamment à la facilitation de l'accès aux moyens associés au multimédia, en particulier internet, mais également en raison de la baisse des prix des équipements électroménagers, désormais à la portée de la majorité des classes sociales, tels que les climatiseurs, les machines à laver, les micro-ondes, etc.

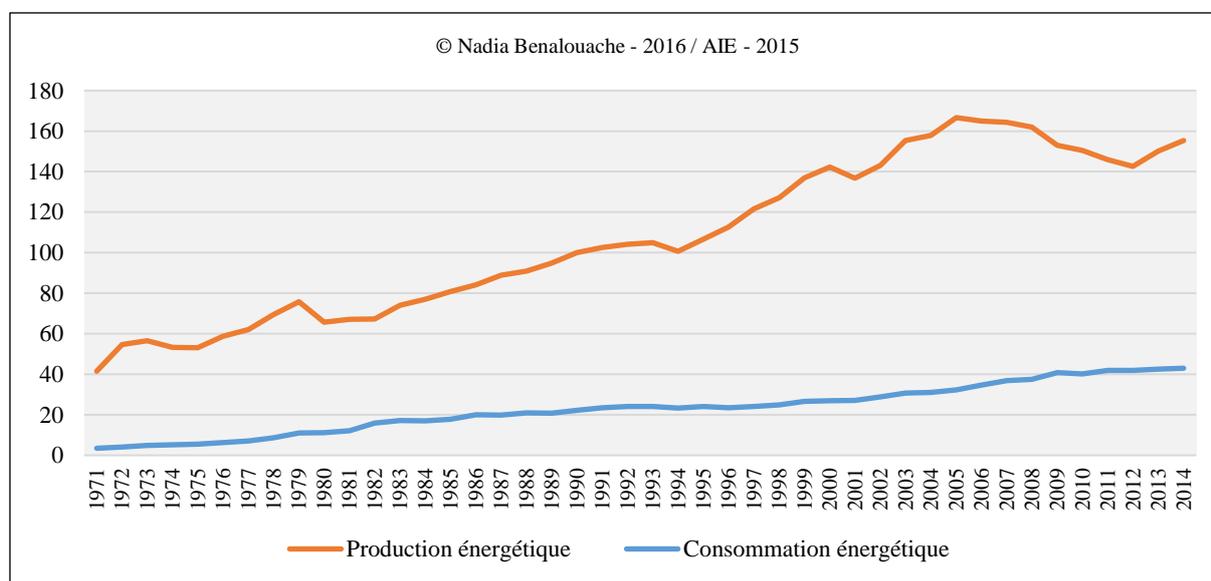


Graphique n°26 – Évolution de la consommation d'électricité entre 1990 et 2014 en Algérie (en TWh)

La comparaison entre la production et la consommation d'énergie montre que la balance énergétique algérienne est excédentaire. En effet, l'Algérie produit 3,6 fois plus d'énergie que ce qu'elle n'en consomme [cf. graphique 27]. Largement autosuffisante, l'Algérie exporte son

¹⁷⁷ Le taux d'électrification est de 98,7% en Algérie, 99% au Maroc et 99,5% en Tunisie.

excédent de production d'énergie. En 2014, le solde exportateur¹⁷⁸ du pays est de 96,4 Mtep. Les hydrocarbures, toutes formes confondues, représentent 79 % des exportations en énergie, contre 2 % seulement pour l'électricité (191 GWh), échangée avec les pays voisins [cf. chapitre 5]. Cependant, il est important de souligner que la forte hausse de la consommation domestique en hydrocarbures, qui a cru entre 2000 et 2014 à un rythme annuel moyen de +4,1 %, contribue néanmoins à réduire la disponibilité de la production destinée à l'exportation. La part de la production énergétique dédiée à l'exportation est ainsi passée de plus de 80 % à moins de 70 % entre 2011 et 2014. Les exportations algériennes en énergie primaire connaissent, par ailleurs, une baisse depuis 2013. Les exportations de pétrole brut, de gaz naturel et de condensat ont respectivement diminué de -16,3, -16 et -11,3 % entre 2013 et 2014. Toutefois, les exportations d'énergie dérivée (ou secondaire) ont à l'inverse augmenté de +22,8 % en 2014, et en particulier les produits pétroliers (+29,3 %) et GNL (+15,6 %) [cf. tableau n°19].



Graphique 27 - Évolution de la balance énergétique algérienne entre 1990 et 2014

Formes d'énergie	2013	2014
Pétrole brut	31	26
Condensat	6,2	5,4
Gaz naturel	30,5	25,6
GPL	6,3	8,5
Énergie primaire	73,9	68,5
GNL	14,3	16,6
Produits pétroliers	14	18,1
Électricité	0,091	0,2
Énergie secondaire	28,4	34,9
© Nadia Benalouache (2016) / MEM – Algérie, Bilan énergétique national (2014)	102,3	103,4

Tableau 19 – Structure des exportations énergétiques algériennes en 2013 et 2014 (en Mtep)

La baisse enregistrée des exportations en énergie primaire s'explique en grande partie par la chute des prix du pétrole, ce que Boucekkine *et alii* (2015) nomment contre-choc

¹⁷⁸ Rapport entre la production énergétique nationale et la demande intérieure.

pétrolier, brutal et persistant. Cette baisse, amorcée en 2013, perdure, et impacte négativement les économies rentières comme l'Algérie. Le prix du baril de pétrole Brent a ainsi accusé une baisse de -40 %, passant de 100 dollars fin juin 2014 à 63 dollars fin juin 2015¹⁷⁹. L'économie algérienne dépend fortement des exportations énergétiques, principalement des hydrocarbures, le secteur de l'énergie représentant aujourd'hui 98 % des recettes nationales. L'Algérie est un État rentier, et en présente l'essentiel des caractéristiques : prédominance des hydrocarbures dans l'économie (en moyenne 43 % du PIB, 97 % des exportations et 75 % des recettes budgétaires issues de la fiscalité pétrolière), place de l'opérateur public SONATRACH dans la politique de distribution des revenus. Les recettes pétrolières découlent d'un « don du ciel » et non pas d'une activité directement productive et une grande partie de la consommation de ces ressources épuisables est historiquement imputable à des pays étrangers importateurs. Un État rentier se définit principalement comme un pays recevant des montants substantiels de rentes externes (Mahdavy, 1970 ; Alvarez, 2010).

Aussi, la chute du prix a eu de multiples conséquences, alarmantes pour certaines, et parmi elles l'effondrement de la valeur des exportations, tirée par la baisse du cours du pétrole. Ainsi, pendant les cinq premiers mois de l'année 2015, les exportations totales ont enregistré une recette de 15,94 milliards de dollars contre 28,31 milliards à la même période en 2014, soit une baisse de -43,7 %. Le dinar algérien a en outre perdu de sa valeur au cours de cette période. Entre juin 2014 et juin 2015, sa valeur a en effet enregistré une baisse de près de -20 %¹⁸⁰. Le pays connaît depuis un déficit budgétaire très important, qui a atteint près de 19 milliards de dollars en 2015. Ce déficit représente 41,5 % du Fonds de Régulation des Recettes (FRR), qui est chargé de couvrir le déficit. Selon Boucekkine *et alii* (2015), à ce rythme et si aucune action n'est entreprise, le FRR, d'un montant fin 2014 de 44 milliards de dollars environ s'épuiserait en mai 2017. Les dépenses d'équipement des trois premiers mois de l'année 2015 se sont élevées à 457,3 milliards de dinars algériens, soit l'équivalent du déficit budgétaire. Ces dépenses, essentiellement réalisées en devises, ont connu, si elles sont rapportées au dollar, une diminution de -41 % entre 2014 et 2015. Il s'agit de la principale action entreprise par l'État algérien depuis lors pour faire face à la crise (Boucekkine *et alii*, 2015). Le contre-choc pétrolier a révélé l'insoutenabilité du modèle de croissance algérien.

En Algérie, le seul moteur de la croissance est l'investissement public (Bouyacoub, 2012). En effet, il est le pays où le rapport entre l'investissement et le PIB est le plus élevé de l'ensemble des pays à revenu intermédiaire-haut (Boucekkine *et alii*, 2015). Une large partie de l'investissement public est distribuée sous forme d'aides et de subventions sur les prix

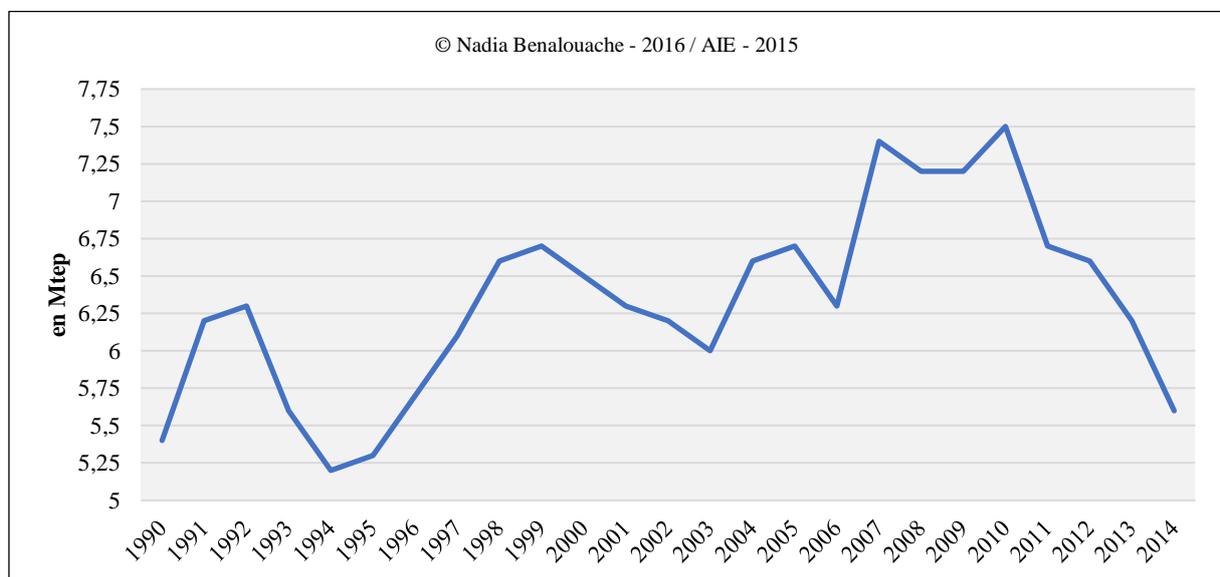
¹⁷⁹ Avec un minimum à 48 \$ au mois de janvier et une moyenne de 60 \$ pour les six premiers mois de 2015.

¹⁸⁰ Un dollar valait 79,5 DA fin juin 2014, contre 99,5 DA fin juin 2015. La moyenne des six premiers mois de l'année 2015 de la valeur du dollar est de 95,7 DA contre 80,6 DA pour l'année 2014, soit une baisse de 15,7%. En revanche, par rapport à l'euro ; le dinar est demeuré relativement stable, qui a également beaucoup diminué par rapport au dollar.

(carburant, électricité, gaz, denrées alimentaires de base¹⁸¹, etc.). Selon le Fonds Monétaire International (FMI), le total des subventions directes et indirectes s'élevait en 2012 à près de 18 % du PIB, le soutien indirect aux prix des carburants occupant à lui seul 10,9 % du PIB. La majorité des subventions concernent l'électricité, le diesel et le GPL. Du fait des subventions gouvernementales allouées aux énergies, la demande énergétique est stimulée par des prix de l'énergie dans les trois pays du Maghreb sont artificiellement très bas. Ces subventions obéissent à un idéal de service universel afin de satisfaire les besoins des classes sociales défavorisées à faible pouvoir d'achat. Pour autant, ces subventions sont non seulement devenues insoutenables pour les finances de l'État mais créent par ailleurs des distorsions sur les marchés, poussent des comportements de gaspillage¹⁸², favorisent la corruption et ne bénéficient pas forcément aux plus pauvres (Banque Mondiale, 2013). Des mesures gouvernementales ont toutefois été prises pour diminuer ces subventions en Tunisie et au Maroc et pour davantage les cibler en Algérie.

B- Remédier au déficit énergétique croissant en Tunisie.

La Tunisie est un petit pays producteur d'hydrocarbures. En 2014, elle a produit 5,6 Mtep d'énergie primaire. Le pays dispose, en termes de réserves prouvées, de 0,4 Mtep de pétrole et de 115 milliards de m³ de gaz naturel (BP, 2015). La courbe de l'évolution de la production d'énergie n'est pas continue, marquée par des baisses et des reprises. En 2007, la reprise est le résultat d'une campagne d'exploration pétrolière et gazière [cf. graphique n°28].



Graphique 28 – Évolution de la production d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Tunisie (en Mtep)

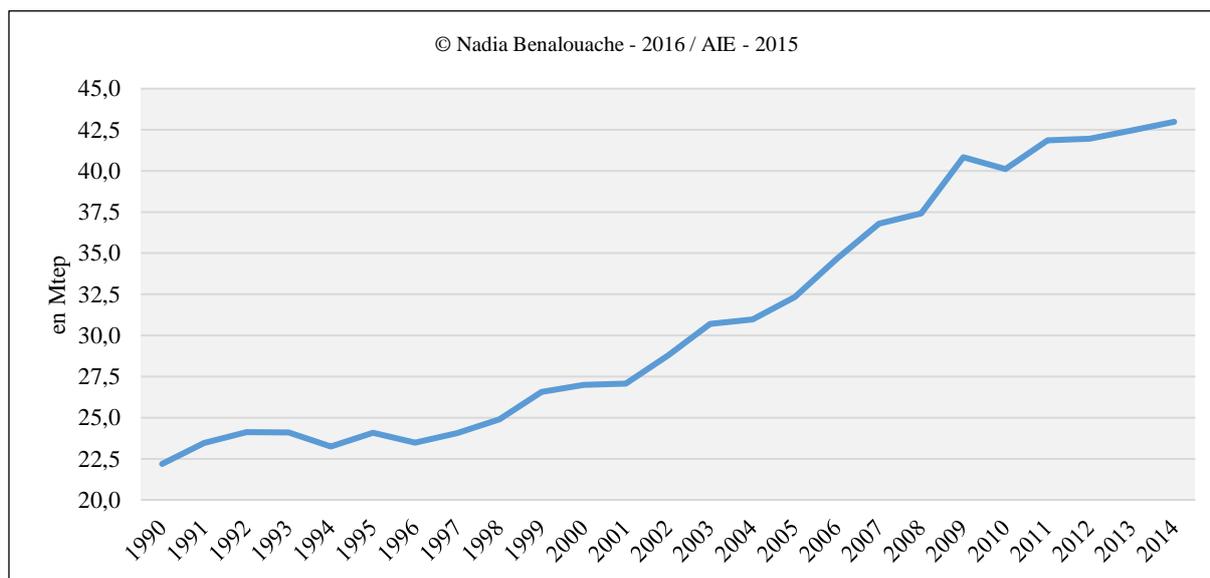
¹⁸¹ Denrées alimentaires telles que l'huile, le sucre, le blé, le pain, le lait, etc.

¹⁸² Entretien mené auprès de Fethi Zouhaier Nouri, Professeur en Sciences Economiques, Université de Tunis El Manar, le 13 octobre 2011 à Tunis.

Toutefois, la production est en baisse depuis 2010. En effet, selon l'ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES¹⁸³, la production de pétrole en Tunisie a significativement baissé entre 2010 et 2014, en passant de 70 000 à 58 000 barils/jour, soit une baisse de 17%. Cette tendance s'explique par le ralentissement de l'activité d'exploration et de prospection. Sur un marché intérieur où les perspectives de développement des hydrocarbures conventionnels semblent limitées, le débat sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste a été lancé. À l'instar de l'Algérie, 99 % de la production d'énergie primaire en Tunisie est issue des hydrocarbures (51 % du pétrole dont pétrole brut et condensat, 48 % du gaz naturel dont GPL champs). L'électricité primaire, qui occupe une part de 1 %, concerne principalement la biomasse [cf. tableau 20]. Tandis que la production énergétique stagne en Tunisie, parallèlement la consommation d'énergie a doublé [cf. graphique n°29].

Formes d'énergie	En Mtep
Pétrole (pétrole brut, condensat)	2,639
Gaz Naturel	2,606
GPL champs	0,264
Électricité primaire	0,048
© Nadia Benalouache (2016) / Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et des Mines. Rapport mensuel, conjoncture énergétique (2015)	
	5,557

Tableau 20 – Structure de la production énergétique primaire en Tunisie par formes d'énergie en 2014 (en Mtep)

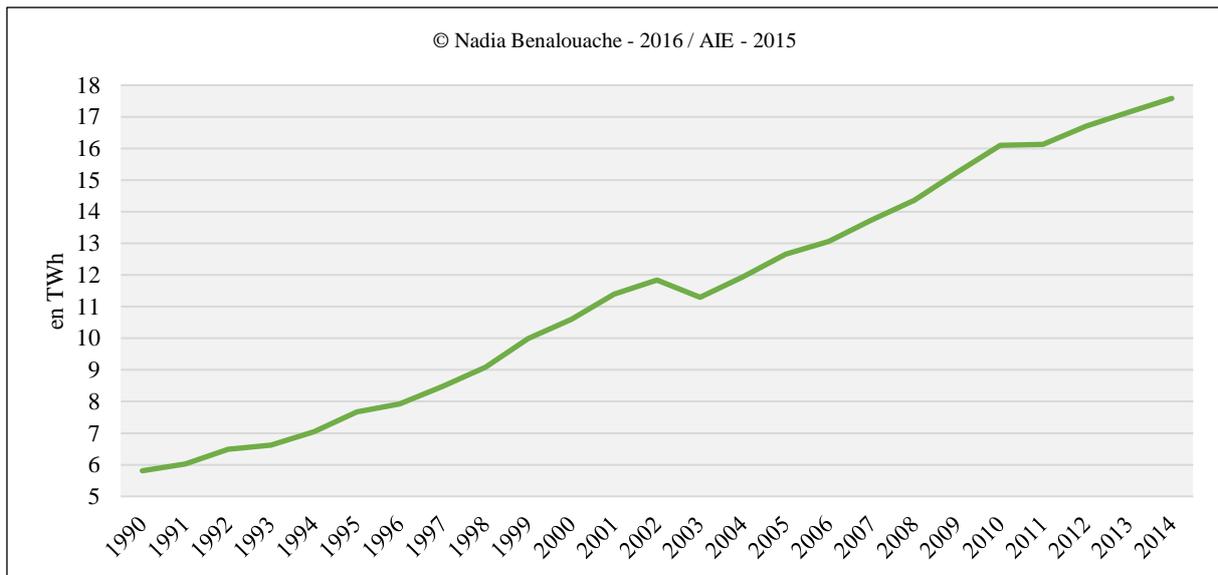


Graphique 29 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Tunisie (en Mtep)

Les produits pétroliers et le gaz naturel assurent respectivement 46,6 et 52,8 % de la consommation énergie en 2014 alors que les ER ne dépassent pas 1 % de la couverture des besoins énergétiques. La production nationale des produits pétroliers n'assure que 40 % de la consommation totale d'énergie, les 60 % restants provenant de l'importation. 56% de la consommation totale des produits pétroliers sont destinés au secteur fortement dépendant des transports contre 44 % pour l'industrie, le bâtiment et l'agriculture.

¹⁸³ www.etap.com.tn

Les ressources fossiles conventionnelles sont également utilisées pour la production d'électricité, en hausse constante depuis 1990. Elle a effectivement été multipliée par trois entre 1990 et 2014, en passant de 5,8 à 17,5 TWh [cf. graphique 30]. Près 94 % de l'électricité produite en Tunisie est imputable au gaz naturel. Cette forte dépendance à la ressource constitue un risque de taille pour l'approvisionnement énergétique du pays car la production nationale en gaz naturel a tendance à stagner voire à baisser ces dernières années. Les énergies renouvelables, quant à elles, occupent une part de 5,6 % de la production totale d'électricité en Tunisie. La part de l'éolien dans le bilan électrique tunisien a dépassé depuis 2013 celle de l'hydroélectricité. Trois quarts de la production d'électricité d'origine renouvelable en Tunisie est issue de l'éolien, contre 1,7% seulement pour le solaire. Les installations thermiques dominent par conséquent le parc électrique tunisien, avec à parts quasi égales les centrales à gaz (1 772 MW) et les centrales à cycle combiné (1 685 MW), introduites depuis les années 1990, suivies des centrales à vapeur (1 040 MW). Les équipements de production de l'électricité d'origine renouvelable représentent 7 % du parc électrique total, soit 300 MW [cf. tableau 21]. L'électricité renouvelable générée en Tunisie est issue à 77,7 % de l'éolien contre 20,6 % pour l'hydroélectricité et 1,7 % pour le solaire.

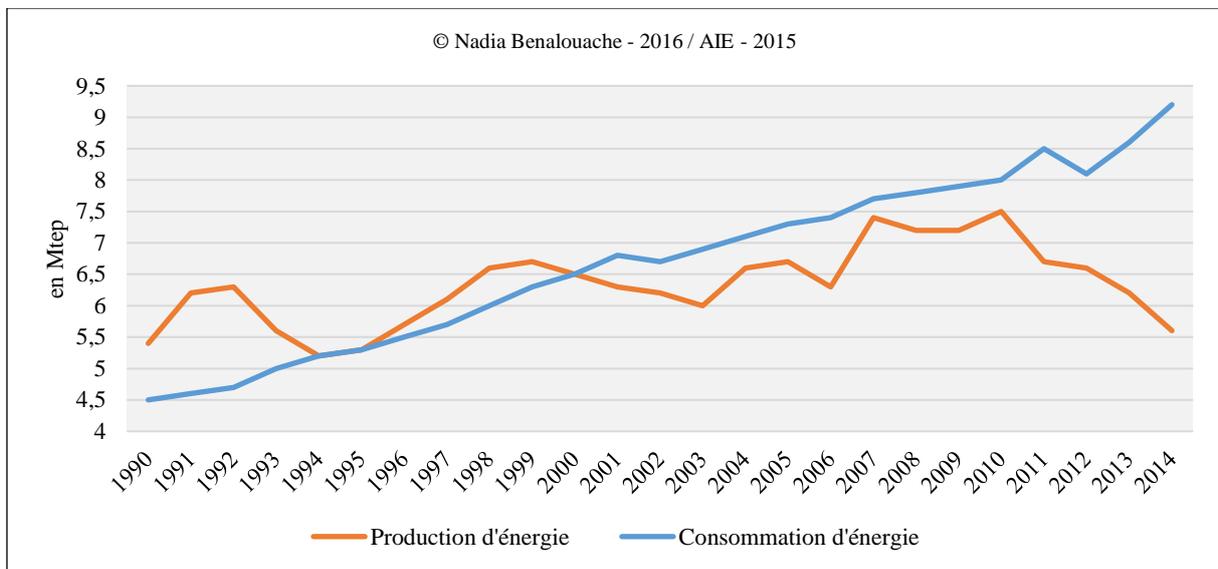


Graphique 30 – Évolution de la production d'électricité entre 1990 et 2014 en Tunisie (en TWh)

Type d'équipements	Capacité installée (en MW)
Thermique dont	4 497
Turbines à vapeur	1 040
Cycle Combiné	1 685
Turbines à gaz	1 772
Énergies renouvelables dont	300,03
Hydroélectricité	62
Éolien	233
Solaire photovoltaïque	5,03
© Nadia Benalouache (2016) / COMELEC, Bulletin statistique (2014)	4 797,03

Tableau 21 – Capacité électrique installée par type d'équipements en 2014 en Tunisie (en MW)

La hausse de la production d'électricité est corrélée à l'augmentation de la demande électrique nationale, qui accuse également une multiplication par trois durant la même période. Le taux de croissance annuel moyen de la consommation électrique depuis 1990 est de 4,4%. En Tunisie, le poids du secteur résidentiel dans la répartition de la demande en électricité est lourd, pesant pour près de moitié, avec 46,2 % de la consommation totale en électricité. Alors que les besoins énergétiques ne cessent d'augmenter, la production énergétique nationale décline, participant ainsi au creusement du déficit structurel de la balance énergétique (3,6 Mtep en 2014 soit une hausse +50 % par rapport à 2013). Depuis 2001, en effet, la balance énergétique tunisienne est négative, les modestes potentialités du sous-sol n'arrivant plus à satisfaire les besoins énergétiques grandissants du marché local [cf. graphique 31].



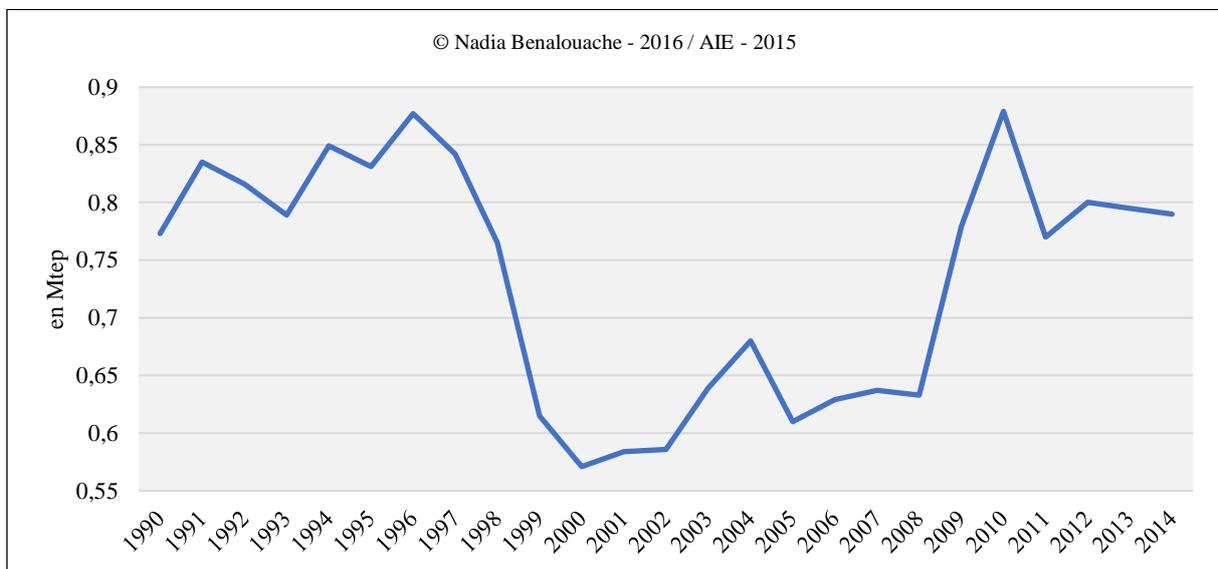
Graphique 31 - Évolution de la balance énergétique tunisienne entre 1990 et 2014 (en Mtep)

Le taux d'indépendance énergétique de la Tunisie – correspond au ratio de la production énergétique nationale primaire sur la consommation primaire – s'est situé à 64 % en 2014 et à 56 % en 2015. Il est révélateur de la capacité d'un pays à satisfaire de manière autonome ses besoins énergétiques. Aussi, le pays, pour répondre à la totalité de ses besoins, doit recourir aux importations. Les dépenses énergétiques, qui n'ont cessé de croître depuis le début des années 2000, pèsent lourd dans le budget de l'État et affectent la compétitivité de l'économie tunisienne. Durant les décennies 70 et 80, pourtant, le secteur de l'énergie a joué un rôle déterminant dans le développement économique de la Tunisie. Avec une production annuelle supérieure à 5 Mtep depuis le début des années 70, les hydrocarbures ont en effet largement concouru à la croissance économique et au renforcement des finances publiques. Ils ont longtemps été parmi les éléments de base de la balance commerciale ainsi que l'un des principaux pourvoyeurs de devises pour le pays. La part des dépenses énergétiques dans le PIB a progressivement augmenté et est, par exemple, passée de 8,7 à 13,7 % entre 2008 et 2012. La facture énergétique liée aux importations a, quant à elle, atteint 6,4 milliards de dinars tunisiens en 2012, soit 16,8 % des importations totales du pays. La baisse de la production nationale de pétrole coûte, par ailleurs, entre 400 et 500 millions de dollars par jour à l'État. Ajouté au déficit

croissant de la balance énergétique nationale, les équilibres du budget de l'État sont également mis en péril en raison du soutien gouvernemental aux prix de l'énergie, qui représente en 2013 environ 10 % du budget de l'État, soit 3,5 milliards de dinars tunisiens¹⁸⁴. La subvention nationale allouée à l'énergie se répartie entre les produits pétroliers¹⁸⁵ (43 %), l'électricité (41 %) ¹⁸⁶ et enfin le gaz naturel (16 %). Les subventions énergétiques représentent, en 2013, 4,7 % du PIB, soit presque l'équivalent du déficit public, qui est de 5,1 % la même année (Banque mondiale, 2013).

C- Le Maroc ou l'obligation de « l'immédiateté ».

Le Maroc est très peu doté en ressources en hydrocarbures. Il ne produit annuellement des volumes très modestes d'hydrocarbures : 75 MNm³ de gaz naturel et près de 7000 tonnes de condensat en 2013. Quelques réserves, très faibles, n'ont pas encore été exploitées, en particulier dans la région de Kénitra¹⁸⁷. L'évolution de la production d'énergie primaire au Maroc depuis 1990 montre qu'après avoir connu une baisse de près de -30 % entre 2000 et 2009, la production est de nouveau en hausse à partir de 2009, ce qui correspond au développement des centrales éoliennes *onshore* (le parc éolien 140 MW de Tanger I en 2010, ou celui d'Akhfennir d'une capacité de 200 MW en 2013, par exemple) [cf. graphique 32]. La production d'énergie éolienne a effectivement triplé entre 2002 et 2012 (AIE, 2014c).



Graphiques 32 – Évolution de la production d'énergie primaire entre 1990 et 2014 au Maroc (en Mtep)

L'analyse de la structure de production énergétique au Maroc montre que la première source d'énergie utilisée est l'hydroélectricité, avec 0,4 Mtep en 2013, soit près de 57 % de la production. Le Maroc dispose, à titre de comparaison, d'un volume d'eau mobilisable trois fois

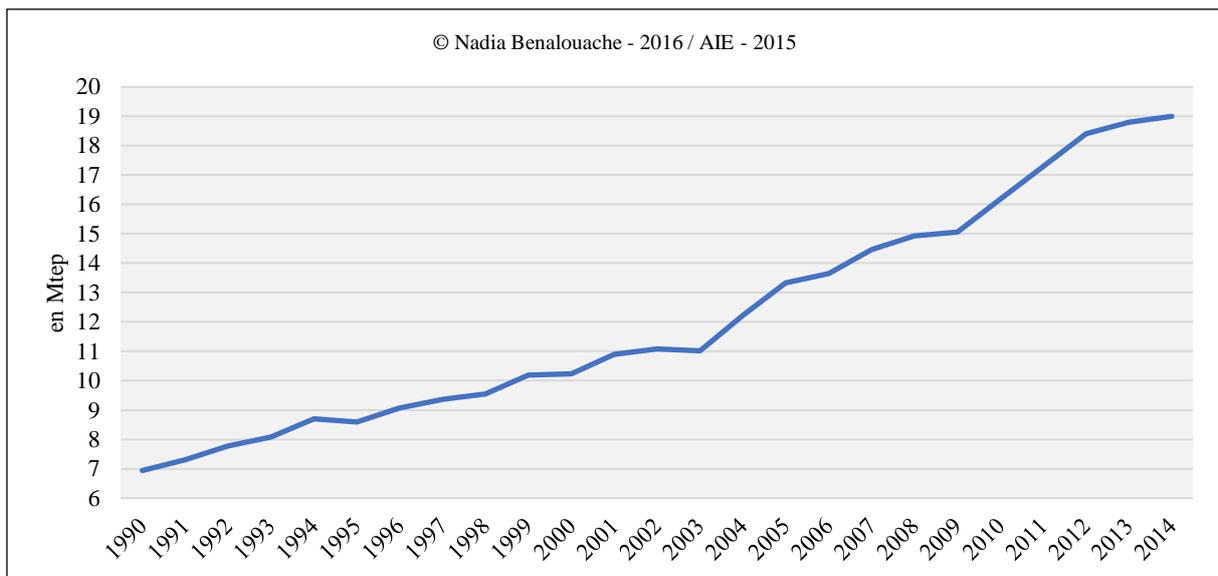
¹⁸⁴ En 2004, cette subvention ne représentait que 203 Millions de DT.

¹⁸⁵ L'essence bénéficie de 6% des subventions, le fuel lourd de 5% et le pétrole lampant de moins de 0,03%.

¹⁸⁶ En 2013, 79% du coût de revient du kWh est imputable aux combustibles fossiles.

¹⁸⁷ www.samir.ma

plus important que la Tunisie (Troin, 2006). Toutefois, les sources locales d'énergie mobilisées (hydroélectricité, biomasse, éolien, solaire) ne sont en mesure de couvrir les besoins énergétiques nationaux qu'à hauteur de 5,1 % seulement. En effet, l'écart entre la production énergétique primaire à partir des ressources locales et la consommation en énergie primaire, est très grand au Maroc. En effet, alors que la production à partir de ressources énergétiques locales est en 2013 de 0,9 Mtep, la consommation en énergie primaire a, quant à elle, atteint 18,8 Mtep cette même année. Cette consommation est, en outre, en hausse constante depuis 1990, où elle est passée de 6,9 à 18,8 Mtep en 2014 [cf. graphique 33]. L'écart s'est ainsi progressivement creusé durant cette période, aggravant le déficit de la balance énergétique.

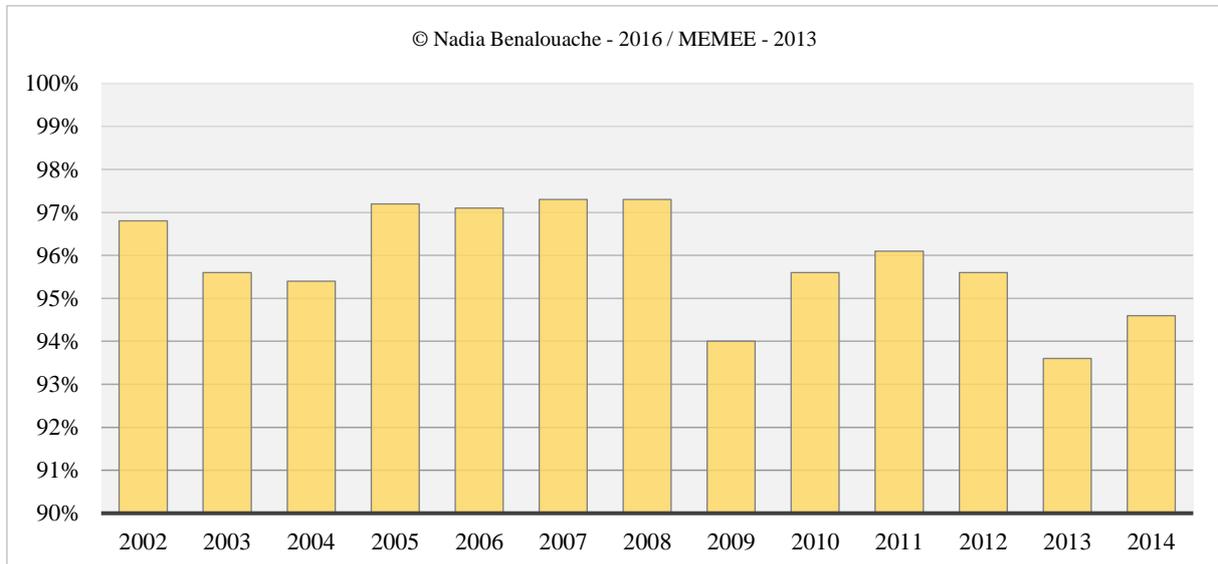


Graphique 33 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 au Maroc (en Mtep)

Pour pallier cet écart, le Maroc est contraint d'importer près de 95 % de l'énergie qu'il utilise. Le Maroc importe la quasi-totalité des hydrocarbures qu'il consomme chaque année, qui représentent, en 2013, 86,5 % de la consommation totale en énergie du Royaume (58,8 % en produits pétroliers, 22,1 % en charbon, 5,6 % en gaz naturel). Les ER occupent, quant à elles, une part de 5,8 % dans la consommation marocaine, hydroélectricité comprise. Parmi l'ensemble des importations énergétiques marocaines, trois quarts d'entre elles sont constituées de pétrole brut et de produits pétroliers, suivies du gaz naturel (16,8 %), du charbon (4,4%) et de l'électricité achetée à l'Espagne. Le pétrole et ses dérivés ainsi que le charbon sont issus des marchés mondiaux. Le Maroc s'approvisionne en pétrole et produits pétroliers, non auprès de son voisin algérien, mais majoritairement auprès de l'Arabie Saoudite (59 %) en 2013, de l'Irak, de la Russie, de l'Iran ou encore de la Colombie depuis 2011 (AIE, 2014c). Le gaz naturel est à la fois prélevé à titre de redevance lors du passage du gazoduc Medgaz et acheté à l'Algérie. En effet, l'approvisionnement en gaz naturel a fait l'objet d'un contrat d'achat entre la SONATRACH et l'ONE en juillet 2011¹⁸⁸. Le Maroc enregistre ainsi le taux de dépendance énergétique le plus élevé des trois pays du Maghreb et parmi les plus élevés de la région MENA.

¹⁸⁸ Le contrat commercial porte sur la livraison annuelle d'un volume de 0.64 Gm³ sur une période de 10 ans.

En 2014, le taux de dépendance énergétique a atteint près de 94,6 %. La baisse de ce taux de dépendance, bien que légère, est en partie imputable à l'augmentation des capacités en énergie éolienne dans le Royaume suite à la réalisation de la première phase du Projet Marocain Intégré de l'Énergie Éolienne initié en 2010 [cf. graphique 34].



Graphique 34 – Évolution du taux de dépendance énergétique au Maroc entre 2002 et 2014 (en %)

Dans le bilan 2013 de l'Approvisionnement Total en Énergie Primaire (ATEP)¹⁸⁹ du Maroc, le pétrole et ses dérivés se maintiennent en tête des sources d'énergie utilisée avec une part de 67,6 %, suivi par la houille ou le charbon avec 16,1%. Cependant, l'offre de charbon a diminué de 12,4 % depuis 2002, réduisant considérablement sa part de l'ATEP, qui s'élevait alors à 29 %. Ceci se fait au profit du gaz naturel pour lequel l'approvisionnement a augmenté de près de 30 fois durant la même période, passant de 30 millions de m³ par an à 900 millions de m³ en 2012. L'approvisionnement en pétrole brut et en produits pétroliers ainsi qu'en électricité a quasiment doublé entre 2002 et 2012. En raison du doublement de l'interconnexion électrique Maroc-Espagne en 2009, les importations nettes d'électricité ont augmenté de 252% entre 2002 et 2012, leur part de l'ATEP passant de 1 à 2,2 %. Enfin, la croissance la plus lente a été enregistrée par la catégorie déchets/biomasse, qui a cru de seulement de 10,8 % entre 2002 et 2012 (AIE, 2014c).

Malgré une baisse conséquente de sa part dans l'ATEP, le charbon demeure encore la première source d'énergie utilisée pour produire de l'électricité. Près de la moitié de la production d'électricité est imputable à la ressource, l'autre moitié étant partagée entre le pétrole (25,2 %), le gaz naturel (22,8 %) et les énergies renouvelables (hydroélectricité (6 %), éolien (2,7 %) et solaire (0,04 %). Depuis la mise en service de la première tranche de la centrale CSP de Ouarzazate Noor I, la part du solaire dans le bilan électrique total est cependant passée à 2,2 % en 2015. Bien que les énergies fossiles conventionnelles dominent le mix-électrique

¹⁸⁹ L'ATEP correspond à la somme de la production énergétique à partir des ressources locales et les importations.

national, le Maroc, en termes de capacité électrique renouvelable, fait figure d'exception au Maghreb. Plus du tiers du parc électrique est constitué d'unités de production renouvelable ayant atteint une capacité cumulée de 2 590 MW dont 1 700 pour les unités hydroélectriques, 797 pour les unités éoliennes et 23 pour les unités solaires [cf. tableau 10].

Type d'équipements	Capacité installée (en MW)
Thermique dont	4 961
Turbines à vapeur	3 145
Cycle Combiné	384
Turbines à gaz	1 230
Diesel	202
Hybride solaire/gaz	472 (dont 20 MW CSP)
Énergies renouvelables dont	2 570,3
Hydroélectricité	1 770
Éolien	797
Solaire photovoltaïque	3,03
© Nadia Benalouache (2016) / COMELEC, Bulletin statistique (2014)	8 003,3

Tableau 22 – Capacité électrique installée par type d'équipements en 2014 (en MW)

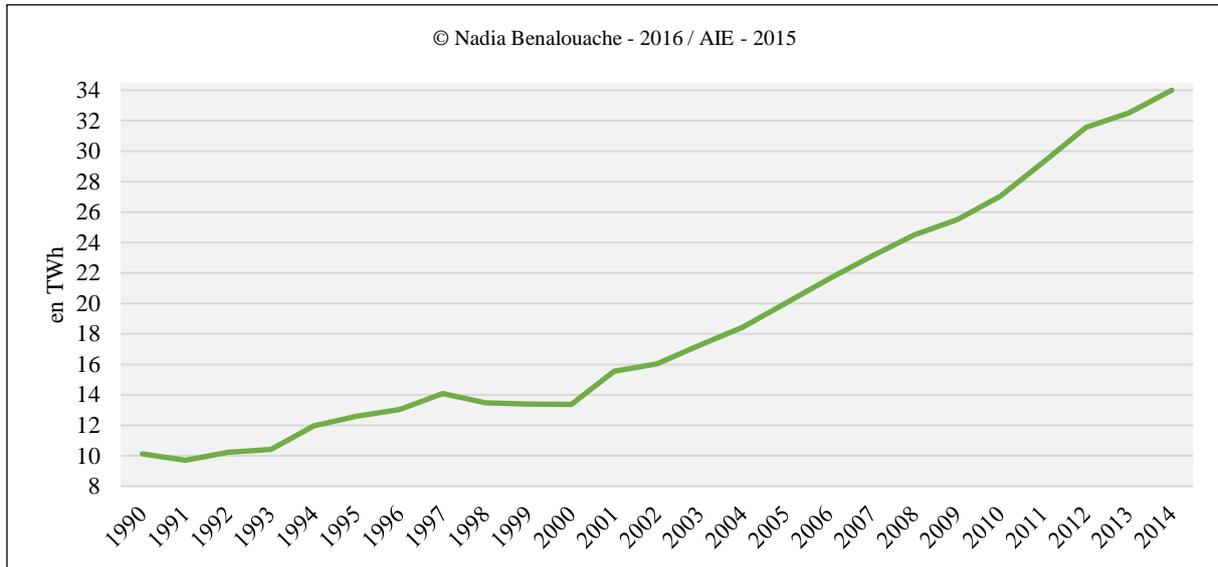
La consommation de charbon concerne essentiellement au Maghreb le Maroc où elle constitue un peu plus de 18 % de la consommation totale d'énergie primaire. Ce pays est le seul de la région à exploiter et à construire encore des centrales électriques fonctionnant au charbon. Par ailleurs, le Maroc ne parviendra pas cependant à conserver son niveau actuel de production d'hydroélectricité, particulièrement altérée par les effets du changement climatique (évaporation accrue due à la hausse des températures, etc) qui ont contribué à réduire le potentiel hydraulique mobilisable. La construction de nouvelles infrastructures ne suffira pas par ailleurs, les sites d'implantation potentiels étant, qui plus est, limités (El Bedraoui, Berdaï, 2011). Le Maroc a ainsi dû compenser ce déficit par le recours à des installations électriques thermiques et renouvelables.

Le déploiement de centrales thermiques et renouvelables ne s'explique pas seulement par le déficit hydraulique. Le Maroc fait face depuis le tournant des années 2000 à une explosion de sa consommation d'électricité [cf. graphique 35]. Entre 2000 et 2014 en effet, la consommation électrique a triplé. La hausse de la consommation d'électricité est observable dans les trois pays retenus à la différence que le Maroc présente un taux de croissance annuelle moyen¹⁹⁰ de la demande très élevé¹⁹¹, atteignant près de 8 % contre 5,4 en Algérie et 4,4 en Tunisie. À la différence de l'Algérie et de la Tunisie où le secteur le plus consommateur d'électricité est le secteur résidentiel, au Maroc, il s'agit de l'industrie avec 41,4 % de la

¹⁹⁰ TCAM calculé pour la période 1990-2014.

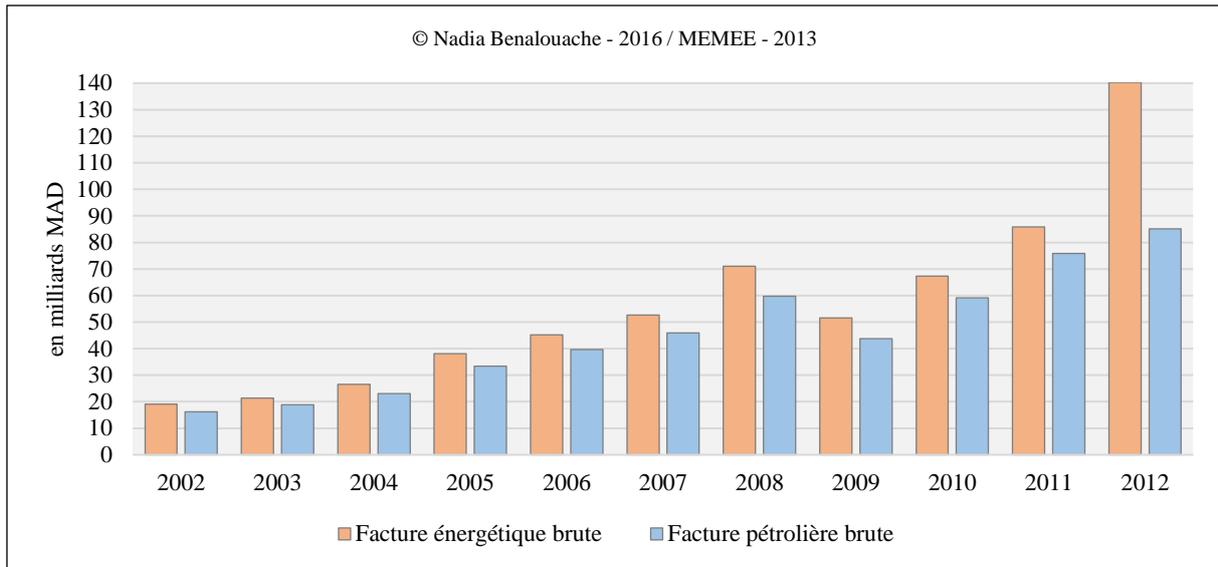
¹⁹¹ Il est à noter qu'au Maroc, la généralisation de l'électrification a été plus tardive que dans les autres pays. En effet, alors qu'en 1990, le taux d'électrification dans le milieu rural au Maroc ne dépassait guère 14%, il atteignait déjà près de 70% en Tunisie et 80 % en Algérie. Il faut attendre 1995 avant que l'Etat marocain ne lance le Programme d'Electrification Rurale Global (PERG), qui vise à étendre l'accès à l'électricité à l'ensemble du pays à l'horizon 2010. Les impacts du programme PERG sur la demande électrique se font actuellement ressentir.

consommation électrique totale, suivi du résidentiel (30,3%). Pour répondre à cette demande et compléter la quantité de production électrique, le Maroc recourt aux importations d'électricité, qui contribuent à hauteur de 17 % à la satisfaction de la demande.



Graphique 35 – Évolution de la consommation d'électricité entre 1990 et 2014 (en TWh)

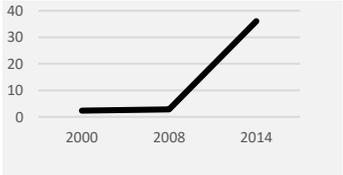
Le Maroc est affaibli par sa forte dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur, les importations représentant, électricité comprise, plus de 94 % de la totalité de sa consommation énergétique. La volatilité du cours de matières premières, conjuguée aux besoins énergétiques croissants, exercent une pression très forte sur la balance commerciale marocaine. En 2012, la facture énergétique brute du pays a atteint 140,2 milliards de dirhams marocains, ce qui représente 13,4 % du PIB marocain en 2014. Ainsi, les dépenses énergétiques ont été, en l'espace de dix ans, multipliées par sept. Parmi les dépenses énergétiques globales, 85,1 milliards de dirhams marocains ont été consacrés aux importations pétrolières. Entre 2002 et 2012, la part du budget alloué au pétrole brut et aux produits pétroliers a toutefois diminué, passant de près de 85 % de la facture énergétique brute à environ 60 %, au profit d'autres sources d'énergie telles que le gaz naturel – dont le prix international a été multiplié par cinq durant cette période – et l'électricité [cf. graphique 36]. Les achats de pétrole brut et de produits pétroliers représentent 20 % des importations globales du pays et constituent près de 50 % de son déficit commercial (AIE, 2014c). Les dépenses allouées à l'énergie ne concernent pas seulement les importations des ressources mais aussi leur subventionnement. Les subventions accordées aux produits pétroliers (supercarburant, fuel industriel, gasoil, par exemple) avoisinent 15 milliards de dirhams marocains par an, soit 30% des dépenses d'investissement du budget général de l'État. Les subventions importantes consacrées au gaz naturel et à ses dérivés profitent particulièrement aux couches sociales les plus défavorisées, en témoigne le prix d'une bouteille de gaz de 12 kilogrammes maintenu à 40 dirhams marocains depuis 1990, ce qui signifie que l'État couvre près de deux tiers de son coût réel (AIE, 2014c).



Graphique 36 – Évolution de la facture énergétique brute et pétrolière entre 2002 et 2012 du Maroc (en MAD)

L'évolution du mix-énergétique des pays du Maghreb est soumise à une double contrainte : (i) une contrainte interne liée au bilan énergétique national, caractérisé par la prédominance des hydrocarbures, une hausse continue de la demande énergétique et électrique et une baisse ou quasi absence de production locale d'énergie, nécessitant le recours aux importations et pesant lourdement sur les finances publiques ; (ii) une contrainte externe liée au contexte énergétique mondial, marquée par une volatilité des prix du pétrole et des tensions sur le marché – impactant directement l'économie des pays exportateurs d'énergie –, une raréfaction des ressources fossiles conventionnelles, et une injonction à réduire et atténuer les effets du changement climatique. Le devenir énergétique de ces pays dépend de leur capacité à gérer leurs ressources et à en créer de nouvelles. Les pays du Maghreb doivent diversifier leur mix-énergétique et électrique afin de réduire leur dépendance aux hydrocarbures et aux importations énergétiques, d'augmenter leurs capacités de production locale, et enfin, de limiter les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Les bilans énergétiques nationaux doivent être équilibrés, autrement dit faire appel à toutes les énergies de manière à bénéficier des avantages de chacune des ressources tout en évitant une dépendance à l'égard d'une ou deux d'entre elles. Pour autant, la tendance est d'opposer les énergies renouvelables aux énergies classiques et de penser en termes de substitution plutôt qu'en termes de complémentarités (Mons, 2011). Les pays dont les économies reposent sur les importations de combustibles fossiles ont déjà cherché à diversifier leur mix-énergétique afin d'atténuer les impacts négatifs des chocs pétroliers. Les énergies renouvelables constituent une opportunité pour permettre aux pays du Maghreb de diversifier davantage leur offre énergétique. À l'impératif d'approvisionnement énergétique s'ajoute un enjeu industrie : les pays du Maghreb constituent certes un marché pour ces nouvelles technologies mais sont également en mesure de se positionner industriellement sur ce créneau et de devenir des exportateurs potentiels d'électricité renouvelable.

	Algérie	Tunisie	Maroc
Mix de production énergétique	Pétrole (51%) / Gaz naturel (48%) Électricité primaire (0,1%)	Pétrole (51%) / Gaz naturel (48%) Électricité primaire (1%)	Pétrole (67,6%) / Charbon (16,1%) Déchets/biomasse (7,4%) Gaz naturel (5,7%) / Hydraulique (0,7%) Eolien (0,3%) / Électricité importée (2,2%)
Mix de production électrique	Gaz naturel (91,4%) / Fioul-gasoil (7,3%) Hydraulique (0,8%) / Solaire (0,4%) Eolien (0,1%)	Gaz naturel (93,6%) / Eolien (4,9%) Hydraulique (1,3%) / Solaire (0,1%) Fioul/gasoil (0,1%)	Charbon (43,3%) / Pétrole (25,2%) Gaz naturel (22,8%) / Hydraulique (6%)
Mix de consommation énergétique	Pétrole (49%) / Gaz naturel (50%) Charbon (0,95%) / Eolien/solaire (0,01%) Biocarburants-déchets (0,04%)	Pétrole (40%) / Gaz naturel (45,2%) Charbon, Biocarburants et déchets (14,2%) Eolien/solaire (0,5%)	Pétrole (73,7%) / Gaz naturel (4%) Charbon (17,6%) / Hydraulique (1%) Biocarburants-déchets (2,9%) Eolien/solaire (0,8%)
Premier secteur consommateur d'électricité	Résidentiel (38%)	Résidentiel (46,2%)	Industrie (41%)
Capacité électrique installée totale	15957 MW	4797,03 MW	8000,3 MW
Capacité électrique installée renouvelable	259 MW	300,03 MW	2790,3 MW
Indications sur l'évolution de la capacité installée éolienne et solaire	 <p>2000 : 2,35 MW (PV) / 2008 : 2,85 MW 2014 : 36,1 MW</p>	 <p>2000 : 0,03 MW (PV) 2008 : 44 MW (éolien) + 0,03 MW (PV) 2014 : 238,03 MW</p>	 <p>2000 : 1 MW (PV) 2008 : 53,9 MW (éolien) + 1,45 MW (PV) 2014 : 1021,3 MW</p>
Taux de croissance de la demande en électricité	+ 5,4 %	+ 4,4 %	+ 7,6 %
Taux de dépendance énergétique	0 %	46 %	94,6 %
Facture énergétique*	-	13,7% du PIB ; 16,8% des importations globales	13,7% du PIB ; 20% des importations globales
Subventions gouvernementales	Oui	Oui	Oui
Profil énergétique	Pays autosuffisant énergétiquement et exportateur d'énergie mais modèle rentier sur lequel repose son économie actuellement en crise et non pérenne (ressources finies, volatilité des prix du pétrole, concurrence des ressources non conventionnelles). Dépendance aux exportations d'énergie.	Pays qui fait face à un déficit énergétique croissant depuis 2001 en raison d'une baisse de la production locale d'hydrocarbures, conjuguée à la hausse de la consommation d'énergie. Dépendance accrue aux importations d'énergie.	Pays très peu doté en ressources d'hydrocarbures. Forte dépendance aux importations d'énergie. Facture énergétique qui pèse lourd sur les finances publiques. Nécessité de répondre à une demande électrique exponentielle. Obligation « immédiate » de sécuriser ses approvisionnements.

© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 23 – Les profils énergétiques des pays du Maghreb

Dans chacun des pays du Maghreb, le développement des énergies renouvelables est néanmoins associé à des enjeux nationaux spécifiques. En effet, pour l'Algérie, pays exportateur net d'hydrocarbures et autosuffisant énergétiquement, les énergies renouvelables ne répondent guère à la nécessité d'assurer un approvisionnement énergétique, mais surtout à celui de préserver les ressources naturelles du pays qui se raréfient, et de les optimiser dans des solutions à plus forte valeur ajoutée. La ressource pétrolière devrait être, en effet, réservée, à des secteurs pour lesquels les solutions de substitutions sont encore coûteuses, comme les transports. Si le gaz naturel demeure le principal combustible pour la production d'électricité, cette ressource est « gaspillée » avec le retour du procédé de torchage. L'exploitation des énergies renouvelables s'inscrit, par ailleurs, dans le prolongement logique des activités économiques d'un pays à forte culture énergétique.

En Tunisie, le développement des énergies renouvelables représente un moyen pour réduire l'écart issu de la baisse de la production d'énergie conjuguée à la hausse de la demande énergétique. Au Maroc, les sources de production renouvelables constituent la seule marge de manœuvre pour compenser la quasi-absence de ressources énergétiques locales et une opportunité pour diminuer les importations d'énergie. Elles permettent notamment de soulager le pays face à une croissance exponentielle de la demande électrique. Alors que pour l'Algérie et la Tunisie, les énergies renouvelables représentent une alternative à moyen terme, elles sont, pour le Maroc, une nécessité absolue pour répondre aux contraintes auxquelles fait actuellement face le pays.

La part des énergies renouvelables dans le mix de production électrique marocain est actuellement plus grande qu'en Algérie et en Tunisie, pays caractérisés par la part écrasante du gaz naturel dans la production électrique nationale. Au Maroc, en effet, plus du tiers du parc électrique est constitué d'installations de production électrique renouvelable, réparties entre les centrales hydroélectriques (1 700 MW), l'éolien (797 MW), et enfin le solaire (23 MW), ce qui représente un total de 2 590 MW. À titre de comparaison, la Tunisie cumule la même année une capacité électrique installée renouvelable de 300 MW et l'Algérie une capacité de 264 MW¹⁹². Dans le domaine de l'éolien, plus particulièrement, la capacité installée au Maroc est trois fois plus élevée qu'en Tunisie (233 MW) et dans celui de l'énergie solaire, elle a atteint 164 MW en 2015, soit le triple de la capacité algérienne (56 MW) la même année, pourtant 11 fois plus importante que celle de la Tunisie (5 MW). Pour chaque pays, la construction de capacités additionnelles d'électricité renouvelable a connu une forte hausse à partir de 2008. La capacité installée renouvelable est passée entre 2008 et 2014 de 0,5 à 36 MW en Algérie, de 54 à 1 021 MW au Maroc et de 44 à 238 MW en Tunisie.

¹⁹² La capacité du parc électrique algérien est pourtant deux fois plus grande que celle du Maroc.

II- Les politiques énergétiques nationales maghrébines de développement des énergies renouvelables et les jeux d'acteurs.

Le développement accru des projets de construction de capacités additionnelles renouvelables à partir de 2008 résulte de la mise en oeuvre de politiques énergétiques nationales, impulsées en grande partie par le lancement des mégaprojets de dimension régionale évoqués, en premier lieu celui du PSM. L'engagement des pays du Maghreb dans la transition énergétique « bas carbone » connaît effectivement un tournant. Afin de rendre compte de ce tournant, de comprendre les choix politiques nationaux opérés ainsi que les jeux et conflits d'acteurs, il est important d'évoquer les prémisses des politiques liées à la maîtrise énergétique¹⁹³ dans les trois pays du Maghreb et de mettre en évidence, dans une approche transversale, certaines spécificités nationales mais aussi des points communs (A). Les pays du Maghreb s'alignent au PSM en élaborant leurs propres plans et programmes nationaux de développement des énergies renouvelables. Les politiques dès lors formulées reposent sur des objectifs chiffrés et ambitieux (B). De nouvelles structures nationales sont créées, pour satisfaire au mieux la réalisation de ces objectifs. Néanmoins, l'opérateur historique demeure un acteur prédominant (C).

A- Les prémisses des politiques nationales de maîtrise énergétique.

1- La Tunisie : une prise de conscience précoce dans la région et la mise en oeuvre progressive d'actions ciblées et opérationnelles.

La Tunisie est le premier pays du Maghreb à avoir mené une politique volontariste en matière de maîtrise énergétique. L'engagement de l'État tunisien dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables s'est manifesté relativement tôt. Il répond à la nécessité de maîtriser la demande et de proposer une offre plus grande en développant l'ensemble des ressources disponibles pour faire face à la contrainte due au déficit structurel de sa balance énergétique ainsi qu'à des préoccupations climato-environnementales.

Avant les années 1980, la Tunisie développait davantage une politique de l'offre, qui s'est notamment soldée par la création de compagnies publiques (STEG, ETAP) et la mise en exploitation du gisement pétrolier d'El Borma. Le secteur énergétique était devenu un des principaux pourvoyeurs de devises pour le pays (Hayder, 1995). Mais à partir des années 1980, la baisse des revenus issus des exportations d'hydrocarbures, combinée à la croissance importante des besoins énergétiques nationaux, a contribué à réduire de moitié la part de l'apport du secteur énergétique dans le PIB. Cette part est ainsi passée de 12,9 à 5,9 % entre 1980 et 1997 (MEDA, 2002). Les prévisions et scénarii énergétiques établis dès cette période

¹⁹³ Les politiques de maîtrise énergétique incluent deux grands volets : l'Efficacité énergétique et les Énergies renouvelables.

montraient, par ailleurs, que la Tunisie devrait probablement faire face à un déficit structurel de sa balance énergétique à partir de 2000. La question de la suffisance énergétique en Tunisie est ainsi progressivement apparue comme une contrainte économique majeure.

Pour faire face à cette situation, et pour anticiper et retarder ce déficit, les pouvoirs publics ont donc mis en place une stratégie énergétique s'articulant autour de deux axes majeurs : (i) le premier axe cherchait à intensifier les efforts de recherche et d'explorations pétrolière et gazière ; et (ii) le second visait à intégrer une nouvelle composante dans la politique énergétique, celle de la maîtrise énergétique, en encourageant l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie (URE) et le développement des énergies renouvelables (Amous, 2007). Ce deuxième axe a été matérialisé par la création, en 1985, de l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME)¹⁹⁴, un établissement public à caractère non administratif placé sous la tutelle du Ministère de l'Industrie, et qui signifie l'institutionnalisation de la volonté d'une meilleure maîtrise énergétique¹⁹⁵. La substitution des énergies traditionnelles par les énergies alternatives (gaz naturel, coke de pétrole, biomasse) mais également les économies d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables, constituent des solutions que l'État tunisien désire valoriser.

En 1986, l'État tunisien décide de fonder une société publique de fabrication locale de chauffe-eaux solaire¹⁹⁶ (CES), la SEREPT ÉNERGIE NOUVELLE (SEN), filiale de la SOCIÉTÉ DE RECHERCHE ET D'EXPLOITATION DES PÉTROLES EN TUNISIEN (SEREPT). La commercialisation de ces installations a été facilitée par un système de crédit à la consommation, établi sur une durée de sept ans. Le remboursement était garanti par la STEG au travers de la facture d'électricité. Cependant, cette tentative n'a pas été concluante. Le marché du CES a progressivement connu de grandes difficultés, essentiellement pour des raisons de maîtrise technologique et de coût d'investissement. Au milieu des années 1990, le marché enregistre annuellement que quelques centaines de mètres carrés contre 5 000 m²/an à la fin des années 1980 (Missaoui, 2007). La SEN, en faillite, a finalement été privatisée, rachetée par le groupe français GIORDANO. La filiale du groupe, SOFTEN, est aujourd'hui le leader sur le marché tunisien du CES (Benalouache, 2011). Pour tenter de redynamiser le marché du CES, le gouvernement tunisien a lancé en 1995 un programme ambitieux visant la diffusion de 50 000 m² jusqu'en 2003 de capteurs solaires, grâce, entre autres, à un financement du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM). Le FEM est un mécanisme financier international mis en place en 1992 afin de soutenir les actions de lutte pour la protection de l'environnement. Le FEM a depuis sa création fourni 14,5 milliards de dollars de subventions et mobilisé 75,4 milliards de dollars supplémentaires pour appuyer près de 4 000 projets¹⁹⁷. Les inquiétudes

¹⁹⁴ En vertu de la loi n°85-92 du 22 novembre 1985 portant la création de l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie

¹⁹⁵ La loi 90-62 de juillet 1990 institue le renforcement de l'ANME, notamment par le regroupement du volet URE (Utilisation Rationnelle de l'Énergie) et du volet ER (Énergies Renouvelables).

¹⁹⁶ Système de chauffage de l'eau sanitaire par l'énergie solaire. Cette technologie n'est pas incluse dans notre étude car elle n'est pas destinée à la production d'électricité.

¹⁹⁷ www.thegef.org/gef/whatisgef

environnementales émanant d'une prise de conscience plus grande de la communauté internationale ont été effectivement formalisées et des outils, notamment financiers, mis en place. Les efforts en matière de maîtrise énergétique ne sont donc pas dépourvus d'intérêt car ils permettent à la Tunisie d'exploiter les opportunités de financement prévues dans le cadre des accords internationaux sur la protection de l'environnement et le changement climatique. La Tunisie s'est engagée dans cette voie en signant, en 1993, la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC), et en ratifiant, en 2002, le protocole de Kyoto. Pourtant, à l'instar des autres pays du Maghreb, la Tunisie n'a pas d'engagements contraignants en matière de réduction de GES.

Le FEM ainsi que le Royaume-Uni et la Belgique ont donc octroyé à la Tunisie un don de 7,3 millions de dollars pour relancer le marché du CES. Ce projet a été confié à l'ANME. Pour assurer la pérennité du secteur, les acteurs du projet ont pris des mesures afin de surmonter les obstacles ayant conduit à l'échec de la diffusion des CES entre 1985 et 1995. L'une des initiatives phares permise par le don consista à mettre en place une prime non remboursable de 35 % du coût de l'investissement du CES ainsi que des procédures de qualité pour rétablir la confiance du consommateur. L'ANME a, par exemple, exigé des fournisseurs d'équipements qu'ils mettent en place un service après-vente fiable, tout en menant diverses actions de sensibilisation du grand public et des entrepreneurs sur les opportunités économiques et environnementales associées à l'utilisation du solaire thermique et, plus secondairement, du photovoltaïque. Cette action s'est focalisée sur les établissements tertiaires et a pris la forme de séminaires sectoriels de sensibilisation, d'études de faisabilité proposées gratuitement, et de formations organisées au profit des fournisseurs, des installateurs et des bureaux d'études. Dans le domaine législatif et réglementaire¹⁹⁸, les actions de maîtrise énergétique sont soutenues. Les matières premières et les produits nécessaires à la fabrication des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie bénéficient, en effet, d'une exonération de la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) et d'une réduction de 10 % des taxes douanières (fixé généralement à 18 %) lors de l'importation même si leur équivalent est fabriqué localement. Ce projet a globalement permis

¹⁹⁸ Parallèlement à la mise en œuvre du projet, plusieurs décrets ont été promulgués et parmi eux : [1] Décret n° 96-2520 du 30 décembre 1996 relatif à la modification du décret n° 95-744 du 24 avril 1995, portant application des articles 88 et 89 de la loi n° 94-127 du 26 décembre 1994, portant loi des finances pour la gestion 1995 relatifs à la fixation des listes des matières premières et des produits nécessaires à la fabrication des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables et des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables (JORT, n° 3 du 10 janvier 1996) ; [2] Décret n° 97-784 du 5 mai 1997, portant réduction des droits de douane et suspension de la taxe sur la valeur ajoutée dus à l'importation des chauffe-eaux solaires (JORT, n° 39 du 16 mai 1997) ; [3] Décret n° 96-995 du 26 mai 1997 relatif à la modification du décret n° 95-744 du 24 avril 1995, portant application des articles 88 et 89 de la loi n° 94-127 du 26 décembre 1994, portant loi des finances pour la gestion 1995 relatifs à la fixation des listes des matières premières et des produits nécessaires à la fabrication des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables et des équipements utilisés dans la maîtrise de l'énergie ou dans le domaine des énergies renouvelables. (JORT, n° 45 du 6 juin 1997) ; [4] L'article 5 décret n° 97-2514 du 29 décembre 1997, portant réduction des droits de douane et suspension de la taxe sur la valeur ajoutée dus à l'importation de certains produits. (JORT, n° 1 du 2 janvier 1998) ; [5] L'article 5 décret n° 99-9 du 4 janvier 1999, portant réduction des droits de douane et suspension de la taxe sur la valeur ajoutée dus à l'importation de certains produits. (JORT n° 3 du 8 janvier 1999).

de relancer le marché, de rétablir l'image de la technologie solaire et de créer un véritable tissu d'entrepreneurs locaux dans le secteur de l'énergie thermique.

Alors que le secteur de l'énergie thermique a fait l'objet de fortes attentions institutionnelles depuis plus de trente ans, avant 2009, le développement du photovoltaïque n'a concerné que des programmes dédiés à l'électrification rurale mis en œuvre au milieu des années 1990. La toute première expérience dans le domaine du photovoltaïque et, plus généralement, des énergies renouvelables en Tunisie date cependant de la fin des années 1970 bien qu'elle concerne le milieu rural. En 1979, en effet, l'Agence Américaine pour le Développement International (USAID) a initié un projet en collaboration avec le gouvernement tunisien afin d'appuyer la mise en œuvre institutionnelle des technologies renouvelables en milieu rural. Le village de Hammam Biadha dans le gouvernorat de Siliana (au Nord-ouest de la Tunisie) a été sélectionné pour devenir un site de démonstration. Une microcentrale photovoltaïque d'une capacité de 29 kW y a été installée et fournit de l'électricité aux habitations ainsi qu'aux établissements commerciaux et institutionnels du village (Scudder *et alii*, 1986).

Parallèlement à la construction du réseau électrique national réalisé par la STEG, les foyers et établissements (écoles, centres de santé, etc.) ruraux qui en sont très éloignés ainsi que les postes frontaliers isolés, ont pu bénéficier de l'électricité suite à la mise en œuvre d'un programme complémentaire, prévu dans le cadre du 8^{ème} Plan de développement économique et social [1992-1996]. Ainsi, en 1993, l'ANME, désignée par le Ministère de l'Économie, est amenée à jouer un rôle de premier plan dans le processus d'électrification des sites isolés, au travers de la mise en œuvre de projets pilotes notamment, comme le projet élaboré par l'agence allemande pour la coopération technique, la GTZ – devenue depuis GIZ – qui concernait l'électrification de 1 000 foyers dans le gouvernorat du Kef. Au total, plus de 15 000 équipements photovoltaïques non connectés au réseau ont été installés, permettant la fourniture d'électricité, d'une puissance moyenne de 100 Watts par bénéficiaire. Cela correspond à la puissance électrique nécessaire pour trois ou quatre ampoules, une télévision en noir et blanc, et un radiocassette (Cecelski *et alii*, 2005). L'entreprise tunisienne SOLAR ENERGY SYSTEMS (SES), alors unique fournisseur, remporte l'appel d'offres de l'État et est mise à contribution. Elle a alors fourni et installé des panneaux photovoltaïques à plus de 9000 foyers, ce qui représente environ 80% des foyers concernés par le projet (Benalouache, 2011). Le programme national d'électrification rurale par le photovoltaïque a été subventionné à près de 90%, la majeure partie de ces fonds ayant servi à financer l'importation de modules photovoltaïques. La Banque Mondiale a accordé un crédit-prêt pour la prise en charge supplémentaire, à hauteur de 25%, du coût des systèmes installés, tandis que les fonds de développement nationaux, ceux des organisations non-gouvernementales, et les bénéficiaires ont couvert le reste (Cecelski *et alii*, 2005). En 2008, le recensement établi par l'Institut National de la Statistique (INS) portant sur le taux d'électrification national a montré que 22 000 logements ruraux étaient à cette date

non raccordés au réseau national. L'ANME a réalisé un programme complémentaire d'électrification par le photovoltaïque pour permettre aux ménages d'accéder à l'électricité à la fin de l'année 2010.

La production d'électricité sous une forme décentralisée, qui permet notamment d'éviter un coût de raccordement très élevé, est privilégiée dans les zones rurales reculées ou encore les zones de montagnes difficiles d'accès. Ces systèmes sont caractérisés par leur aspect modulaire et peuvent être installés à proximité des utilisateurs. Ce mode de faire est en train de s'imposer dans la grande majorité des pays du pourtour méditerranéen (Boye, 2007). Des programmes similaires ont ainsi été mis en place au Maroc et en Algérie. Bien que l'objectif de maîtrise énergétique ne soit pas le but premier, le processus d'électrification rurale l'a indirectement appuyé, en ce qu'il a constitué un argument pour la diffusion de la technologie photovoltaïque non connectée au réseau.

Le contexte énergétique tunisien change au tournant des années 2000. La balance énergétique devient en effet déficitaire, pour le rester. La réduction de la dépendance énergétique constitue dès lors une priorité nationale. Dans le même temps, les fonds du FEM s'épuisent. Cela a eu un impact direct sur la diffusion du CES, qui a largement diminué, en passant de 18 000 m² en 2001 à moins de 8 000 en 2004 (Missaoui, 2007). Les mécanismes d'aide à l'achat sont ainsi déterminants pour la commercialisation de ce type d'équipements. Il était indispensable de donner une dynamique nouvelle à la question de la maîtrise énergétique. Un diagnostic approfondi des cadres réglementaires et financiers dédiés jusque-là à l'encouragement de la maîtrise de l'énergie en Tunisie s'imposait, afin d'en déduire les orientations stratégiques appropriées. Dans ce contexte, le processus de promotion des énergies renouvelables s'est accéléré avec le lancement d'un programme ambitieux de Maîtrise de l'énergie appelé "programme triennal de maîtrise de l'énergie 2005-2008". C'est à cette occasion qu'il y a eu une véritable réflexion sur la nécessité de trouver des moyens financiers extrabudgétaires¹⁹⁹ pour soutenir la maîtrise de l'énergie dans tous les secteurs. La réponse institutionnelle à cette préoccupation fut la création du Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME)²⁰⁰, géré par l'ANME, et financé par des taxes issues de la première immatriculation des voitures de tourisme dans une série tunisienne et sur l'acquisition d'appareils de conditionnement de l'air. Le FNME est une initiative tunisienne indépendante de tout appui étranger et constitue au départ un outil de financement des CES et des projets dans le domaine de l'EE. Le FNME est à l'origine du programme Prosol, qui soutient la diffusion des CES, créé en 2005 et révisé en 2007. Cette révision porte surtout sur le financement des CES qui n'est plus supporté par les fournisseurs mais par le client final et du point de vue du

¹⁹⁹ Entretien mené auprès de Rafik Missaoui, Directeur Général du bureau d'études ALCOR, le 18 mai 2012 à Tunis.

²⁰⁰ Articles 12 et 13 de la loi n°2005-106 du 19 Décembre 2005 portant sur la création du Fonds National de la Maîtrise de l'Énergie (consultable dans le JORT n°101 publié le 20 décembre 2005).

paiement des banques, désormais garanti par la STEG, via la facture d'électricité²⁰¹. Le programme Prosol d'abord prévu pour le secteur résidentiel, a été élargi au secteurs tertiaire et devrait bientôt s'appliquer au secteur industriel.

En 2009, et dans le cadre du "programme quadriennal de maîtrise de l'énergie 2008-2011", le "programme Prosol'élec" est également mis en place, et constitue un dispositif d'appui à la diffusion des équipements photovoltaïques. Le photovoltaïque en Tunisie a largement bénéficié du succès rencontré dans le domaine du CES grâce au soutien gouvernemental. La mise en place du "programme Prosol'élec" a été possible suite à l'introduction de la loi n°2009-7 du 9 février 2009, venue compléter la loi 2004-72 du 2 août 2004, et qui autorise tout établissement ou groupement d'établissements à produire de manière indépendante de l'électricité à partir d'énergies renouvelables et de la cogénération pour leur consommation propre, avec le droit de revendre de l'électricité générée par la STEG. Le dispositif Prosol'élec comporte deux phases. La première phase [2010-2012] est une phase pilote avec 1 000 toits résidentiels et 1 500 kWc installés. La seconde phase [2012-2016] vise le couvrement de 8 000 toits et 12 000 kWc installés.

Lors de la première phase, une subvention de 30 % de l'investissement est accordée au client et l'onduleur offert par la STEG. À partir de la deuxième phase du programme, la subvention octroyée par l'ANME est révisée suite à la baisse consécutive du prix des cellules photovoltaïques. Une subvention de 1 800 dinars tunisiens sur les installations de 1 kWc est alors proposée. Le crédit de consommation est allongé à sept ans au lieu de cinq ans lors de la première phase. Près de 90 % des installations PV souscrites lors de la deuxième phase sont d'une puissance de 1 à 2 kWc. L'évolution croissante et continue de la production des modules photovoltaïques a permis à l'industrie photovoltaïque d'acquérir une maturité technologique et de connaître une baisse des coûts de production. Cette maturité est en partie liée à un progrès technique et à une mutation sociotechnique majeure : le raccordement des installations photovoltaïques au réseau électrique national (Debourdeau, 2011). Les programmes Prosol accordent pour la première fois des subventions directes aux ménages afin d'encourager l'usage des équipements solaires [cf. tableau 24]. Le secteur résidentiel est en effet prioritairement visé par les programmes (Benalouache, 2013). Il représente notamment le premier secteur consommateur d'électricité en Tunisie. La consommation électrique par habitant est, par ailleurs, la plus élevée du Maghreb, avec 1 344 kWh/hab, contre 853 au Maroc et 1 245 en Algérie. Ce constat explique la volonté de l'État tunisien d'infléchir la consommation des ménages. Pour des raisons relatives aux choix des onduleurs et du budget disponible pour

²⁰¹ Les montants des crédits sont indépendants de la capacité du CES à condition que le montant du crédit ajouté à la subvention est inférieur ou égal au coût du CES installé TTC. Les versements aux banques des remboursements de crédits collectés par la STEG sont aujourd'hui effectués à des échéances pour le remboursement du crédit, la STEG procède à la courant du courant électrique. L'éventail des catégories de crédit offert aux clients a été élargi afin de mieux couvrir la gamme des prix sur le marché, en intégrant de nouvelles modalités : 550 DT, 750 DT, 950 DT, 1150 DT.

l'octroi de la surprime et la bonification des crédits, les puissances admissibles dans le cadre du projet Prosol'élec seront de 1 ou 2 kWc.

	Chauffe-eaux solaires [Prosol II]	Panneaux photovoltaïques [Prosol'élec]
Nature des aides	<ul style="list-style-type: none"> → Octroi d'une subvention de 20% du coût des CES avec un plafond de 200 DT pour les CES d'une capacité de 200 L et de 400 DT pour les CES d'une capacité de 300 L et plus, servie par le FNME et MEDREC. → Octroi de crédits remboursables sur 5 ans, à travers la facture STEG qui garantit leur recouvrement. 	<ul style="list-style-type: none"> → Une subvention du FNME représentant 20% du coût de l'investissement de l'installation PV et plafonnée à 3000 DT. → Une prime supplémentaire de 10% du coût de l'investissement accordée par le Ministère Italien de l'Environnement et du Territoire (MIET) à travers le MEDREC. → Une participation en nature de la STEG qui fournit à titre gratuit d'un onduleur. → Un crédit d'une durée de 5 ans pouvant atteindre 3000 DT par kWc, accordé par <i>Attijari Bank</i> et remboursable sur la facture STEG sans intérêt.
Conditions d'éligibilité	→ Aucunes	<ul style="list-style-type: none"> → Le client doit disposer d'un contrat de fourniture avec la STEG. → Etre le propriétaire du logement à équiper et avoir un abonnement BT STEG. → Avoir une consommation annuelle d'énergie électrique minimale de 2000 kWh pour les installations solaires de 1 kWc et de 4000 kWh pour les installations de 2 kWc. → Disposer d'une surface suffisante pour supporter les équipements.
Recettes	→ Les CES permettent des économies de l'ordre de 70% sur les dépenses d'énergies pour le chauffage de l'eau	→ Une IPV de puissance de 1 kWc permet de réaliser une économie annuelle sur la facture STEG allant de 320 DT au nord de la Tunisie à 360 DT au Sud de la Tunisie (ensoleillement différent).

© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 24 – Les programmes Prosol II et Prosol'élec : nature des aides, conditions d'éligibilité et recettes

La surface installée de capteurs solaires a augmenté suite à la mise en place du programme Prosol. Il a permis de passer de 7 000 m² de capteurs solaires par an entre 2004 et 2008 à 7 000 m² par mois à partir de 2008²⁰². Dans le domaine tertiaire, la surface installée de capteurs solaires enregistre annuellement 3 500 m² à partir de 2009 contre 75 en 2007²⁰³. Le programme Prosol'élec a permis d'atteindre une surface installée de 5 MW contre à 0,5 MW en 2005. Ces programmes ont nécessité un investissement global de 298 millions de dinars. Pour autant, ils ont permis d'alléger la facture énergétique. Le soutien financier apporté aux CES, par exemple, ne s'est pas traduit par un effort budgétaire supplémentaire. La subvention publique, généralement estimée à 30 millions de dinars tunisiens, est effectivement compensée, sur la durée de vie des équipements thermiques, par les dépenses évitées sur la consommation de GPL pour le chauffage de l'eau sanitaire. Une évaluation des mécanismes initiés par le FNME a permis d'estimer les économies d'énergies cumulées sur la période 2005-2010 à 2,7 Mtep. Ces économies d'énergies sont non seulement imputables aux équipements

²⁰² En 2013, la surface de capteurs solaires pour 1000 équivaut à 70 m².

²⁰³ <http://so-med.org/>

renouvelables (solaires et éoliens²⁰⁴) mais également à des solutions d'efficacité énergétique telles que la diffusion des lampes à basse consommation, la cogénération et la certification des réfrigérateurs.

En outre, un bilan global de la politique énergétique tunisienne montre qu'elle est parvenue à satisfaire les objectifs de réduction de l'intensité énergétique²⁰⁵ et à contenir la consommation d'énergie par habitant. La mise en place du FNME en 2005 a accéléré la baisse de l'intensité énergétique, qui diminue de 2,8 % par an à depuis 2005, comparativement à 1 % en moyenne entre 1990 et 2005. La part des énergies renouvelables a parallèlement augmenté dans le mix-énergétique, en passant de 0,8 % en 2009 à 4,9 % en 2014. On assiste ainsi en Tunisie à une intégration progressive de la puissance photovoltaïque annuelle de 2 MW depuis 2012 et à une hausse de la demande d'adhésion au programme Prosol'élec de l'ordre de 50 %. Les actions nationales spécifiques à l'efficacité énergétique ont également permis de réduire, entre 2005 et 2011, de 20 % la consommation énergétique tunisienne²⁰⁶.

Les programmes FNME/Prosol grâce aux mécanismes fiscaux et financiers qu'ils imposent sont parvenus en une décennie à maîtriser la demande énergétique, à en créer une nouvelle – celle de nouvelles technologies renouvelables – et à structurer l'offre. Dans les secteurs thermiques et photovoltaïques, le lancement de ces dispositifs correspond en effet à un boom entrepreneurial (Benalouache, 2011, 2013). Toutefois, malgré la présence d'un véritable entrepreneuriat dans le secteur, la Tunisie n'a pas encore réellement mis en place une politique industrielle qui contribuerait à l'émergence d'une filière nationale des énergies renouvelables, en particulier dans le domaine photovoltaïque, principalement en raison d'une insuffisance technologique. La majorité des entreprises du secteur sont des entreprises commerciales qui achètent et revendent les équipements. Dans le domaine thermique, toutefois, six sociétés, sur plus d'une cinquantaine néanmoins, fabriquent totalement ou partiellement les matériaux nécessaires à la fabrication des CES, ce qui n'est pas le cas au Maroc et en Algérie. Le panneau photovoltaïque est très largement importé en Tunisie. Toutefois, depuis 2011, le Ministère de l'Industrie a créé une société d'assemblages des équipements PV (modules compris) : la société NRSOL, implantée dans la zone industrielle d'Ennadhour (gouvernorat de Zaghuan). Cette société, qui a une capacité de production de 25 MW, n'est néanmoins pas en mesure de fabriquer les cellules PV, produit à haute composante technologique, et doit les importer.

²⁰⁴ En 2000, le premier parc éolien tunisien, celui de « Sidi Daoud », grâce aux fonds internationaux alloués par le FEM et le PNUD. Il est construit dans la délégation d'El Haouaria, au Nord Ouest du Cap Bon. La STEG, qui est le promoteur du projet, exploite par ailleurs la centrale. En 2000, une première tranche de 10,5 MW a été installée, complétée par une deuxième tranche d'une capacité installée de 9 MW en 2003 et de 34,5 MW en 2009.

²⁰⁵ L'intensité énergétique mesure la quantité d'énergie qu'il faut consommer pour produire une unité de Produit Intérieur Brut. Une baisse de l'intensité énergétique signifie que le pays peut produire plus avec la même quantité d'énergie. Il est donc plus productif sur le plan énergétique.

²⁰⁶ Le cumul des économies d'énergie a atteint 770 Ktep.

La législation tunisienne relative aux équipements à économie d'énergie favorise clairement le recours aux importations. Le décret du 4 janvier 1999²⁰⁷ met sur le même pied d'égalité les entrepreneurs locaux qui fabriquent les équipements renouvelables, pour lesquels il n'existe pas de réglementation spécifique, et les sociétés commerciales qui les écoulent. L'importation de matériaux pour lesquels la certification ISO 9001 et ISO 14001 n'est pas obligatoire, encourage une concurrence parfois déloyale avec les produits fabriqués localement et ne contribue pas à une baisse sensible du prix de ces équipements solaires, qui demeure relativement élevé pour les ménages tunisiens, même après subventions (Benalouache, 2013).

2- Le Maroc : la question de la maîtrise énergétique, tâtonnements et succès en milieu rural.

L'évolution du traitement de la question des énergies renouvelables au Maroc révèle une plus grande discontinuité qu'en Tunisie ainsi qu'un engagement plus tardif. Pourtant, les autorités ont créé dès 1982²⁰⁸, avant même la mise en place de l'ANME, une structure dédiée aux énergies renouvelables et plus largement à la maîtrise énergétique, le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER). Face à ce constat, le Maroc avance aujourd'hui comme arguments l'immaturation technique et le manque de rentabilité économique de la plupart des technologies renouvelables à l'époque ainsi que le manque de compétences locales, ce qui le différencie d'ailleurs de la Tunisie, qui, elle, disposait d'un savoir-faire. La mission dès lors confiée au CDER a entre autres pour vocation de solutionner cette immaturité technico-économique et de pallier le manque de qualification en jouant un rôle de (i) service public pour promouvoir la recherche dans le domaine des énergies renouvelables, les actions de formation, de sensibilisation et de conseils, mais également celles qui concernent les certifications ; et (ii) celui d'une entreprise chargée de mettre en œuvre des projets pilotes et de démonstration, de mener des travaux d'ingénierie et de maintenance, et de commercialiser des équipements. Toutefois, l'engagement marocain pour une plus grande maîtrise énergétique s'inscrit surtout dans le prolongement des préoccupations mondiales du secteur de l'énergie, formalisées lors du Sommet de la Terre de 1992, c'est-à-dire pas avant le début des années 1990. Son implication est telle que le Maroc a d'ailleurs accueilli la COP-7 à Marrakech en 2001.

Au départ, le CDER s'est davantage impliqué dans la mise en œuvre d'un des principaux programmes nationaux, dédié là encore à l'électrification en milieu rural : le Programme d'Électrification Rurale Global (PERG), réalisé par l'One, l'opérateur public. Le PERG a été lancé en janvier 1996 mais n'est véritablement opérationnel qu'à partir de 2003 et sera achevé en 2007. Il s'agit d'un programme participatif, dont le financement est assuré par trois

²⁰⁷ Décret 99-9 du 4 janvier 1999 portant sur la suspension de la taxe sur la valeur ajoutée et la réduction au taux minimum des taxes douanières.

²⁰⁸ Selon le Dahir de création n° 1-81-346 du 06 mai 1982 portant la création du Centre de Développement des Énergies Renouvelables.

partenaires : les collectivités locales, les foyers bénéficiaires et l'One. La mise en œuvre du PERG reposait sur deux modes d'électrification : (i) un raccordement au réseau national, d'une part, et (ii) une production décentralisée pour les zones éloignées du réseau ou à habitat dispersé, d'autre part. Près de 91 % de l'électrification devait être réalisée par extension du réseau One et 9 % via des solutions décentralisées. Parmi les solutions décentralisées appliquées, on trouve principalement des kits solaires photovoltaïques non connectés au réseau mais également des systèmes hybrides (solaire/électrogène, éolien/électrogène), des microcentrales hydroélectriques, l'électrification individuelle par éolien, etc.

Excepté ce programme, il est à souligner que les initiatives institutionnelles dans le domaine photovoltaïque au Maroc restent au départ très limitées. Ce projet avait pour objectif de porter le taux d'électrification rurale à 98% à l'horizon de 2008. Les besoins électriques en milieu rural étaient effectivement importants. Certaines zones rurales marocaines sont, qui plus est, caractérisées par une forte dispersion, un enclavement voire un isolement. La distribution de l'électricité était jusque-là discriminante entre les villages suffisamment proches du réseau électrique national, raccordés en priorité, et ceux qui en étaient éloignés, et pour lesquels les délais de raccordement promettaient d'être très longs et coûteux.

Le PERG a été complété depuis son lancement par des projets²⁰⁹ élaborés et parfois financés par des structures étrangères de coopération telles que l'institution allemande GIZ avec le programme Schéma d'Approvisionnement Énergétique Régional (SAER) qui visait à électrifier 400 foyers dans la province de Kenitra grâce aux kits photovoltaïques isolés. L'apport fut, dans le cadre de ce projet, exclusivement technique. L'Allemagne, au travers du bailleur de fond KFW, a, en revanche, mis à disposition du Maroc un financement de 5 millions d'euros, à l'occasion du Programme PERG KFW, qui a permis d'équiper les régions de Settat avec 16 000 kits solaires photovoltaïques. Le Maroc a aussi collaboré avec la France, et notamment l'Agence Française de Développement (AFD). Dès le commencement du PERG, 30 villages répartis sur trois provinces, celles d'Azilal, d'Errachidia et de Safi, ont bénéficié d'équipements comme des kits photovoltaïques individuels, des panneaux photovoltaïques collectifs intégrés au bâti, et enfin, des groupes électrogènes associés à des micro-centrales hydrauliques.

Au terme de ces initiatives, le taux d'électrification rurale a atteint 99 % au Maroc. Ainsi, 38 489 villages ont été connectés au réseau One, soit 2 067 109 foyers, et 3 663 villages ont bénéficié de l'électricité grâce à des équipements photovoltaïques, ou d'autres solutions électriques décentralisées, ce qui représente près de 51 559 foyers²¹⁰. L'effort d'électrification a ainsi permis d'améliorer les conditions de vie socio-économique des villageois, les conditions de travail des établissements publics et communautaires (écoles, hôpitaux, maisons de jeunes, etc) et de soutenir des activités économiques diverses. Il a également généré des emplois et

²⁰⁹ Nous avons surtout évoqué les projets qui concernent la technologie photovoltaïque.

²¹⁰ <http://www.one.org.ma>

contribué à former une main d'œuvre locale grâce à un des programmes de formations ciblées portant sur la maintenance et la réparation des équipements électriques décentralisés. La maîtrise énergétique est aujourd'hui perçue comme étant une activité créatrice de richesse et d'emplois, c'est ce qu'on appelle l'économie verte.

Certaines formations ont été organisées dans le cadre du Programme National d'appui au développement des Maisons Énergie. Ce programme vise à créer un cadre favorable pour la généralisation de l'accès à l'énergie en milieu rural, poursuivit, entre autres, par le PERG et à la capitalisation de l'expérience acquise lors de la mise en œuvre du programme en développant le concept de micro-entreprises énergétiques, dites Maisons Énergie. Ainsi, de jeunes promoteurs issus du milieu rural sont recrutés, formés et encadrés pour la mise au point de leur *business plan* et pour le démarrage et le développement de leurs activités dans le cadre d'une micro-entreprise²¹¹. Ils bénéficient pour cela d'une aide financière. De nombreux partenaires se sont associés au CDER et au Ministère de l'Énergie et des Mines, Ministère de tutelle, à savoir l'Agence nationale de Développement Social (ADS) et le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD). En outre, les Maisons Énergie constituent en quelque sorte un outil promotionnel à disposition du CDER pour faire connaître ses projets et programmes. Les Maisons Énergie mènent des activités promotionnelles autour de l'électrification par la technologie photovoltaïque, sur les foyers améliorés grâce au recours de la biomasse, sur les chauffe-eaux installés dans les hammams ou individuels, c'est-à-dire sur l'ensemble des actions de promotion des énergies renouvelables. Les activités des Maisons Énergie sont aussi commerciales, au travers de la vente et de l'installation de solutions énergétiques, y compris des CES.

L'implication de l'État marocain dans le développement de l'énergie photovoltaïque a donc, contrairement à la Tunisie, devancé celui de l'énergie thermique. En effet, le Maroc commence à encourager la commercialisation du CES qu'à partir de 2000, avec la mise en place d'un "programme de développement du marché marocain solaire thermique" (PROMASOL). Il a été confié au CDER et à l'Association Marocaine des Industries Solaires et Éoliennes (AMISOLE) et est financé en grande partie, tout comme la Tunisie, par le programme FEM à hauteur de 2 965 000 de dollars.

Le programme PROMASOL a préparé le lancement du secteur du solaire thermique au Maroc. Il a pour objectifs principaux la mise en place de 100 000 m² entre 2000 et 2008 et une économie de 350 000 tonnes d'équivalents CO² évités entre 2004 et 2008. Le document projet compte un certain nombre d'objectifs spécifiques tels que la conception d'un cadre incitatif de développement du marché, une campagne de promotion et de marketing pour les CES, la réduction des prix des CES, ou encore l'amélioration de la qualité des CES (label qualité, le

²¹¹ Le projet a appuyé la création de 1000 micro-entreprises.

renforcement du contrôle, etc)²¹². En 2000, au démarrage du programme PROMASOL aucune réglementation concernant spécifiquement le CES thermique n'existe mais il bénéficie depuis 1988 d'un régime douanier favorable, avec 2,75 % de droits de douanes. Il faut attendre 2007 pour qu'un effort réglementaire soit consenti, et que l'importation des CES, de même que tous les produits solaires, soit désormais sujette à 14 % de TVA au lieu de 20 %. Toutefois, les fabricants marocains ne profitent pas de cette mesure qui transforme directement les matières premières brutes comme les verres et les métaux, qui ne constituent pas des éléments identifiés comme étant des composants d'un CES²¹³.

Le CDER a, pour appréhender le marché, décidé de mettre en place une opération pilote, à finalité promotionnelle, en installant 1 000 chauffe-eaux solaires avec un prix d'entrée de gamme fixé à 5 000 dirhams marocains. Le marché disposait alors d'un fort potentiel ; restait à convaincre le consommateur. Des entretiens auprès de la profession ont révélé les dysfonctionnements d'une telle initiative. Le CDER a racheté des chauffe-eaux solaires au prix du marché pour les revendre moins chers. Ainsi, cette opération a complètement discrédité les entreprises du secteur qui, elles, continuaient à vendre les chauffe-eaux solaires à un prix supérieur. Ce programme a connu une réussite en demi-teinte (Benalouache, 2015b). L'objectif des 100 000 m² a été atteint et même dépassé, avec 143 000 m², mais le rythme actuel de croissance du marché, d'environ 15 % par an, n'est pas en mesure de rattraper l'équipement des autres pays méditerranéens non producteurs d'hydrocarbures. Grâce au programme PROMASOL, le Maroc a réalisé en moyenne une économie d'électricité de l'ordre de 17 000 GWh par an et permis d'éviter près de 18 000 tonnes d'équivalent CO².

Le Maroc a, par ailleurs, réalisé des parcs éoliens, celle de Koudia El Baïda d'une capacité totale de 53,9 MW en 2000 et d'Amougdoul d'une capacité de 60,8 MW en 2007 et une centrale thermo-solaire à cycle combiné intégré, inaugurée en 2010 à Aïn Béni Mathar. Ces projets s'inscrivent dans le Plan d'Action National (PAN) de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique lancé en juin 2004. Le Maroc est ainsi sorti des schémas programmes pour élaborer un plan global. Riche de son expérience en milieu rural, notamment celle des Maisons Énergie, qui a permis de créer des emplois directs et indirects, le PAN doit participer au développement socio-économique de nombreuses régions marocaines. Il promet par exemple des services de proximité, comme l'accès à l'électricité, au moyen, entre autres, de la création de 500 micro-entreprises de services énergétiques ou des sociétés de service.

Ce PAN traduit également la prise en compte de la problématique de l'efficacité énergétique par le Maroc, qui s'accompagne par exemple de la mise en place de programmes

²¹² Entretien mené auprès de Mohamed Berdaï, Chef de service, Service de la coopération internationale, ADEREE, le 4 juin 2012 à Rabat.

²¹³ Id.op.cit.

d'efficacité énergétique dans les secteurs de l'industrie, du tertiaire, du transport, etc. La volonté d'une meilleure efficacité énergétique et d'une plus grande maîtrise de la consommation énergétique explique le changement de nom du CDER en 2010, devenu l'Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (ADEREE)²¹⁴. L'ADEREE repose davantage sur des schémas d'intervention innovants avec la mise en œuvre de prestations de services énergétiques, qui permettent d'exploiter les ressources propres, en complémentarité avec les opérateurs impliqués dans les projets.

3- L'Algérie : une priorité donnée aux politiques d'efficacité énergétique et aux systèmes hybrides.

Avec la découverte des hydrocarbures en 1956 et le début de leur production en 1958 par les sociétés pétrolières, en particuliers françaises, dans la partie septentrionale du Sahara algérien, la question de la maîtrise énergétique ne s'est pas posée, ou pour le moins, dans d'autres termes. Du point de vue de l'offre, les moyens de production sont largement suffisants pour satisfaire les besoins nationaux en énergie. Les programmes de maîtrise énergétique trouvaient donc difficilement une justification d'ordre avant tout économique. En Algérie, la problématique de maîtrise énergétique représente en effet surtout l'opportunité de différer, en partie, les investissements dans le domaine de la production électrique.

Avant ces découvertes, l'Algérie se trouve dans une situation de dépendance énergétique et doit faire face, au début des années 1940, à une crise d'approvisionnement. En effet, le charbon, qui répond à l'essentiel des besoins énergétiques du pays, ne peut plus être acheminé à cause de la guerre navale menée par les Allemands. Les autorités cherchent des alternatives au charbon importé dans un contexte où les ressources locales sont très limitées. Afin d'exploiter le gisement solaire du pays, le Conseil Supérieur de la Recherche Scientifique Appliquée en Algérie (CSRSAA) créé en 1943 une Commission de l'Énergie Solaire, qui vient compléter d'autres recherches sur les énergies alternatives (Pehlivanian, 2015).

Les travaux menés donnent lieu à la mise en place, dès la fin des années 1940, d'une plateforme d'essais solaires et l'élaboration d'un projet de grand four solaire. Ce dernier doit servir de prototype à une série de fours solaires qui seraient implantés sur les hauts plateaux algériens (Pehlivanian, 2015). La connaissance du gisement solaire et l'optimisation de leur localisation à cette époque sont telles qu'à l'heure actuelle les principaux projets de centrales solaires, nous le verrons, se situent sur cette même zone. La réalisation du four solaire, baptisé Heliodyne, entre 1952 et 1954 sur les hauteurs d'Alger, à Bouzaréah, non loin de l'Observatoire astronomique (CRAAG), se voulait être une expérience industrielle à petite échelle autour d'un produit susceptible de constituer un débouché direct sur le territoire algérien (Touchais, 1984).

²¹⁴ Dahir n° 1-10-17 du 26 safar 1431 (11 février 2010) portant promulgation de la loi n° 16-09 relative à l'Agence nationale pour le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

Le four solaire d'une puissance de 50 kW a la forme d'un arc, sert à la production du nitrate de soude par oxydation de l'azote de l'air à la température de 3 000°C. Ce dispositif pèse plus de 40 tonnes et possède une hauteur de neuf mètres. Il est à l'époque le deuxième four solaire du monde. Malgré sa taille imposante et sa puissance, cette réalisation est peu connue dans le monde de la recherche. Cela s'explique peut-être par la vocation industrielle et non académique de cette expérience (Pehlivanian, 2015).

Avec le commencement de la guerre d'Algérie en 1954, de nombreux programmes de recherche sont suspendus puis abandonnés, et notamment le projet de diffusion en série de l'Héliodyne, qui reste jusqu'à présent à l'état de prototype. L'activité de recherche se poursuit néanmoins et voit naître, en 1959, la collaboration entre deux laboratoires de recherche sur les technologies solaires à Alger qui aboutit à la création, par décret ministériel, d'un grand Institut de l'Énergie Solaire de l'Université d'Alger (IESUA). L'ensemble des objets scientifiques de l'IESUA portent sur l'exploitation du rayonnement solaire et sont particulièrement avant-gardistes.

Après l'Indépendance de l'Algérie en 1962, l'entité située à Bouzaréah a été maintenue et a assuré la continuité des activités scientifiques dans le domaine des Energies Renouvelables. Elle a évolué et a changé à plusieurs reprises de statuts et de tutelle²¹⁵. Elle se dénomme d'abord Institut de l'Énergie Solaire (IES), puis Centre de Recherche des Énergies Nouvelles (CRENO) et enfin Station d'Expérimentation des Équipements Solaires (SEES). Depuis le 22 mars 1988, la SEES a été remplacée par le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) placé sous la tutelle du Haut-Commissariat à la Recherche²¹⁶. Cet Établissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) est chargé d'élaborer des programmes de R&D, scientifiques et technologiques, des systèmes énergétiques exploitant les énergies renouvelables.

Au milieu des années 1990, la question de l'électrification des zones isolées, inscrite dans de nombreux programmes portés par les institutions financières internationales, est également soulevée en Algérie. À l'image des deux pays voisins, le gouvernement lance, en 1995, le "Programme National d'Électrification 1995-1999". À cette occasion, la technologie photovoltaïque (PV) est utilisée pour électrifier 18 villages du grand sud durant la période 1998-2001. Une deuxième opération de même nature est réalisée une dizaine d'années plus tard dans le cadre du "Programme de Soutien à la Croissance 2005-2009". Elle concerne l'électrification par l'énergie solaire de 16 villages, soit environ 1 400 foyers, notamment dans la zone des hauts

²¹⁵ Entretien mené auprès de Abderrahmane Hamidat, Directeur de la Division Solaire Thermique et Géothermie, Centre de Développement des Energies Renouvelables, le 18 octobre 2012 à Alger.

²¹⁶ Depuis 2003, cependant, l'EPST CDER qui recouvre désormais une vocation intersectorielle a été placé sous la tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique.

plateaux. Des équipements solaires et éoliens ont aussi servis à l'irrigation. En complément de ce programme, la Fondation SONATRACH Tassili a prolongé les efforts déjà engagés en mettant en œuvre des actions dans une perspective de développement durable, de protection et de préservation des patrimoines naturels et culturels. Des puits d'eau de parcours ont par exemple été équipés de moteurs fonctionnant à l'énergie solaire à Messtni, Tintourha, Adjrou, Arikine et Issindilene.

En Algérie, l'énergie solaire représente une alternative au Diesel dans les villages enclavés caractérisés par un habitat dispersé. Leur alimentation par la filière Diesel a, en effet, posé problème du point de vue de l'acheminement du combustible, et dans le cas des systèmes connectés, des difficultés se sont dressées lors des travaux de réalisation et de maintenance des lignes aériennes, très coûteux. Les conditions naturelles et sociales (éloignement, coût de raccordement, faible densité de la population, faible consommation, intensité élevée du rayonnement solaire, etc) ont considérablement favorisé les systèmes PV face aux autres modes d'électrification. Grâce à l'énergie PV, chacun des foyers équipés bénéficie de l'électricité pour l'éclairage, l'alimentation d'un réfrigérateur, d'un ventilateur et d'un équipement audio-visuel, mais la consommation quotidienne ne peut néanmoins pas excéder 2 kWh/jour. La puissance cumulée des systèmes PVS installés dans le cadre de ces programmes a atteint 2,4 MWc, répartie entre l'électrification rurale (58 %), la télécommunication (21 %), le pompage d'eau (12 %), l'éclairage public (2 %) et d'autres applications (7 %) (Hamouda *et alii*, 2011). Ces équipements présentent un caractère dispersé, la plus grande partie de cette puissance, environ 453 kWc, ayant été distribuée dans quatre wilayas du sud algérien, qui totalisent une superficie de plus d'un million de km². Dans la mouvance des autres pays du Maghreb, et dans un contexte d'injonction environnementale et climatique, émanant notamment des bailleurs de fonds internationaux, la problématique de la maîtrise énergétique est formalisée en Algérie à la fin des années 1990. Elle ne se confine plus au monde académique et à l'annexe des grands programmes d'électrification nationaux mais fait désormais l'objet d'un appui institutionnel et réglementaire.

La loi du 28 juillet 1999 est promulguée²¹⁷. Elle marque le début d'un processus de réflexion avec l'objectif d'élaborer une stratégie nationale de maîtrise de l'énergie adaptée au contexte de l'économie de marché et tenant compte des grandes lignes des politiques gouvernementales relatives au volet énergie, développées plus avant. Les objectifs de cette loi portent sur la préservation de l'énergie depuis la phase de production à la consommation, sur la promotion des énergies renouvelables, l'utilisation prioritaire et maximale du gaz naturel, le développement de l'utilisation des GPL, le recours à l'électricité pour des usages spécifiques et enfin la protection de l'environnement. En se nourrissant des expériences des autres pays du Maghreb, et notamment de la Tunisie, et avec l'appui d'experts internationaux et de bailleurs de fonds, l'atteinte des objectifs fixés repose notamment sur l'introduction de normes et de

²¹⁷ Loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie.

contrôle d'efficacité énergétique dans les bâtiments neufs, les appareils et les équipements fonctionnant à l'énergie. Mais également au travers de l'instauration de l'obligation de l'audit énergétique périodique des établissements grands consommateurs d'énergie. Sur le plan financier et fiscal, la loi prévoit d'accorder des avantages en matière de droits de douane pour les équipements efficaces énergétiquement et de mettre en place un fond spécifique pour le financement d'un programme national alors en préparation, afin d'asseoir la stratégie nationale en matière de maîtrise énergétique.

La réalisation des objectifs de maîtrise énergétique a été confiée à l'Agence pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (APRUE), créée en 1985, mais dont les activités ne commenceront réellement qu'avec la promulgation de la loi en 1999. L'APRUE est un établissement public à caractère industriel et commercial placé sous la tutelle du Ministère de l'Énergie et des Mines. Dans le cadre de cette dite loi, l'agence a pour mission essentielle la coordination et l'animation de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, la préparation du Programme National de Maîtrise de l'Énergie (PNME), la sensibilisation et la diffusion de l'information sur la maîtrise de l'énergie auprès du grand public, des professionnels, et du milieu scolaire et enfin le montage de programmes et de projets sectoriels en partenariat avec les secteurs concernés (industrie, bâtiment, transport). Entre 1999 et 2003, l'APRUE a mené plusieurs études et actions nécessaires à la préparation du PNME. Elle a par ailleurs réalisé près d'une quinzaine d'audits énergétiques pour le compte d'institutions publiques et d'autorités locales. En matière de communication et de sensibilisation, l'APRUE a lancé depuis 2004 une vaste campagne à la télévision et à la radio pour inciter le grand public à davantage d'économies d'énergie.

La stratégie nationale de maîtrise de l'énergie s'articule autour de deux axes majeurs, la concertation et le partenariat, et repose essentiellement sur le PNME, finalisé en 2003. Le PNME a pour objectif principal une économie d'énergie de 17 % et une production électrique d'origine renouvelable de l'ordre de 15 % à l'horizon 2030. Il souhaite prioritairement promouvoir des investissements en efficacité énergétique. Toutefois, la concrétisation de ces objectifs n'est observable qu'à compter de la mise en place du "Programme triennal d'efficacité énergétique 2011-2013". Ce programme cherche à développer l'isolation thermique des bâtiments, la généralisation de l'utilisation des lampes basse consommation, l'introduction de l'efficacité énergétique pour l'éclairage public, l'augmentation de la part de marché du GPL carburant, la réalisation de projets pilotes de climatisation au solaire, etc. Il est issu du "Programme National des Énergies Renouvelables et d'Efficacité Énergétique" (PNEREE), adopté depuis février 2011 par le Conseil des Ministres et révisé, nous le verrons, en 2015.

L'ensemble des programmes de maîtrise énergétique est financé par le FNME dont les modalités de fonctionnement ont été fixées par le décret exécutif du 29 mai 2000²¹⁸. Le FNME sert à financer des actions et projets inscrits dans le PNME et octroie également des prêts non rémunérés destinés aux investissements pour les projets efficaces et non-inscrits dans le PNME ainsi que des garanties pour les emprunts effectués auprès des banques ou des établissements financiers. Le FNME a ainsi pour but d'impulser et de développer, à terme, un marché de maîtrise de l'énergie. Une petite partie des ressources du FNME est allouée à l'APRUE dans le cadre des missions qui lui sont confiées. Ce fond existe grâce aux subventions de l'État, au produit de la taxe sur la consommation nationale de l'énergie, au produit des taxes des appareils énergivores, au produit des amendes prévus dans le cadre de la loi n°99-09 relative à la maîtrise de l'énergie et enfin au produit des remboursements de prêts non rémunérés consentis dans le cadre de la maîtrise de l'énergie²¹⁹. Les ressources annuelles sont évaluées à environ 500 millions de dinars algériens, soit environ 57 millions d'euros. La subvention initiale de 100 million de dinars algériens a permis de financer les premières actions prévues dans le cadre du PNME.

Le FNME est applicable à six domaines d'action principaux : (i) l'encadrement réglementaire et institutionnel de la maîtrise d'énergie, (ii) la sensibilisation, l'éducation et la formation en économie d'énergie, (iii) la R&D liée aux projets d'amélioration de l'efficacité énergétique, (iv) les études de mise en œuvre de la stratégie d'efficacité énergétique à long terme, (v) l'aide au financement d'opérations d'efficacité énergétique et d'introduction de technologies énergétiques nouvelles et enfin, (vi) la prise en charge d'actions d'animation dans le domaine de la maîtrise énergétique²²⁰.

Parmi les programmes phares lancés par l'APRUE, la majorité d'entre eux sont destinés au secteur résidentiel, comme le "Programme Éco-lumière" qui vise, entre autres, à introduire un éclairage performant chez les ménages algériens et à réduire les factures d'électricité ou encore le Programme Éco-bat qui cherche à améliorer le confort thermique dans les logements. Dans le domaine des énergies renouvelables, un programme, intitulé Al-Sol, tente d'impulser un marché du CES grâce à la diffusion notamment de 400 CES individuels sur l'ensemble du territoire afin de faire connaître ce type d'équipements aux ménages algériens tout en s'appuyant sur une industrie locale. Cette volonté de diffuser l'usage du solaire thermique ne date pas du "Programme triennal d'efficacité énergétique 2011-2013", mais constituait déjà un objectif poursuivi par l'entreprise NEW ENERGY ALGERIA (NEAL), créée le 28 juillet 2002, mais dont les réalisations furent néanmoins limitées.

²¹⁸ Décret exécutif n° 2000-116 du 25 Safar 1421 correspondant au 29 mai 2000 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n° 302-101 intitulé fonds national pour la maîtrise de l'énergie.

²¹⁹ La loi des finances 2000 a fixé le niveau de ces taxes le niveau de ces taxes à 0,0015 DA/thermie pour le gaz naturel et à 0,02 DA/KWH pour l'électricité (HT et MT). Ces sont prélevées par les entreprises SONELGAZ et SONATRACH.

²²⁰ <http://www.aprue.org.dz/>

La promotion des énergies renouvelables en Algérie, avant la décennie 2010 et le lancement en février 2011 du PNEREE, a surtout été l'attribut de cette entreprise à la fois publique et privée. Ce modèle d'entreprise fondé sur un partenariat public/privé (Marty *et alii*, 2006 ; Souami, Verdeil, 2006 ; De Miras, 2009) dans les domaines des énergies renouvelables est, à sa date de création, inédit en Afrique du Nord et constitue une initiative à la fois originale et symbolique. L'entreprise NEAL est nouvelle tant par sa composition qui associe des capitaux publics et des capitaux privés nationaux que par ses missions, consistant à prendre en charge le développement des énergies renouvelables en Algérie en développement des compétences en engineering et en management de projets. Il s'agit d'une société par actions détenue par SONATRACH, SONELGAZ et le groupe SEMOULERIE INDUSTRIELLE DE LA MITIDJA (SIM) à raison respectivement de 45 %, 45 % et 10 %, mais son capital demeure dès lors ouvert aux capitaux nationaux, étrangers ainsi qu'aux institutions financières internationales. Malgré la participation majoritaire des deux compagnies publiques dans le capital de NEAL, cette dernière dispose d'une autonomie de décision. Pour Tewfik Hasni, fondateur de NEAL, en effet, « *on ne peut pas être à la fois juge et parti* ». Ce modèle de société permet d'éviter le favoritisme, d'encourager la concurrence ainsi que l'implication du secteur privé dans le développement des énergies renouvelables en Algérie. Selon Tewfik Hasni, il s'agit de « *vulgariser l'association publique-privée* »²²¹. Pays à forte tradition énergétique, l'Algérie veut faire valoir son expérience dans le domaine de la production d'énergie.

Ce holding inscrit sa démarche dans une perspective de développement durable, et notamment de respect de l'environnement. Il vise à développer les énergies renouvelables et propres mais également le GPL, à travers la commercialisation du BUPRO afin de lutter contre la déforestation. Au début de la décennie 2000, NEAL souhaite généraliser le CES et promouvoir l'énergie photovoltaïque, en commençant par exploiter les niches de marché dans le sud algérien grâce à des installations qui combinent à la fois le Diesel et le photovoltaïque. En Algérie, l'exploitation des énergies renouvelables est, en effet, souvent pensée en association avec les énergies conventionnelles, dans une logique d'hybridation, essentiellement pour des raisons de rentabilité. NEAL prévoit dans son portefeuille de projets de réaliser, par exemple, un projet hybride de près de 120 MW en solaire-gaz et un projet hybride éolien-PV-diesel à Timimoun.

L'Algérie, à travers NEAL, est le premier pays du Maghreb à déclarer vouloir développer une véritable synergie avec le monde de la recherche. Ceci s'explique naturellement par l'engagement précoce du pays sur le plan scientifique, grâce auquel ont pu exister des générations de chercheurs, principaux spécialistes de la question. Aussi, NEAL chercha à mettre en place un pôle de recherche sur l'énergie solaire en partenariat avec les centres de recherche, en premier lieu le CDER. Cependant, NEAL n'a réussi à mettre sur pied que la centrale hybride

²²¹ Entretien mené auprès de Tewfik Hasni, Fondateur de NEAL et ex vice-président de SONATRACH, le 13 octobre 2012 à Blida.

solaire-gaz de Hassi R'mel d'une capacité de 150 MW, la réalisation des autres projets ayant été contrariée par des lenteurs administratives et des considérations financières. Le choix de l'hybridation n'est surprenant qu'à moitié, car l'Algérie dispose de réserves en gaz naturel qui la conduisent naturellement vers cette option²²². En 2010, c'est la société NEAL qui est chargée de proposer les premiers projets à soumettre au titre du Plan Solaire Méditerranéen. Ces projets, dans la juste continuité des technologies développées par NEAL, reposent sur une hybridation solaire/gaz avec une composante CSP (Hamouda, Sokhal, 2009). Pour autant, après la promulgation du PNEREE, le Ministère de l'Énergie et des Mines a décidé, nous le verrons, de ne pas lui en confier la réalisation. Les projets soumis au titre du PSM ne seront pas maintenus. L'analyse de l'évolution du traitement de la question de la maîtrise énergétique au Maghreb a permis de dégager des spécificités nationales ainsi que des points communs [cf. tableau 25]. Les premières expériences dans le domaine de l'énergie solaire ont contribué à donner une image positive de ce type de technologies, d'abord parce qu'elles furent associées à un progrès socio-économique (désenclavement rural, création d'emplois, etc).

	Spécificités nationales	Points communs
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> → Politique axée sur la demande → Expérience plus grande dans le domaine de la maîtrise énergétique qu'elle partage avec les deux autres pays du Maghreb [cf. Mémoires d'entente]. Fait figure d'exemple. → Optimisation de l'énergie solaire sous une forme décentralisée et dispersée (programmes Prosol) 	<ul style="list-style-type: none"> → Pas de stratégies nationales claires → Mécanismes de soutien publics et création d'agences spécialisées → Recours inédit à la technologie PV dans le cadre de programme d'électrification rurale, avec la diffusion d'unités dispersées → Assistance financière et technique étrangère, dans le cadre de programmes portant sur deux volets principaux : le changement climatique et la lutte contre la pauvreté → Volonté de constituer un marché → Absence de véritable politique industrielle → Secteur résidentiel prioritairement visé
Maroc	<ul style="list-style-type: none"> → Implication relativement tardive → L'énergie bénéficie d'une « bonne image » suite aux programmes d'électrification rurale → Alliance entre électrification rurale, promotion de l'énergie et création d'emplois réussie 	
Algérie	<ul style="list-style-type: none"> → Politique axée sur l'offre → Sollicitation et implication plus grande du monde de la recherche → Première entreprise dans le domaine fondée sur une société à capitaux publics et privés et autonome vis-à-vis de l'opérateur historique → Logique d'hybridation encouragée par rapport aux autres types de technologies renouvelables 	

© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 25 – Historique des politiques de maîtrise énergétique au Maghreb, spécificités nationales et points communs

B- Les orientations énergétiques nationales et les mécanismes de soutien au développement des énergies renouvelables : la formulation de plans solaires nationaux.

À compter de l'année 2008, le développement des énergies renouvelables s'accélère au Maghreb (Mason, Kumetat, 2011). On assiste en effet, entre 2009 et 2011, au lancement de plans et programmes nationaux dédiés aux énergies renouvelables, reposant sur des objectifs

²²² Entretien mené auprès de Hichem Farsi, chargé de mission Senior, NEAL, le 17 octobre 2012 à Alger.

ambitieux, pensés – contrairement à ce qui a été envisagé jusque-là – à plus long terme. Ces annonces ont été largement instrumentalisées par les Chefs d'États et leur gouvernement, comme outil de communication et d'autopromotion. L'annonce du "Plan Solaire Marocain" a été faite par le roi en personne. Que ce soit le "Plan Solaire Marocain", le "Plan Solaire Tunisien" ou PNEREE en Algérie, ce sont tous des projets « royal » ou « présidentiel » (Barthel, 2008). Nous verrons que l'intérêt notable porté aux solutions centralisées dans le cadre de plusieurs initiatives régionales se retrouve au Maghreb, rompant ainsi avec la dynamique initiée jusqu'alors qui favorisait les solutions technologiques décentralisées.

1- Le Maroc : l'assise de la stratégie énergétique nationale.

Des trois pays maghrébins, seul le Maroc a pour l'instant choisi d'élaborer une réelle stratégie énergétique nationale. En mars 2009, en effet, le gouvernement marocain s'est doté d'une stratégie s'appuyant sur quatre objectifs fondamentaux : (i) la préservation de l'environnement, (ii) la sécurité de l'approvisionnement et la disponibilité de l'énergie, (iii) l'accès généralisé de l'énergie à des prix raisonnables et (iv) la maîtrise de la demande. Pour accomplir ces objectifs, quatre orientations stratégiques ont été définies. Elles reposent sur un mix-énergétique diversifié et optimisé autour de choix technologiques fiables et compétitifs, la mobilisation des ressources énergétiques locales, essentiellement les énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité énergétique, érigée en priorité nationale et enfin, une intégration régionale plus poussée. On retrouve ainsi dans cette stratégie deux faits saillants, au cœur de notre démonstration, le renforcement de l'intégration régionale et le développement des énergies renouvelables. Le Maroc se positionne, en effet, comme une plateforme régionale pour les échanges d'électricité entre l'Europe et le Maghreb.

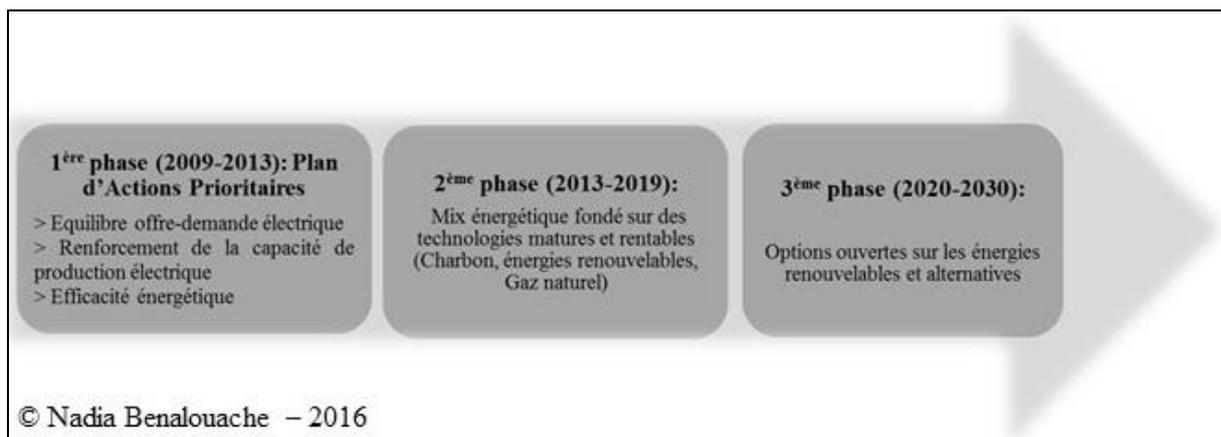


Figure 36 – Les trois phases de la stratégie énergétique marocaine [2009-2030]

Cette stratégie se décline en trois segments [cf. figure 36], à court, moyen et long terme. La première phase qui couvre la période 2009-2013 a porté sur la mise en œuvre du plan d'action à court-terme [2009-2013]. Elle a permis de rattraper le retard cumulé avant 2009 en termes d'investissements en moyen de production et de transport d'électricité. Le Maroc a su, durant cette période, développer une expertise nationale au sein d'institutions publiques comme

privées, qui a permis d'élaborer de grands projets et d'engager des réformes importantes, en particulier sur le plan législatif, réglementaire mais également institutionnel²²³. Depuis 2013, les changements apportés à la stratégie énergétique marocaine concernent surtout, nous le verrons, le niveau réglementaire et impactent l'organisation du secteur électrique. La concrétisation de la nouvelle stratégie énergétique nationale s'appuie en effet sur trois axes, à la fois institutionnel, financier et juridique [cf. figure 37]. Ce dispositif est complété par des initiatives de promotion du secteur, des campagnes de communication et des actions, le plus souvent locales, qui concernent la formation, la R&D, la sensibilisation des professionnels ainsi celle que du grand public aux enjeux actuels de l'énergie.

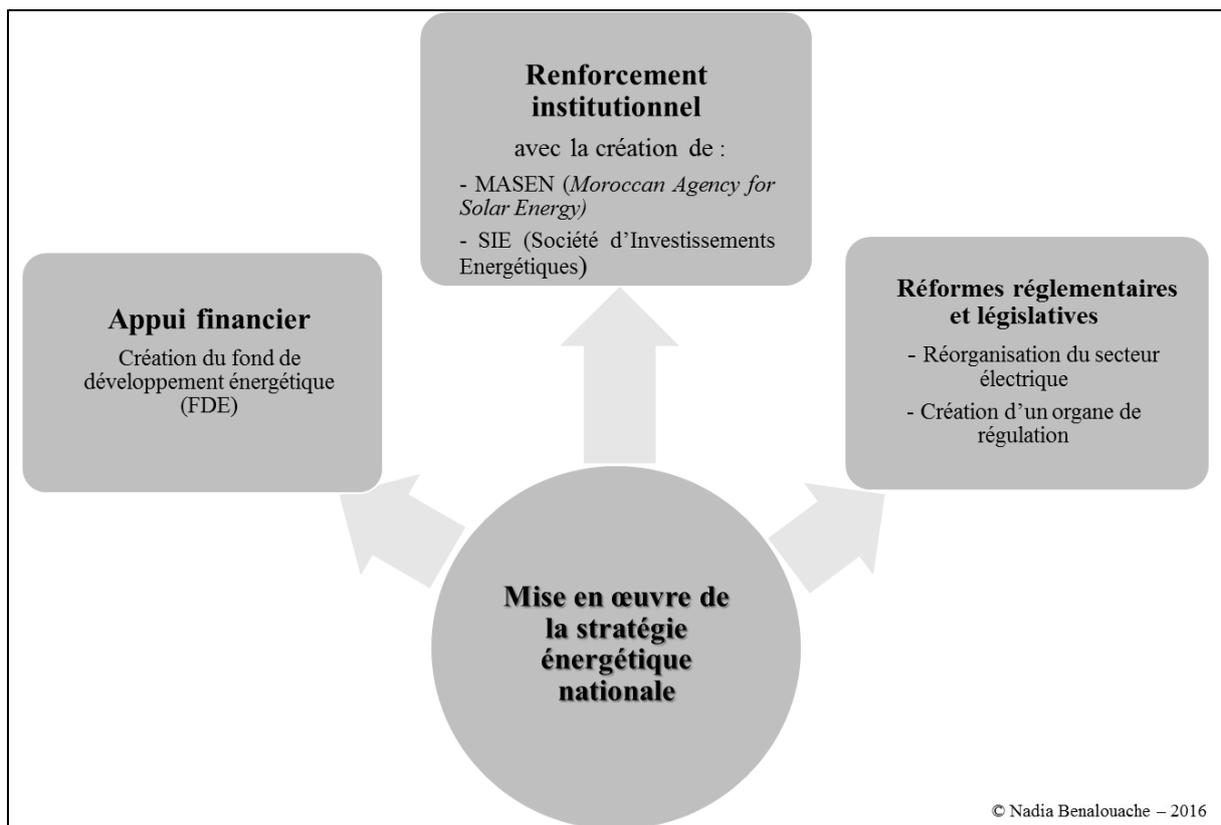


Figure 37 – Dispositifs d'accompagnement à la mise en œuvre de la stratégie énergétique marocaine

Sur le plan financier, le Maroc a ainsi créé le 1 janvier 2009 le Fonds de Développement Énergétique²²⁴, qui sert en partie à couvrir le coût de la mise en œuvre des objectifs, en particulier celui de la construction des capacités électriques additionnelles à partir des ressources locales mais aussi l'appui aux projets d'efficacité énergétique et le soutien des entreprises de services énergétiques. Il s'agit d'une dotation d'un milliard de dollars, dont 500 millions proviennent d'un don saoudien, 300 millions d'un don émirati et enfin, la contribution restante, d'un montant de 200 millions de dollars est issue du Fond Hassan II. Ce fond sert surtout au lancement des premiers projets, dont le potentiel de démonstration est considérable et indispensable pour attirer les investisseurs. Il est prévu, en effet, que la grande majorité des

²²³ Entretien mené auprès de Mohamed Bernanou, chargé de mission, Masen, le 8 janvier 2013 à Rabat.

²²⁴ D'après la loi des Finances 40-08 pour l'année budgétaire 2009.

investissements dans le secteur soit réalisée dans le cadre de financements concessionnels, et des financements privés locaux et étrangers. Le secteur bancaire marocain a également pris part au financement des projets énergétiques et a formulé sa ferme intention d'appuyer la poursuite des objectifs. Le domaine des énergies renouvelables, par ailleurs, bénéficie d'une stratégie spécifique, fondée sur quatre axes principaux²²⁵ [cf. figure 38].

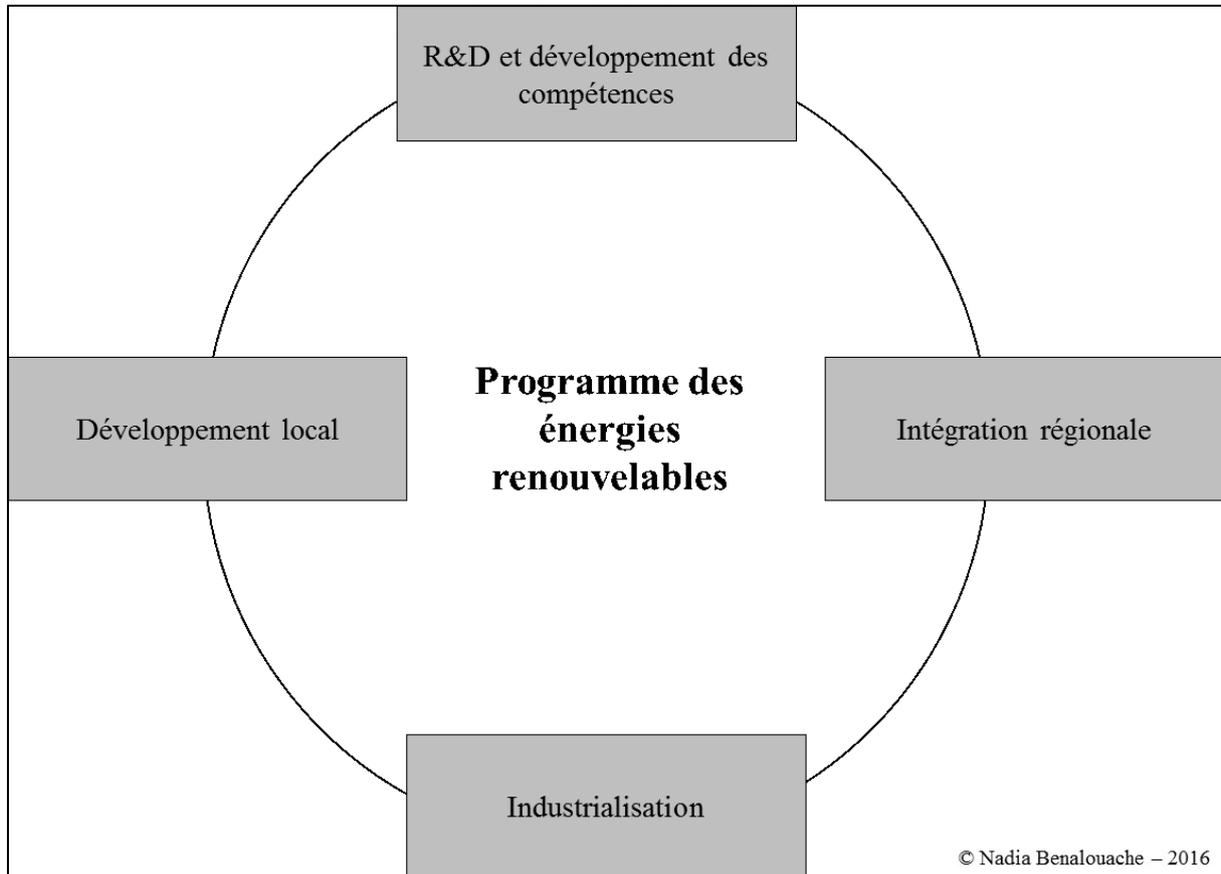


Figure 38 – Les quatre axes du programme des énergies renouvelables au Maroc

Au-delà de la construction de capacités additionnelles, le Maroc mise également sur une intégration industrielle locale dans le domaine des énergies renouvelables ainsi que sur le développement de compétences nationales, par le biais essentiel des transferts de technologie. Le déploiement des énergies renouvelables doit aussi avoir un effet d'entraînement sur le développement local, par exemple au niveau des zones d'implantation des unités électriques renouvelables. En faisant, enfin, de l'intégration régionale un axe majeure de son programme, le pays a formellement exprimé sa volonté de devenir un exportateur d'électricité verte et de jouer un rôle pivot dans la marche vers l'intégration des marchés électriques maghrébins dans le marché électrique européen.

Au-delà de la construction de capacités additionnelles, le Maroc mise également sur une intégration industrielle locale dans le domaine des énergies renouvelables ainsi que sur

²²⁵ Dans le domaine de l'efficacité énergétique, le Maroc a mis en place le « Programme National d'Efficacité Energétique » qui cible trois secteurs afin de réduire de 15% de la consommation énergétique d'ici 2030

le développement de compétences nationales, par le biais essentiel des transferts de technologie. Le déploiement des énergies renouvelables doit aussi avoir un effet d'entraînement sur le développement local, par exemple au niveau des zones d'implantation des unités électriques renouvelables. En faisant, enfin, de l'intégration régionale un axe majeur de son programme, le pays a formellement exprimé sa volonté de devenir un exportateur d'électricité verte et de jouer un rôle pivot dans la marche vers l'intégration des marchés électriques maghrébins dans le marché électrique européen.

Le Maroc a choisi de découpler les objectifs associés à l'énergie solaire, d'une part, et à l'énergie éolienne, d'autre part en lançant deux programmes distincts d'énergie renouvelable : le "Plan Solaire Marocain" et le "Programme intégré de l'énergie éolienne". Le "Plan Solaire Marocain", lancé en juin 2009, s'inscrit dans la nouvelle stratégie énergétique nationale et s'inspire incontestablement du PSM. Il s'agit d'un programme ambitieux qui vise à développer 2000 MW de capacité en énergie solaire, soit 14 % de la capacité électrique totale installée en 2020. La capacité électrique installée d'origine renouvelable doit, dans cet horizon, occuper une part de 42 %, les énergies solaire, éolienne et hydraulique devant effectivement représenter chacune d'elles 14 %. La réalisation du "Plan Solaire Marocain" a été confiée à la *Moroccan Agency of Solar Energy* (Masen), créée en 2010, une société marocaine de droit privé à capitaux publics.

Au commencement du programme, cinq sites sur lesquels devaient être répartis 2 000 MW avaient été identifiés : Ouarzazate, Ain Bni Mathar, Foum Al Oued, Boujdour et Tarfaya. Ce sont des projets qui, dans le même temps, sont proposés au titre du PSM. Mais, de nouvelles études portant sur la topographie, le gisement solaire, l'accessibilité, le type de technologie, ont conduit à redéfinir la localisation de ces sites²²⁶. Cinq sites ont été depuis présélectionnés à proximité de Ouarzazate, Midelt, Laâyoune, Boujdour et Tata. L'emprise foncière prévue pour l'ensemble de ces infrastructures est d'environ 10 000 hectares. La production annuelle de ces sites doit atteindre 4 500 GWh. Un total de 9 milliards de dollars est nécessaire pour la réalisation de ces cinq centrales géantes, ce qui représente près de trois fois le montant alloué au "Programme intégré de l'énergie éolienne". Les besoins annuels de l'Onec en termes de capacités installées sont estimés à 500 MW pour répondre à la forte demande électrique, de près de 8 % par an. Par ailleurs, 1 million de tep/an seront économisés et 3,7 millions d'émission de tonnes de CO₂ annuellement évitées. En 2014, MASEN a également lancé le "Programme Noor PV" pour la mise en œuvre de centrales photovoltaïques de moyenne et grande capacité (50 à 100 MW) à Laâyoune et Boudjour. Cette réorientation vers des capacités moins importantes, mobilisant la technologie PV s'explique par l'évolution de la législation dans le domaine des énergies renouvelables mais aussi et surtout par l'évolution du PSM, marqué par l'abandon provisoire de la perspective d'exportation Sud/Nord.

²²⁶ Entretien Mustapha Mouaddine, géomaticien chargé de la prospection des sites, Masen, le 13 juin 2012 à Rabat.

En complément du "Plan Solaire Marocain", l'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'EAU POTABLE (ONEE) envisage de réaliser, dans le cadre de son programme de développement du photovoltaïque, appelé "Programme PV ONEE", des CPVS de moyenne capacité allant de 20 à 25 MW. Ces CPVS seront situées en bout de lignes du réseau électrique national. Ce programme doit contribuer à une meilleure gestion du réseau ONEE et à améliorer la qualité de service, car il est destiné à une clientèle éloignée du réseau. Les sites devant abriter ces centrales sont localisés dans les régions de Zagora, Arfoud et Missour et leur mise en service est prévue pour le début de l'année 2017.

Le modèle marocain de déploiement des technologies solaires s'appuie au départ sur des solutions centralisées à très grandes capacités. Il s'ajuste idéalement aux conceptions promues dans le cadre des initiatives industrielles telles que *Desertec Industrial Initiative* (Dii) ou encore aux ambitions portées par la Banque Mondiale dans le cadre du programme "The World Bank CSP MENA Initiative" en 2009.

2- La Tunisie : ruptures et renouvellements révolutionnaires, l'affirmation d'un modèle décentralisé.

À la différence du Maroc, en Tunisie, la formulation d'un plan solaire national a devancé la définition d'une véritable stratégie énergétique nationale. En octobre 2009, en effet, la Tunisie, alors gouvernée par l'ex-président aujourd'hui déchu Zine el-Abidine Ben Ali, lance le "Plan Solaire Tunisien" (PST), quelques mois après le "Plan Solaire Marocain". La stratégie du PST incarne la logique de résistance de la STEG à l'égard des différentes formes de pression qui pèsent sur le monopole qu'elle détient sur le secteur. La stratégie mise en place a été entièrement élaborée par le Directeur Général de la STEG et le Directeur Général de l'ANME, Ayadi Ben Aïssa, nommé par la suite Directeur Général de la STEG ER, filiale de la STEG, qui s'avère être un proche de la famille Ben Ali (Rocher, Verdeil, 2013). Sur le modèle des programmes déjà initiés dans le domaine de la maîtrise énergétique en Tunisie, le PST est avant tout court-termiste et concerne la période 2010-2016. Une perspective à l'horizon 2030 est néanmoins proposée. L'objectif du PST est de doter la Tunisie d'une capacité de production renouvelable de près de 1 000 MW en 2016, soit 11 % de la production électrique totale et 16% de la capacité totale installée. Ces deux parts doivent respectivement augmenter en 2030 avec 25 % de la production électrique totale et 40 % de la capacité électrique totale.

Le PST a l'aspect d'une mosaïque de projets, et certains de ses détracteurs le considèrent comme peu limpide et opérationnel. Il réunit, en effet, une quarantaine de projets renouvelables, dont 17 concernent l'énergie solaire et trois l'énergie éolienne. Parmi eux, nous retrouvons certains des projets soumis au titre du PSM. L'investissement total du PST s'élève à environ 2,5 milliards de dollars, incluant 175 millions de dollars issus du FNME et 530 millions provenant du secteur public. Au mois de décembre de cette même année, le FNME a été en

effet intégré au PST. Près de 7,2 % du budget global du PST soit 260 millions de dinars tunisiens ont été alloués au FNME. Le PST dispose également d'un programme d'efficacité énergétique avec un objectif de réduction de 23 % de la demande d'énergie en 2016. À l'instar du Maroc, la Tunisie souhaite renforcer l'intégration régionale via les interconnexions électriques. Cette volonté repose sur un projet phare de liaison électrique avec l'Italie avec un potentiel d'exportation de 1 000 MW en 2016, incluant 800 MW d'énergies fossiles et 200 MW d'électricité d'origine renouvelable. Ce projet a malheureusement été compromis compte tenu de son coût considérable et des blocages survenus suite à la chute du gouvernement de Ben Ali. Il s'agissait en effet d'un projet d'État, très symbolique. Lotfi Hamza²²⁷, présentait d'ores et déjà que cette initiative resterait un « projet sur papier ».

Afin de garantir le développement de l'énergie solaire, les "programmes Prosol" sont intégrés au PST. Dans le cadre de la production d'énergie électrique, le PST distingue formellement – et c'est unique au Maghreb – la production dite « décentralisée » et « centralisée ». Le développement d'une production décentralisée, principalement au travers du "programme Prosol'élec", est confié à l'ANME. Ces installations dispersées ont un usage à la fois collectif et individuel. Pour chacun des projets solaires décentralisés inscrits dans le PST, une indication sur son financement est proposée. Trois sources de financement sont évoquées pour ce type d'équipements, celle du PST, du FNME et enfin, du MEDREC. En misant de nouveau sur les programmes Prosol, le pays a clairement pris le parti de développer un modèle décentralisé. Les unités électriques PV décentralisées sont peu coûteuses et efficaces. Le choix tunisien est largement influencé par la présence d'un bureau local de la GIZ (coopération technique bilatérale allemande), qui partage d'ailleurs les mêmes locaux que l'ANME. La GIZ est un modèle de « co-construction » de politiques publiques²²⁸. Les projets centralisés²²⁹ sont peu nombreux et de capacités installées moyennes. Les projets proposés par la STEG dans le cadre du PST favorisent nettement la technologie CSP. Leur financement doit être effectivement assuré par le secteur public, notamment la STEG et sa filiale spécialisée, la STEG ER, mais aussi et surtout par le secteur privé.

Toutefois, avec la Révolution tunisienne en janvier 2011, le processus de mise en œuvre du PST s'interrompt et une profonde révision de ce dernier s'engage. Le PST, outil utilisé à la gloire de l'ancien président Ben Ali, est décrié. Selon Rocher et Verdeil (2013), les bouleversements politiques sont aussi des moments de bouleversement des systèmes énergétiques. Pour les auteurs, « *the 2011 revolution in Tunisia can be seen as a disruptive*

²²⁷ Entretien mené auprès de Lotfi Hamza, Détaché du Ministère de l'Industrie pour le projet ELMED, le 22 septembre 2011 à Tunis.

²²⁸ Entretien mené auprès de Jonas Zingerle, Project expert, GIZ, le 15 mars 2012 à Tunis.

²²⁹ Les projets « centralisés » sont les suivants et ont été retranscrits tels que mentionnés dans le PST : Projet n°12 : Réalisation d'une centrale CSP 25 MW intégrée à un Cycle Combiné de 150 MW ; Projet n°13 : Réalisation de centrales CSP 75 MW dont la production est destinée en totalité ou en partie à l'export ; Projet n°14 : Réalisation d'une centrale CSP combinée Solaire/Gaz à El Borma ; Projet n°15 : Centrales Photovoltaïques 10 MW par le secteur privé ; Projet n°16 : Centrale Photovoltaïque 10 MW.

event that had indirect but significant consequences for the energy transition process » (Rocher, Verdeil, 2013, p. 279-280). Une des remises en question majeures concerne la STEG. Trois critiques principales sont dirigées vers l'opérateur-exploitant historique : la première concerne sa préférence pour la technique thermodynamique malgré son coût élevé, qui s'insère davantage dans le système technique centralisé dominant et préserve son monopole. La seconde critique, plus idéologique, renvoie au rôle historique de la STEG, société verticalement intégrée. Elle pointe du doigt son double rôle de juge et parti qui influence la politique du Ministère en charge de l'énergie, et lui permet de servir ses propres intérêts. Enfin, le troisième grief, dans un contexte révolutionnaire, est de nature politique. Certains des fonctionnaires de la STEG sont, en effet, accusés de collusion avec l'ancien régime (Rocher, Verdeil, 2013 ; Bennis, Verdeil, 2014).

Cependant, malgré des mois d'incertitudes et de tâtonnements, la volonté de poursuivre la transition énergétique est restée vive. En octobre 2012, une nouvelle version du PST est présentée lors d'une réunion de concertation avec l'ensemble des partenaires parties prenantes, sous la présidence de l'ANME, qui joue un rôle majeur dans la fixation des nouveaux objectifs. L'ANME confie cette fois l'élaboration de la seconde version du PST à une structure privée. Suite à un appel d'offre international, le groupement Bernard LAPONCHE-ALCOR a été sélectionné, avec l'appui financier de l'Agence Française de Développement (AFD). La concertation entre plusieurs acteurs est de mise et ne doit pas se limiter au seul milieu de l'expertise. Elle doit donc s'appuyer sur une interaction entre plusieurs acteurs et doit faire l'objet de consensus. Le nouveau PST s'intitule "Le Plan Solaire Tunisien : Programmation, conditions et moyens de la mise en œuvre". Cette nouvelle version, plus réflexive, retrace et synthétise l'ensemble des mesures, notamment réglementaires, prises jusqu'alors. Elle n'est plus un inventaire de projets mais ne les considère pas non plus comme caduques. Ils sont en effet maintenus mais moins mis en avant.

Le tournant révolutionnaire a surtout été l'occasion de mettre l'accent sur l'absence d'une stratégie énergétique nationale. L'énergie, à l'instar de la problématique des inégalités régionales par exemple, est parmi les sujets postrévolutionnaires discutés et est au cœur du débat public. En 2013 s'ouvre, dans un contexte de hausse du prix du baril de pétrole, un débat public national. Le président de la République alors en fonction, Mohamed Moncef Marzouki, et le chef du gouvernement ont inauguré le 27 juin 2013, le lancement du débat national sur l'Énergie sous le thème "Quel avenir énergétique pour la Tunisie ?" Ce débat a vocation de définir de nouvelles orientations énergétiques qui répondent aux défis actuels et à venir de la Tunisie, dans un cadre participatif, transparent, en concordance avec les stratégies adoptées dans les autres secteurs. Il est une véritable démonstration de force de la société civile par le biais associatif, entourée de personnalités politiques, d'experts et d'activités de la société civile, dans une période qui voit s'affirmer la liberté d'expression et les aspirations démocratiques. Il est supervisé par le ministère de l'industrie, en collaboration avec la STEG ainsi que l'ANME et

les différentes entreprises spécialistes du domaine, notamment les nombreuses PME opérant dans le secteur.

La finalité du débat est de proposer une stratégie énergétique réaliste à l'horizon 2030, qui repose sur une réflexion profonde sur le mix-énergétique du pays, dominé par les hydrocarbures. Cette stratégie énergétique doit pouvoir répondre aux besoins des citoyens (amélioration de la qualité de vie, création des emplois, développement des régions les moins favorisées) ainsi que, problématique inédite mais révélatrice d'un processus démocratique en marche, l'acceptabilité sociale des nouveaux projets d'infrastructures énergétiques²³⁰. Au total, ont été organisées 27 rencontres-débats, qui réunissent des experts, des institutionnels, des chercheurs, et des représentants des institutions professionnelles telles que l'Union Générale Tunisienne du Travail (UGTT) ou l'Union tunisienne de l'industrie, du commerce et de l'artisanat (UTICA). Ces débats étaient organisés à partir de questionnements pour lesquels des propositions ont été formulées. La plupart de ces propositions promeuvent la nécessité d'optimiser le gisement renouvelable tunisien, de développer un tissu industriel national, d'encourager l'investissement local, ou encore de trouver une réponse adaptée aux problèmes de l'inflation croissante de la subvention accordée aux énergies conventionnelles. La question houleuse de l'exploitation du gaz de schiste a également été soulevée et a vu la contestation ferme de la société civile, relayée notamment dans la presse nationale. À l'heure actuelle, tant que les impacts du gaz de schiste sur l'environnement ne seront pas clairement identifiés, aucune autorisation de forage du gaz de schiste ne sera délivrée.

La Tunisie a initié, par ailleurs, une approche nouvelle et originale de la transition énergétique, en soulignant l'importance de considérer les spécificités régionales (au sens infra-étatique) dans la conception et l'élaboration de la stratégie énergétique tunisienne. Dans la nouvelle stratégie tunisienne, les énergies renouvelables doivent tenir une place centrale. L'option nucléaire n'est, en revanche, pas envisageable avant 2030, en raison des contraintes techniques, financières et de sûreté. Toutefois, une cellule de réflexion et d'études a été créée au sein de la STEG pour envisager cette alternative. En ce qui concerne les hydrocarbures, des propositions ont également été faites et des mesures ont été prises (révision du code des hydrocarbures, étude de faisabilité pour l'utilisation du charbon et du GNL, etc). Au terme de ce débat, un document d'orientation pour la mise en place d'une stratégie énergétique nationale a été soumis. Ce document, auquel nous n'avons pas eu accès, est, selon les acteurs du secteur interrogés au sein du Ministère de l'Industrie et des Mines, axé sur le développement des ressources nationales, à savoir les hydrocarbures et les énergies renouvelables, afin de garantir la mise à niveau des techniques de raffinage, des systèmes de transport et de stockage mais également de diversifier le mix-énergétique national. Cette stratégie non définitive repose sur un scénario dans lequel la part du renouvelable doit atteindre 30 % en 2030, celle des énergies fossiles se maintenant tout de même à 70 %. La Tunisie espère doubler sa capacité de production

²³⁰ <https://rumor.hypotheses.org/3279>

électrique pour atteindre 37 000 GWh en 2030. Le développement des énergies renouvelables, dont la part est censée être multipliée par dix d'ici 2030 doit s'accompagner, ce qui n'est pas sans rappeler le cas marocain, d'une création de richesses, d'emploi, d'une intégration industrielle locale et d'un développement des régions du pays les plus sinistrées. Mis à part les projets inclus dans le PST dans la première version, sur lesquels nous reviendrons en détail par la suite, les projets solaires et hybrides ne sont pas connus.

Dans le secteur électrique en particulier, les principaux défis sont le développement des ressources et infrastructures énergétiques, l'application progressive de prix non subventionnés en épargnant les couches défavorisées grâce à des réformes tarifaires, le développement des interconnexions électriques Sud-Sud et enfin le développement des synergies grâce à une coopération maghrébine et internationale dans les domaines de la formation et la recherche afin de susciter des transferts de technologie.

Depuis 2014, le FNME a été remplacé par le Fond de Transition énergétique (FTE). Ce glissement sémantique n'est pas fortuit et révèle l'engouement, notamment médiatique, autour de ce terme. Ce fonds a pour but premier, contrairement au FNME qui servait d'abord à financer les actions dans le domaine, d'encourager les investisseurs et les particuliers à investir dans les renouvelables en même temps qu'il doit soutenir l'entrepreneuriat local émergent (Benalouache, 2015b). Il a été conçu dans le sillon des réformes portant sur le subventionnement des énergies fossiles, et dispose d'un capital initial de 100 milliards de dinars tunisiens, entièrement financé par l'État tunisien. Au milieu de la décennie 2010, seuls les programmes en cours, en premier lieu les programmes Prosol, sont véritablement opérationnels en Tunisie.

3- L'Algérie : entre attentisme et ambition.

L'Algérie n'a, à ce jour, toujours pas formulé de stratégie énergétique nationale. Le contrôle de la demande domestique en énergie, l'intensification des investissements pour la mise en service notamment de nouveaux sites de production énergétique, y compris en gaz de schiste, constituent les principaux enjeux de la politique énergétique du pays à moyen terme. Mais, l'Algérie est elle aussi entrée dans un processus de transition énergétique « bas carbone » en lançant en février 2011, près de deux années après le "Plan Solaire Marocain" et le "Plan Solaire Tunisien", un PNEREE. Ce retard s'explique par l'attitude attentiste du pays, préférant d'abord tirer les enseignements des premiers projets pilotes mis en service ici et là et en raison de sa méfiance historique à l'égard des initiatives euro-méditerranéennes. Par ailleurs, selon Tewfik Hasni, fondateur de NEAL « *Il est évident que l'Algérie se positionne sur le renouvelable par ce que d'autres l'ont fait et le feront, notamment ces deux voisins du Maghreb* ». Le choix de l'Algérie de ne pas désigner son programme "Plan Solaire" n'est pas fortuit. Les autorités ont voulu en quelque sorte « nationaliser » leur programme et se détacher du PSM, comme pour montrer qu'elle n'en est pas entièrement convaincue et que son programme national ne s'y

inspire pas. Cependant, nous ne pouvons nier l'impact du PSM et du lancement des plans solaires marocain et tunisien sur le PNEREE, qui, sur certains points, font preuve de mimétisme.

Le PNEREE est très ambitieux et consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030, ce qui représente environ 40 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale. 12 000 MW serviront à couvrir les besoins nationaux en électricité et 10 000 MW sont destinés à l'exportation²³¹ notamment dans le cadre du PSM. L'Algérie, à la différence de la Tunisie, dégage un excédent brut d'exploitation grâce à une rente pétrolière considérable, le pays ayant dès lors les moyens de ses ambitions. La réalisation du programme est prise en charge par l'opérateur historique, le groupe SONELGAZ, qui s'appuie en particulier sur trois de ses filières : SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA (SKTM)²³², la COMPAGNIE D'ENGINEERING DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CEEG) et enfin, le CENTRE DE RECHERCHE ET DE DEVELOPPEMENT DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREDEG). La SONELGAZ, qui a largement communiqué sur l'annonce des objectifs chiffrés, a, au départ, donné peu d'informations officielles sur les projets à l'étude au sein de la CEEG puis, à partir de 2014, par la SKTM.

Parallèlement au PNEREE, la SONELGAZ ou plus justement sa filiale, la SOCIETE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (SPE) prévoit de mettre en œuvre le "Plan d'urgence 2012-2017" inscrit dans les "Plans de développement des sociétés du Groupe SONELGAZ 2012-2022"²³³. En effet, face à l'augmentation de la demande électrique et compte tenu des coupures électriques répétées provoquées par les pics de consommation principalement durant la période estivale, la compagnie publique a décidé de doubler la capacité de son parc électrique en l'espace de cinq ans soit 12 000 MW. Elle souhaite construire en cinq ans, une capacité qu'elle a mis 50 ans à atteindre. Les capacités additionnelles prévues par les installations renouvelables sont associées à cet effort. L'Algérie, qui a conscience que son potentiel renouvelable est d'abord le solaire, s'appuie surtout, dans le cadre du PNEREE, sur cette ressource. Entre 2011 et 2015, le PNEREE était en phase expérimentale et de veille technologique. Avant 2015, seules une centrale éolienne à Adrar d'une capacité de 10 MW et une centrale photovoltaïque pilote d'une puissance de 1,1 MW à Oued N'chou (près de Ghardaïa) ont été mises en service. Cette dernière constitue un centre d'expérimentation des nouvelles solaires. Le déploiement des projets renouvelables de production électrique dédiés au marché domestique est au départ pensé selon trois étapes : (i) une première étape [2011-2013] consacrée à la réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies ; (ii) une deuxième étape [2014-2015] marquée par le début du déploiement du programme ; et (iii) une troisième et dernière étape [2015-2020], celle d'un déploiement à grande échelle.

²³¹ L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

²³² Le domaine d'action prioritaire de SKTM est l'électrification des réseaux isolés du Sud.

²³³ http://www.sonelgaz.dz/Media/upload/Newsletter_18_plan_de_developpement.pdf

Au terme de la première étape du programme [2011-2013], la SONELGAZ commence à communiquer et à publiciser ses projets. La deuxième étape est marquée par le lancement par SKTM courant 2014 de 23 projets de CPVS de moyenne capacité, réparties sur les hauts plateaux et le sud algérien. Ce projet est appelé "projet 400 MW". Depuis la crise économique amorcée en 2013, qui a causé un déficit budgétaire (Boucekkine *et alii*, 2015), l'idée de diversifier le bouquet énergétique s'impose encore davantage, pour des raisons qui tiennent à la fois à la dépendance fatale de l'Algérie aux exportations d'hydrocarbures et à la nécessité de préserver ses ressources. L'Algérie se positionne comme un acteur doté d'une expérience de longue date dans le secteur de l'énergie. L'exploitation des énergies renouvelables s'inscrit donc dans la continuité de ses activités traditionnelles. Soulignons enfin que l'argument climatique et environnemental en Algérie reste relativement secondaire, et est peu présent dans les discours.

La fin de la première étape – véritablement achevée en 2015 – a donné lieu à une révision du PNEREE. Cette révision a évidemment pris en considération la désapprobation du "Master Plan" du PSM intervenue en décembre 2013. Le PNEREE prévoit, notamment dans le cadre du PSM, l'exportation de 10 000 MW d'électricité d'origine renouvelable. L'attitude attentiste algérienne concernait en effet, aussi et surtout cette option d'exportation. En plus de cet événement, des éléments nouveaux ont aussi contribué à réorienter les objectifs du PNEREE et notamment une meilleure connaissance du gisement solaire et éolien algérien, dont les études ont été menées par le CDER en collaboration avec la DLR allemande, mais également la baisse des coûts mondiaux de production des composants photovoltaïques et éoliens. Aussi, la révision du programme privilégie la filière PV et éolienne pour un déploiement à grande échelle et reporte, en revanche, à 2021 le développement du CSP. En Algérie, la technologie CSP, malgré son potentiel de rendement, est dès le départ considérée par les décideurs algériens comme trop coûteuse et insuffisamment mature, en particulier pour le système de stockage, et ne convainc pas. L'Algérie, qui plus est, ne souhaite pas recourir aux prêts concessionnels, à la différence des deux autres pays. L'initiative de la Banque Mondiale pour le développement du CSP en région MENA par exemple ne l'intéresse guère. La révision du PNEREE concerne également l'introduction des filières de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie. Les projets renouvelables seront localisés selon des spécificités régionales. En raison de la disponibilité foncière et du fort potentiel solaire et éolien dans le Sud du pays, le choix porte sur l'hybridation des centrales classiques thermiques existantes et sur l'électrification des sites épars et isolés, dans la continuité du processus d'électrification rurale. Dans les régions littorales, la forte urbanisation limite la disponibilité du terrain et invite à exploiter davantage les espaces de toitures, les terrasses de bâtiments et autres espaces non utilisés.

La mise en œuvre du programme bénéficie d'un apport financier substantiel de l'État, sous plusieurs formes, notamment au travers du Fonds National des Énergies Renouvelables et

de la Cogénération (FNERC)²³⁴, issu du prélèvement à hauteur de 1 % de la redevance pétrolière. Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation de ce programme national est également ouverte aux investisseurs du secteur public comme privé, nationaux comme étrangers. La périodisation change également, les projets de capacités électriques additionnelles renouvelables dédiés au marché national sont désormais menés en deux phases : (i) la première [2015-2020] consiste en la réalisation d'une capacité de 4 000 MW, dont 3 500 seront répartis entre le PV et l'éolien et 500 MW entre la biomasse, la cogénération et la géothermie ; (ii) la seconde phase [2021-2030] verra le développement du solaire thermodynamique, ainsi que la mise en place d'interconnexions électriques reliant le réseau interconnecté du Nord avec celui du Sud du pays, dans lequel le réseau électrique n'est pas développé [cf. tableau 26]. Ces interconnexions électriques permettront d'installer des centrales renouvelables de grande capacité dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoun et Béchar.

Un récapitulatif des programmes et plans nationaux relatifs aux énergies renouvelables, et en particulier de l'énergie solaire, leurs objectifs et les dispositifs budgétaires mis en place, est proposé ci-dessous [cf. tableau 27]. Cette synthèse est complétée par un tableau dans lequel nous avons cherché à mettre en évidence les spécificités et priorités de chacun de pays du Maghreb, afin de comprendre la manière dont se négocie la transition énergétique dans la région [cf. tableau 28].

	Première phase [2015-2020]	Seconde phase [2021-2030]	
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	0	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	5	10	15
Ensemble	4 525	17 475	22000

© Nadia Benalouache – 2016 / CDER – 2015

Tableau 26 – Les phases de réalisation du PNEREE révisé selon les technologies et les capacités installées (en MW)

	Programme	Objectifs	Moyens
Maroc	→ Plan Solaire Marocain ↳ Lancé en juin 2009 dans le cadre de la stratégie énergétique nationale lancée, elle, en mai 2009	→ Développer 2000 MW de capacité solaire, soit 14 % des capacités électriques installées totales en 2020. → Cette capacité est répartie entre cinq sites présélectionnés.	→ FDE
Tunisie	→ Plan Solaire Tunisien ↳ Lancé en octobre 2009 mais profondément révisé au cours de l'année 2013	→ La part du renouvelable doit atteindre 30 % du mix-énergétique national en 2030.	→ FNME → FTE
Algérie	→ Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique ↳ Lancé en février 2011 mais révisé au cours de l'année 2015	→ Les capacités renouvelables doivent atteindre 22 000 MW en 2030, dont 10 000 MW destinées à l'exportation. ↳ [2015-2020] : 4 525 MW dont 3 000 MW solaire ↳ [2021-2030] : 17 475 MW dont 6 000 MW solaire	→ FNERC

© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 27 – Synthèse des objectifs inclus dans les programmes et plans nationaux mis en œuvre dans le domaine des énergies renouvelables au Maghreb

²³⁴ Conformément à l'article 108 de la loi des Finances pour l'année 2015, les opérations du compte d'affectation (n°302-101).

	Spécificités nationales	Points communs
Maroc	<ul style="list-style-type: none"> → Enjeu technologique explicite dans la stratégie marocaine → Priorité donnée à l'éolien → Importance de la problématique de l'intégration industrielle locale → Démontre une volonté ferme de se positionner industriellement sur le créneau → Alliance entre le développement des renouvelables et le développement local → Participation de donateurs bilatéraux tels que l'Arabie Saoudite qui dénote un rapprochement entre monarchies arabes 	<ul style="list-style-type: none"> → Amorce d'une transition énergétique « bas carbone » entre 2009 et 2011, avec un alignement des pays maghrébins sur le Plan Solaire Méditerranéen → Part substantielle des énergies renouvelables dans le mix-électrique futur → Problématique de l'intégration régionale redondante dans les programmes
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> → Définition d'une stratégie nationale en cours faisant suite au Débat public sur l'énergie mené en 2013 → Maintien des programmes Prosol dans le PST → Une transition énergétique qui se pense et se conçoit à l'intérieur d'un processus de transition démocratique postrévolutionnaire → Concertation pluri-acteurs et démonstration de force de la société civile lors du Débat public sur l'énergie mené en 2013 → Évocation du concept d'acceptabilité sociale → Énergie associée à un développement régional (approche infra-étatique) 	
Algérie	<ul style="list-style-type: none"> → Pas de véritable stratégie énergétique nationale → Axée sur le développement du PV, report CPS en 2021 → Mise en œuvre des projets ayant une double inscription : le PNEREE et le Plan de développement du groupe SONELGAZ [2012-2022] → Distinction urbain/rural, littoral/sud établie pour l'implantation des projets et prise en compte des spécificités régionales 	

© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 28 – Les tendances du déploiement des énergies renouvelables des pays maghrébins, spécificités nationales et points communs

C- Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre des programmes nationaux.

La mise en œuvre de ces programmes/plan nationaux se cristallise autour d'acteurs identifiés dans les figures ci-dessous [cf. figures 39-40-41]. Les pays ont fait appel à des acteurs de référence mais ont également fondé des structures nouvelles. Les anciennes structures se sont vues confier de nouvelles missions.

Alors que l'Algérie s'est dotée en 2002, bien avant la Tunisie et le Maroc, d'une entreprise spécialisée dans le développement des énergies renouvelables, la société NEAL, le Ministère Algérien de l'Énergie et des Mines, décide, quelques mois après le lancement du PNEREE en février 2011, de confier sa mise en œuvre à une autre entité, la SONELGAZ. La SONELGAZ, opérateur historique, est devenue, suite à l'avènement de la loi du 5 février 2002²³⁵, une Société Par Actions (SPA) à capitaux exclusivement publics. Le groupe SONELGAZ est désormais érigé en groupe industriel constitué de 39 filiales et de 5 sociétés en participation. Près de deux ans après l'annonce du PNEREE²³⁶, le groupe SONELGAZ crée, le 7 avril 2013, par scission de sa filiale SOCIETE DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (SPE SPA), une filiale appelée SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA (SKTM), dont le siège est situé à Ghardaïa, dans le Sud du pays. La SKTM a pour mission essentielle l'exploitation des réseaux électriques isolés du Sud (production d'électricité à partir des énergies conventionnelles) ainsi que la

²³⁵ La loi n°01.02 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

²³⁶ Entre 2011 et 2013, le dossier PNEREE a été confié à la COMPAGNIE D'ENGINEERING DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CEEG).

promotion des énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire algérien. Elle est également chargée de commercialiser l'électricité produite, notamment après la connexion des unités électriques renouvelables aux réseaux électriques. Les efforts consentis jusqu'alors pour développer l'électricité dans les régions éloignées à partir des kits photovoltaïques constituent la seule véritable expérience connue en Algérie dans le domaine de la production d'électricité d'origine renouvelable.

La SKTM a absorbé NEAL ou du moins, a procédé au recrutement d'une grande partie de son personnel qui possède de réelles compétences en engineering et management de projets renouvelables. La décision de l'État tient essentiellement au fait que la société NEAL n'était pas propriétaire de ses actifs. D'après les entretiens menés auprès des cadres du groupe SONELGAZ, ni la SPE, ni la société NEAL n'étaient en mesure de développer de grands projets renouvelables. La SPE a déjà en charge la production de l'électricité conventionnelle avec 45 % des parts du marché, et NEAL n'avait ni le savoir-faire nécessaire en matière d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux, ni la main d'œuvre nécessaire. Habib El Andaloussi, ancien cadre à la SONELGAZ²³⁷, a usé d'une image pour conforter ces arguments « *entre un bus capable de transporter 100 personnes et qui a fait ses preuves et une camionnette capable d'en transporter 10, dont les projets trainent, il n'y a pas à hésiter sur la capacité du premier à véritablement mettre en œuvre ce programme* ». Cependant, pour Tewfik Hasni, fondateur de NEAL et ex vice-président de la SONATRACH, « *l'éviction de NEAL visait indirectement celle de la Sonatrach, actionnaire de la société* »²³⁸. Le choix de l'État de confier le PNEREE à NEAL ou la SONELGAZ revenait en réalité à faire un choix entre la SONELGAZ et la SONATRACH, cette dernière étant souvent désignée comme un « État dans un État ». En somme, une bataille entre monopoles. L'État veut éviter que la SONATRACH qui règne en maître sur le secteur des hydrocarbures en Algérie ne se positionne aussi sur le secteur de l'électricité, en promouvant notamment des projets hybrides solaire-gaz. Pourtant, selon Tewfik Hasni, la SONATRACH était davantage en mesure de proposer une tarification plus favorable au développement des énergies renouvelables par rapport à la SONELGAZ, endettée. Sur le terrain, nous avons par ailleurs pu constater que la synergie entre les différents acteurs impliqués dans la mise en œuvre du programme n'existe pratiquement pas, les échanges se limitant bien souvent aux événements telles que les rencontres *Be to Be* ou autres congrès professionnels.

La structure d'acteurs au Maroc est fondamentalement différente des deux autres pays. L'État a confié la réalisation du "Plan Solaire Marocain" à une société autonome de droit privé à capitaux publics. Créée en mars 2010 par la loi n°57-09, la MOROCCAN AGENCY OF SOLAR ENERGY (MASEN) est détenue à parts égales par l'État marocain, l'ONEE, le Fond Hassan II

²³⁷ Entretien mené auprès de Habib El Andaloussi, Deputy Team Leader, PWMSP, le 12 septembre 2012 à Ouazazate.

²³⁸ Entretien mené auprès de Tewfik Hasni, Fondateur de NEAL et ex vice-président de SONATRACH, le 13 octobre 2012 à Blida.

pour le développement économique et social²³⁹ et la SOCIÉTÉ D'INVESTISSEMENTS ÉNERGETIQUES (SIE). La MASEN est distincte de l'opérateur public, l'ONEE, à la fois actionnaire et client direct. Aussi, cette scission permet d'éviter que l'acteur en charge de la mise en œuvre des projets solaires ne soit à la fois juge et parti²⁴⁰, et qu'il existe des divergences d'intérêts entre l'opérateur public et les développeurs de projet. Ce mode de gouvernance conforte les investisseurs, car il est la garantie de l'État, et assure une transparence dans les procédures. Les fonds concessionnels nécessaires à la concrétisation du "Plan Solaire Marocain" ne peuvent pas bénéficier directement à l'opérateur contrairement à Masen qui est en mesure de lever les fonds. Par ailleurs, le "Plan Solaire Marocain" n'a pas l'unique vocation de produire de l'électricité. Elle est effectivement investie de deux missions principales, à savoir le développement de projets solaires et une contribution à la mise en place d'une véritable expertise marocaine dans le domaine de l'énergie solaire, au travers notamment de la promotion d'une intégration industrielle locale qui soit compétitive. MASEN souhaite devenir un interlocuteur majeur dans le domaine de l'énergie solaire au niveau régional et international, en se constituant comme une force de proposition.

Le Maroc a également procédé à la création de nouvelles structures pour soutenir la mise en œuvre de la stratégie énergétique nationale telles que l'Institut de Recherche en Énergies Solaires et en Énergies Nouvelles (IRESEN). Le CDER été remplacé par l'ADEREE qui joue davantage sur les complémentarités des acteurs impliqués dans les projets, en particulier privés. Enfin, la participation financière de l'État a donné lieu à la création à la SIE, société anonyme à capitaux publics s'élevant à 1 milliard de dollars (les actionnaires sont l'État à hauteur de 71% et le Fonds Hassan II à hauteur de 29%). Cette dernière a pour vocation d'investir par prise de participation en capital dans des sociétés produisant de l'énergie ou qui y concourent. Elle est en charge de répondre aux enjeux d'industrialisation des différentes filières énergétiques prioritaires, contribuant notamment au développement de leurs chaînes de valeur. Elle vise aussi à encourager la participation d'acteurs économiques nationaux tels que les organismes bancaires afin d'agir en co-financement. La SIE œuvre à la réalisation du "Plan Solaire Marocain" au travers de MASEN, dont elle est l'actionnaire. Le Maroc, qui a longtemps accusé un retard dans le développement des énergies renouvelables, s'est fortement impliqué dans le développement des énergies renouvelables à partir de 2009, en proposant une stratégie et des objectifs clairs autour de structures de promotion nouvelles et originales au Maghreb.

En Tunisie, l'élaboration de la première version du "Plan Solaire Tunisien" est naturellement revenue à l'ANME, qui a su faire ses preuves depuis sa création en 1985, notamment au regard de l'opérationnalité des programmes Prosol. L'ANME est un établissement public placé sous la tutelle du Ministère de l'Industrie et de la Technologie. Elle

²³⁹ Les financements alloués dans le cadre du Fonds Hassan II est issu de la privatisation de compagnies publiques.

²⁴⁰ L'ONEE est néanmoins actionnaire de Masen et est son client. Le président du conseil de surveillance de Masen est, en outre, M. Ali Fassi Fihri, Directeur Général de l'ONEE.

se distingue de l'opérateur-exploitant historique, la STEG, verticalement intégré et principal client pour le rachat du productible renouvelable. Pour autant, l'ANME n'a pas d'expérience réelle dans la mise en œuvre et l'exécution de projets centralisés de grande envergure. Elle mise, pour ce faire, sur la volonté de partenaires à la fois publics et privés, censés s'approprier les projets, le principal partenaire public étant évidemment la STEG. En Algérie et au Maroc, les deux structures chargées de réaliser le PNEREE, d'une part, et le "Plan Solaire Marocain", d'autre part, constituent dans certains cas les futurs propriétaires des centrales mises en service dans ce cadre. La STEG ER en Tunisie cherche à prendre part à la concrétisation du PST en proposant des projets renouvelables de diverses tailles. La STEG ER, créée en mai 2010 est une société anonyme de droit privé dotée d'un capital de 5 millions de dinars tunisiens, dont les actionnaires sont la STEG, des industriels de tous secteurs, des banques nationales ainsi que des institutions.

La structure d'acteurs dénote un manque de diversification et de nouveauté. Il est néanmoins important de souligner que l'ANME se repose, pour la conception des projets sur d'autres types d'acteurs, des structures privées nationales, telles que le bureau d'études ALCOR, ou étrangères et bilatérales, comme l'instrument de coopération technique allemande, la GIZ.

Le développement des énergies renouvelables au Maghreb s'opère donc au sein d'un secteur culturellement marqué par le monopole et la gestion publics. Cependant, l'introduction des énergies renouvelables encourage la mise en place de réformes réglementaires et législatives dans le secteur de l'électricité qui contribue à une plus grande ouverture du secteur.

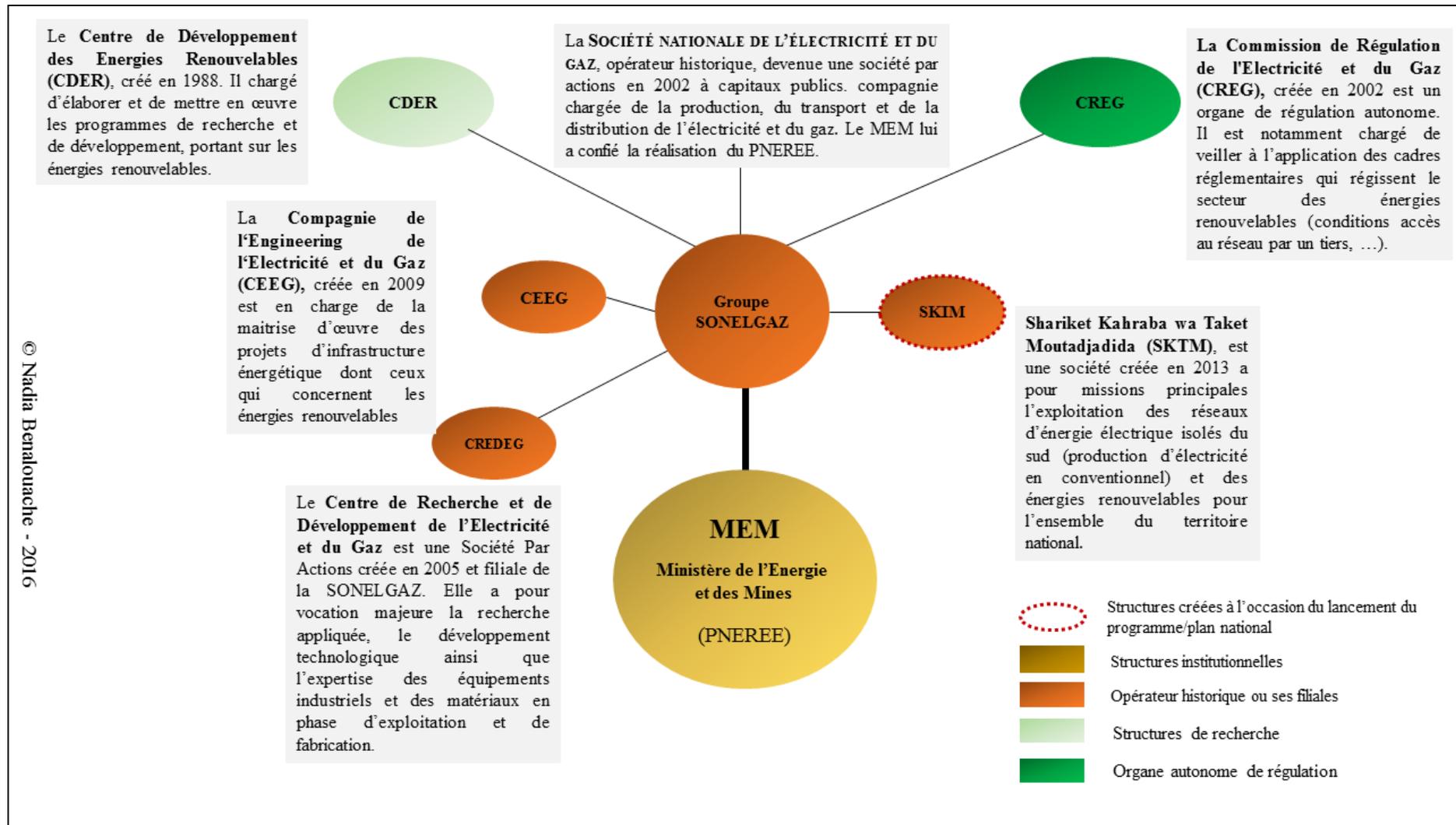


Figure 39 – Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre du PNEREE (Algérie)

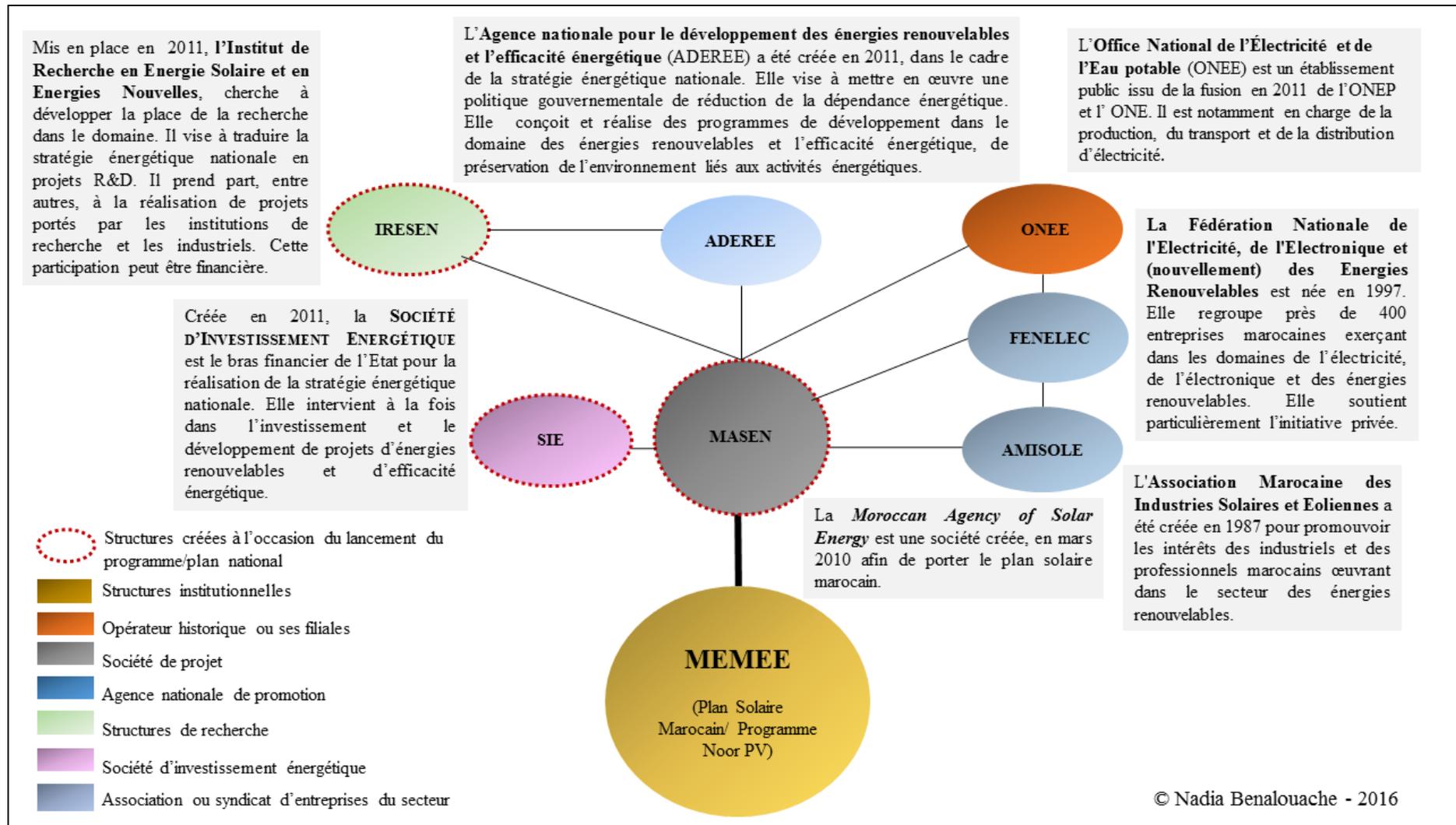


Figure 40 – Les acteurs impliqués dans la mise en œuvre du Plan Solaire Marocain

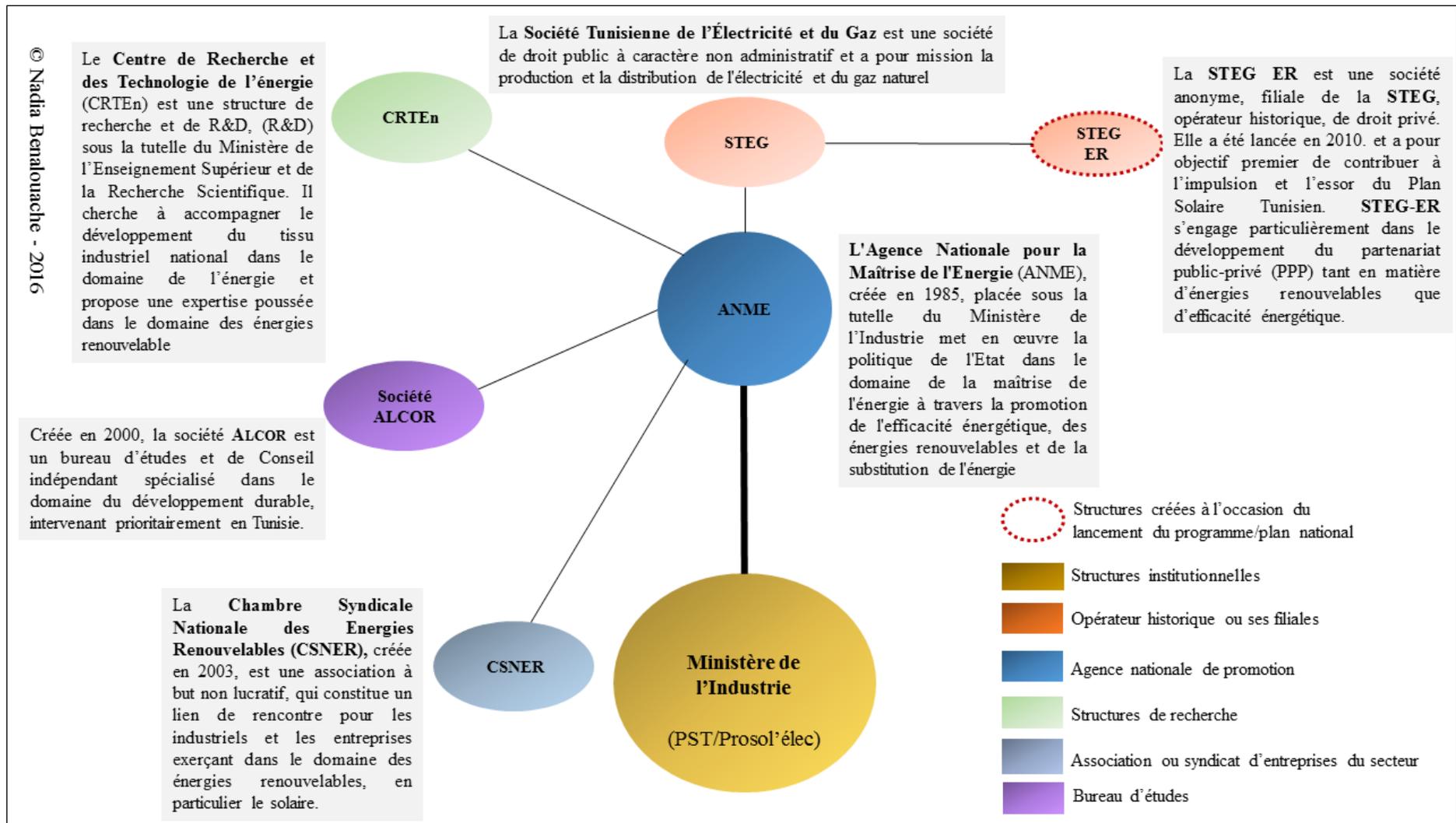


Figure 41 – Les acteurs impliqués dans la mise en œuvre du Plan Solaire Tunisien

III- L'organisation des secteurs électriques des pays du Maghreb.

Nous nous intéressons ici à la structuration des systèmes électriques maghébins, et plus particulièrement à la conduite de réseau. L'étude de la conduite de réseau nous amène « à distinguer les activités de planification où sont décidés les investissements de celles que nous nommerons de conduite : qui correspondent à la gestion du système électrique » (Haag, 1990, p. 56). Conduire un système électrique consiste à définir le partage des rôles et des responsabilités de chacun des acteurs impliqués (Dessus, 2014). Dans cette section, nous cherchons à déterminer le rôle et la nature des acteurs impliqués dans les différents segments du secteur électrique, et notamment le segment de la production²⁴¹. Quelle est la configuration des secteurs électriques nationaux au sein desquels s'opère le développement des énergies renouvelables ? En quoi conditionne-t-elle la manière de légiférer en la matière ? (A). Pour permettre un développement de la production électrique renouvelable qui, sur le plan tarifaire est peu concurrentielle par rapport aux sources conventionnelles, les États ont procédé à la mise en place de réformes législatives et réglementaires, qui leur sont parfois exclusivement dédiées (B). Forts de cette analyse sur l'organisation des secteurs de l'électricité au Maghreb, nous dégagons des modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants du déploiement de l'énergie solaire à partir de notre grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique émergente construite dans le chapitre 3.

A- La structuration des secteurs électriques des pays du Maghreb.

1- Le Maroc : une intégration verticale sans monopole

Le secteur électrique est divisé en trois phases : (i) la production, (ii) le transport et (iii) la distribution. Au Maroc, l'OFFICE NATIONAL DE L'ELECTRICITE ET DE L'EAU POTABLE (ONEE) est une entreprise verticalement intégrée mais qui n'a pas le monopole sur la production ainsi que la distribution et la commercialisation de l'électricité. L'opérateur historique est intégré verticalement parce qu'il contrôle diverses activités, potentiellement concurrentielles et de monopole, telles que la production, le transport, la distribution et la vente de l'électricité, sans aucun type de dissociation ou *unbundling*. En revanche, l'ONEE n'exerce pas de monopole, qui impliquerait qu'il n'y ait qu'une entité physique ou légale qui soit autorisée à exercer une activité.

Au Maroc, le transport de l'énergie électrique produite ainsi que l'exploitation du système est du ressort exclusif de l'ONE. Le réseau de transport électrique marocain comprend des lignes très haute tension (THT) (400-225 kV), des lignes haute tension (HT) (150-60 kV)

²⁴¹ Un système électrique est traditionnellement divisé en trois étapes s'articulant entre elles : (i) la phase de production, constituée notamment d'unités de production, bien souvent des centrales, qui transforment l'énergie primaire en énergie électrique ; (ii) la deuxième phase est celle du transport et de l'interconnexion ; et enfin (iii) la troisième phase est celle la distribution.

et moyenne tension (MT) (55-20 kV). Ce réseau est interconnecté aux réseaux algérien et espagnol.

Le décret du 23 septembre 1994²⁴² a, en revanche, mis fin au monopole de l'ONE sur la production d'électricité en autorisant l'IPP. L'ONE est habilitée, suite à un appel d'offres, à passer des contrats à long terme avec des « *personnes morales de droit privé pour la production de l'énergie électrique de puissance supérieure à 10 MW avec garantie de fourniture exclusive à l'ONE de l'électricité* ». L'ONE jouit ainsi du statut d'acheteur unique. Il est ainsi responsable de l'achat de l'électricité produite par les producteurs indépendants, et plus récemment par les auto-producteurs. Il détient par ailleurs l'exclusivité pour l'achat de l'électricité importée. Les prix sont fixés pour la durée du contrat. Plusieurs contrats de concession ont ainsi été conclus entre l'ONE et des sociétés privées, telles que le contrat qui lie l'ONE à JORF LASFAR ENERGY COMPANY, signé le 12 septembre 1997, qui autorise l'exploitation indépendante de deux unités de production à JORF LASFAR ENERGY COMPANY selon un schéma *Build-Operate-Transfer* (BOT). Cette centrale thermique fonctionnant au charbon a atteint une puissance nominale de 1 360 MW, soit 9 772 GWh, ce qui équivaut à la moitié de la production électrique nationale en 2009 (Bouayad, 2001). La construction et l'exploitation des centrales éoliennes au Maroc, ont également fait l'objet d'une concession en IPP (comme Koudia El Baida (2000) ou Amoudgoul (2007)).

Depuis 1997, l'ONE n'a détient plus de monopole sur les activités de distribution. Historiquement, le Maroc a connu une phase de privation de la distribution bien plus longue que celle des deux autres pays. En effet, malgré la création d'EEM en 1927, la distribution de l'énergie s'effectue soit directement par l'ONEE, en zone rurale principalement et dans plusieurs agglomérations urbaines (non desservies par les opérateurs privés), soit par des délégataires privés, opérant dans les villes de Casablanca, Rabat, Tanger et Tétouan, respectivement la LYDEC, REDAL, et AMENDIS ainsi que des régies locales au nombre de sept et dépendantes des communautés urbaines à savoir Agadir, Fès, Oujda, Marrakech, Béni Mellal, Meknès, El Jadida, Kénitra, Larache, Nador, Settat, Safi, Soualem, Sahel, Sidi Rahal Chatii et Droua. Dans les deux derniers cas, le prix de l'électricité est fixé par décret ministériel. Le Maroc fait ainsi figure d'exception avec un part du privé qui a atteint près de 45 % dans la production et 70 % dans la distribution. Notons, en revanche, que l'État reste le plus gros investisseur et que les capitaux privés qui n'affluent pas se concentrent dans le secteur de la production (Keramane, 2010). Par ailleurs, le cadre législatif et règlementaire qui régit actuellement le secteur de l'électricité marocain ne permet pas l'ouverture et l'établissement de la concurrence. En effet, pour permettre une ouverture du marché, une dissociation verticale ou *unbundling* de l'opérateur historique, en l'occurrence l'ONE, est une des étapes nécessaires. Elle consiste en une séparation des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité de l'ONE entre elles et aussi des autres activités de la nouvelle entité. Étant donné

²⁴² Décret n°2-94-503 du 23 septembre 1994 portant sur la modification du Dahir de création de l'ONE.

que l'ONE est une entreprise publique, sa réforme et sa restructuration légales ne poseront pas de problèmes d'ordre juridique. Sa réforme dépend surtout d'une décision politique. Le secteur électrique marocain révèle une structuration verticalement intégrée, non régulée mais sans monopole.

2- L'Algérie : un secteur ouvert à la concurrence et régulé mais un monopole de fait.

Le monopole est dit de fait (ou de facto) quand la législation en vigueur permet une concurrence, mais qu'en pratique le marché est monopolisé par un seul acteur. L'Algérie a notamment procédé, depuis l'application de la loi du 5 février 2002²⁴³, à la séparation juridique des différentes activités (production, transport et de dispatching et distribution) mettant fin au monopole de la SONELGAZ. Parmi les points essentiels de la Loi, cette dernière stipule : (i) la restructuration de SONELGAZ selon le principe de la décomposition de la chaîne de fourniture (*unbundling*) ; (ii) l'ouverture à la concurrence et à l'investissement privé pour la production d'électricité sous le régime de l'autorisation et la commercialisation de l'électricité et du gaz par canalisations sous le régime de la concession, le libre accès aux systèmes de transport et de distribution pour tous les opérateurs ; (iii) la mise en place d'un opérateur système pour coordonner les activités production-transport (dispatching) et d'un opérateur marché pour le marché de gros ; et (iv) la création d'un organe de régulation indépendant, la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG), une autorité spécialisée et indépendante des autorités politiques et des acteurs du marché. Cette loi de libéralisation des marchés de l'électricité mais également du gaz est aussi avancée que certaines lois européennes en la matière. La législation permet effectivement une ouverture du marché jusqu'à 30 %. L'Algérie est l'un des premiers pays méditerranéens, avec la Jordanie (Verdeil, 2010) par exemple, à franchir le pas vers la création d'un marché électrique ouvert.

La création des autorités de régulation suit divers modèles : (i) un régulateur avec des compétences comme la Commission de Régulation de l'Électricité de la Jordanie (CREJ) ; (ii) un régulateur avec des compétences dans les deux secteurs du gaz et de l'électricité, tel que la CREG en Algérie et de nombreux régulateurs européens²⁴⁴ ; et (iii) un régulateur multi-sectoriel avec compétences dans un ou plusieurs secteurs énergétiques et d'autres secteurs d'infrastructures, comme par exemple, l'eau, les télécommunications, le transport à l'instar des régulateurs de l'Australie, l'Allemagne, la Lettonie, la Norvège (Esnault., Ferroukhi, 2006). La loi doit établir les dispositions légales afin d'assurer l'indépendance politique et financière de

²⁴³ Loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

²⁴⁴ L'*Office of Gas and Electricity Markets* du Royaume-Uni, L'*Office for the Regulation of Electricity and Gas* de l'Irlande du Nord, la Commission de Régulation de l'Énergie de la France; la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz de la Belgique; le régulateur italien, *Autorita della Energia*; l'Office de Régulation de l'Énergie du Pays-Bas; l'Autorité du Marché de l'Énergie finlandais, la *Commission for Energy Regulation* de l'Irlande, l'Autorité du Marché de l'Énergie du Danemark ; l'Office de Régulation de l'Énergie de la République Tchèque etc

ce régulateur et établir des règles pour garantir l'absence de conflits d'intérêts. Le régulateur a l'interdiction d'avoir un quelconque intérêt financier ou autres dans les entreprises du secteur, vouées à se multiplier dans un marché ouvert à la concurrence.

Toutefois, ces textes qui sont parfois conformes en tous points aux principes de bonne gouvernance édictés par les institutions internationales et européennes, ne garantissent pas une application réelle sur le terrain de la part des acteurs. Aussi, des déficits criants en matière de régulation électrique tendent à subsister en Algérie. En effet, le contrôle de la CREG sur la SONELGAZ, opérateur dominant du marché, n'est pas stricte et demeure incomplet. La CREG ne possède pas la compétence capitale de pouvoir résoudre des litiges entre les divers acteurs du marché. La loi du 5 février 2002 octroie, en effet, cette compétence à une chambre d'arbitrage, relativement inefficace. Il est également utilisé par la SONELGAZ de manière abusive et discriminatoire. La CREG doit pouvoir résoudre les litiges, en particulier ceux qui ont trait à l'accès et à l'usage des réseaux de transport et de distribution. Cette instance subit par ailleurs des pressions et doit composer avec une entreprise régulée, très puissante et qui dispose de moyens pour dissimuler les informations. L'indépendance réelle des régulateurs est compromise dans des pays comme ceux du Maghreb, qui souffrent d'une tradition administrative centraliste et d'un autoritarisme vertical profondément ancré.

Le dégroupement de l'opérateur a donné lieu à la création d'une Spa éponyme, la SONELGAZ Spa, qui reste entièrement détenue par l'État. Elle devient, en 2004, une holding à présent constitué de dix sociétés. Parmi elles, les sociétés en charge des métiers de base ont été érigées en filiales (SOCIETE ALGERIENNE DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE (SPE), SOCIETE ALGERIENNE DE GESTION DU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE (GRTE), SOCIETE ALGERIENNE DE GESTION DU RESEAU DE TRANSPORT DU GAZ (GRTG). En 2004, la SONELGAZ est érigée en groupe industriel composé de 39 filiales et cinq sociétés en participation.

Le dégroupement de la SONELGAZ s'est imposé pour soulager la dette de l'opérateur, qui n'est plus en mesure de construire les capacités électriques additionnelles nécessaires en réponse à une demande électrique croissante. C'est dans cette optique que la loi n°02-01 a autorisé des acteurs indépendants à produire de l'électricité (IPP). « *Le producteur indépendant est plus productif car sa principale finalité est le rendement* » affirme Habib El Andaloussi²⁴⁵. Quatre producteurs sont actuellement présents sur le marché algérien de la production : KAHRAMA ARZEW, SHARIKET KAHRABA SKIKDA (SKS), SHARIKET KAHRABA BERROUAGHIA (SKB) et SHARIKET KAHRABA HADJRET ENNOUS (SKH). Toutefois, la SONELGAZ est propriétaire de 91 % du capital social de ces sociétés mixtes. En dépit, par ailleurs, que la législation de 2002 l'autorise, aucune de ces entreprises n'a été établie au travers du système d'autorisation et en condition de concurrence. En effet, elles ont été choisies au travers d'une procédure d'appel d'offres avec un contrat d'achat garanti à long terme, passé avec la SONELGAZ, selon la

²⁴⁵ Entretien mené auprès de Habib El Andaloussi, Deputy Team Leader, PWMSP, le 8 juin 2012.

même législation en vigueur au Maroc. La SONELGAZ a donc indirectement un contrôle sur la production indépendante d'électricité tandis que sa filiale SPE occupe 80 % du marché.

Enfin, la SONELGAZ est la seule entité à distribuer de l'électricité en Algérie. En 2006, l'opérateur créé quatre sociétés chargées de fournir de l'électricité selon des zones régionales : SOCIETE ALGERIENNE DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ D'ALGER (SDA), SOCIETE ALGERIENNE DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ DU CENTRE (SDC), SOCIETE ALGERIENNE DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ DE L'EST (SDE), SOCIETE ALGERIENNE DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ DE L'OUEST (SDO). Aucun consommateur éligible potentiel n'a choisi un autre fournisseur.

La SONELGAZ détient en Algérie un monopole de fait sur toutes les activités, malgré les réformes réglementaires entreprises. Sur le plan légal, l'Algérie présente une avancée considérable dans le processus d'ouverture du marché, mais en pratique il n'y a pas de marché concurrentiel. La législation algérienne en la matière n'a eu que très peu d'impact sur le fonctionnement du secteur et peu d'investisseurs privés sont actifs sur le marché. La corruption et la mauvaise gestion qui rongent l'appareil d'État algérien sont de sérieux obstacles à la mise en œuvre de réformes. Seule la restructuration de la SONELGAZ semble constituer le changement majeur, en plus de la législation relative aux énergies renouvelables (Aould Aoudia, 2006).

3- La Tunisie : une intégration verticale de la STEG.

En Tunisie, les segments du transport et de la distribution sont restés sous le contrôle de la STEG, créée par le Décret-loi du 3 avril 1962²⁴⁶. Le secteur électrique tunisien est le secteur le moins ouvert du Maghreb. En 1996, la loi n° 9627 du 1^{er} avril 1996 introduit néanmoins la production indépendante d'électricité en octroyant à des personnes privées des concessions de production d'électricité « *en vue de sa vente exclusive à la STEG dans le cadre d'un contrat conclu entre les deux parties*²⁴⁷ », sous le régime du *Build Own and Operate* (BOT). À l'instar du Maroc, le concessionnaire de production d'électricité est désigné au terme d'un appel d'offres. Cet appel d'offres est lancé par le Ministère de l'Industrie. La Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE) est spécialement constituée pour l'étude de chacun des projets²⁴⁸ et donc ad hoc. Le premier décret qui autorise une concession de production d'électricité date de 1999²⁴⁹. Il est appliqué suite au contrat conclu entre l'État tunisien et le Consortium PSEG INTERNATIONAL, LTD, SITHE POWER INTERNATIONAL, LTD ET MARUBERI POWER HOLDING PB. Cette centrale représentait 21 % de la production nationale en

²⁴⁶ Décret loi n°62 8 du 3 avril 1962 portant création de la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (STEG).

²⁴⁷ Article 1 de ladite loi.

²⁴⁸ Article 8 du décret n° 96-1125 du 20 juin 1996.

²⁴⁹ Décret du 30 avril 1999 relatif à l'approbation de la convention de concession de production d'électricité de la centrale de Radès II.

2010. Une centrale à gaz sur le site d'El Bibane d'une capacité de 27 MW fonctionne sous le régime IPP, suite à contrat de concession établi entre BRITISH GAS et l'État tunisien.

Les autorités tunisiennes ne semblent pas convaincues des avantages d'introduire la concurrence dans le marché. Par conséquent, aucune réforme profonde, législative ou institutionnelle, n'est pour le moment à prévoir dans l'organisation ou l'actionnariat du système électrique tunisien. D'après les entretiens menés auprès de la STEG, les mutations majeures du secteur n'interviendraient qu'à condition que ces dernières prennent compte des spécificités du système tunisien et qu'elles ne soient pas la simple transposition de standards importés. Par ailleurs, l'ouverture des marchés qui encouragerait l'intégration régionale des marchés maghrébins pose problème à la Tunisie car elle craint la concurrence de l'électricité produite en Algérie, vendue à un prix local très bas, du fait des disponibilités gazières du pays et des subventions aux énergies fossiles. La STEG ne veut pas perdre son monopole, et sa raison d'être.

Après la mise en place de politiques relatives aux énergies renouvelables à la fin des années 2010, les pays du Maghreb établissent un cadre réglementaire nouveau qui rend possible leur développement (Brand, Zingerle, 2011). Cette législation introduit une mutation majeure dans le segment de la production d'électricité, qui devrait voir se multiplier les acteurs, a priori privés, dans la conduite du réseau et devrait contribuer à une « miniaturisation » des unités électriques production, marquée par le rapprochement du lieu de production et de consommation (Dunsky, 2004). Nous soutenons que la structuration du secteur électrique conditionne la législation en matière d'énergies renouvelables dans les pays du Maghreb.

B- Les réformes législatives et réglementaires entreprises pour le développement des énergies renouvelables.

Le développement des énergies renouvelables nécessite, en général, des mécanismes de promotion gouvernementaux. Parmi les mesures de soutien adoptées par différents pays, on trouve le plus souvent les subventions directes et indirectes de l'État, l'établissement de quotas qui obligent les fournisseurs à acheter une proportion donnée d'électricité d'origine renouvelables, la garantie du rachat par le ou les opérateurs de l'électricité d'origine renouvelable produite à un tarif fixé au préalable (feed-in-tariff), l'accès prioritaire aux réseaux ou encore la priorité de l'électricité d'origine renouvelable dans le dispatching. Au cœur de ces mécanismes, se trouve la question du rachat de l'électricité d'origine renouvelable, dont le coût dépasse celui de l'énergie conventionnelle. En fonction de la tarification de base du kWh établie par les pays et des tranches de consommation mensuelle, l'électricité d'origine renouvelable est variablement concurrentielle. Le rapport annuel sur les perspectives énergétiques de l'*Energy Information Administration* publié en avril 2014 (EIA, 2014), présente les coûts moyens de production de l'électricité en fonction des sources d'énergie dites « décarbonées », sur la base des installations qui doivent entrer en service en 2019 aux États-Unis. Cet indicateur nous

permet de comparer la compétitivité des différentes technologies²⁵⁰. La structure du mix-énergétique des pays du Maghreb, leur approvisionnement ainsi que les subventions aux énergies fossiles, dans l'industrie notamment, ne sont pas sans effet sur le prix de l'électricité. En 2013 par exemple, la subvention de l'État tunisien représente 49 % du coût du kWh (GIZ, ANME, 2014) [cf. tableaux 29-30]. À cet égard, le Maroc et la Tunisie apparaissent comme les pays où l'électricité produit à partir de l'énergie solaire peut atteindre, à un horizon pas très lointain, la parité avec le réseau.

Coût du kWh [En euro]	
Gaz naturel (centrale à cycle combiné)	0,076
Eolien	0,093
Hydroélectricité	0,097
Charbon	0,109
Nucléaire	0,110
Biomasse	0,118
Solaire photovoltaïque	0,149
Solaire thermodynamique	0,280
Conversion du coût en dollar en coût en euro basée sur le taux de conversion en vigueur en juin 2015 © Nadia Benalouache – 2016 / EIA – 2014	

Tableau 29 – Coût estimé de production d'électricité par type de sources d'énergies primaires (en €/kWh)

Tarification de base du kWh en Algérie		
Tranche de consommation mensuelle	En dinars (DA)	En euros (€)
Les 125 premiers kWh	1,779 DA/kWh	0,01479 €/kWh
Le kWh au-delà	4,179 DA/kWh	0,03473 €/kWh
Tarification de base du kWh au Maroc		
Tranche de consommation mensuelle	En dirhams (D)	En euros (€)
De 0 à 100 kWh	0,9010 D/kWh	0,08234 €/kWh
De 101 à 200 kWh	1,0022 D/kWh	0,09159 €/kWh
De 201 à 300 kWh	1,0904 D/kWh	0,0996 €/kWh
De 301 à 500 kWh	1,2903 D/kWh	0,1179 €/kWh
> à 500 kWh	1,4903 D/kWh	1,1550 €/kWh
Tarification de base du kWh en Tunisie		
Tranche de consommation mensuelle	En dinars (DT)	En euros (€)
De 1 à 50 kWh	0,075 DT/kWh	0,0375 €/kWh
De 51 à 100 kWh	0,108 DT/kWh	0,054 €/kWh
De 101 à 200 kWh	0,140 DT/kWh	0,07 €/kWh
De 201 à 300 kWh	0,151 DT/kWh	0,0755 €/kWh
De 301 à 500 kWh	0,280 DT/kWh	0,14 €/kWh
> à 500 kWh	0,350 DT/kWh	0,175 €/kWh
■ Seuil de rentabilité pour l'énergie solaire photovoltaïque © Nadia Benalouache – 2016 / STEG & SONELGAZ & ONEE – 2015		

Tableau 30 – Tarification de base du kWh dans les trois pays du Maghreb en 2015

1- L'Algérie : l'instauration du régime des tarifs de rachat garantis.

²⁵⁰ Cette estimation demeure toutefois délicate au regard de nombreux paramètres, tels que les hypothèses de calculs (comme le taux d'actualisation des technologies très capitalistiques telles que le nucléaire, l'éolien ou le photovoltaïque), les prix des combustibles pour les technologies qui ont en recours (gaz naturel par exemple) ou encore le facteur de charge. Par ailleurs, la fixation du prix de l'électricité est très complexe, dépendant du coût réel de production, de transport, de distribution, de la forme du marché (monopolistique ou concurrentiel) et les subventions aux énergies fossiles. Sur les 105 pays évalués, 64 bénéficient de subventions pour les combustibles fossiles.

Afin de promouvoir le développement des énergies renouvelables, l'Algérie a mis en place, dès le milieu des années 2000, la loi du 14 août 2004²⁵¹. Toutefois, cette loi n'a pas été réellement appliquée. La mise en place d'un cadre légal qui favorise la mise en place d'un marché des énergies renouvelables et encourage l'implication du secteur privé est intervenue après l'annonce du PNEREE en février 2011. La mise en œuvre de ce programme repose, en effet, sur une politique sectorielle dont le principal mécanisme est le feed-in-tariff, en plus de la procédure classique des appels d'offre de l'État. Le système de tarifs de rachat garantis a pu être mis en place en Algérie en raison de l'existence d'une autorité de régulation indépendante, la CREG. Le feed-in-tariff repose sur une tarification basée sur le principe de la fixation d'un prix garanti de rachat et l'obligation d'achat de l'électricité renouvelable par les concessionnaires des réseaux de distribution. Ainsi, le distributeur d'énergie, en l'occurrence le groupe SONELGAZ, doit racheter l'électricité fixée par arrêté à un prix supérieur au prix du marché. Ce mécanisme est couramment mis en place dans les pays qui connaissent ou prévoient une croissance importante de la part des énergies renouvelables dans leur mix-énergétique.

Le régime du feed-in-tariff a été instauré le 18 juin 2013 avec la promulgation du Décret exécutif n° 13-218 qui fixe les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité, complété par les arrêtés du 2 février 2014²⁵². Il est le résultat d'un dialogue mené par la CREG, avec l'assistance technique de la coopération allemande (GIZ). Les tarifs d'achat garantis pour l'électricité produite à partir des installations PV ainsi que les conditions de leur application ont été fixés par deux arrêtés ministériels publiés dans le Journal Officiel du 23 Avril 2014²⁵³.

Le principe du feed-in-tariff ne s'applique qu'aux installations raccordées au réseau²⁵⁴ en Algérie. La législation nous apprend que les producteurs d'énergie renouvelable bénéficient, en effet, de tarifs leur octroyant une rentabilité « raisonnable » de leur investissement sur une durée d'éligibilité de 20 ans, en PPA (*Power Purchase Agreement*), pour le solaire éolien et une durée de 15 ans pour la cogénération. Au-delà de ce délai les unités de production installées peuvent fonctionner sans en bénéficier. Les tarifs de bases fixés sont les suivants : 12,75 dinars algériens par kWh renouvelable contre 1,779 dinars algériens par kWh conventionnel, prix en vigueur en 2016. Des seuils de production minimaux ont été par ailleurs fixés : 100 MW pour la filière PV et 50 MW pour l'éolien.

²⁵¹ Loi n°04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

²⁵² Arrêtés du 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant les filières éolienne et photovoltaïque.

²⁵³ Arrêté du 2 Rabie Ethani 1435 correspondant au 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque.

²⁵⁴ Pour les autres applications, le soutien de l'Etat se fait par le biais d'une participation sur le coût d'investissement, au travers du FNER. Cette participation concerne les installations photovoltaïques et éoliennes hors réseau et la géothermie.

Les surcoûts engendrés par ce mécanisme sont supportés par le FNMEERC, issu de la fusion de deux Fonds spéciaux, le Fond National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME), déjà évoqué, et le Fonds national pour les Énergies Renouvelables et la Cogénération (FNERC), créé par la loi du 30 décembre 2014²⁵⁵. Le FNMEERC est subventionné à hauteur de 1 % de la rente pétrolière. Ainsi, le distributeur qui achète l'électricité d'origine renouvelable est remboursé de la différence entre le tarif d'achat garanti et un tarif de référence, prix moyen de l'électricité conventionnelle. D'autres formes d'aide sont également prévues, telles que l'acquisition et la mise à disposition de terrains éligibles à l'implantation de centrales nouvelles renouvelables, l'accompagnement dans tout le processus d'acquisition des autorisations nécessaires, l'identification du potentiel de toutes les régions concernées par les énergies renouvelables. La procédure de sélection se fait à la suite d'un appel d'offre et le Ministère de l'Énergie et des Mines délivre la décision d'octroi du feed-in-tariff. C'est la CREG qui délivre une autorisation d'exploitation pour une installation de production d'électricité ainsi qu'une certification de garantie d'origine renouvelable.

2- La Tunisie : le système du net-metering et le régime d'autoproduction.

Le cadre réglementaire sur l'autoproduction trouve ses prémisses dans les dispositions de l'article 2 du décret-loi du 3 avril 1962, qui exclue de la nationalisation « *les installations de production d'électricité et de gaz combustible appartenant à des entreprises ayant à titre principal d'autres activités* ». Les autorités tunisiennes visaient, dans le cadre de cette législation, à permettre la production d'électricité par des sociétés privées à l'occasion de leur activité industrielle, préexistantes, comme nous l'avons vu, à la création de la STEG. Le statut de l'autoproduction trouve donc son origine dans la législation relative à la nationalisation du secteur de l'électricité et du gaz (GIZ, 2014). La loi du 9 février 2009²⁵⁶ consacre le régime de l'autoproduction. Elle stipule que « *tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire et qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG, dans des limites supérieures et ce, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie. Les conditions de transport d'électricité, la vente des excédents et les limites supérieures sont fixées par décret*²⁵⁷ ».

Cette loi oblige l'opérateur historique en position de monopole, la STEG, à racheter l'excédent électrique d'origine renouvelable produit par l'auto-producteur, qu'il bénéficie ou non du programme Prosol'élec, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle

²⁵⁵ Article 8 de la Loi n°14-10 du 8 Rabie El Aouel 1436 correspondant au 30 décembre 2014 portant loi de finances pour 2015.

²⁵⁶ Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004, relative à la maîtrise de l'énergie.

²⁵⁷ Article 14 bis de ladite loi.

du secteur de l'énergie. L'auto-producteur dispose également d'un accès au réseau électrique national. L'Article 14 (ter) précise que ce régime est applicable aux projets en basse tension (BT), de faibles capacités. Ce régime repose sur une logique bidirectionnelle, c'est-à-dire que la STEG achète l'électricité excédentaire et fournit de l'électricité à l'auto-producteur en cas de déficit de production pour compenser sa consommation d'électricité, notamment durant la période hivernale. Par ailleurs, le consommateur paye le solde entre l'énergie produite et l'énergie consommée au même tarif de vente appliqué par la STEG. C'est ce qu'on appelle le principe du "net-metering" (ou de facturation nette).

La revente des excédents électriques a été toutefois plafonnée à 30 % par la STEG. Ce plafond est au cœur des débats entre l'ANME et les industriels fortement consommateurs d'énergie tels que les cimenteries, d'une part, et la STEG, d'autre part. En effet, en fixant un tel plafond, la STEG limite indirectement la capacité installée des équipements renouvelables ainsi que la marge de rentabilité. Les premiers dénoncent la volonté de la STEG de garder un monopole sur la vente d'électricité et la seconde se défend en arguant l'équilibre-réseau, qui peut être perturbé si la quantité d'électricité d'origine renouvelable injectée sur le réseau est trop importante. En effet, lorsque les taux de pénétration sont inférieurs à 30 %, l'impact de l'intermittence reste limité et peut être pris en charge par le système. En revanche, dès que le taux de pénétration dépasse 30 %, des déséquilibres sont susceptibles de survenir. En plus du programme Prosol'élec, prioritairement dédié au secteur résidentiel, une seule installation a été construite selon un régime d'autoproduction en Tunisie. Il s'agit d'une mini-centrale CPV ou photovoltaïque à concentration d'une capacité de 20 kWc, implantée à Om Soma, dans le gouvernorat de Kébili.

3- Le Maroc : la loi relative aux énergies renouvelables.

La loi du 11 février 2010²⁵⁸, entrée en vigueur en mars 2010, constitue l'ossature réglementaire qui doit soutenir la mise en œuvre de la stratégie nationale qui concerne les énergies renouvelables. Selon Mohamed Berdaï²⁵⁹, son élaboration est très influencée par l'approche du Plan Solaire Méditerranéen et le contenu de l'article 9 de la directive communautaire du 23 avril 2009²⁶⁰. Elle fixe notamment comme objectifs : (i) la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, sa commercialisation et, chose inédite, de son exportation par des entités publiques ou privées, (ii) l'assujettissement des installations de production d'énergie à partir de sources renouvelables à un régime d'autorisation qui est le suivant : Production d'énergie électrique : 20 kW < puissance installée < 2 MW et Production d'énergie thermique : puissance installée ≥ 8 MW ; et (iii) le droit, pour un exploitant, de produire de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour le

²⁵⁸ Loi n°13-09 du 11 février 2010 relative aux énergies renouvelables.

²⁵⁹ Entretien mené auprès de Mohamed Berdaï, expert indépendant, ex-directeur de la coopération auprès de l'ADEREE, le 9 janvier 2014 à Rabat.

²⁶⁰ Directive 2009/29/CE modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

compte d'un consommateur ou un groupement de consommateurs raccordés au réseau électrique national MT, HT et THT, dans le cadre d'une convention où ces derniers s'engagent à utiliser l'électricité produite pour leur usage propre exclusivement. Cette loi rompt non seulement avec le principe d'acheteur unique mais met également fin au monopole de l'ONEE sur la production d'électricité²⁶¹. Une redevance « timbre-poste » c'est-à-dire à prix fixe est payée l'ONEE. Le Maroc se distingue de la Tunisie en particulier sur ce dernier point. En effet, en Tunisie la vente de l'électricité verte se fait obligatoirement auprès de la STEG. Si l'électricité est vendue à l'ONEE, son prix est fixé à 60 % du tarif MT pratiqué par l'opérateur. Toutefois, la possibilité de revente de l'électricité d'origine renouvelable directement au client, autre que l'ONEE, qui verra se multiplier les acteurs électriciens comme consommateurs, implique la création d'un organe de régulation autonome notamment pour définir les conditions d'accès aux réseaux et aux interconnexions, fixer les tarifs et régler les différends entre opérateurs. Un projet de loi est actuellement en cours d'élaboration, le projet de loi n°48-15 relatif à la régulation du secteur de l'électricité, qui réunit l'ensemble des parties prenantes du secteur et dont les principes moteurs sont les suivants : maintien des principes de service public qui garantisse à chacun l'approvisionnement en électricité sur tout le territoire, la création d'une structure dédiée à la gestion du réseau électrique nationale de transport au sein de l'ONEE et enfin, la création d'une autorité de régulation autonome. Le projet de loi relatif à la régulation du secteur de l'électricité a été adopté par le Conseil de Gouvernement du 17 septembre 2015²⁶². Le Maroc prévoit ainsi de séparer le gestionnaire du réseau de l'ONEE uniquement dans le cas de la production d'électricité d'origine renouvelable et afin d'éviter que l'opérateur public ne favorise les unités de production qu'il exploite.

L'accès des clients au réseau BT n'est pas encore autorisé par la loi. Le Maroc a procédé à la privatisation partielle de la distribution de l'électricité en 1997, segment sur lequel opère désormais des délégataires et des régies locales privés (De Miras, 2010). Ces derniers sont réticents à l'idée de distribuer ou de racheter l'électricité d'origine renouvelable, dont le coût est supérieur à celui du marché, qui nécessiterait par ailleurs des procédures complexes (pluralité des clients auto-producteurs) et conduirait à la perte de clients. La régie devient dans ce cas un acheteur, or ce n'est guère son métier, qui est celui de distribuer de l'électricité ²⁶³. Le Maroc ne dispose donc pas, pour le moment, d'un cadre réglementaire qui permette une mise en marché et une domestication du PV par les particuliers (Debourdeau, 2011). La privatisation du segment de distribution constitue ainsi un frein au développement des énergies renouvelables au Maroc. Il ne fait aucun doute que la présence d'un seul acteur en Tunisie, en l'occurrence la STEG, a facilité la mise en place du système du net-metering pour la BT. Pourtant, dans le cas du PV, la parité-réseau dans le cadre du système du net-metering

²⁶¹ En 1996, le Maroc a introduit la production indépendante d'électricité (IPP) mais le palier de production est limité (≥ 10 et < 50).

²⁶² Loi n°48-15 du 17 septembre 2015 relative à la régulation du secteur de l'électricité.

²⁶³ Entretien mené auprès de Amin Bennouna, fondateur du bureau d'études Istichar, Professeur à l'Université des Sciences de Marrakech et vice-président de l'AMISOLE, le 23 juillet 2011 à Marrakech.

(facturation nette) est déjà atteinte au Maroc compte tenu notamment du prix du KWh conventionnel²⁶⁴. Le pays pourrait ainsi promouvoir le recours à la technologie PV sans subventionnement.

Cependant, le cadre réglementaire a évolué suite la promulgation de la loi n°58-15²⁶⁵. Elle est adoptée par le Parlement le 29 décembre 2015. Les grands principes de cette loi, semblables aux dispositions mises en place en Tunisie, le système du net-metering en moins, prévoient notamment la possibilité de vente de l'excédent de l'électricité d'origine renouvelable dans le cadre des installations connectées au réseau national HT et THT ainsi qu'au réseau MT et BT à l'ONEE et aux gestionnaires (privés) de réseaux de distribution, avec un plafond fixé à 20 % de l'électricité générée annuellement. Toutefois, les modalités de cette loi ne sont pas encore fixées. Parmi les trois pays du Maghreb, les réformes réglementaires entreprises dans le domaine des énergies renouvelables au Maroc sont les plus audacieuses, malgré le flou juridique apparent.

Alors que les grandes entreprises énergétiques dominaient sans partage le marché, la mise en place de la production indépendante à la fin des années 1990 et au début des années 2000 au Maghreb, et les réformes réglementaires engagées pour le développement des énergies renouvelables à partir de 2009 [cf. tableau 31], permettent l'émergence d'acteurs nouveaux, privés (Klagge, Brocke, 2015), en particulier dans le segment de la production [cf. figure 42]. Ces acteurs nouveaux sont amenés à jouer un rôle important dans la transition énergétique « bas carbone » dans la région.

	Maroc	Algérie	Tunisie
Statut juridique de l'opérateur	ONEE Etablissement Public	Groupe SONELGAZ SPA à capitaux publics	STEG Etablissement Public
Séparation des activités	Non	Oui	Non
Principe de l'acheteur unique	Non	Oui	Non
Production indépendante	Oui (> 50 %)	Oui (15 %)	Oui (25 %)
Organe de régulation	Non	Oui	Non
Législation spécifique aux énergies renouvelables			
	Maroc	Algérie	Tunisie
Autoproduction	Oui	Non	Oui
Feed-in-tariff	Non	Oui	Non
Net-metering	Non	Non	Oui
Accès au réseau	Oui	Oui	Oui
Exportation	Oui	Non	Non
© Nadia Benalouache – 2016			

Tableau 31 – Synthèse de la réglementation des secteurs électriques au Maghreb

²⁶⁴ Entretien mené auprès d'Abdelali Dakkina, directeur du pôle Stratégie et Développement, ADEREE, le 14 juin 2012 à Rabat.

²⁶⁵ La loi n°58-15 modifiant et complétant la loi 13-09 relative aux énergies renouvelables.

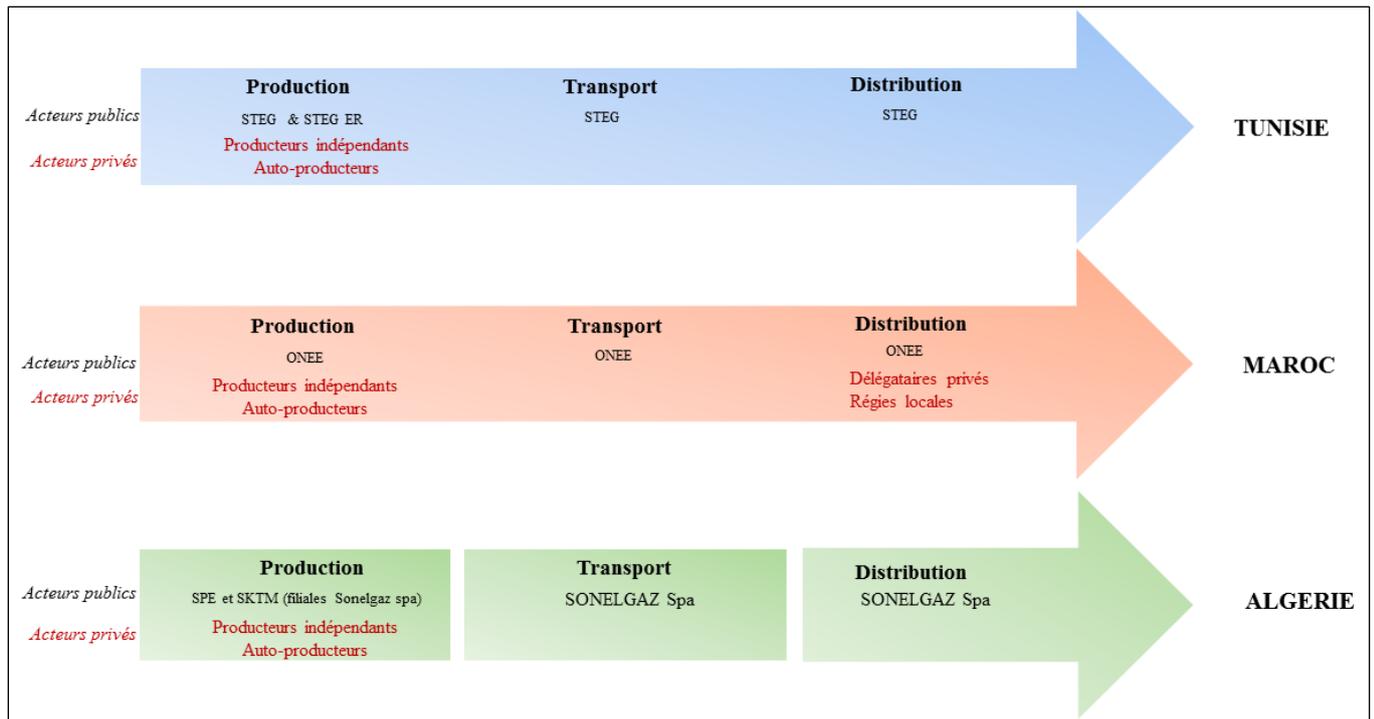


Figure 42 – Les acteurs du secteur de l'électricité selon les segments dans les pays du Maghreb

C- Le déploiement de l'énergie solaire : la mise en évidence de modèles spatiaux et organisationnels nationaux spécifiques.

Le Maroc a fait le choix de développer des unités de production CSP/CPVS de très grande capacité ("Plan Solaire Marocain") ainsi que des CPVS de moyenne capacité et grande capacité ("Plan Noor-PV", "Programme PV ONEE"). La diffusion de ces technologies solaires continue de s'inscrire dans le système technique centralisé déjà en place. Ce sont des unités électriques solaires qui présentent une configuration « concentrée ». Les choix technologiques opérés dans le cadre du "Plan Solaire Marocain", confié à MASEN, s'explique en partie par la volonté du Maroc de s'ajuster dès le départ à la perspective d'exportation d'électricité d'origine renouvelable promue par le PSM et encouragée dans le cadre de l'article 9 de la directive communautaire du 23 avril 2009²⁶⁶. Le pays souhaite également bénéficier des financements prévus dans le cadre de l'initiative "The World Bank CSP MENA initiative", destinée à la région MENA et visant à accélérer l'adoption à grande échelle de la technologie CSP. « *Si le Maroc investit dans le CSP, c'est parce qu'il a une vision régionale*²⁶⁷ ». Par ailleurs, les modalités d'application du régime de l'autoproduction pour la Basse Tension (BT) prévue dans la loi n°18-15 de 2015²⁶⁸ n'ont pas encore été définies, ce qui contrarie fortement l'émergence d'un marché domestique de l'énergie solaire à destination notamment des particuliers, et a fortiori d'un système technique décentralisé.

²⁶⁶ Directive 2009/29/CE modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

²⁶⁷ Extrait de l'entretien mené auprès de Mohamed Berdaï, expert indépendant, ex-directeur de la coopération auprès de l'ADEREE, le 9 janvier 2013 à Rabat.

²⁶⁸ Loi n°18-15 de 2015 modifiant et complétant la loi 13-09 relative aux énergies renouvelables.

D'après les objectifs à court-terme définis dans le PNEREE en Algérie, la SKTM, filiale de la SONELGAZ Spa, a décidé de développer des CPVS de moyenne capacité (3-10 MW et 20-30 MW) dans le cadre du "Projet 400 MW". Elles s'insèrent également dans le système technique centralisé dominant, ouvert à la concurrence et régulé mais, dans lequel la SONELGAZ exerce un monopole de fait. L'acteur en charge du PNEREE est d'ailleurs le monopole lui-même, la SONELGAZ. Ces unités présentent toutes une configuration spatiale « concentrée ». La législation algérienne a mis en place un système de feed-in tarif qui s'applique à la BT, MT, HT, et THT mais n'a pas élaboré de cadre autorisant l'autoproduction. En outre, pour bénéficier du mécanisme du feed-in-tarif, la capacité installée des infrastructures doit excéder le seuil de 100 MW pour le PV et 50 MW pour l'éolien, ce qui de facto constitue une entrave financière de taille pour les investisseurs et porteurs de projets en raison des coûts importants des technologies solaires et contrarie la mise en place d'un système technique décentralisé. Cette décision a été prise suite aux pressions exercées par la SONELGAZ, qui dispose du statut d'acheteur unique. L'Algérie désire développer de grandes capacités PV afin d'atteindre l'objectif de 3 000 MW d'énergie PV en 2020 (1^{ère} phase du PNEREE). Le coût du kWh PV n'est absolument pas concurrentiel par ailleurs, y compris pour les grands consommateurs d'électricité. L'Algérie est un des pays où le prix du kWh conventionnel est le moins cher au monde.

La Tunisie semble au contraire faire exception. Elle tend à déployer, au travers du "programme Prosol'élec", des unités électriques solaires de faible capacité (1 à 2 kWc). Ces unités électriques sont surimposées au bâti et présente un caractère « dispersé » ou « en îlot ». Cette orientation s'explique notamment par le seuil de production imposée par la STEG, qui souhaite racheter annuellement un maximum de 30% des excédents électriques fournis par l'auto-producteur. Du fait de ce seuil, les grands consommateurs d'électricité, tels que les cimenteries, ne sont guère intéressés par ce type d'infrastructures. Ce plafond tient, comme nous l'avons déjà évoqué, à deux raisons, l'une officielle, qui concerne l'équilibre du réseau, car injecter un trop plein d'électricité d'origine renouvelable peut déstabiliser le réseau, et l'autre, « officieuse », relève de la volonté de la STEG de garder un monopole sur la production de l'électricité. Dans le cadre du régime de l'autoproduction, des unités électriques solaires déployées contribuent à façonner un système technique décentralisé. En Tunisie, l'opérationnalité du "programme Prosol'élec" fait effectivement émerger un modèle à part. Le système technique décentralisé se structure effectivement au sein d'un secteur où le monopole de l'opérateur historique est le plus fort au Maghreb, la STEG étant verticalement intégrée. La logique décentralisatrice n'ouvre donc pas forcément des perspectives pour contourner les structures monopolistiques ou quasi monopolistiques opérant dans le secteur d'électricité, idée notamment défendue par Rumpala (2013) [cf. figure 43].

L'engagement des pays du Maghreb dans la transition énergétique « bas carbone », après 2008 notamment, a permis l'émergence de nouveaux acteurs qui oeuvrent à la réalisation des objectifs nationaux de promotion des énergies renouvelables. En effet, de nouvelles structures ont été créées au Maroc (Masen, Iresen, SIE) ainsi qu'en Algérie et en Tunisie (SKTM en Algérie ; STEG ER en Tunisie, filiales des opérateurs historiques). Les systèmes d'acteurs impliqués dans la mise en œuvre des plans et programmes de développement des énergies renouvelables nationaux reposent néanmoins sur des configurations héritées, dans lesquelles les monopoles publics, loués notamment pour leurs compétences électriciennes, jouent encore un rôle prédominant. Les porteurs de projet relèvent plus largement de l'action de l'État (MASEN, SONELGAZ, STEG, STEG ER). En Algérie par exemple, le PNEREE a été confié au groupe SONELGAZ, désigné comme « exécutant », au détriment de la société publique-privée NEAL. L'analyse des choix gouvernementaux opérés a révélé des conflits d'acteurs.

Les premières expériences liées à la maîtrise énergétique, amorcées dès les années 1980 en Tunisie, mettent à l'honneur des solutions technologiques décentralisées au Maghreb, spatialement dispersées. Les orientations énergétiques engagées à partir de 2009, qui concordent avec les visions promues dans le cadre du PSM et des initiatives industrielles qui le relaient (*Dii, Medgrid*), favorisent dès lors le maintien du système technique dominant centralisé, qui s'accompagne du déploiement d'unités électriques solaires au sol (CPVS et centrales CSP) de grande taille. La politique tunisienne en la matière semble faire preuve, à l'inverse, d'une grande continuité, avec le maintien du programme prosol'élec. Les applications PV décentralisées déployées dans le cadre de ce programme semblent à même de refaçonner le système électrique tunisien dominant centralisé. Avec l'annonce de la désapprobation du Master Plan du PSM en 2013, les pays du Maghreb procèdent à la révision ou la réorientation des plans et programmes nationaux, notamment du point de vue technologique. Report en Algérie, projets au point mort ou sans cesse repoussés en Tunisie et réinvestissement au Maroc, le choix ne se porte plus en priorité sur la technologie thermodynamique, davantage adaptée à un système technique centralisé.

Des réformes législatives et réglementaires ont également été entreprises dans le domaine des énergies renouvelables. Elles ont notamment consacré le régime de l'autoproduction en Tunisie et au Maroc, avec une autorisation de revente plafonnée. Le développement des énergies renouvelables bénéficie au Maghreb de mécanismes de soutien nationaux tels que le feed-in-tariff en Algérie ou encore les subventions et les crédits à la consommation à taux préférentiels en Tunisie. L'analyse des conditions réglementaires de développement des énergies renouvelables a cependant soulevé un paradoxe : le rachat de l'électricité d'origine renouvelable dans un contexte où l'opérateur historique dominant possède un statut d'acheteur unique (*single buyer*). Ce statut confère au monopole public un

pouvoir considérable qui conditionne fortement la réglementation en la matière (plafond de rachat de l'électricité excédentaire fixé à 30 % par la STEG ; seuil de puissance de 100 MW imposé dans le cadre du feed-in-tariff en Algérie). Seul le Maroc autorise la revente de l'électricité d'origine renouvelable par un tiers à un consommateur ou un groupement de consommateurs, dans un cadre d'autoconsommation exclusivement. Nous soutenons ainsi que le développement des énergies renouvelables dépend davantage de la nature et du type d'acteurs impliqués dans le rachat de l'électricité d'origine solaire que de son coût lui-même. Ce pouvoir des opérateurs historiques tient également au fait qu'en Tunisie et au Maroc, la régulation du réseau électrique ne relève pas d'un organe autonome.

D'un point de vue organisationnel, les opérateurs historiques se sont adaptés aux réformes législatives et réglementaires, tout en maintenant un monopole sur le segment de la production d'électricité. Et pour cause, ils ont joué un rôle important dans l'élaboration de ces réformes. La promotion de solutions solaires centralisées à grande capacité installée sert indirectement le maintien du monopole, en cela qu'elles s'insèrent dans un système technique centralisé dont la gestion leur revient en grande partie. Or, le développement significatif des énergies renouvelables n'est possible que si le secteur s'ouvre aux acteurs privés, investisseurs, porteurs de projet comme électriciens. La formulation de politiques de promotion des énergies renouvelables a néanmoins permis d'ouvrir davantage les secteurs électriques maghrébins sur le plan réglementaire et c'est là la promesse d'une plus grande diversification des acteurs privés comme étrangers.

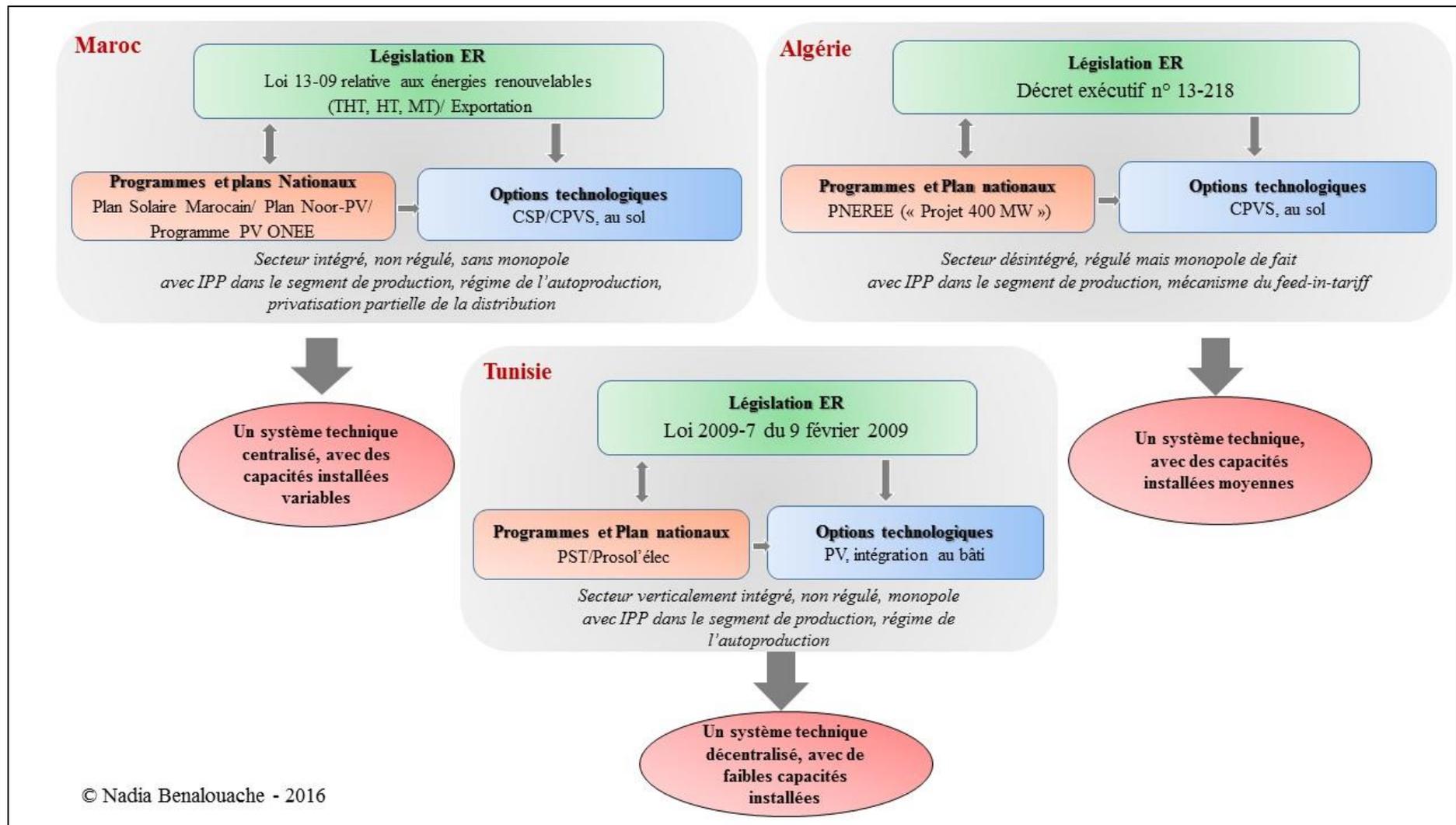


Figure 43 – Les modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants de déploiement de l'énergie solaire au Maghreb

Chapitre 9

Vers une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb ?

Les secteurs électriques maghrébins connaissent des transformations consécutives à la mise en place de cadres réglementaires régissant le domaine des énergies renouvelables. Les systèmes techniques sont susceptibles de se reconfigurer suite au déploiement des technologies solaires et hybrides notamment dans le cadre des programmes et plans solaires nationaux ("Plan Solaire Marocain", "Plan Noor PV", "Programme PV-ONEE" ; "Plan Solaire Tunisien" (PST), "programme prosol'elec" et "Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique" (PNEREE)).

Le chapitre 9 questionne l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb, sous l'angle des espaces et des acteurs (opérateurs-exploitants et acteurs industriels). Il valide l'hypothèse selon laquelle le déploiement spatial de l'énergie solaire est différent suivant les choix technologiques effectués et que ces derniers ne renferment pas les mêmes stratégies d'acteurs. La première partie met en évidence les caractéristiques maghrébines et nationales des projets solaires et hybrides réalisés ou en projet (types de technologies adoptées, stades d'avancement et natures des opérateurs), ainsi que leurs dynamiques de développement. Elle montre également que les acteurs électriciens se diversifient, au travers de partenariats public-privés. Elle constitue un panorama des projets à l'œuvre dans la décennie 2010 au Maghreb (I). La deuxième partie procède à une lecture spatiale du déploiement de ces projets solaires et hybrides, qui s'intègrent dans un système productif plus vaste, largement dominé par le recours aux combustibles fossiles. Elle tente de découvrir si la géographie des projets solaires et hybrides correspond à la géographie des unités classiques conventionnelles puis met en évidence les facteurs de localisation favorables à leur déploiement (II). La troisième partie vise à dégager une géographie des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin de l'énergie solaire et à déterminer si ce sont des partenaires traditionnels au Maghreb. Les choix méthodologiques opérés sont fonction des trois modèles nationaux dominants de déploiement des technologies solaires mis précédemment en évidence.

I- Les caractéristiques des projets solaires et hybrides déployés au Maghreb et leurs dynamiques de développement.

Le recensement²⁶⁹ des projets solaires et hybrides réalisés ou annoncés au Maghreb a été effectué à partir des projets formellement inscrits dans les plans et programmes nationaux dédiés aux énergies renouvelables, à savoir le "Plan Solaire Marocain", le "Plan Noor-PV", le "Programme ONEE-PV", mais également le "Projet 400 MW" de la SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA (SKTM) de la deuxième phase du PNEREE algérien, et enfin les projets portés par la SOCIETE TUNISIENNE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (STEG) et la STEG ÉNERGIES RENOUVELABLES (STEG ER), pour sa participation à la mise en œuvre du "Plan Solaire Tunisien". Ce recensement ne prend en compte que les unités électriques solaires et hybrides disposées au sol. L'identification des autres projets mis en œuvre en dehors des ces plans et programmes nationaux a été réalisée à partir des données issues de la publicisation des projets. La réalité des projets annoncés par voie de presse a été par la suite confirmée directement auprès des acteurs initiateurs ou auprès des institutionnels du secteur. Le recensement s'est arrêté le 30 juin 2016. Ces projets utilisent différentes technologies solaires et hybrides, parfois inédites au monde, et sont déployés sous différentes tailles (A). L'état d'avancement des projets annoncés est évaluée selon une typologie personnelle. Il met en évidence le blocage des projets solaires et hybrides tunisiens, pour des raisons principalement financières (B). Enfin, la nature des opérateurs-exploitants de projets dénote une percée de l'autoproduction. Nous assistons à la diversification naissante des acteurs électriciens (C).

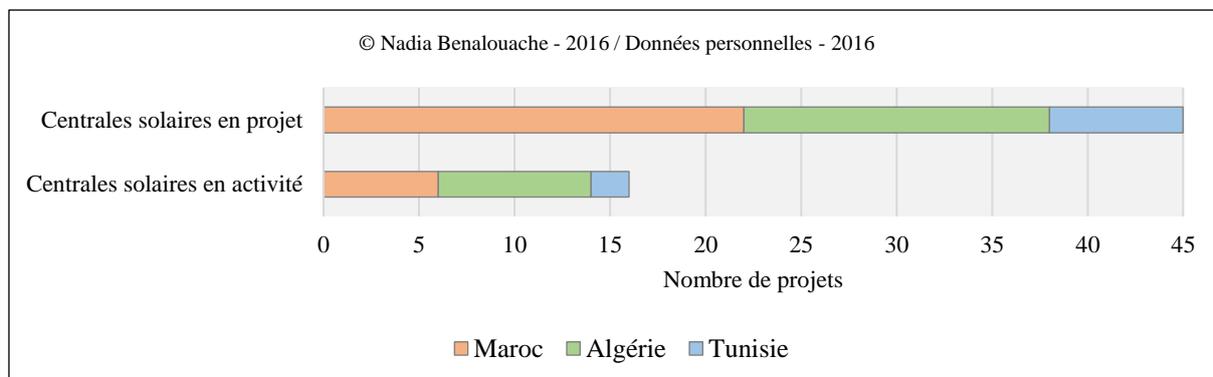
A- Une dynamique de projets multi-technologiques et multidimensionnels.

Près de deux tiers des centrales solaires et hybrides recensées sont en état de projet au Maghreb. L'annonce de ces centrales diffère de leur mise en service effective pour des raisons qui tiennent à la fois de la technologie adoptée, des capacités à réaliser, de leur financement, des délais de la construction, mais également des révisions, notamment après 2014, apportées aux plans et programmes nationaux de développement des énergies renouvelables. Sur un total de 62 centrales solaires, seules 16 sont en activité (six au Maroc, huit en Algérie et deux en Tunisie). Les centrales photovoltaïques au sol (CPVS) sont les plus nombreuses, en activité ou non, devant les centrales CSP et hybrides solaire-gaz [cf. graphiques 37-38-39]. Toutefois, un nombre important de projets solaires ne signifient pas que la capacité installée soit élevée. En effet, la technologie CSP²⁷⁰ cumule au Maghreb 208 MW en 2016 contre 64,73 MW pour le PV. La mise en service en février 2016 de la première phase du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate (CESO), qui fait partie des cinq centrales inscrites dans le "Plan Solaire

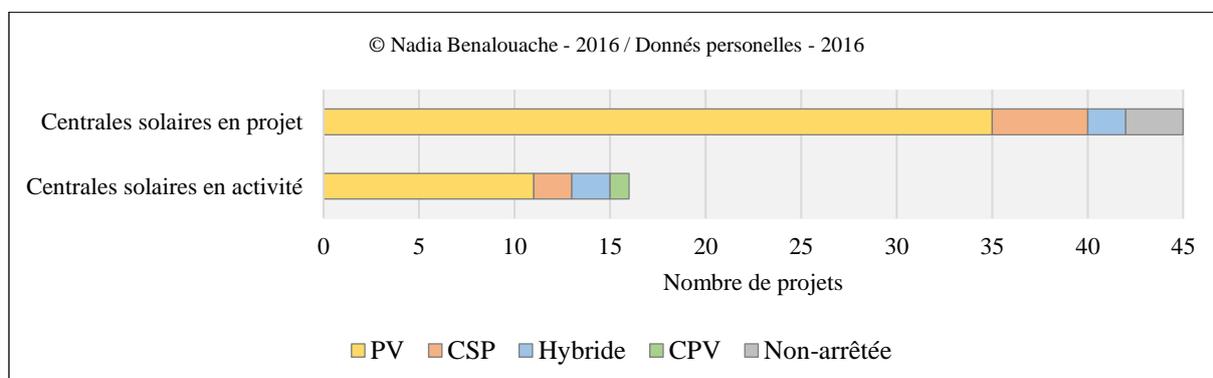
²⁶⁹ Lors de l'élaboration de cette base de données, seuls les projets dont le site géographique est connu ont été référencés.

²⁷⁰ La capacité installée associée à la composante CSP des centrales hybrides a été prise en compte dans ces résultats.

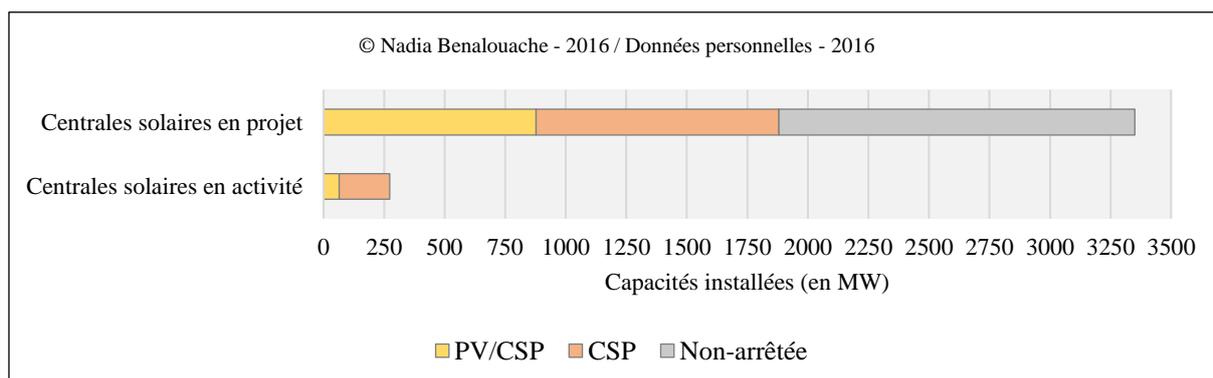
Marocain" piloté par MASEN, d'une capacité installée de 160 MW avec un stockage thermique de trois heures, a fait de la technologie CSP la première technologie solaire en termes de capacité installée au Maghreb.



Graphique 37 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016



Graphique 38 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016



Graphique 39 – Capacité installée des centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016 (en MW)

La puissance PV installée au Maghreb repose sur des centrales de dimensions très différentes. Des micro-centrales ont vu le jour au Maroc d'une capacité installée de 0,45 MW (Tit Mellil, Grand Casablanca), de 0,13 MW (Ouarzazate), 1 MW (Assa), en Tunisie qui, historiquement a développé la première centrale photovoltaïque du Maghreb en 1980, en collaboration avec la NASA, et enfin en Algérie, avec la centrale pilote de Ghardaïa érigée en

2014. La CPVS de Ghardaïa a pour vocation de tester le comportement de ce type d'équipements et leur adaptation au climat du Sud algérien avant de la généraliser sur tout le territoire national. La diffusion de la technologie photovoltaïque en Algérie a débuté avec la mise en place du "Projet 400 MW" lancé par la SOCIETE NATIONALE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ) au travers de sa filiale SKTM. Une première étape du projet a permis la construction entre 2015 et 2016 de sept CPVS de capacité moyenne, allant de 3 à 20 MW. Cet investissement dans le PV s'inscrit dans la première phase [2015-2020] du PNEREE révisé.

La distinction entre les technologies associées aux centrales solaires ou hybrides en activité et celles qui sont en projet met en lumière le changement de paradigme technologique opéré au Maroc après la désapprobation du "Master Plan" du "Plan Solaire Méditerranéen" (PSM) fin 2013. L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉLECTRICITE ET DE L'EAU (ONEE) a ainsi lancé un programme. Le "Programme ONEE-PV" dont la première phase de déploiement est prévue pour 2017, repose sur la construction de centrales PV de capacité moyenne, de 20 à 25 MW, sur les sites de Tata, Tahla, Tan-tan, Boulemane, Outat El Haj, Bouanane, Aii Beni Mathar et Boudnib. La Moroccan Agency of Solar Energy (MASEN) a également décidé de mettre en place le "Plan Noor-PV, indépendamment mais dans la poursuite du "Plan Solaire Marocain". Quatre CPVS de grandes capacités sont programmées d'ici 2020 : Boudjour I (50 MW), Boudjour II (100 MW), Laâyoune I (20 MW) et Laâyoune II (100 MW).

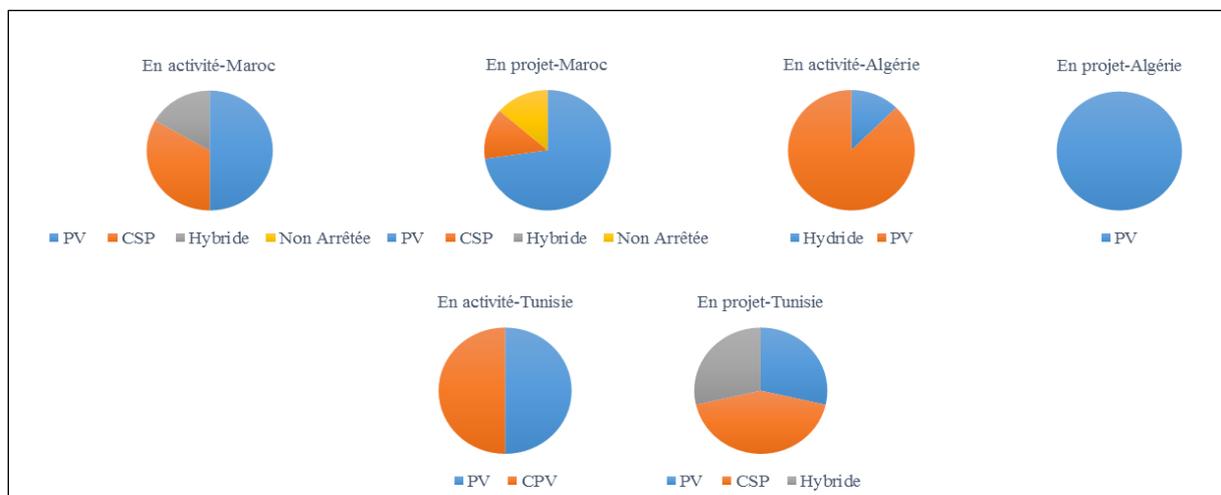


Figure 44 – Répartition des centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologie au 30 juin 2016 (en %)

Les projets tunisiens déployés selon un modèle centralisé, c'est-à-dire en dehors du programme Prosol'élec, majoritairement initiés dans le cadre de la première version du "Plan Solaire Tunisien" lancé en 2009, montrent que l'hybridation est encouragée [cf. figure 44]. En effet, la STEG a par exemple annoncé en 2011 l'élaboration d'un projet de centrale thermosolaire composé d'un cycle combiné dont la mise en service était initialement prévue en 2016. Un prototype existe, la centrale thermosolaire de Aïn Beni Mathar au Maroc, située dans la région de l'Oriental. La STEG prévoit également la construction d'une centrale hybride solaire-gaz

avec une composante CSP à tour de 5 MW associé à un combiné de 20 MW près du gisement d'hydrocarbures de la concession d'El Borma exploité par la SOCIETE ITALO-TUNISIENNE D'EXPLOITATION PETROLIERE²⁷¹ (SITEP). La figure suivante montre la pénétration progressive des projets solaires [cf. figure 45].

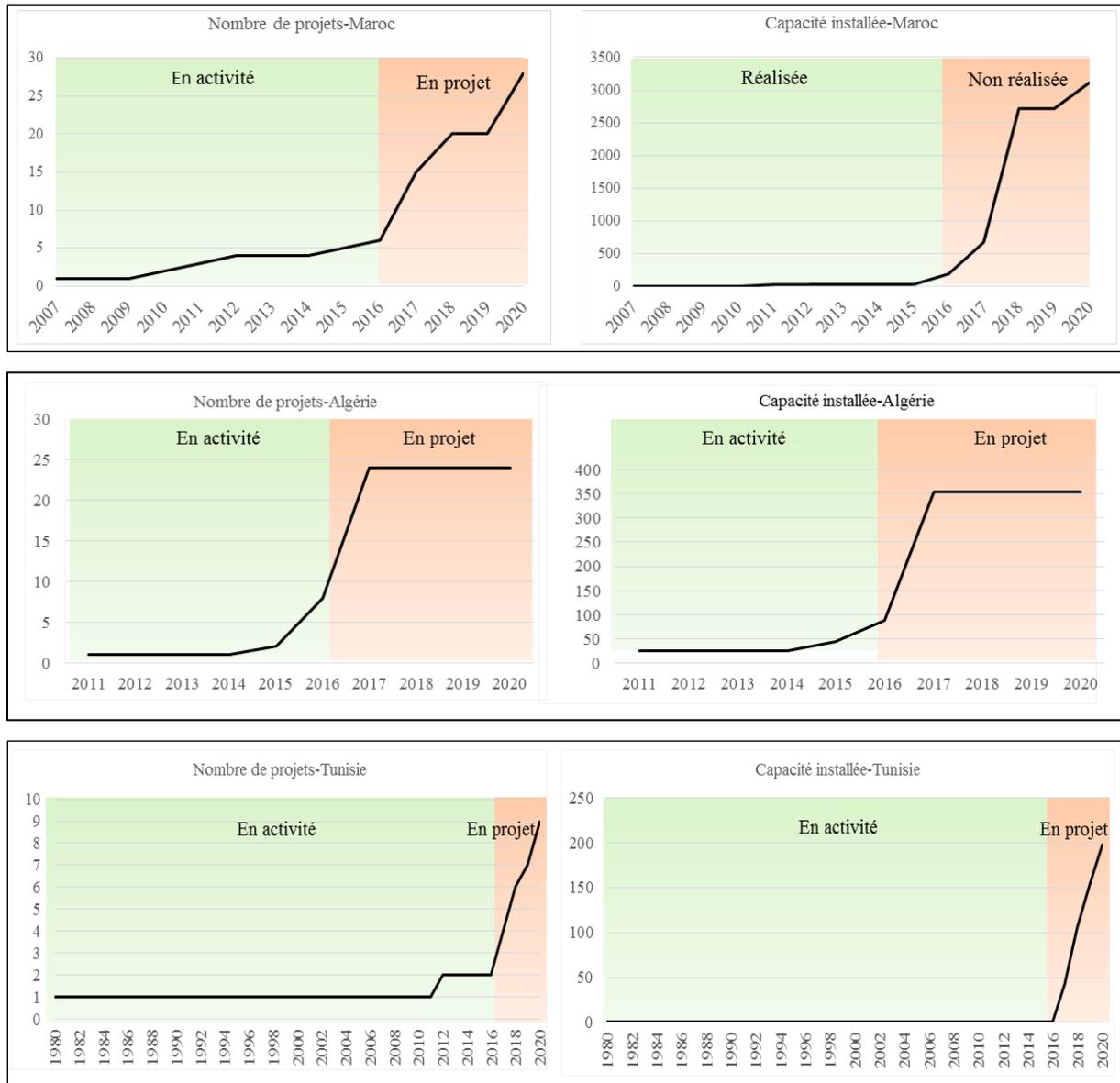


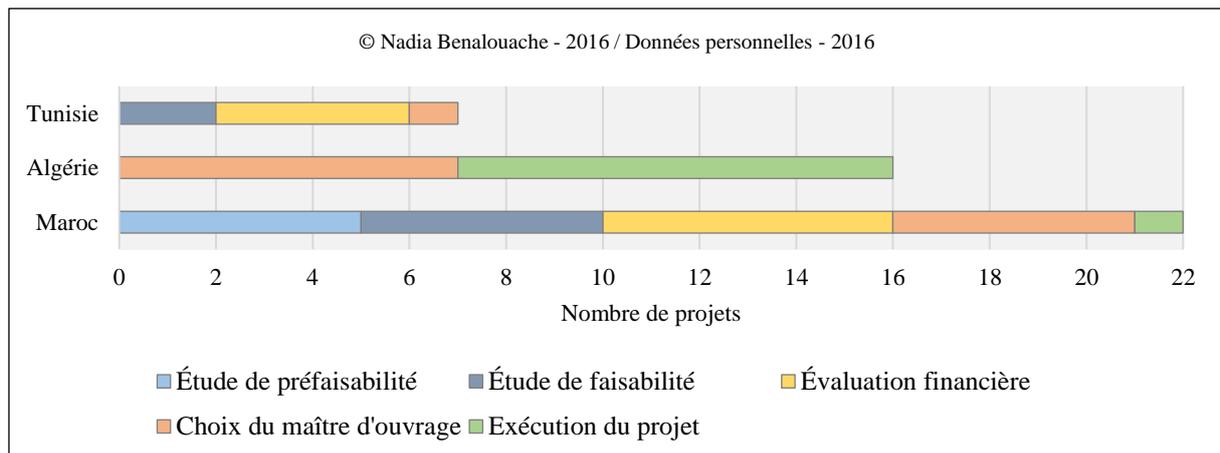
Figure 45 – Évolution du nombre de projets et de la capacité installée des centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016

B- L'état d'avancement des centrales solaires en projet : le blocage tunisien.

Le croisement des informations nous a amenés à construire une typologie pour évaluer le stade d'avancement des projets. Ce travail de veille a été mené entre décembre 2011 et juin 2016. Nous avons écarté, au fur et à mesure, les projets qui n'existaient que par le biais

²⁷¹ La SITEP est une association anonyme avec pour actionnaires l'État tunisien et l'entreprise italienne ENTE NAZIONALE IDROCARBURI (ENI).

médiatique et ceux qui ont été abandonnés. L'élaboration de cette typologie, inspirée des travaux de Bridier et Marchailof (1987), ne devait pas ignorer ni la date de leur annonce et sa lecture, ni le contexte institutionnel et réglementaire de développement des projets. La typologie porte sur les unités solaires et hybrides en projet et évalue leur avancée suivant cinq étapes : (i) étude de pré-faisabilité, (ii) étude de faisabilité, (iii) évaluation financière, (iv) choix du maître d'ouvrage (constructeur) suite à un appel d'offres et (v) exécution du projet [cf. graphique 40].



Graphique 40 – Répartition des unités électriques solaires et hybrides en projet en fonction de leur stade d'avancement au 30 juin 2016

En Algérie, les projets déployés dans le domaine PV ont été tardivement étudiés, car les informations à ce sujet sont restées longtemps confidentielles. Nous avons tout de même pris connaissance de certains de ces projets, grâce à nos entretiens menés auprès de la CEEG, mais nous devons en attendre la confirmation par voie de presse et de la part du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER). Le penchant algérien pour le développement du PV était connu. La chute des cours du pétrole amorcée en 2013, qui a entraîné le déficit budgétaire du pays, a fini de convaincre l'Algérie d'investir dans de nouvelles formes d'énergie alternatives, en premier lieu le PV. Depuis le lancement du "Projet 400 MW" en 2014, les projets ont bien avancé. Sur les 23 centrales prévues, déjà sept ont été mises en service, neuf sont en cours de construction et pour les sept restantes, le maître d'ouvrage a été sélectionné.

Au Maroc, Masen poursuit la réalisation du "Plan Solaire Marocain" et notamment la deuxième phase du CESO Noor II. Trois programmes se superposent : le "Plan Solaire Marocain", le "Plan Noor-PV" et le "programme PV-ONEE". Les projets présentent des stades d'avancement différenciés. Les projets qui sont au stade de pré-faisabilité sont ceux qui s'incrivent dans le "Plan Noor-PV" de MASEN.

En Tunisie, les projets de centrales solaires et hybrides recensés et portés majoritairement par la STEG et la STEG ER, ont été parmi les premiers projets annoncés au Maghreb, suite à la proclamation du "Plan Solaire Tunisien" en 2009. Sur les six projets en

cours, quatre sont au stade d'évaluation financière depuis près de cinq années. Autrement dit, ces projets peinent à trouver des investisseurs. La STEG et sa filiale, la STEG ER sont les acteurs-initiateurs de trois projets : deux centrales CSP à Akarit et Gabès de 50 MW chacune, ainsi qu'une CPVS d'une capacité de 12 MW à Tozeur. Un projet soutenu par des investisseurs n'a pour le moment pas été exécuté. Il s'agit du très médiatisé projet Tunur, entrepris en 2011. Le développeur britannique NUR ÉNERGIE ainsi que des investisseurs, britanniques eux-aussi, ont mis en place un projet qui se compose d'une centrale CSP d'une puissance de 2,250 MW dans le sud tunisien, précisément à Rjim Maatoug dans le gouvernorat de Kébili, et d'une liaison sous-marine HDVC de 2 GW longue de 1000 Km entre la Tunisie et l'Italie [cf. figure 46]. Elle doit générer près de 9400 GWh/an d'électricité d'origine renouvelable et dispatchable, sur une surface foncière de plus de 10 000 hectares.



© Nur Energie – 2012

Figure 46 – Le projet CSP Tunur de NUR ÉNERGIE en Tunisie

Les études menées ont déjà coûté au consortium plus de 10 millions d'euros. Le coût de l'interconnexion Tunisie-Italie, pour laquelle Tunur a reçu une acceptation pour un raccordement au réseau par l'opérateur italien, empêche la concrétisation du projet. Après décembre 2013, qui marque le désinvestissement du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) dans la mise en œuvre de ces infrastructures transcontinentales THT de connexion électrique, le projet est ébranlé mais poursuivi. Tunur a désormais pour objectif de remporter un Contrat de

différence (CFD) auprès du gouvernement britannique, afin de financer le coût de l'exportation. Cependant, seule la technologie photovoltaïque bénéficie pour le moment du mécanisme CFD en Grande Bretagne²⁷².

Le blocage tunisien pour le développement de grands projets centralisés s'explique notamment par l'absence d'exécutant du PST, à l'instar de la Sktm en Algérie ou de MASEN au Maroc. D'après les nombreux entretiens menés auprès de l'ANME et de la GIZ, la Tunisie préfère développer des solutions technologiques décentralisées de faible capacité installée, moins coûteuses et plus adaptées à la taille et aux besoins du pays.

C- La nature des opérateurs-exploitants : la percée de l'initiative privée

Le choix d'étudier plus particulièrement la nature des opérateurs-exploitants s'explique dans notre travail par l'attention portée aux acteurs opérant sur le segment de la production d'électricité. Les opérateurs-exploitants sont ceux qui produisent l'électricité, qu'ils consomment ou revendent. Le tableau suivant présente les centrales solaires et hybrides en activité au Maghreb au 30 juin 2016 ainsi que le ou les opérateurs-exploitants et leur nature [cf. tableau 32]. Avant 2010, seules quelques microcentrales PV pilotes de très faible puissance et connectées au réseau ont été réalisées au Maroc par l'ONEE (Tit Melil (Grand Casablanca), Assa-Zag (Province de Guelmim-Es-Semara) et Ouarzazate), en plus de l'expérience ancienne de Hammam Biadha (gouvernorat de Siliana) exploitée par la STEG en Tunisie.

	Technologie	Capacité installée [en MW]	Opérateur-exploitant	Nature de l'opérateur-exploitant	Mise en service	Régime de production
Maroc	Hybride	470	ONEE	Public	2011	-
	PV	0,45	ONEE	Public	2007	-
	PV	1	ONEE	Public	2012	-
	PV	0,13	ONEE	Public	2010	-
	CSP	160	Acwa Power-Masen	Public-Privé	2016	IPP
	CSP	3	CIMENTS DU MAROC	Privé	2015	Autoproduction
Algérie	CSP	450	SPP1	Public-Privé	2011	IPP
	PV	20	SKTM	Public	2015	-
	PV	5	SKTM	Public	2016	-
	PV	9	SKTM	Public	2016	-
	PV	3	SKTM	Public	2015	-
	PV	5	SKTM	Public	2016	-
	PV	20	SKTM	Public	2016	-
	PV	6	SKTM	Public	2016	-
Tunisie	PV	0,03	STEG	Public	1980	-
	CPV	0,02	SOITEC	Privé	2012	Autoproduction

© Nadia Benalouache – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 32 – Unités solaires et hybrides en activité au Maghreb et nature des opérateurs-exploitants au 30 juin 2016

²⁷² <http://www.nurenergie.com>

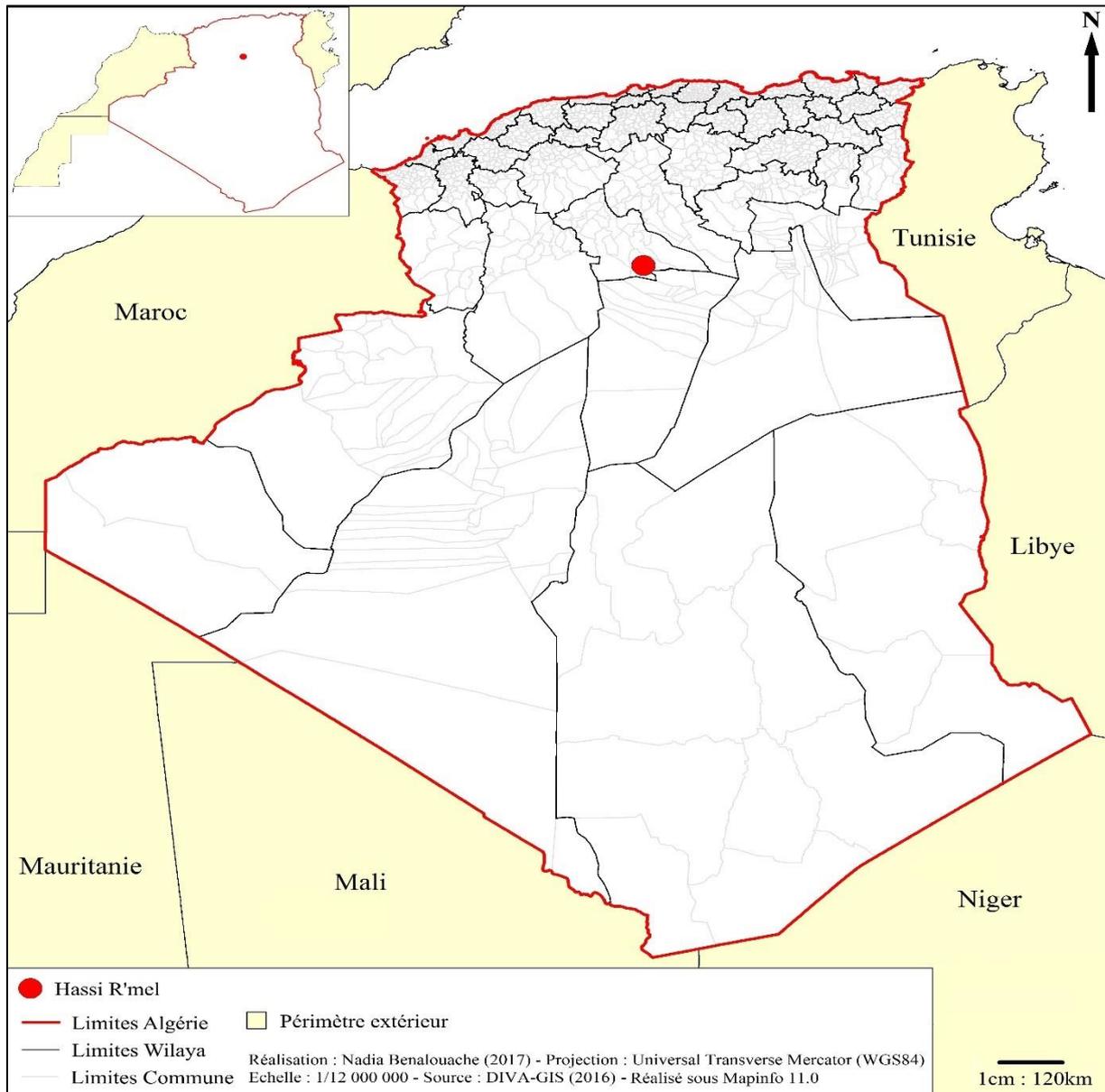
En 2006, l'exploitant espagnol ABENER signe un contrat en Algérie pour la construction d'une centrale hybride solaire-gaz à turbines à gaz avec une composante CSP de 25 MW [cf. photos 7-8] à Hassi R'mel, dans la wilaya de Laghouat [cf. carte 3]. Un accord est en effet conclu entre la société algérienne NEW ENERGY ALGERIA (NEAL) et l'entreprise ABENER, qui a donné lieu à une joint-venture de droit algérien, *SOLAR POWER PLANT ONE* (SPP1), société de projet (SPC) dont les actionnaires sont publics et privés. L'entreprise espagnole ABENER est l'actionnaire majoritaire avec 51 % des parts, suivi de NEAL avec 20 %, de la COFIDES (*COMPANÍA ESPAÑOLA DE FINANCIACION DEL DESARROLLO*) à hauteur de 15 % et, enfin la SOCIÉTÉ NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT, LA TRANSFORMATION, ET LA COMMERCIALISATION DES HYDROCARBURES (SONATRACH) avec 14 %²⁷³. Le financement de SPP1 a été assumé à hauteur de 80 % par un syndicat de banques algériennes et publiques, à savoir la BANQUE EXTERIEURE D'ALGERIE (BEA), le CREDIT POPULAIRE D'ALGERIE (CPA) et enfin la BANQUE NATIONALE D'ALGERIE (BNA). Le contrat de rachat de vente et de rachat de l'électricité a ainsi été mis en place entre SPP1 et SONATRACH dans le cadre d'un *Power Purchase Agreement* (PPA).



© Nadia Benalouache – 2013

Photos 7-8 – Structure cylindro-parabolique de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel en Algérie

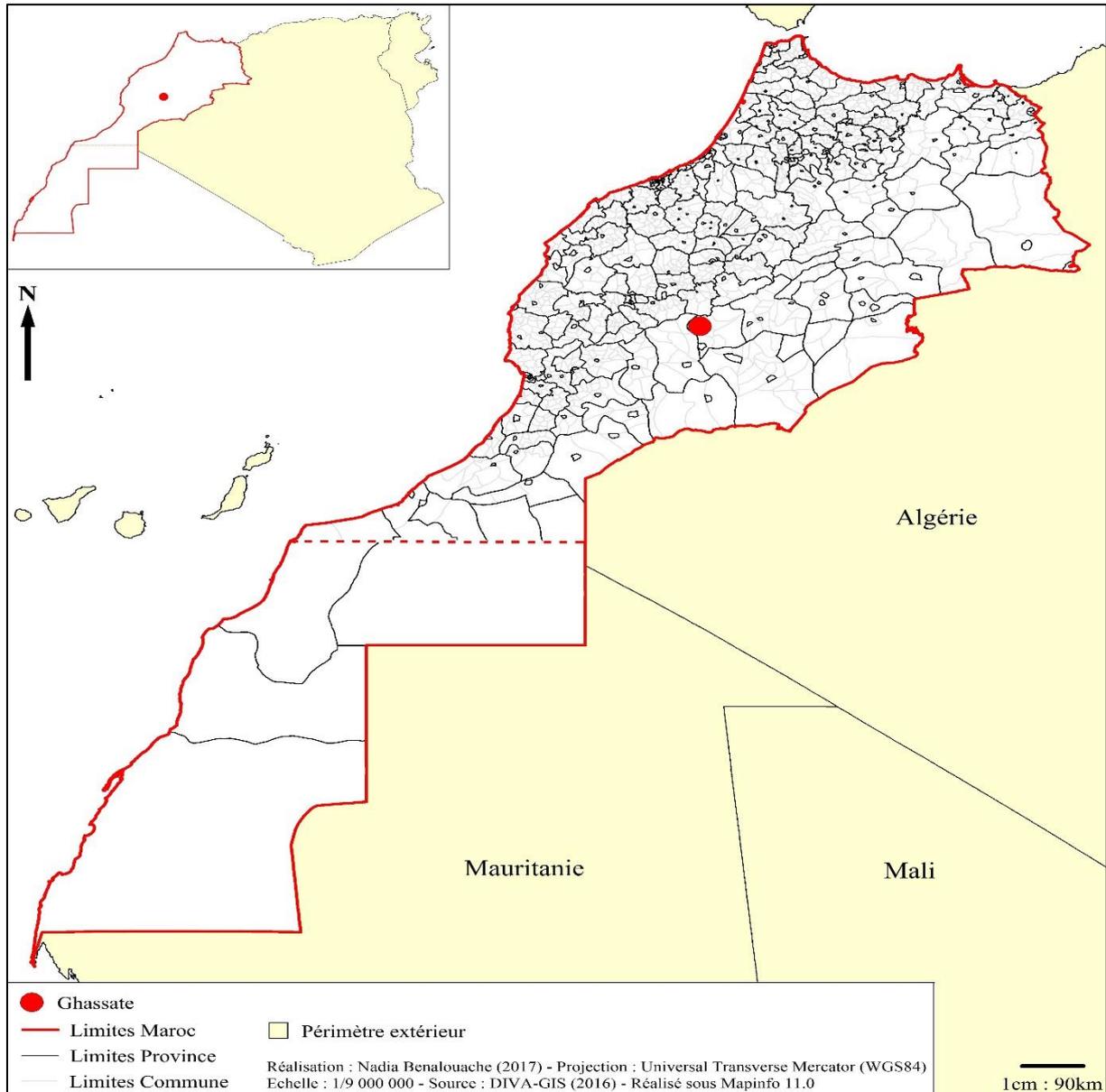
²⁷³ Avant de fonder la société NEAL, Tewfik Hasni a occupé la fonction de vice-président de la SONATRACH.



Carte 3 – La localisation de l'unité hybride solaire-gaz sur la commune de Hassi R'mel, Wilaya de Laghouat, Algérie

La première phase du projet CESO "Noor I" au Maroc construite à l'endroit de la commune de Ghessate, sur le site de Tamazghten Izerki [cf. carte 4] a également conduit, dans le cadre d'un partenariat public/privé, à la création d'une SPC détenue par le consortium sélectionné, à savoir ACWA POWER, dont la participation s'élève à 75 % et celle de Masen à 25 %. La SPC est à la fois chargée de la conception, de la construction, du financement, de l'exploitation et de la maintenance de la centrale, suivant un modèle *Build-Own-Operate-Transfer* (BOOT). Le choix de mettre en place des sociétés de projets à capitaux publics et privés résulte notamment de la volonté d'un partage optimisé des risques dans le cas de ces projets extrêmement coûteux, ce qui soulage la dette publique, rassure les bailleurs de fonds et permet à l'État d'avoir un contrôle permanent sur ces projets. Ce type de contrat est aussi recherché car il permet des transferts de technologie. L'électricité produite par la SPC est vendue à l'ONEE. Un contrat d'achat et de fourniture d'électricité lie Masen au consortium ACWA

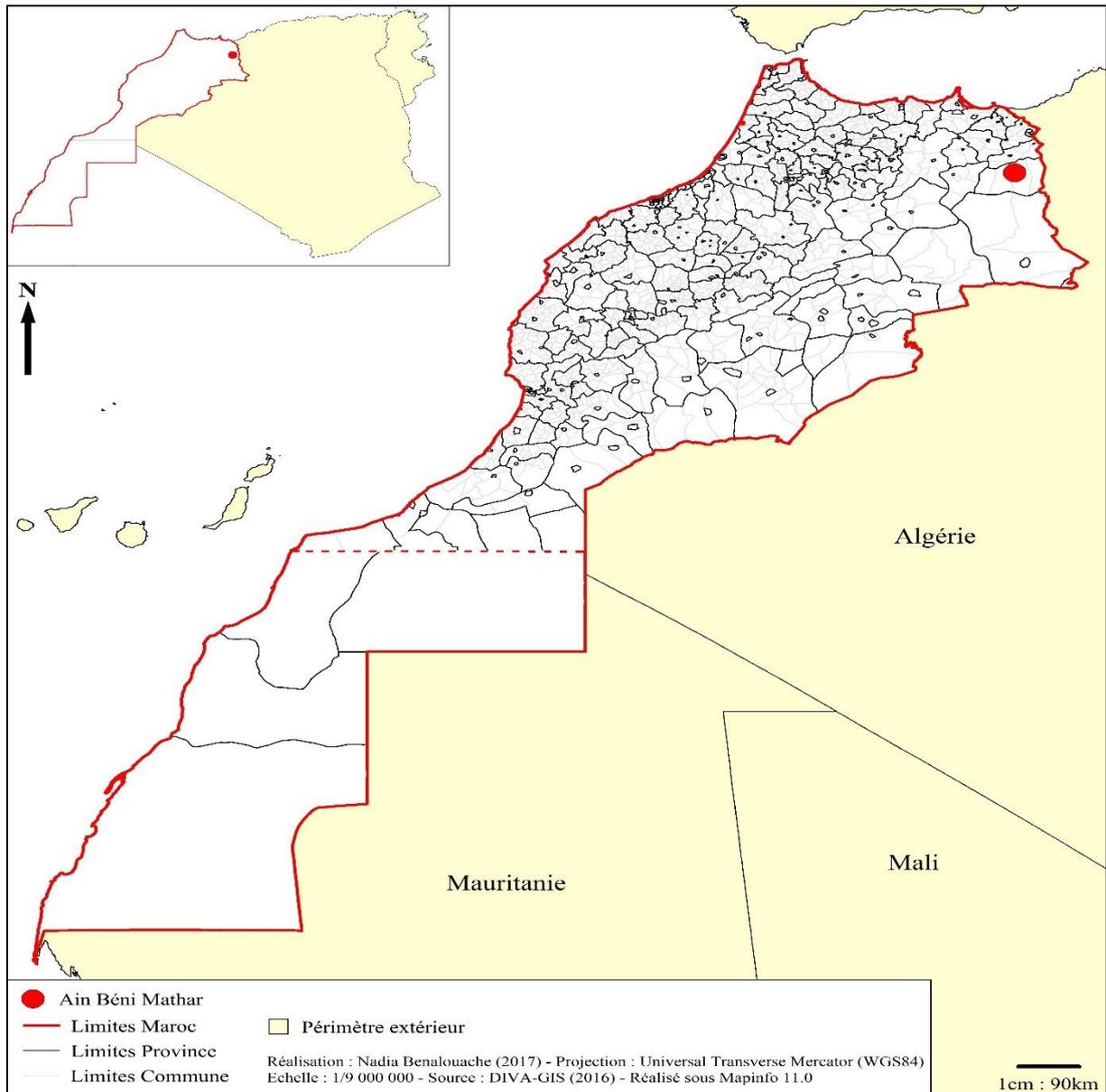
POWER dans le cadre d'une relation tripartite fondée sur un double contrat d'achat de l'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans, entre la SPC et Masen puis entre Masen et l'ONEE.



Carte 4 – La localisation du CESO sur la commune de Ghasate, Province du Souss-Massa-Draâ, Maroc

La centrale thermo-solaire d'Aïn Béni Mahar, dans la province de Jerada [cf. carte 5], en revanche, n'a pas abouti à la constitution d'une SPC [cf. photos 9-10] bien qu'elle ait bénéficié, à l'instar de la centrale de Hassi R'mel ou encore celle du même type de Kuraymat (Égypte), de dons alloués par le Fond pour l'Environnement Mondial. Le développement du projet était initialement prévu dans le cadre du régime d'*Independent Producer Power* (IPP). L'ONE a soumis en mai et octobre 2002 deux propositions qui sont cependant restées sans suite. Aussi, faute d'intérêt de la part du secteur privé, le projet a été réélaboré, désigné désormais comme un projet d'intérêt public. En 2004, un appel d'offres est lancé et aboutit à la pré-qualification de trois consortia internationaux (ABENER, une filiale du groupe ABENGOA SOLAR,

SIEMENS [Allemagne], SOLUCIONA/CEGELEC [Espagne-France] et SNC-LAVALIN [Canada]). En février 2005, les dossiers soumis dans le cadre de l'appel d'offres sont étudiés par la Banque Mondiale, principal bailleur de fonds. En juillet 2007, le contrat clé-en-main *Engineering, Procurement, and Construction* (EPC) et *Operation and Maintenance* (O&M) est finalement remporté par l'entreprise espagnole ABENER. L'exploitation de la centrale a été assurée par Abener durant cinq années. L'ONEE est désormais responsable de l'exploitation de la centrale. La centrale a une capacité de 400 MW avec une composante CSP de 20 MW constituée de 183 000 m² de capteurs solaires cylindro-paraboliques.



Carte 5 – La localisation de l'unité hybride solaire-gaz sur la commune de Ain Béni Mathar, Province de Jerada, Maroc



© Nadia Benalouache – 2013

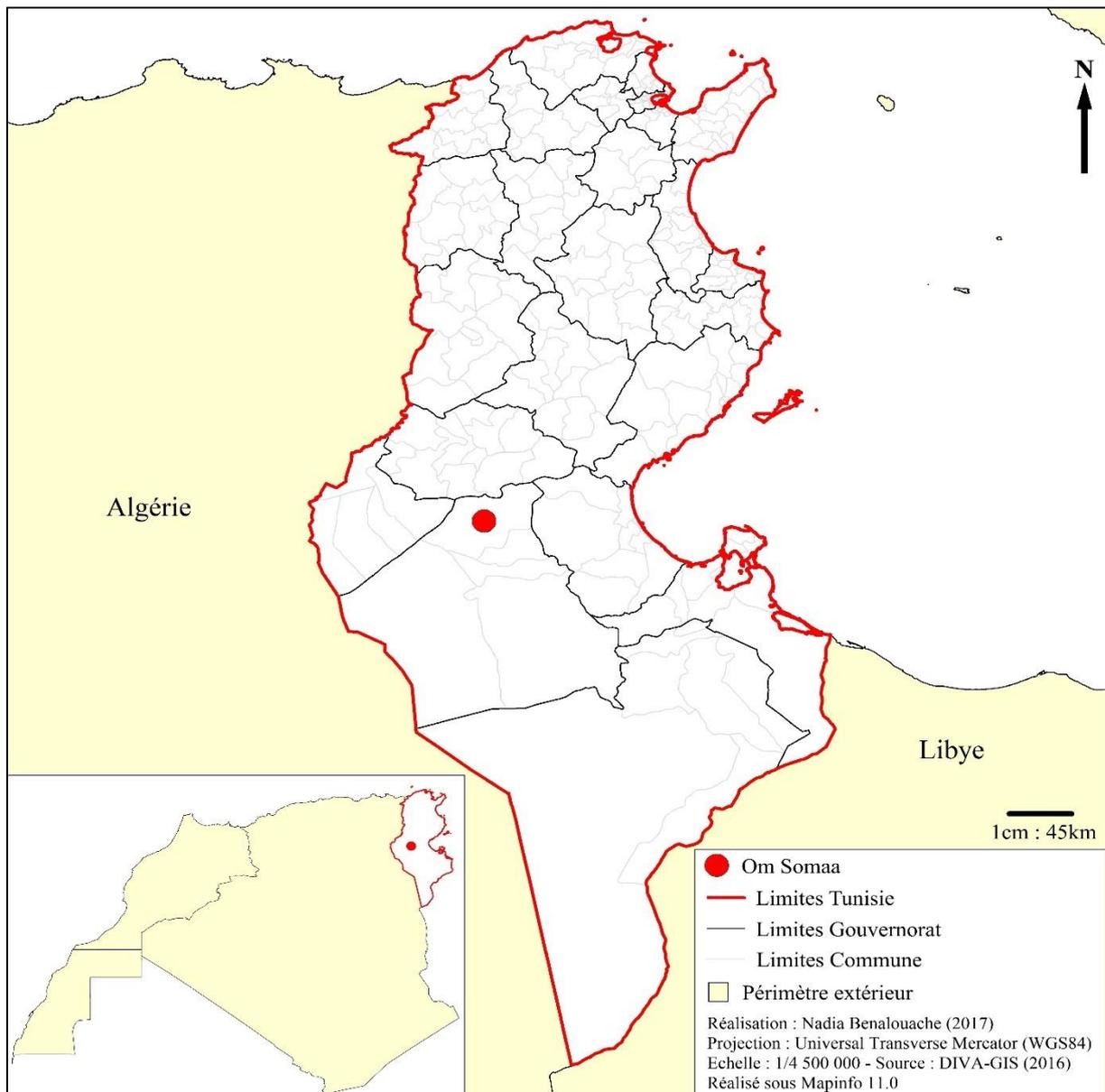
Photos 9-10 – La centrale hybride solaire-gaz de Ain Béni Mathar au Maroc développée par ABENGOA SOLAR

Deux unités électriques solaires au sol ont été construites dans le cadre du régime d'autoproduction introduit dans la législation marocaine et tunisienne. Le premier projet concerne le domaine agricole. Il s'agit d'un projet qui utilise une technologie encore au stade de démonstration, le photovoltaïque à concentration (CPV). D'une capacité de 0,02 MW, la station CPV est située à Om Somaa, dans le gouvernorat de Kébili [cf. carte 6], et sert au pompage de l'eau, nécessaire à l'irrigation des cultures dans cette zone au climat aride. La station solaire alimente un forage pour l'irrigation d'une palmeraie de 105 hectares, regroupant près de 270 agriculteurs. Elle a été raccordée au réseau électrique de la STEG le 9 octobre 2012, conformément à la déclaration d'intention signée le 4 juillet 2011, dans le cadre d'un partenariat public/privé représenté par la STEG, le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) et SOITEC, entreprise industrielle française spécialisée dans la conception et la production de matériaux semi-conducteurs. Le projet a été financé par le Ministère français de l'Économie et des Finances dans le cadre du Fonds d'Études et d'Aides au Secteur Privé (FASEP), programme de dons pour le soutien de projets pilotes et de technologies innovantes dans les pays du Sud. Pour ce projet, 240 000 euros ont été versés. Il est exploité par l'entreprise française SOITEC [cf. photos 11-12].



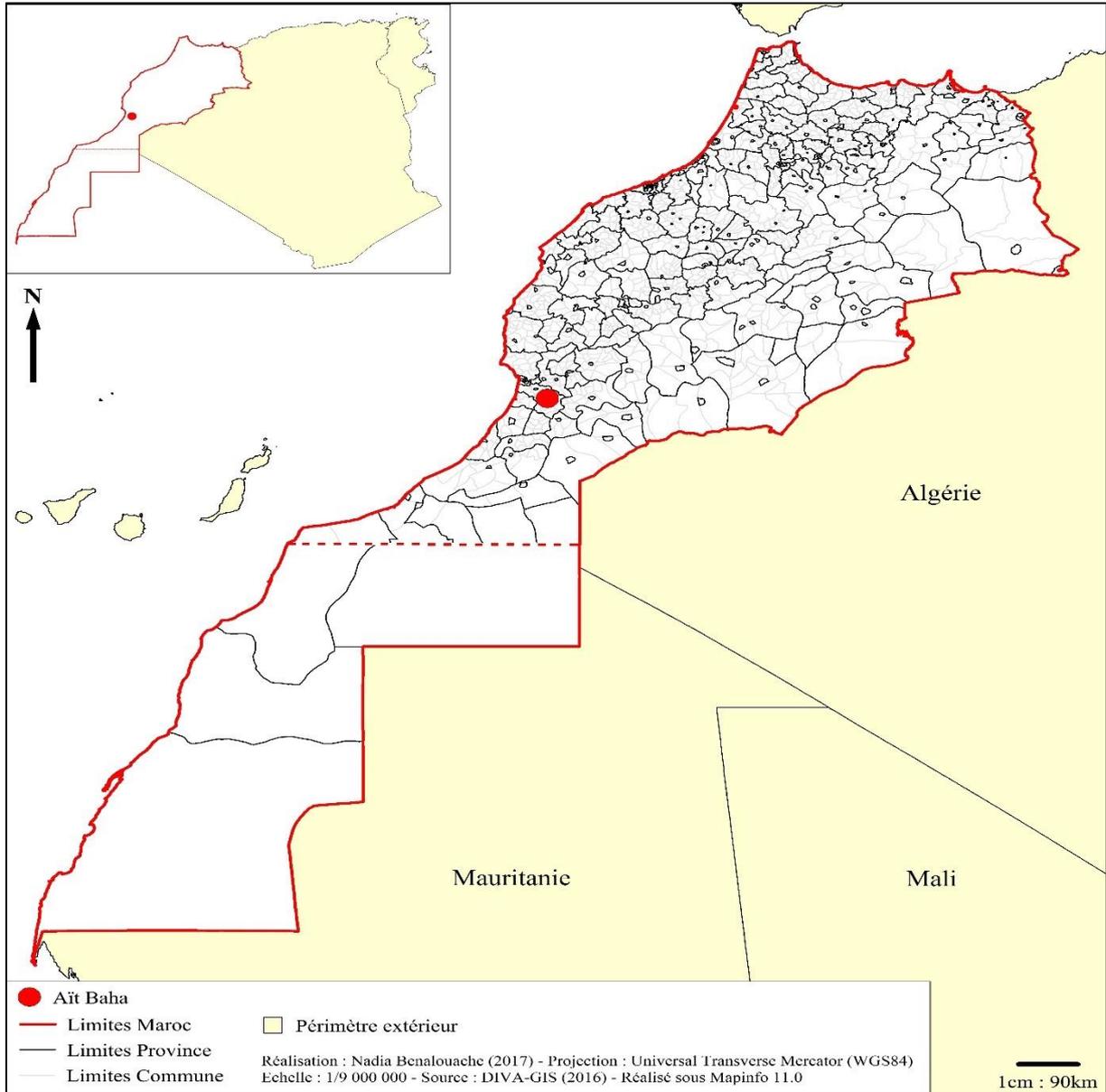
© Ambassade de France en Tunisie – 2012

Photos 11-12 – Le directeur de la STEG et le fondateur de SOITEC devant la station CPV d'Om Somaa en Tunisie

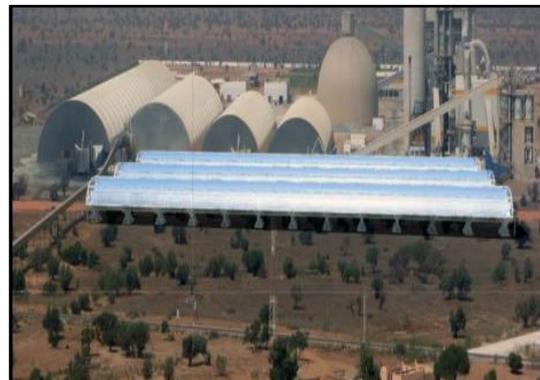


Carte 6 – La localisation de l’unité CPV de Om Somaa, Gouvernorat de Kébili, Tunisie

Une deuxième station électrique solaire au sol a été inaugurée au Maroc en 2015 [cf. photos 13-14]. La station utilise une technologie thermodynamique exclusive venue de Suisse : la technologie CSP à coussin d’air sur structure en béton. Il s’agit de la première application mondiale. L’opérateur-exploitant est une cimenterie, CEMENTS DU MAROC, filiale de l’italien ITALCEMENTI. Elle a investi près de trois millions d’euros pour un projet d’une capacité installée de 3 MW. CEMENTS DU MAROC, est, après LAFARGE MAROC, le deuxième cimentier du royaume et dispose de trois usines dont une à Aït Baha, près d’Agadir, sur la plaine de Chtouka à l’endroit où a été installée la station solaire [cf. carte 7] qui sert à couvrir une partie des besoins électriques de la cimenterie.



Carte 7 – La localisation de l'unité CSP de Aït Baha, Province de Chtouka Aït-Baha, Maroc



© Airlightenergy – 2016

Photos 13-14 – La station CSP d'Aït Baha au Maroc exploitée par CIMENTS DU MAROC

La mise en service des stations solaires révèle l'intérêt du secteur privé pour la production d'électricité d'origine solaire destinée à une autoconsommation. Ce sont des projets de démonstration.

II- La géographie des unités électriques solaires et hybrides au Maghreb et leurs facteurs de localisation.

L'étude de la localisation des centrales solaires et hybrides dans l'ensemble du parc électrique maghrébin est une approche clef pour comprendre la manière dont la transition énergétique émergente au Maghreb s'inscrit sur les territoires et bouleverse le paysage énergétique traditionnel, dominé par les hydrocarbures (I). Des facteurs de localisation favorables à l'implantation solaires et hybrides au sol ont été mis en évidence. Nous avons distingué trois types de facteurs de localisation : (i) des facteurs naturels, (ii) infrastructurels et (iii) socio-économiques (B). Suivant les choix technologiques, ce ne sont pas toujours les mêmes facteurs qui guident le choix d'implantation. C'est pourquoi, l'étude de la géographie des installations photovoltaïques (IPV) tunisiennes surimposées au bâti a fait l'objet d'un traitement spécifique (C). Notre démarche vise à corroborer l'hypothèse selon laquelle la géographie de la production électrique diffère suivant les solutions technologiques.

A- Le parc électrique maghrébin : un paysage énergétique traditionnel bouleversé.

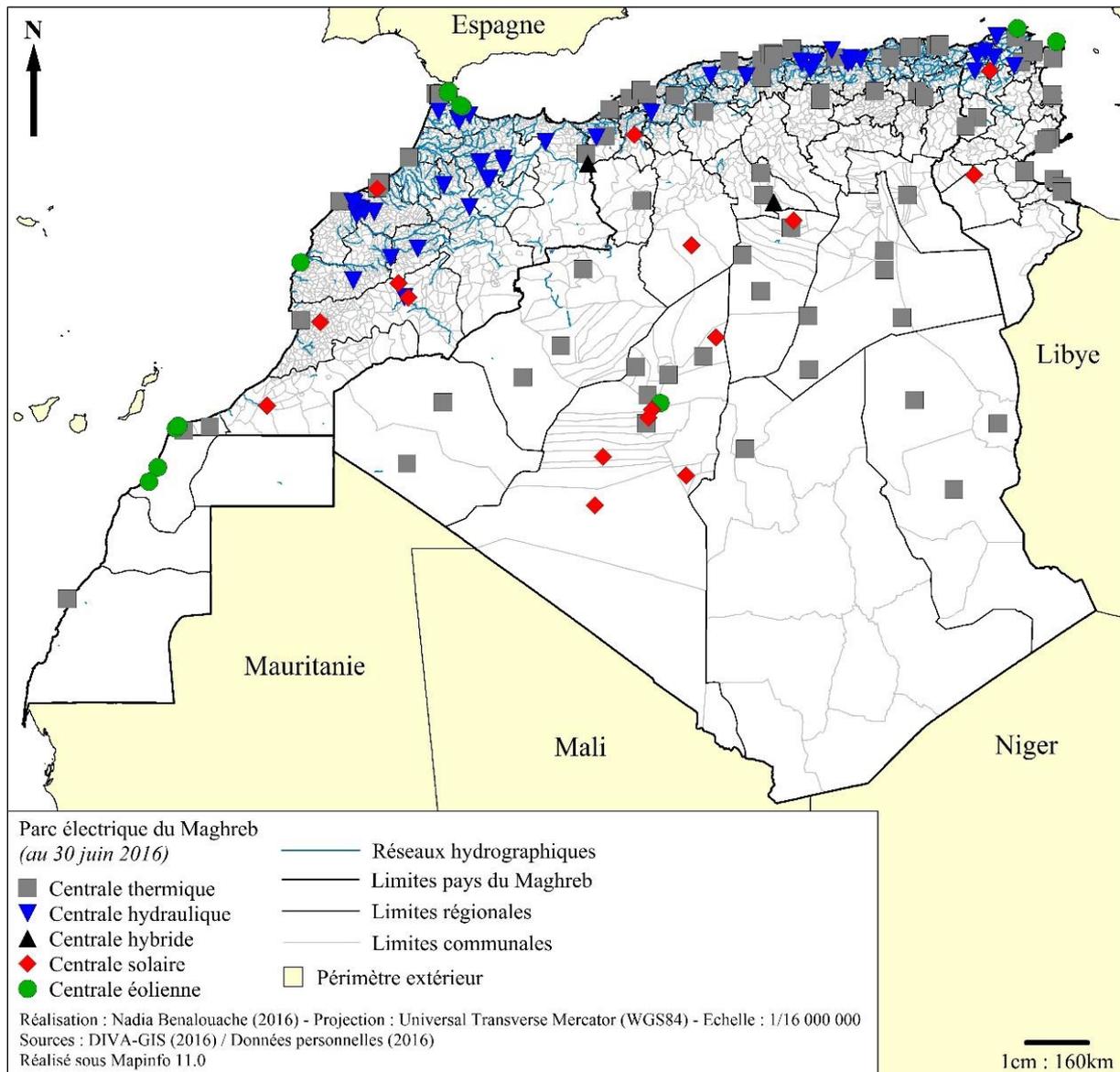
1- L'implantation des centrales classiques et des centrales solaires : deux géographies opposées.

Le paysage électrique maghrébin est largement dominé par la présence de centrales classiques qui regroupent les centrales thermiques (centrales à vapeur, turbines à gaz, centrale à Cycle Combiné, Diesel) – fonctionnant largement à partir de combustibles fossiles – ainsi que les centrales hydrauliques. Les centrales classiques sont fortement concentrées sur la bande littorale des pays maghrébins, notamment en Algérie et en Tunisie [cf. carte 8]. En effet, mises à part les centrales Diesel algériennes et quelques turbines à gaz, essaimées non loin des gisements d'hydrocarbures ou dans des zones non raccordées au réseau électrique national²⁷⁴, l'essentiel des centrales thermiques se situe à proximité des bassins de consommation, des réseaux électriques les plus denses ainsi que des bassins de refroidissement et des grands fleuves marocains (Bouregreg, L'Oum Er-Rabiaa, La Moulouya) et algériens²⁷⁵ (La Soummam, Sebaou). Dans le cas de l'Algérie, exportatrice d'hydrocarbures, des centrales classiques sont

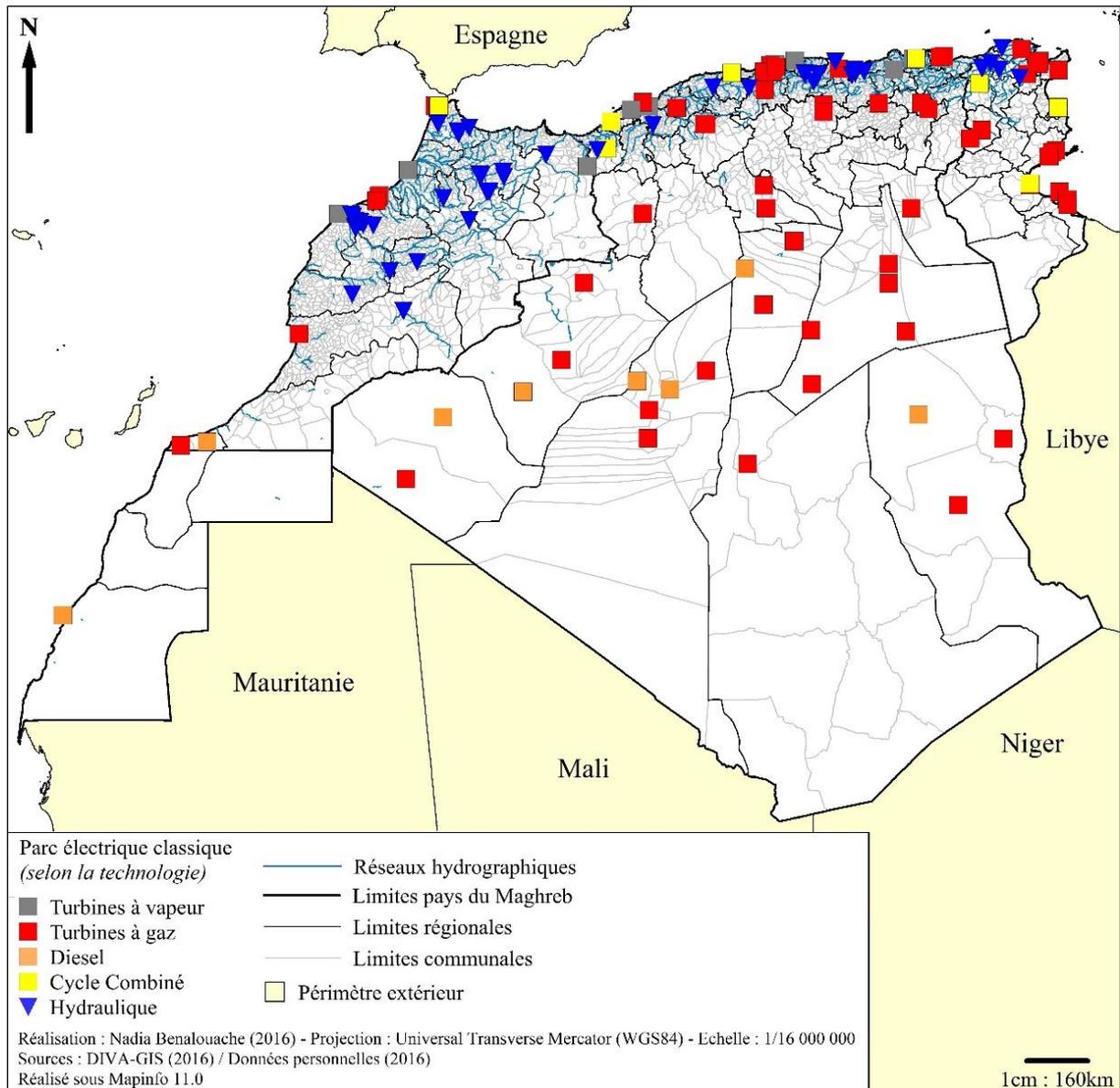
²⁷⁴ L'option diesel en Algérie et au Maroc constitue un choix idéal pour alimenter en électricité les sites éloignés du réseau électrique, et non approvisionnés, pour le cas de l'Algérie, en gaz naturel.

²⁷⁵ Principalement dans la région kabyle des Babors, zone dans laquelle les reliefs sont peu accentués, la pluviométrie faible et où les rivières présentent les débits alluvionnaires les plus importants du pays.

également situées près des raffineries « sur l'eau », à Arzew et Alger, par exemple [cf. carte 9]. L'analyse de l'implantation géographique des centrales éoliennes révèle également une forte littoralisation. Les zones côtières constituent des couloirs des vents en Tunisie (sites de Sidi Daoud et de Bizerte, au Nord de la Tunisie) et au Maroc (sites de Koudia El Baida, de Tanger, de Tétouan sur la bande littorale méditerranéenne du pays ou encore les sites Akhfennir, de Tarfaya sur le littoral atlantique au sud du pays). En Algérie, en revanche, ce sont les vents du Sud qui sont exploités (site de Kabertene, dans la wilaya d'Adrar) [cf. carte 8].

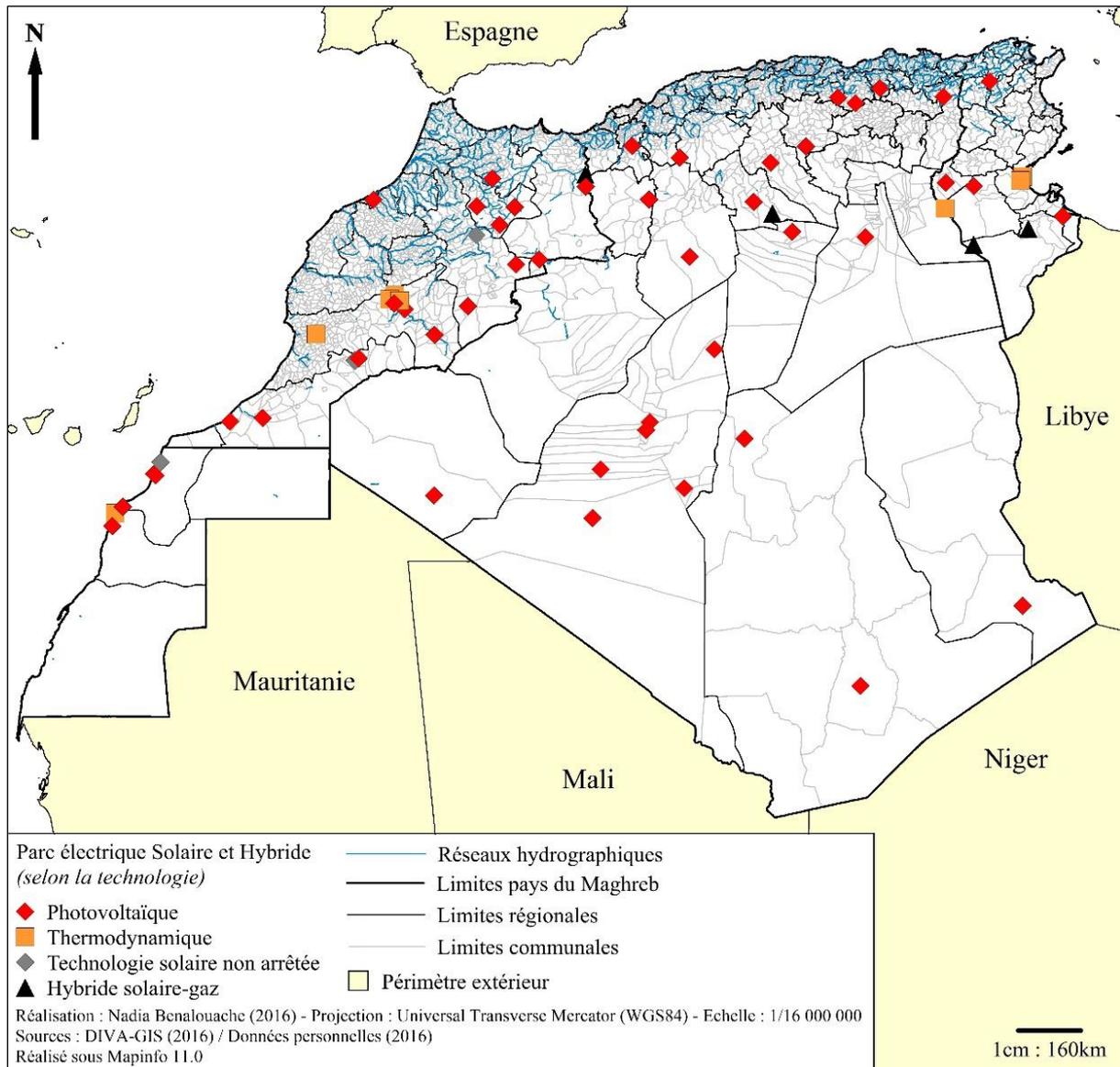


Carte 8 – Le parc électrique maghrébin au 30 juin 2016



Carte 9 – Le parc électrique classique maghrébin selon la technologie au 30 juin 2016

L'analyse de la géographie des unités de production solaires et hybrides révèle, au contraire, une répartition des unités dans les zones intérieures, le Sud et le Grand Sud. La distribution des unités de production électriques solaires et hybrides est spatialement plus équilibrée et mieux répartie sur l'ensemble des territoires. Dans le cas des unités électriques solaires, deux grands ensembles apparaissent : les zones intérieures des trois pays du Maghreb et les zones littorales du sud-tunisien (Gabès, Akarit) et du sud-marocain (Boudjour, Laäyoune, Foug-el-Oued, Tata), au nord du Sahara Occidental [cf. carte 10].



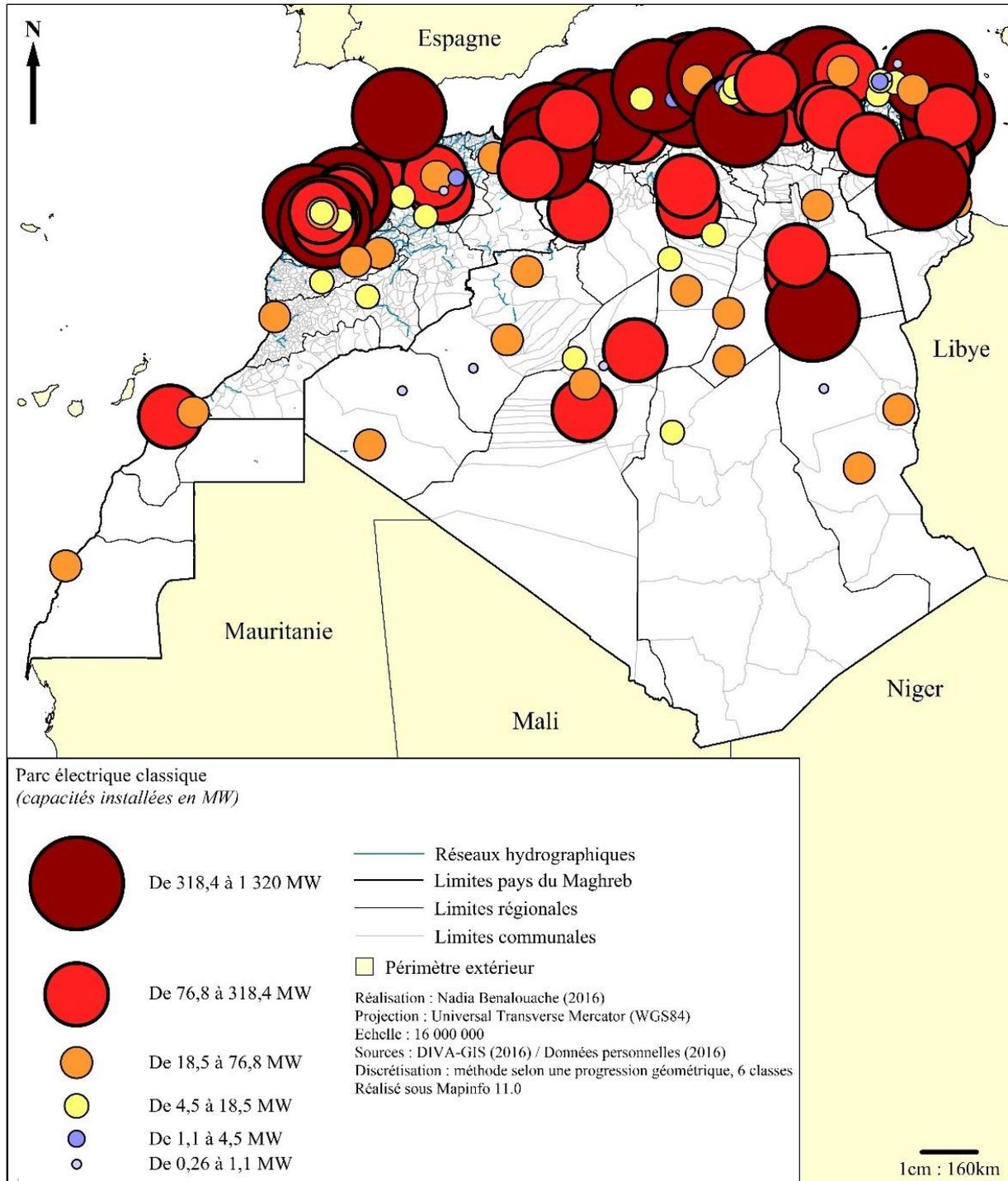
Carte 10 – Le parc électrique solaire et hybride en activité et en projet selon la technologie au Maghreb au 30 juin 2016

2- Hypersizeability des unités de production électrique au Maghreb : l'entrée en matière de l'énergie solaire.

Le parc électrique solaire est, en termes de capacité installée, plus modeste que le parc électrique conventionnel, malgré une tendance au déploiement de solutions centralisées à grande capacité installée. La faible densité énergétique des énergies renouvelables limite le déploiement spatial des unités électriques solaires. Avec la diffusion des technologies solaires et hybrides, un rééquilibrage spatial des puissances électriques exploitables est observable. Il est marqué par un glissement depuis la bande littorale vers les zones intérieures et du Sud.

Les capacités installées des centrales classiques accusent un fort contraste, entre, d'une part, les dispositifs thermiques – notamment suite à la mise en service dans la décennie 2000 de centrales à cycle combiné (Terga, El Tarf, Hadjret Ennous, Skikda en Algérie ; Ghannouch

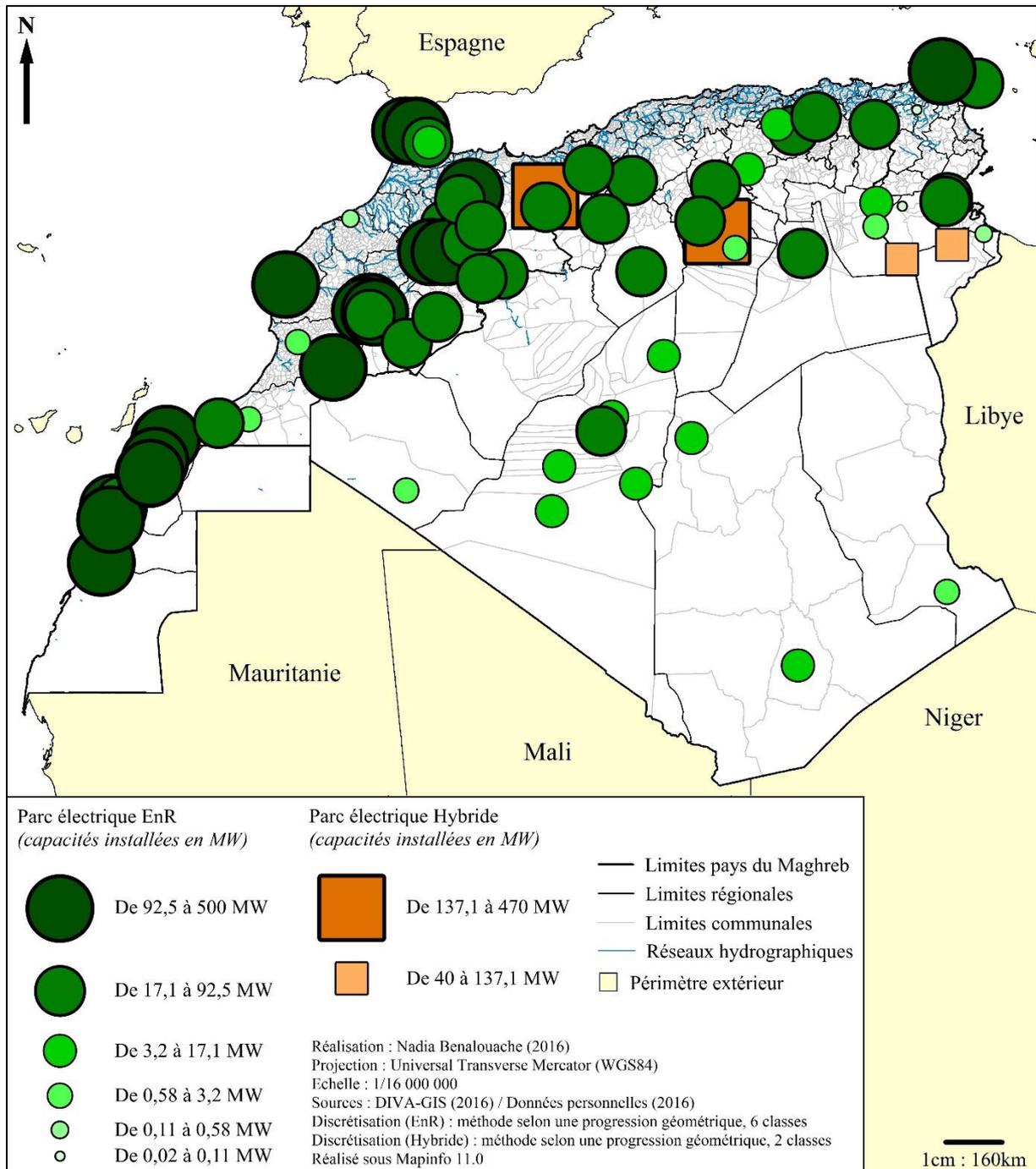
en Tunisie) – et, d’autre part, les centrales de petite hydraulique, renouvelables, et construites en majorité durant la période coloniale (Ighzer N’Chbel d’une capacité de 2,7 MW, construite en 1935, Tassala et Béni Badhal, construites en 1935, d’une capacité respective de 4,3 MW et 3,5 MW) [cf. carte 11].



Carte 11 – Capacité installée des centrales classiques au Maghreb au 30 juin 2016

Le déploiement des technologies renouvelables sur les espaces accentue encore davantage cette multi-dimensionnalité au sein du système productif. Une différence notable existe entre les capacités installées associées aux centrales CSP et hybrides, d’une part, et celles

associées aux technologies PV, d'autre part, généralement moins élevées. Les CPVS, moins massives, sont néanmoins plus nombreuses [cf. carte 12].



Carte 12 – Capacité installée des unités électriques renouvelables en activité et en projet au Maghreb au 30 juin 2016

B- Les facteurs de localisation des unités électriques solaires et hybrides au sol.

La localisation d'une unité électrique solaire, en tant qu'établissement industriel, dépend de plusieurs facteurs. Dans cette section, nous avons mis en évidence les facteurs « *qui ont*

réellement joué un rôle lors du choix » (Mérenne-Schoumaker, 2002, p. 139). L'analyse de ces facteurs au Maghreb a permis de distinguer des facteurs de localisation naturels, infrastructurels et socio-économiques. Nous avons mis l'accent sur les facteurs spécifiques aux technologies solaires et hybrides. Les facteurs de localisation plus génériques, tels que le réseau routier, influencent eux-aussi le choix de localisation mais n'ont pas fait l'objet d'une étude dans notre travail.

1- Les facteurs de localisation naturels.

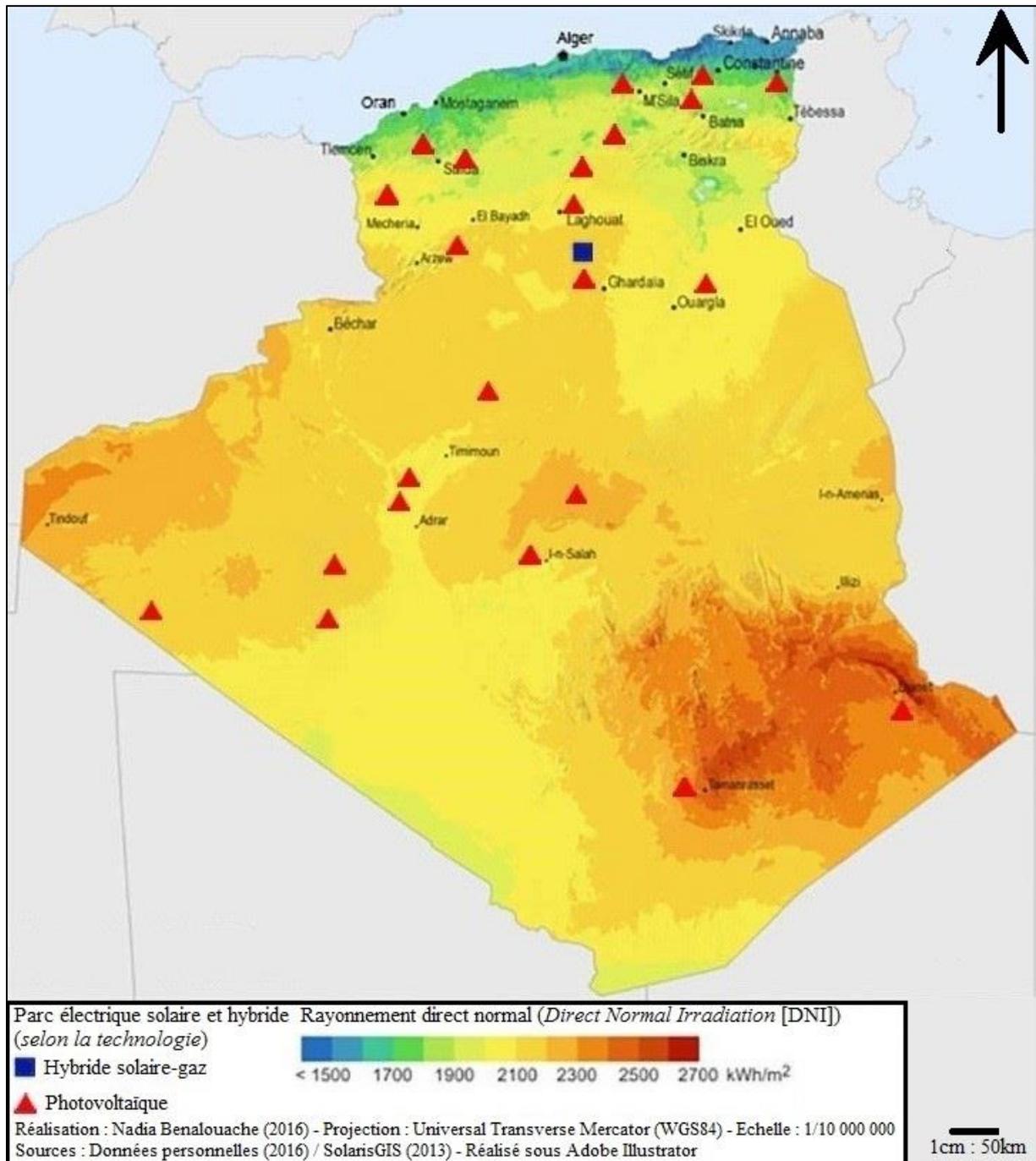
Au Maghreb, comme ailleurs, l'implantation d'une centrale solaire a surtout et d'abord tenu compte de la ressource solaire, autrement dit du gisement. L'étude du gisement est, en effet, une composante fondamentale d'un projet car c'est elle qui détermine le productible annuel qui permet au porteur de projet d'établir son business plan. Une erreur dans l'évaluation du potentiel solaire peut avoir de lourdes conséquences sur la rentabilité future d'un projet. Toutefois, la présence d'un très fort ensoleillement dans une zone ne signifie pas toujours qu'elle soit optimale. Par ailleurs, la caractéristique géomorphologique du terrain d'implantation constitue également un facteur-clé de localisation.

- La localisation des CPVS conditionnée par un ensoleillement élevé, une température moyenne et des surfaces planes.

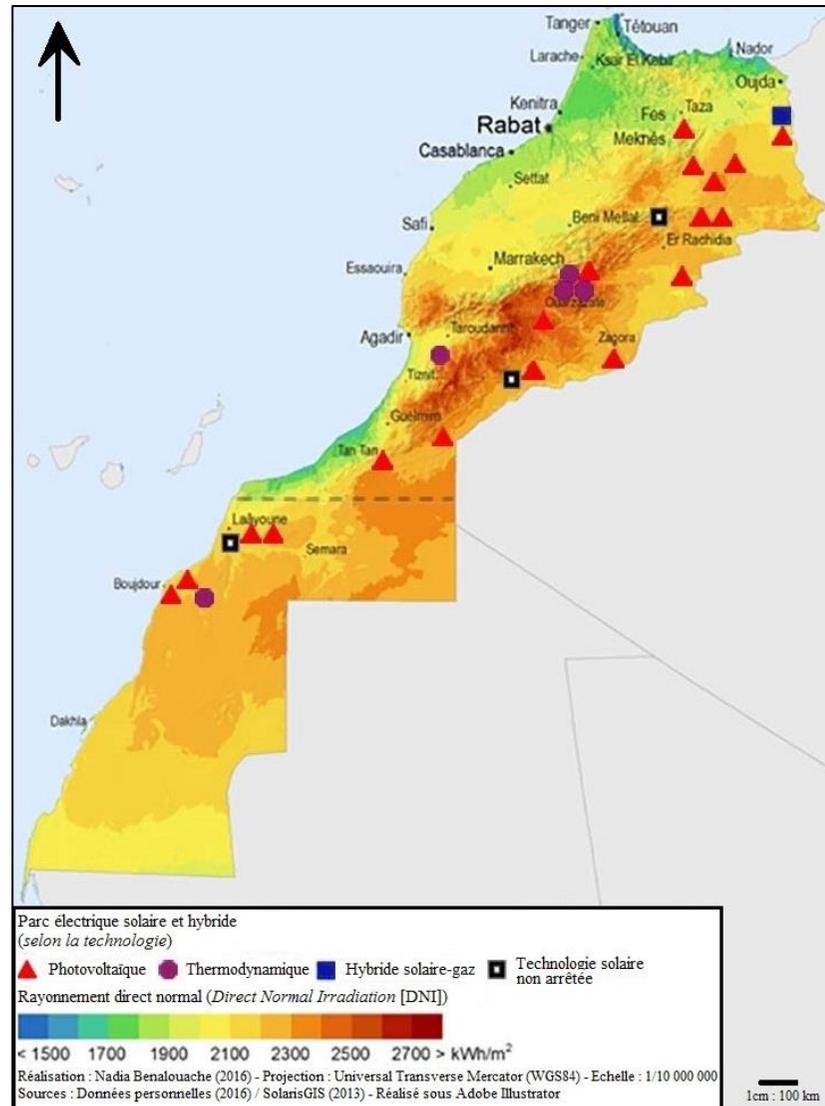
La majorité des CPVS en activité ou en projet sont situées sur des surfaces planes et à une altitude moyenne élevée, correspondant pour l'Algérie à la zone des hauts plateaux. Cet espace constitue un domaine steppique, caractérisé par l'absence d'arbres, une platitude et une pluviométrie très déficiente et mal répartie dans le temps et dans l'espace, dépassant rarement les 200 mm/an. Les CPVS doivent être implantées dans des zones où la pente a une incidence inférieure à 15 %. La steppe algérienne couvre l'ensemble des hautes plaines sur une superficie de 20 millions d'hectares entre la limite sud de l'Atlas Tellien et le piémont sud de l'Atlas Saharien, sauf dans les zones basses au niveau des chotts, zahrez et sebkhas, où l'altitude est inférieure à 800 m. La steppe algérienne est comprise dans un vaste ensemble bordant l'Atlas tellien au Nord et l'Atlas Saharien au Sud.

Cet ensemble parcourt en diagonale l'Algérie, depuis le sud marocain (en dehors du Sahara occidental) jusqu'au Nord-Ouest tunisien à une altitude moyenne de 1 000 m. Il représente l'ensemble le plus homogène de tout le Maghreb. Cette caractéristique est, par ailleurs, importante pour la technologie PV, car elle permet de capter la lumière du soleil de façon plus optimale en raison de l'altitude élevée et d'avoir un ciel plus dégagé. Cette zone possède un gisement solaire moins élevé que celui du Sahara. La technologie PV doit être effectivement implantée dans des régions où la température atmosphérique avoisine 25°C afin de garantir un meilleur rendement. La localisation des CPVS algériennes fait apparaître un deuxième ensemble, celui du triangle Adrar-In Salah-Aoulef. Elle correspond à la zone de

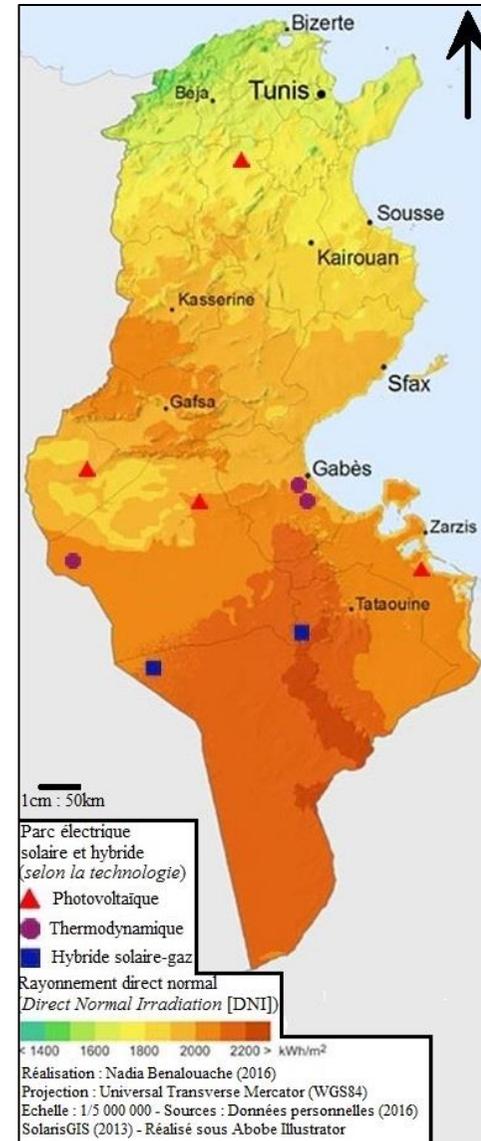
plateaux rocheux du Tademaït, à l'exception d'Adrar, qui se situe au nord de l'Erg du Chech [cf. cartes 13-14-15-16].



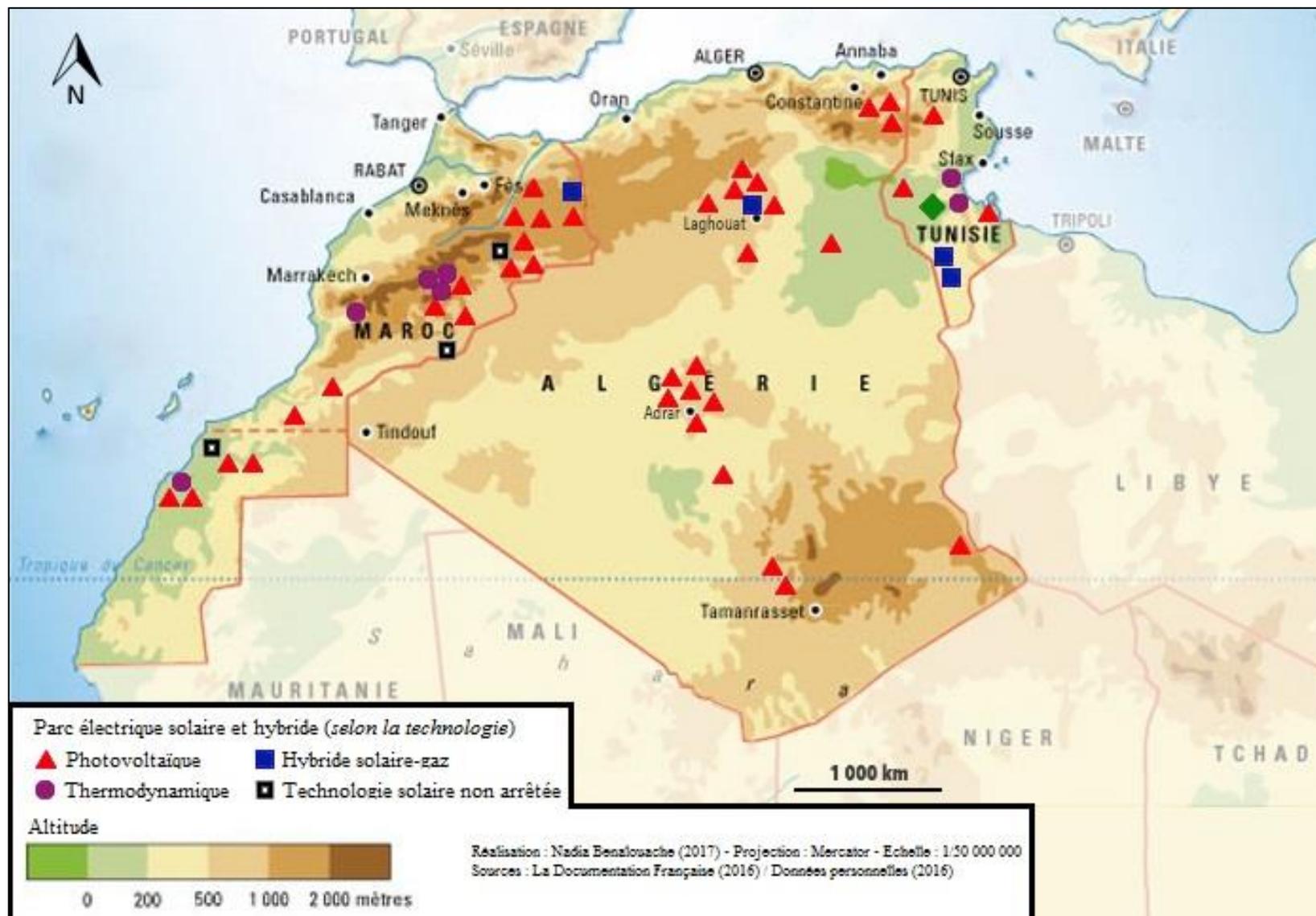
Carte 13 – L'irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016



Carte 14 – L’irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016



Carte 15 – L’irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016



Carte 16 – Répartition des centrales solaires et hybrides et relief au Maghreb au 30 juin 2016

- Les facteurs majeurs de localisation du CSP : un ensoleillement très élevé, une surface plane et la présence de bassins hydrauliques.

La technologie thermodynamique est prioritairement déployée dans des zones où l'ensoleillement est très élevé. L'irradiation directe (DNI) doit être supérieure à 2 200 kWh/m². En effet, cette technologie à concentration, qui constitue par ailleurs l'une des composantes des systèmes hybrides solaire-gaz au Maghreb, requiert un fort rayonnement. La région de Sous, par exemple, où est implantée le CESO a un gisement solaire évalué à 2 635 kWh/m²/an. La zone d'implantation réelle ou projetée des projets solaires marocains, principalement au Sud, est une zone de bas plateaux, de regs (plaines caillouteuses) ou de hamadas (plateaux rocailloux, composées de calcaires lacustres ou de croûtes calcaires récentes), qui sont des surfaces planes ou à faible pente [cf. photos 15-16-17]. Cependant, le CESO est situé sur des plateaux étendus et élevés, entourés par les chaînes de montagnes du Haut Atlas au Nord, de l'Anti-Atlas au centre et du Bani au Sud. Il s'agit d'une zone de plateaux plats morcelés par l'érosion, avec des altitudes allant de 1 100 m à 1 450 m. La zone d'implantation d'une centrale CSP doit avoir une incidence inférieure à 4 %. Le site de la centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar est situé sur une zone de hauts plateaux, au sud de la chaîne des Horsts, qui sépare la zone montagnarde et méridionale du Nord (le Rif) et la zone saharienne au Sud. Le terrain d'implantation de la centrale est plat avec une altitude moyenne de 925 mètres.



© Nadia Benalouache – 2014

Photos 15-16-17 – La première phase du CESO implantée sur une surface plane à altitude élevée et à différents stades de construction

Ces sites sont, par ailleurs, situés de préférence à proximité de la mer, de barrages ou de Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)²⁷⁶ afin de garantir l'alimentation en eau des centrales thermiques (CSP, hybrides) et l'entretien des unités électriques solaires qui peuvent subir de fortes dégradations à cause des tempêtes de sable. Les porteurs de projets Masen et l'ONEE envisagent ainsi d'implanter plusieurs unités CSP sur le littoral atlantique au Sud, dans la zone du Sahara occidental, plus précisément à Boudjour. La technologie CSP, basée sur un procédé thermique, implique d'avoir à proximité des unités de production des bassins d'eau, et notamment des barrages. La ressource en eau est également utilisée dans le circuit de refroidissement ainsi que pour nettoyer les miroirs. Les centrales CSP de Ouarzazate sont, par exemple, situées non loin du barrage Mansour Eddhabi. L'absence d'unités de production solaires dans le Grand Sud s'explique principalement par le manque de ressources en eau, dans une région marquée, notamment en Tunisie et en Algérie, par un stress hydrique et par la contrainte des tempêtes de sable. Pour le CESO, la consommation en eau est estimée entre 2,5 et 3 millions de m³ par an. La source d'approvisionnement en eau pour le complexe solaire est le barrage de Mansour Eddabhi, situé à une douzaine de kilomètres du complexe. [cf. photo 18]. À Aïn Béni Mathar, toujours au Maroc, l'eau brute nécessaire à la centrale thermosolaire constituée du composante CSP est de 373 m³/h. Elle est pompée à partir de la nappe phréatique située sous le sol du site grâce à un système de puits forés.



© Nadia Benalouache – 2014

Photo 18 – Le barrage Mansour Eddabhi qui assure l'alimentation en eau du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate au Maroc

²⁷⁶ La STEP est une forme particulière de centrales hydroélectriques. Composées de deux bassins situés à des altitudes différentes, elles permettent de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lorsque la demande électrique est faible. Lorsque la demande électrique augmente, elles restituent de l'électricité sur le réseau en turbinant l'eau du bassin supérieur.

- Des unités hybrides au Maghreb implantées à proximité de gisements d'hydrocarbures ou du passage de gazoducs.

Le facteur de localisation incontestable des solutions hybrides solaire-gaz est la présence de gisements de gaz naturel ou, pour ce qui est du Maroc, le passage d'un gazoduc. La centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar a été implantée à proximité du passage du gazoduc « Pedro-Duran-Farell » qui relie Hassi R'mel en Algérie à l'Espagne. Le Maroc se fournit en gaz naturel algérien à titre de redevance et prélève annuellement 750 millions de m³. Une partie sert de combustible pour le fonctionnement du Cycle Combiné. La centrale hybride algérienne implantée à Tilghemt, se fournit en gaz naturel grâce au puit de Hassi R'mel. Enfin, deux centrales thermo-solaires devraient être implantées en Tunisie, près du champ pétrolifère et gazier d'El Borma dans le sud tunisien (gouvernorat de Tataouine) [cf. figure 47].

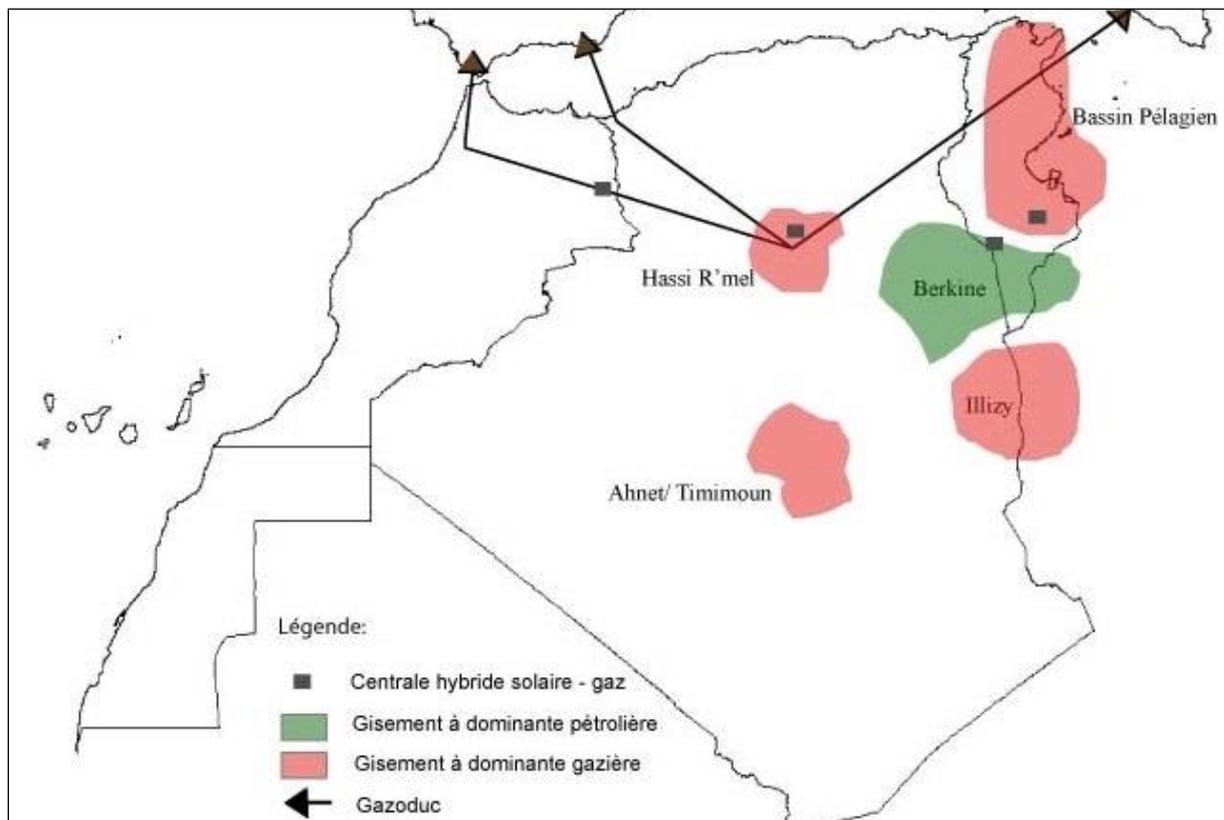


Figure 47 – Répartition des centrales hybrides solaire-gaz, localisations des gisements d'hydrocarbures et gazoducs transnationaux au 30 juin 2016

2- La disponibilité foncière : un élément majeur de localisation des unités électriques solaires et hybrides.

Du fait de leur faible densité énergétique, l'implantation des unités de production électriques renouvelables requiert des terrains d'implantation très vastes. Les énergies renouvelables réintroduisent en effet une proportionnalité entre rendement et surface de production. Ainsi, plus la capacité installée est élevée, plus grande sera la surface nécessaire pour l'exploitation de la centrale. C'est le cas des centrales CSP marocaines et tunisiennes ainsi

que des CPVS algériennes et marocaines. Ces dernières sont situées en périphérie de villes secondaires (Boudnib, Boulemane, Outat El Haj, Bouanane au Maroc ; Aïn Azel, Ras El Oued, Chelghoum El Aïd, Oued El Kebrit, Telagh en Algérie), dans des zones où la disponibilité foncière est relativement importante (Kasdallah, 2013). Le CESO est l'une des cinq centrales prévues dans le cadre du "Plan Solaire Marocain". Son emprise foncière est estimée à environ 3000 hectares²⁷⁷. Les infrastructures électriques seront disposées sur une surface de 2 500 hectares (450 hectares pour la centrale Noor I ; de 680 ha pour la centrale "Noor II" et 750 ha pour la centrale Noor III). Des parcelles de terrain supplémentaires ont également été acquises par Masen, de près de 500 hectares pour répondre aux besoins supplémentaires éventuels, notamment ceux d'une plateforme de recherche et développement dans le domaine de l'énergie solaire (cluster) d'une superficie d'environ 200 hectares fonctionnelle depuis 2014. Le terrain appartenait au groupe ethnique de Aït Oukrou-Toundout. Les autorisations et pré-requis ont été obtenus et la procédure d'acquisition a été finalisée le 18 octobre 2010 dans le cadre d'une cession de gré à gré. La collectivité Aït Oukrou-Toundout est le vendeur et l'ONEE, l'acheteur. Cette cession a été suivie d'une déclaration de command entre l'ONEE et MASEN. Quelques jours plus tard, une attestation de vocation non agricole des parcelles cédées est obtenue par MASEN. Le service du cadastre de Ouarzazate a procédé à l'immatriculation foncière du terrain appartenant désormais à Masen.

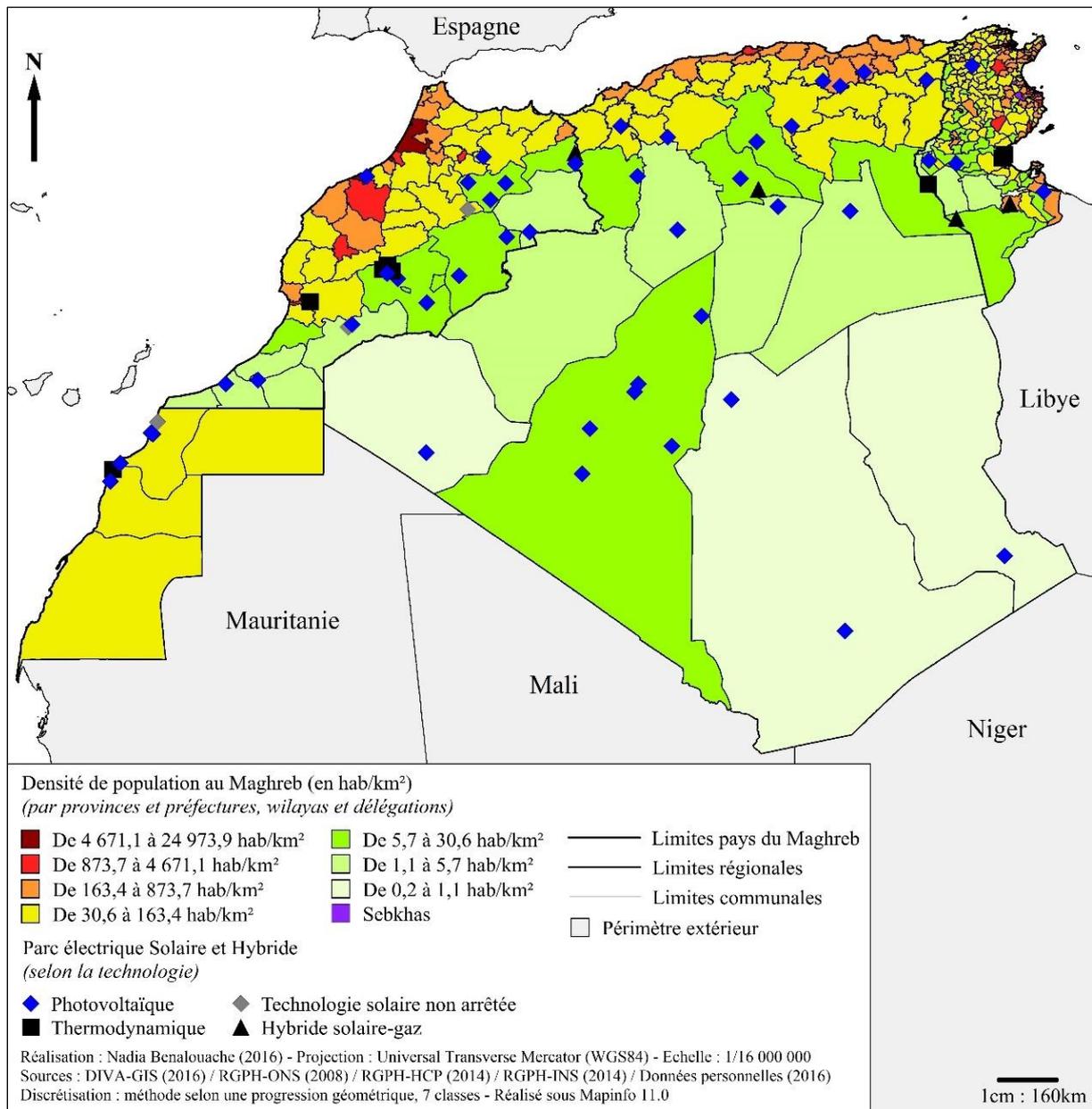
Les structures cylindro-paraboliques qui composent les centrales hybrides de Aïn Béni Mathar (Maroc) et Tilghemt-Hassi R'mel (Algérie) occupent en moyenne une surface de 80 ha pour une capacité installée de 25 et 20 MW respectivement. Le terrain sur lequel la centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar a été implantée relève du domaine public. Il appartient aux collectivités locales dont le champ de compétences s'exerce sur la zone de projet ainsi qu'au Département des Eaux et Forêts. La procédure d'acquisition a été engagée par l'ONEE. Le relief du site est pratiquement plat.

Les centrales solaires et hybrides ne peuvent être implantées sur des terres agricoles (Surface Agricole Utile) privatisées ou collectives, des zones urbaines denses, des forêts et des zones protégées ou encore de transhumance²⁷⁸. L'installation du CESO, par exemple, n'engendre qu'un très faible conflit d'usage car le site a actuellement une vocation pastorale et un faible apport fourrager. Les projets se situent généralement dans des zones de faible densité, loin des bassins de consommation [cf. carte 17]. Au Maghreb, les littoraux concentrent l'essentiel des pôles urbains. Au Maroc, l'axe côtier regroupe plus de 40 % de la population urbaine du pays et reste prédominant. Dans le Nord de l'Algérie, 95 % de la population habitent sur un sixième du territoire national. En Tunisie, enfin, la population est concentrée dans la région de Tunis et du Sahel. Ce choix de déploiement dissocie complètement lieu de production

²⁷⁷ Le projet CESO est divisé en quatre phases. En 2016, une première phase (Noor I) a été réalisée et une deuxième (phase Noor II et Noor III) est en cours de construction.

²⁷⁸ Entretien auprès de Mustapha Mouaddine, géomaticien chargé de la prospection des sites, Masen, le 13 juin 2012 à Rabat.

et lieu de consommation en utilisant des espaces sans concurrence anthropique. Nous sommes loin, ici, du discours décentralisateur. Dans ce cas, il faut intégrer l'usage des unités électriques solaires aux réseaux électriques constitués depuis un demi-siècle.



Carte 17 – Répartition des unités solaires et hybrides et densité de population au Maghreb au 30 juin 2016

3- Les facteurs de localisation infrastructurels des unités électriques solaires : le rôle des réseaux électriques.

- Le réseau électrique, un facteur influent dans le choix d'implantation.

Le choix de localisation des unités solaires et hybrides obéit non seulement à des facteurs naturels mais également infrastructurels, et notamment la présence du réseau

électrique. En Algérie, la répartition des centrales CPVS révèle une correspondance totale entre leur localisation et la présence d'un réseau électrique [cf. figure 48].

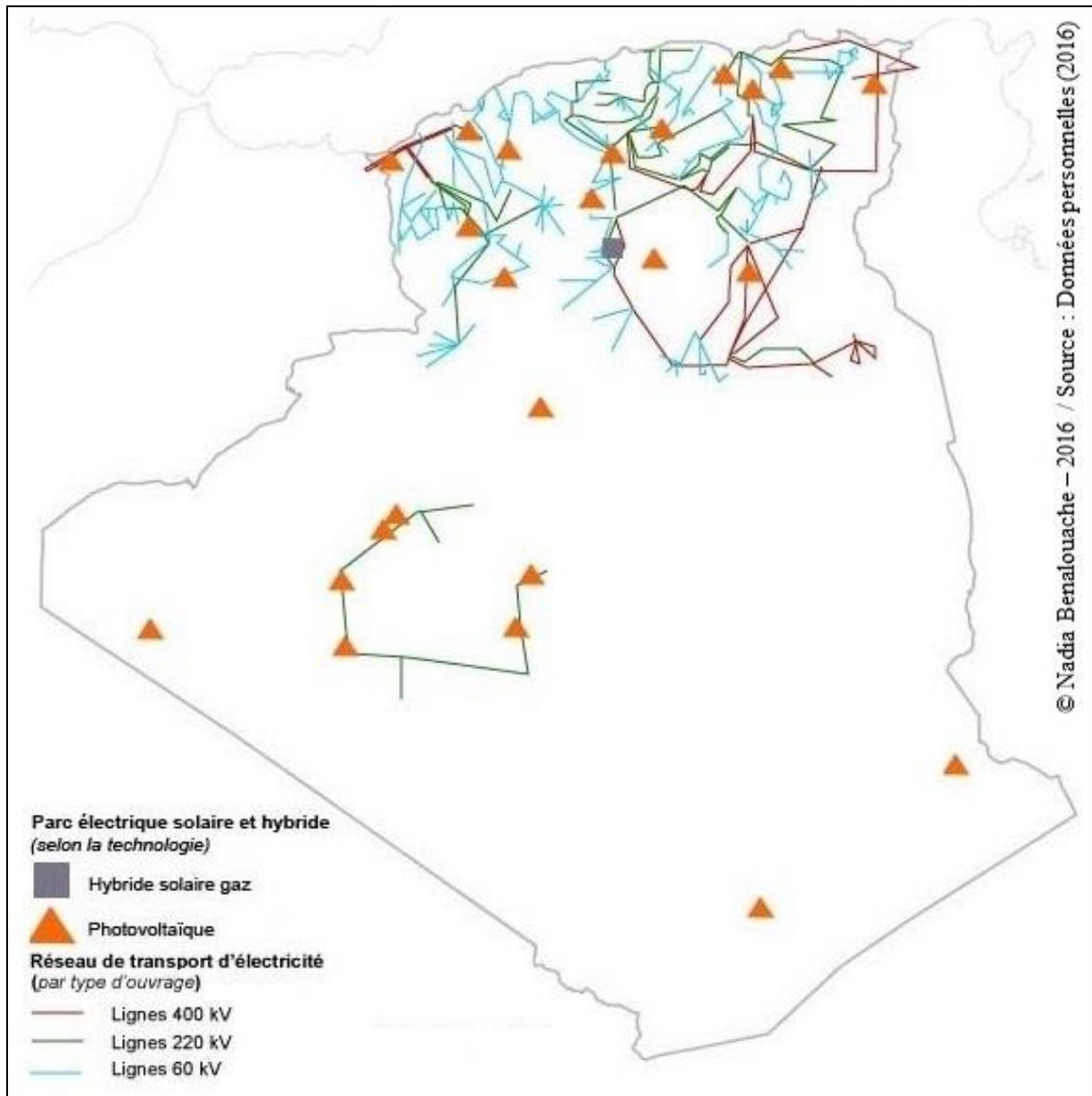


Figure 48 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016

Ce réseau se décompose en trois systèmes :

— [1] Le Réseau Interconnecté National (RIN) qui s'étend sur tout le nord du pays et qui couvre les régions de Béchar jusqu'aux régions de Hassi Messaoud, en passant par Hassi R'mel et Ghardaïa. Ce réseau alimenté par l'essentiel des centrales électriques du parc algérien, reliées entre elles à travers un réseau de transport de 220 kV et 400 kV. L'électricité générée est évacuée des sites de production vers les centres de consommation. Une partie des projets CPVS est implantée sur ou à proximité de ce réseau, tels que les CPVS de Aïn Azel, Ras El Oued, Chelghoum el Aïd, Oued Kebrit, Aïn El Ibil (M'Sila), El Khoung ou encore El Hadjira.

— [2] Le pôle In Salah-Adrar-Timimoum est alimenté par les turbines à gaz d'Adrar et d'In Salah et nouvellement par les CPVS situées sur les sites de Adrar et Zaouiet Kounta et, dès 2017, par les CPVS situées à Timimoum, In-Salah, Reggane et Aoulef qui possèdent des capacités installées allant de 3 à 9 MW. Ce réseau de 220 kV s'étale de In Salah à Timimoum via Aoulef et Adrar.

— [3] Les Réseaux Isolés du Sud (RIS)²⁷⁹ couvrent le Grand Sud. Ces réseaux locaux sont constitués de groupes Diesel et de turbines à gaz. Ces réseaux locaux ont été réalisés en raison des grandes distances qui séparent les pôles de consommation des villes du Grand Sud et des niveaux de consommation d'électricité relativement faibles. Deux CPVS sont implantées dans cette zone, celles de Tamanrasset et de Djanet.

Le choix des sites d'implantation des projets est également conditionné en Tunisie par la présence du réseau HT (150 kV) ou THT (400 kV) [cf. figure 49].

²⁷⁹ En raison de l'absence d'informations cartographiques, cette partie du réseau n'a pas été schématisée.

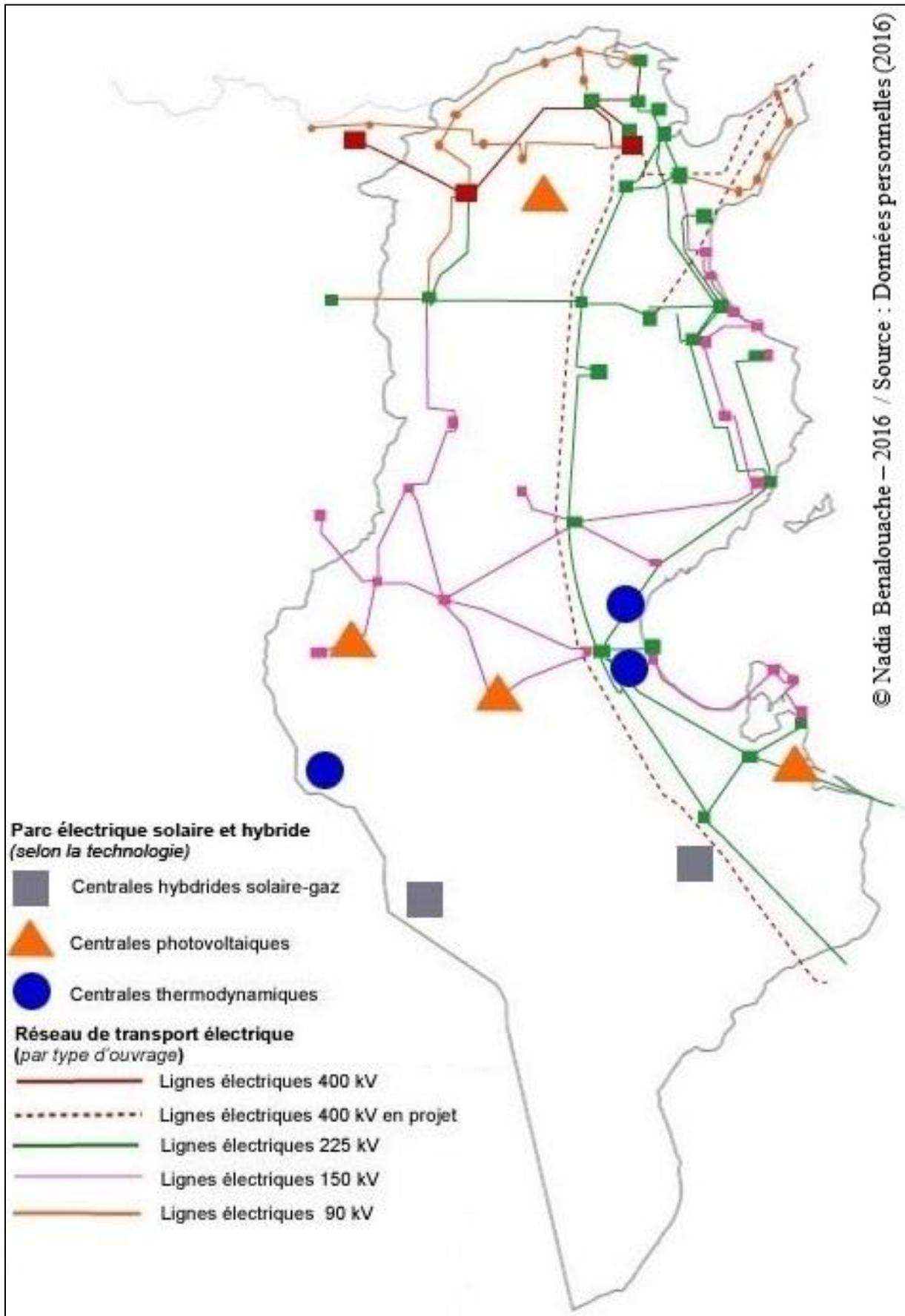


Figure 49 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016

- L'extension du réseau électrique pour le raccordement des unités solaires au Maroc.

Au Maroc, la majorité des centrales thermodynamiques et photovoltaïques ne se situent pas sur le réseau électrique national THT et HT existant. L'extension du réseau actuellement en projet répond, au contraire, à la nécessité d'évacuer l'électricité de nouvelles unités de production renouvelables programmées (éolien, solaire) sur de grandes distances, ce qui renforce encore davantage la centralisation du système électrique marocain. La demande électrique exponentielle fait de l'autosuffisance électrique une priorité nationale au Maroc. Or, le réseau électrique actuel est proche de ses limites admissibles.

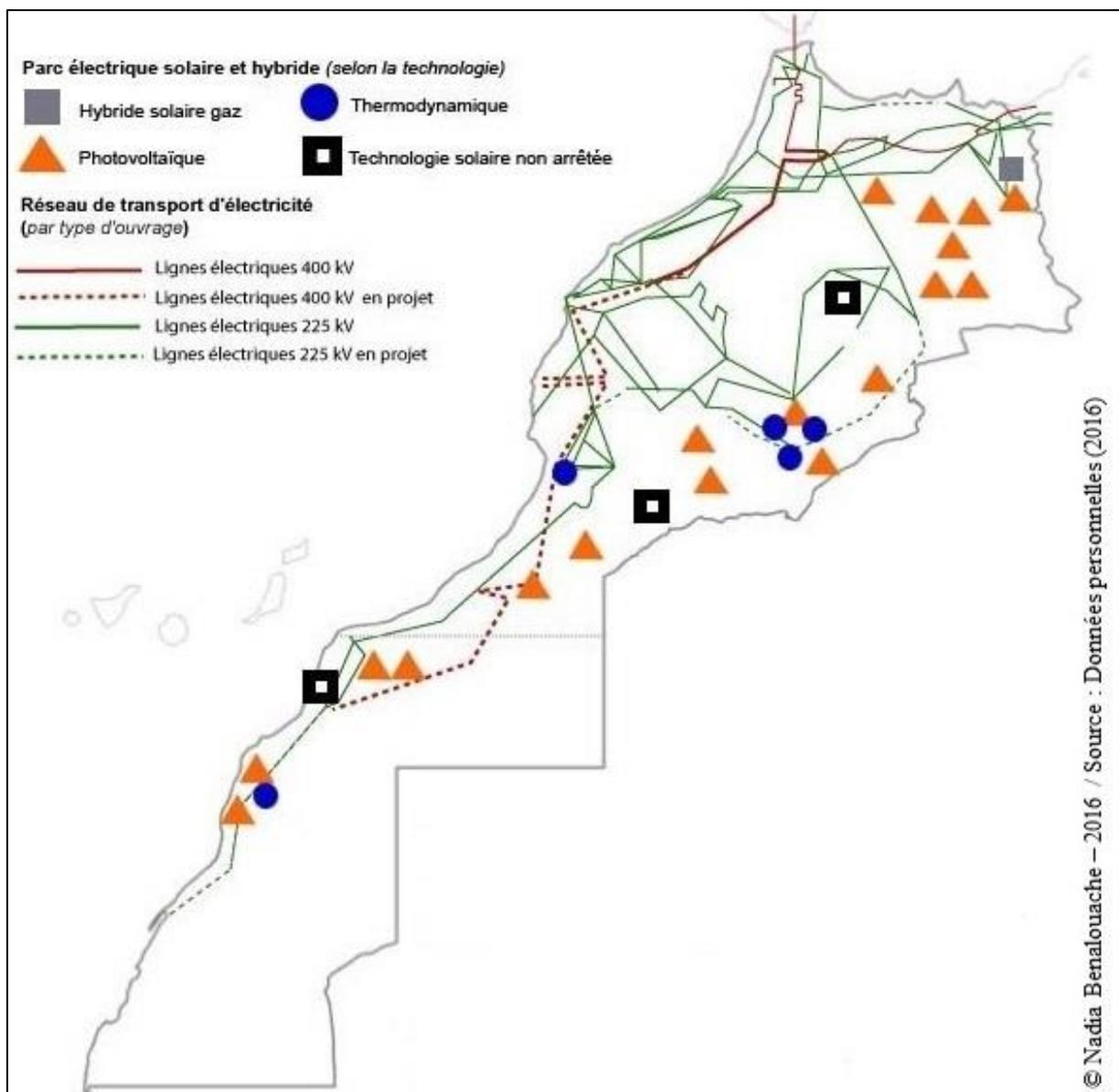


Figure 50 – Le réseau de transport d'électricité et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016

Un vaste programme est en cours, dans lequel sont prévus des projets d'évacuation de l'électricité fournie par le CESO, le parc éolien d'Akhfennir et les CPVS édifiées dans le cadre

du "Plan Noor-PV" notamment (AFD, 2014). L'énergie produite par la centrale CESO par exemple est pour le moment évacuée sur le poste 225/60 KV d'Ouarzazate qui se trouve à 4 kilomètres du complexe. Une ligne électrique 225 kV est en construction entre Errachidia et Ouarzazate longue de plus de 300 km pour assurer à terme l'évacuation de l'électricité produite [cf. figure 50]. Le Maroc prévoit par ailleurs de renforcer son réseau THT (400 kV) qui s'étendra selon un axe nord-sud sur tout le littoral atlantique, jusqu'au nord du territoire du Sahara occidental, et sur un axe est-ouest dans le nord du pays jusqu'à la région de l'Oriental [cf. figure 51]. Le pays envisage, par ailleurs, de renforcer son réseau HT de 225 kV, suite à la construction des cinq centrales géantes prévues dans le cadre du "Plan Solaire Marocain".

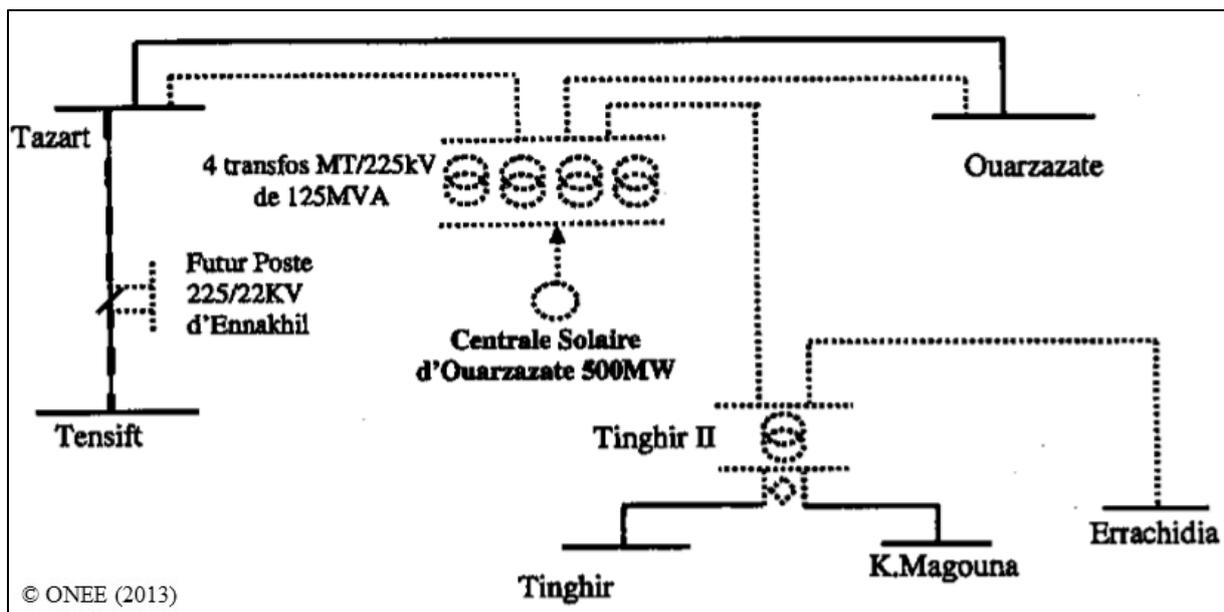
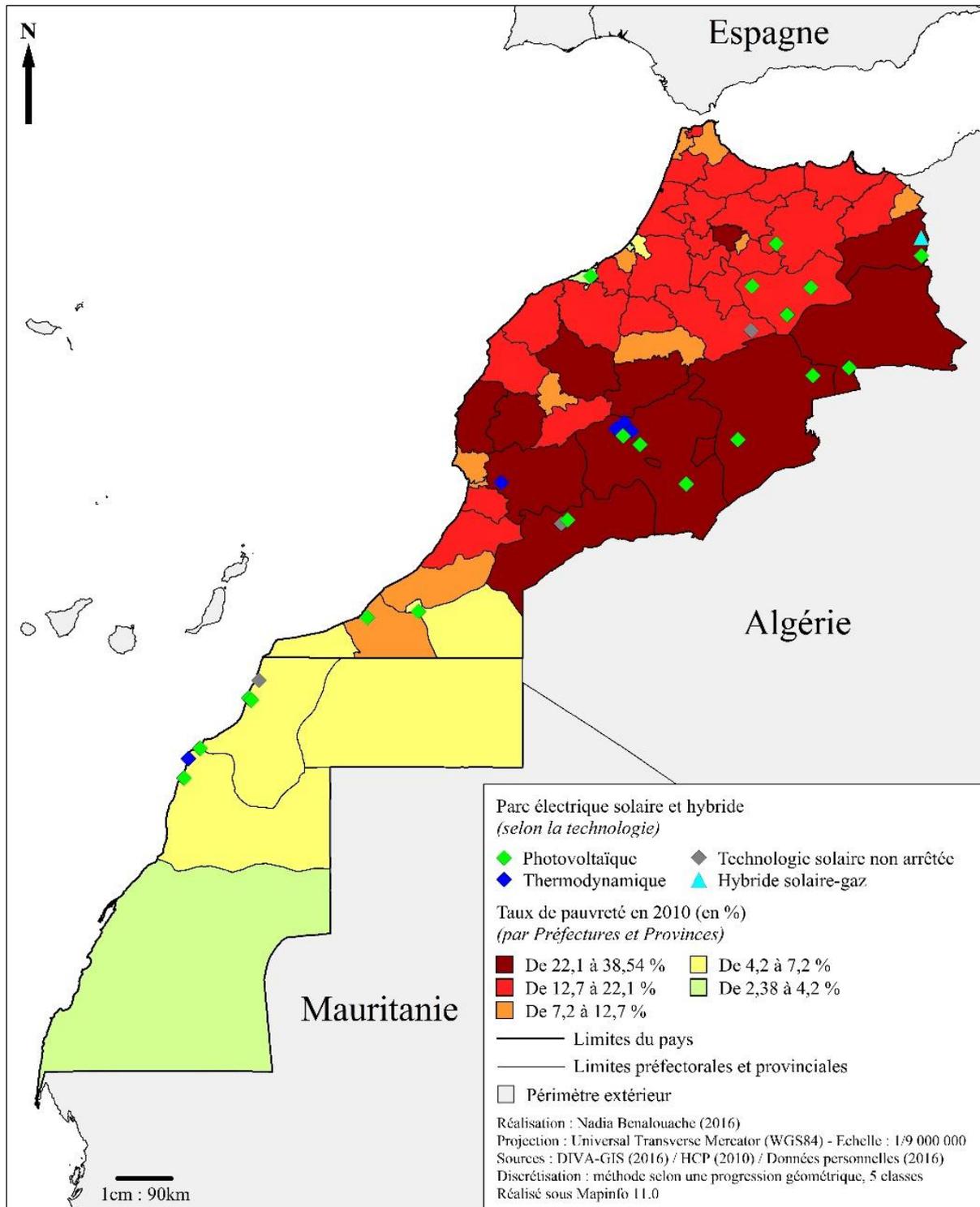


Figure 51 – Schéma du raccordement électrique du CESO et des extensions prévues

4- L'argument socio-économique du Maroc.

La géographie des unités au sol, telles que les centrales CSP et les CPVS, concerne des espaces habituellement discriminés au Maghreb, les zones intérieures et le sud, éloignés des zones de fort dynamisme économique. Dans de nombreux discours promotionnels, qui émanent d'acteurs politiques comme économiques, les énergies renouvelables constitueraient un vecteur potentiel de rééquilibrage territorial et d'équité sociale, au travers, entre autres, d'une redistribution sur le territoire d'implantation des richesses générées par les dispositifs mis en oeuvre, à l'origine d'externalités positives.



Carte 18 – Répartition des unités solaires et hybrides au 30 juin 2016 et taux de pauvreté par Préfctures et Provinces au Maroc

Le Plan Solaire Marocain s’inscrit dans cette vision, qui souhaite promouvoir un développement local et justifier par la-même le caractère « intégré » des projets de centrales solaires géantes. La construction et l’exploitation des centrales solaires inscrites aussi bien dans le "Plan Solaire Marocain" que dans le "Plan Noor-PV" portés par la MASEN, doivent, en effet, contribuer au développement socio-économique des régions d’implantation. Le choix

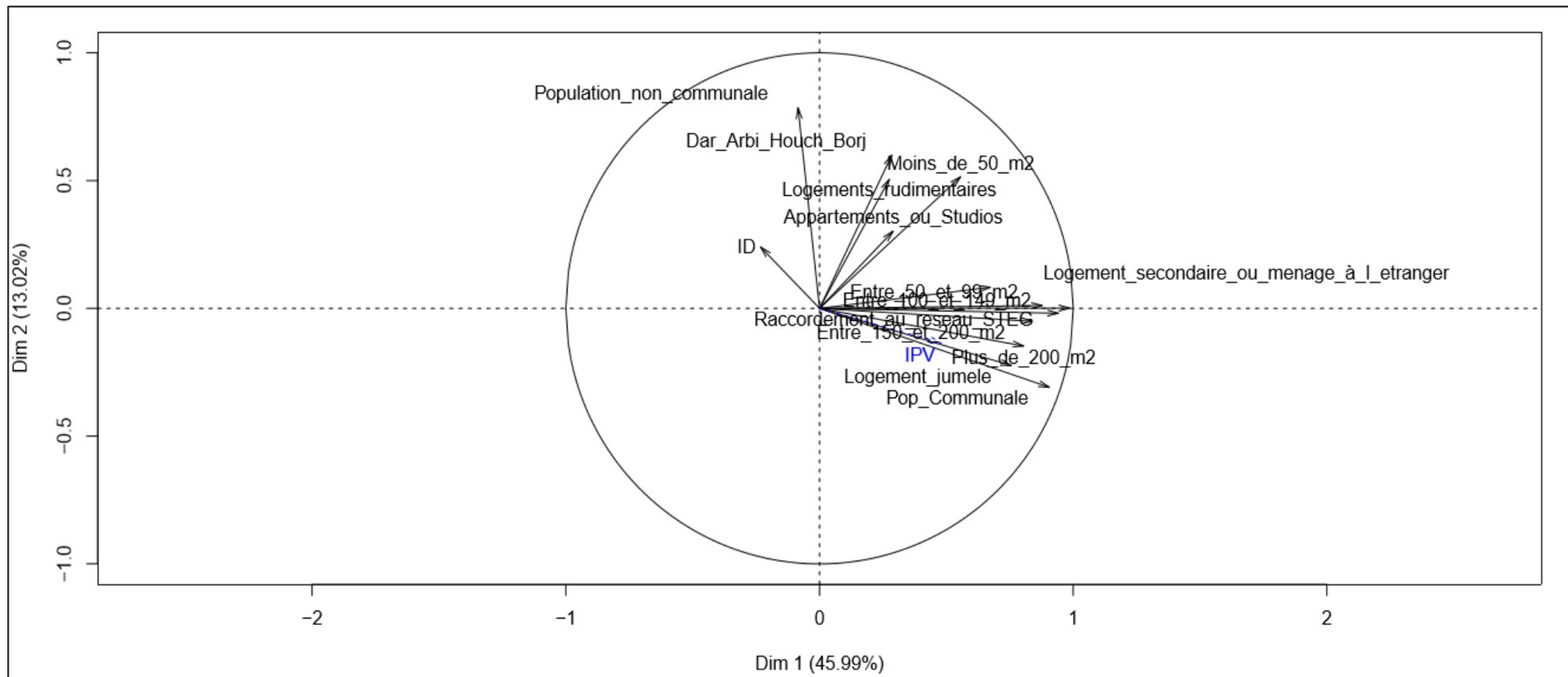
d'implantation de ces centrales, orienté en partie par les nombreuses études d'impacts financées par les bailleurs de fonds internationaux, dépend également des caractéristiques socio-économiques du territoire désigné. Cette démarche marocaine vise au désenclavement des territoires, ainsi qu'à l'amélioration des conditions de vie des populations. La répartition des centrales solaires réelles ou projetées concerne majoritairement des territoires présentant des taux de pauvreté élevés au Maroc, mis à part les projets situés sur la zone du Sahara Occidental [cf. carte 18]. La commune rurale de Ghassate, par exemple, sur laquelle est située le CESO est notamment caractérisée par un déclin démographique, du fait d'un solde migratoire négatif. La première phase du projet Noor I, a permis de recruter lors de la phase de construction près de 600 personnes originaires de la commune de Ghassate (près de 40 %) et de ses environs.

C- La géographie des installations photovoltaïques (IPV) surimposées au bâti en Tunisie.

La lecture territoriale de la distribution des installations photovoltaïques surimposée au bâti en Tunisie, montre qu'elle obéit davantage à des facteurs de nature anthropique, infrastructurel et socio-économique qu'à des facteurs naturels.

1- Les facteurs favorables à la diffusion des installations photovoltaïques : une analyse en composantes principales (ACP).

À partir d'une Analyse en Composantes Principales (ACP), nous avons voulu mettre en évidence les facteurs qui influent sur la diffusion des IPV en Tunisie. La sélection des variables a été réalisée en fonction des enseignements tirés de nos entretiens auprès des acteurs impliqués dans le domaine (entrepreneurs et institutionnels principalement). 14 variables ont été statistiquement exploitées afin d'évaluer leur influence sur la répartition des IPV par délégations. Les données nous ont été fournies par l'Institut National de la Statistique (INS) et sont issues du Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH) en date de 2014. Ces variables s'inspirent de la classification de l'INS : (i) Le type d'habitat ("Logements rudimentaires", "Appartements ou studios", "Villas ou Duplex", "Logement jumelé", "Dar arbi/Houch.Borj"); (ii) la superficie ("Plus de 200 m²", "Entre 150 et 200 m²", "Entre 100 et 149 m²", "Entre 50 et 99 m²" et "moins de 50 m²"); (iii) le milieu de vie de la population ("milieu communal", "milieu non communal"), (iv) le raccordement au réseau STEG et (v) la nature de l'occupation du logement ("logement secondaire ou ménages à l'étranger"). Les données sur la répartition des IPV sont issues de notre base de données personnelles, produite à partir de la liste transmise par la STEG, qui mentionne les adresses de chacun des clients équipés en IPV et connectés au réseau électrique national en 2013. Chacune des adresses recensées a été classée suivant la délégation et le district STEG auxquels elle appartient. Elle prend en compte les installations réalisées avant le 1 juillet de l'année 2013. Le traitement de l'ACP a été réalisé sur le logiciel R, en utilisant le package R Commander et l'outil FactoMiner.



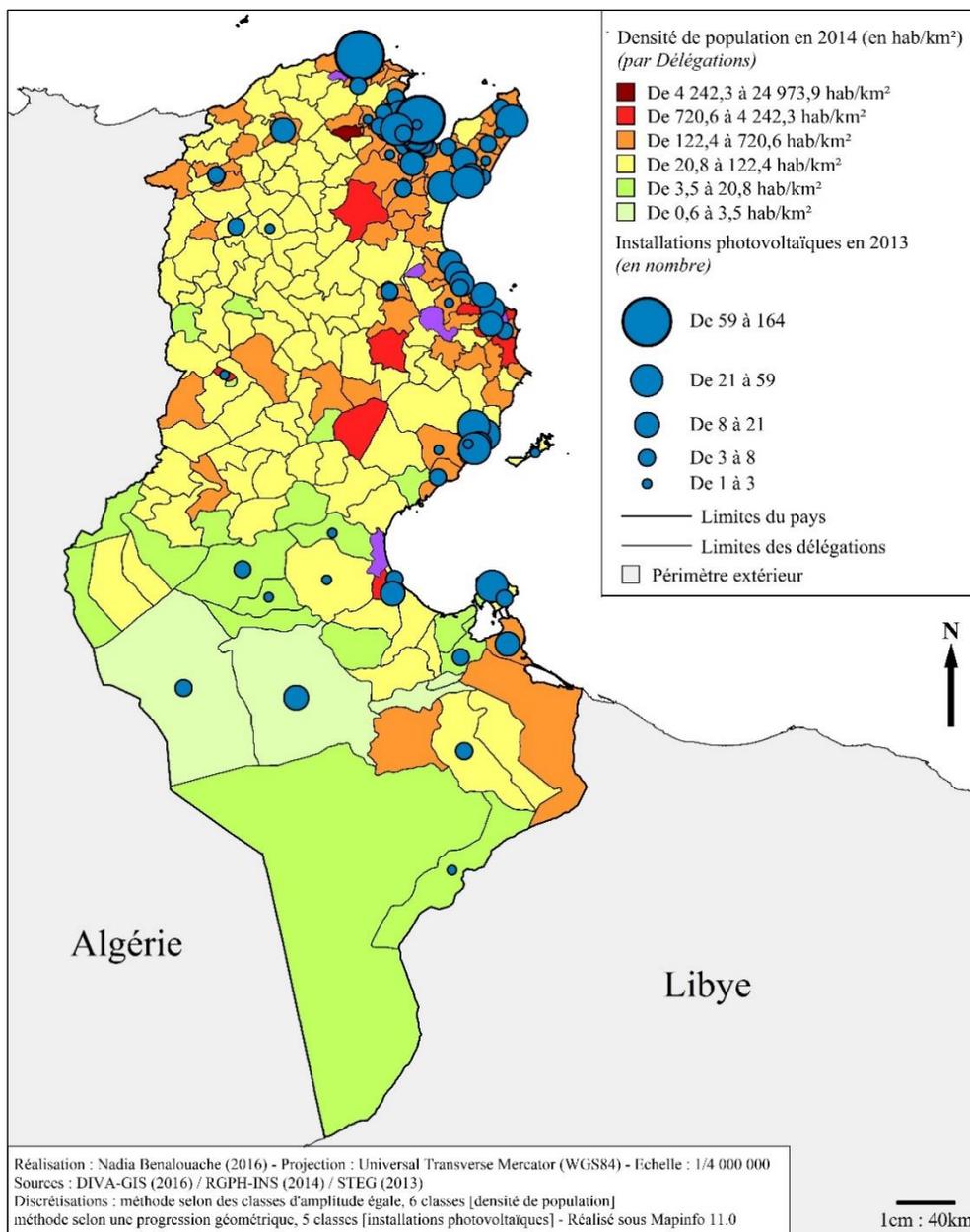
© Nadia Benalouache – 2016 / Données personnelles – 2016/ INS-2014

Figure 52 – Analyse en Composantes Principales

L'ACP montre que sept variables ont une influence positive sur le nombre d'IPV par délégations : un habitat de "Plus de 200 m²", "Entre 150 et 200 m²", "Entre 100 et 149 m²", un "Logement jumelé", un "Logement secondaire ou ménages à l'étranger", mais également un "Raccordement au réseau STEG", et enfin une variable qui est associée au milieu de vie "Population communale" [cf. figure 52].

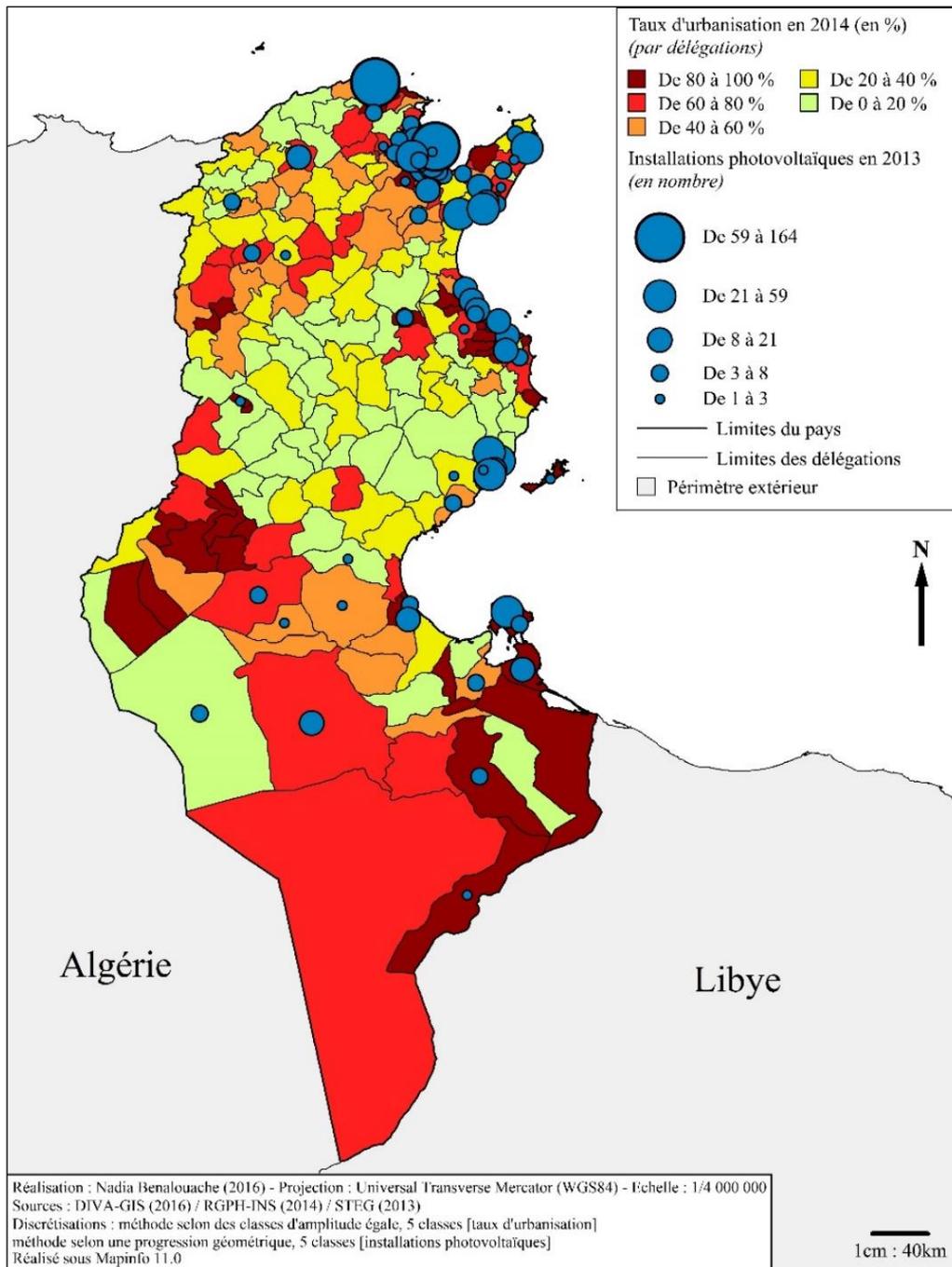
2- Une forte littoralisation des IPV en Tunisie.

À la différence des unités solaires et hybrides au sol réparties essentiellement dans les zones intérieures et dans le Sud, il existe une forte corrélation entre le nombre d'IPV et les bassins de consommation les plus denses [cf. carte 19].



Carte 19 – Nombre d'installations photovoltaïques en 2013 et densité de population en 2014 par Délégations en Tunisie

La confluence entre le lien de production et de consommation dans le cas de ces unités de production décentralisée explique en grande partie cette répartition. Cela explique l'influence positive de la variable "population communale" mise en évidence par l'ACP sur le nombre d'IPV.



Carte 20 – Nombre d'installations photovoltaïques en 2013 et taux d'urbanisation en 2014 par Délégations en Tunisie

La nécessaire connexion au réseau, dans le cadre du système du net-metering (logique bidirectionnelle) est un autre facteur majeur favorable à la présence d'IPV en milieu urbain dense. Le réseau électrique est très maillé en milieu urbain en Tunisie. Le "raccordement au réseau STEG", une des variables interrogées dans l'ACP, est assuré à 100% en milieu urbain. Il

est indispensable dans le cadre du système du net-metering. Ainsi, ce sont les gouvernorats de Bizerte, de l'Ariana, de Sousse, de Mahdia et de Sfax qui sont pourvus du nombre d'installations le plus élevé. Certaines délégations du gouvernorat de Tunis, par exemple, comme El Menzah ou la Marsa, du gouvernorat de l'Ariana, telles que Ariana ville et La Soukra, ou encore du gouvernorat de Sfax, comme les délégations de Sfax ville, Sakiet Eddaïer, et Sakiet Ezzit, accusent une très forte concentration d'IPV [cf. carte 20].

3- L'importance du type d'habitat dans la diffusion des IPV.

Les exigences techniques ainsi que la surface occupée par les IPV, entreposées sur les toits plats des habitats tunisiens, rendent le logement de type « villas/duplex » ou « logement jumelé » plus adapté. Il faut, en effet, disposer d'une surface suffisante pour supporter les équipements. La surface occupée doit avoir une surface minimum de 100 m² et dans l'idéal de plus de 200 m².

La répartition des IPV montre, dans les délégations du Grand Tunis par exemple, que les délégations les plus concernées sont caractérisées par la présence importante de classes moyennes et supérieures. Ces mêmes zones ont été, dans le cadre d'un redéploiement des politiques urbaines dans les années 1970, ouvertes à l'urbanisation en périphérie, tant au nord qu'au sud du Grand Tunis. Cette phase a été suivie par l'émergence de nouvelles centralités, principalement dans les nouveaux quartiers tels que Manar I et II, les Menzah VI à IX ou encore les Ennasr I et II, au nord du Grand Tunis, qui sont les lieux privilégiés de résidence des couches supérieures et moyennes aisées (Ben Othman Bacha, 2009). Parallèlement à ces opérations, les plaines agricoles de la Soukra au Nord et de Mornag au Sud furent également investies à la même période par des opérations résidentielles, avec pour cible les strates intermédiaires des classes moyennes (Chabbi, 2006 ; 2010).

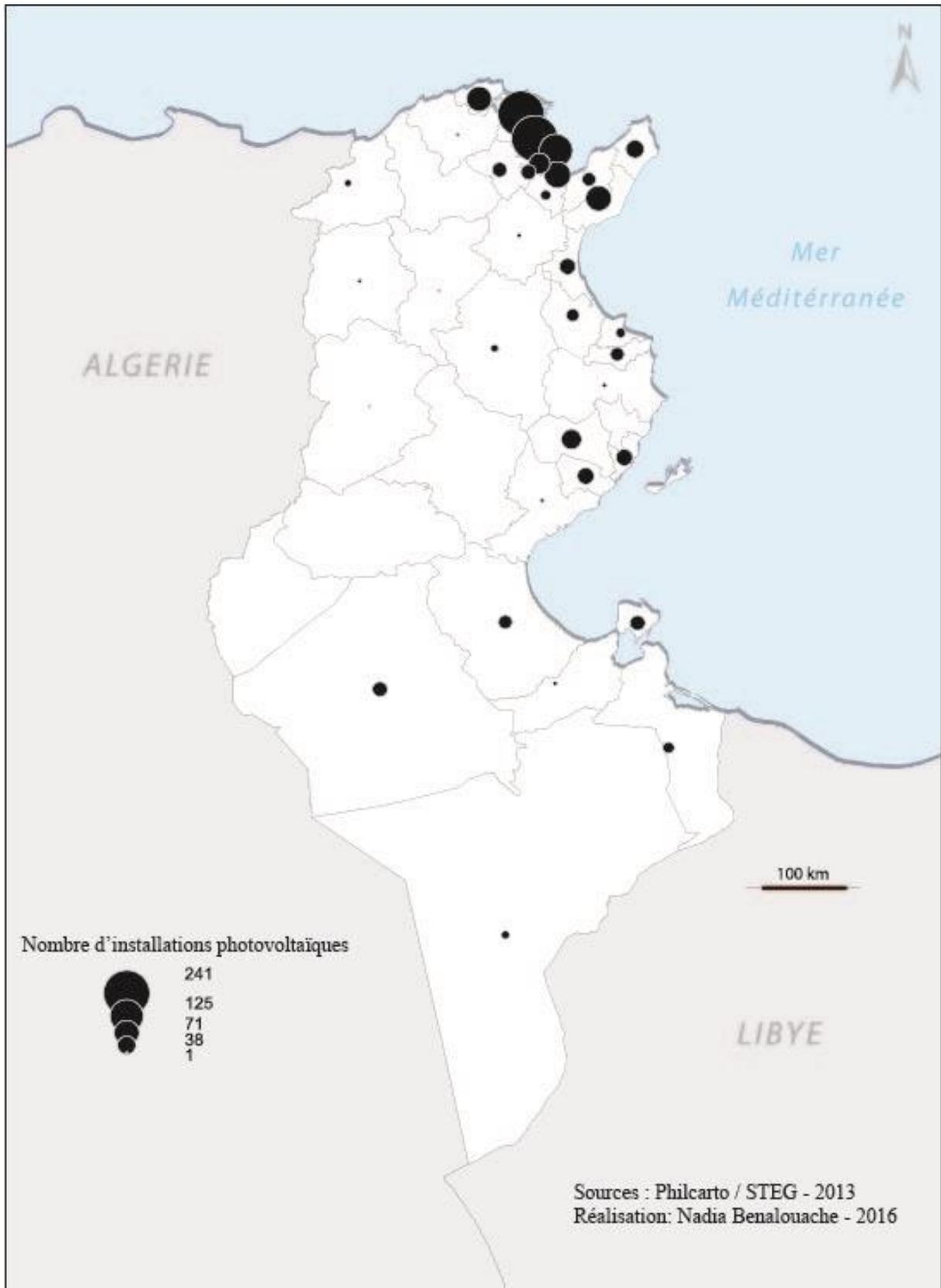
4- Le profil socio-économique des producteurs-consommateurs : un facteur-clé pour l'acquisition d'IPV.

Le secteur résidentiel représente 90 % du marché du photovoltaïque en Tunisie (Benalouache, 2013). La clientèle ciblée est une clientèle solvable. Le recours au système du net-metering exige du consommateur qu'il soit propriétaire de son logement. Le coût d'investissement reste par ailleurs élevé. Ce dernier varie entre 7 000 et 8 000 Dinars Tunisiens, subventions comprises, pour une capacité d'1 kWc, ce qui, comparé au salaire mensuel moyen d'un Tunisien en 2008, soit 400 Dinars Tunisiens, reste excessivement cher. Les ménages doivent pouvoir contracter un crédit à la consommation. Les producteurs-consommateurs doivent avoir un seuil de consommation lui aussi élevé avec une consommation annuelle d'énergie électrique minimale de 2000 kWh pour les installations solaires de 1 kWc et de 4000

kWh pour les installations de 2 kWc. Notre enquête²⁸⁰ a été menée auprès de 30 ménages équipés en panneaux photovoltaïques dans les districts de l'Ariana, El Menzah, Tunis ville et le Bardo, ce qui représente 10 % de l'ensemble des ménages équipés en IPV situé dans les districts STEG de la région de Tunis en 2013. Le district STEG de la région de Tunis est le plus doté en panneaux photovoltaïques [cf. carte 21]. Elle a montré que 64,2 % des échantillonnés exercent une profession libérale et 35,8 % une profession salariale (Benalouache, 2013).

Les IPV réparties dans le Sud, notamment dans les délégations de Houmt Souk, Tataouine Sud, Gabès Ville, et à moindre mesure Douz, sont motivés, quant à elles, par les conditions d'ensoleillement favorables, mais sont aussi et surtout le fait d'une clientèle aisée qui dispose, dans ces régions, de résidences secondaires ou de ménages installés à l'étranger. L'analyse en composantes principales a en effet révélé l'influence positive de la variable « Logement secondaire ou ménages à l'étranger » sur le nombre d'IPV. Cette clientèle consomme, au moment où elle occupe son logement, l'électricité qu'elle a produite durant toute l'année. Une électricité gratuite donc, qui leur assure un retour sur investissement.

²⁸⁰ La méthode d'enquête est celle de l'entretien. Le type des entretiens est semi-directif. La technique utilisée est celle du porte-à-porte.



Carte 21 – Répartition du nombre d'installations photovoltaïques par districts STEG en Tunisie en 2013

La diffusion de ces technologies solaires au Maghreb fait intervenir des acteurs économiques qui tentent d'investir ce marché en pleine expansion, en s'emparant le plus souvent des projets annoncés dans le cadre des programmes ou plans nationaux de développement des énergies renouvelables, ou encore en nouant des partenariats avec des entreprises locales afin d'écouler leurs équipements. En termes d'investissements et de sous-traitance notamment, le marché maghrébin suscite en effet les intérêts des entreprises qui possèdent la maîtrise du processus technologique de fabrication des équipements solaires (Trink, 2009). En effet, « *les grandes firmes de l'énergie sont toutes présentes dans la filière, car, en termes de profit, le secteur dont le marché mondial représentait déjà 90 milliards de dollars en 2011 est promis à un avenir radieux* » (Debeir et alii, 2013, p. 509).

III- La géographie des acteurs économiques sur le marché maghrébin du solaire.

L'objectif de cette section est de dégager une géographie des acteurs industriels des filières PV et CSP à l'œuvre au Maghreb et de vérifier l'hypothèse selon laquelle de nouveaux acteurs économiques investissent le marché maghrébin, principalement les développeurs. Pour ce faire, il a fallu distinguer, de l'amont vers l'aval, les différents segments de la filière et identifier la nationalité de ces acteurs. Nous nous sommes particulièrement intéressés aux segments industriels, au cœur du procédé technologique et à l'origine d'un enjeu de taille, l'intégration industrielle locale. Les choix opérés pour traiter la question des acteurs économiques, tant au niveau des projets que des technologies, renvoient aux modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement de l'énergie solaire préalablement mis en évidence. Suivant la technologie (PV ou CSP) et le type d'infrastructures (au sol/intégration au bâti), nous verrons que la géographie des acteurs industriels est différente. Après avoir proposé un état des lieux des filières PV et CSP dans le monde et évoqué la mise en marché des technologies solaires (A), nous cherchons à dégager une géographie des acteurs industriels de la filière CSP au Maroc (B) et de la filière PV en Tunisie et en Algérie (C). Nous questionnons la présence du partenaire traditionnel européen sur ces créneaux.

A- État des lieux des filières PV et CSP dans le monde et mise en marché.

La chaîne de valeur photovoltaïque est composée de segments d'activités allant de la Recherche & Développement (R&D) à l'installation de l'équipement pour les panneaux photovoltaïques intégrés au bâti ou de la phase de construction, d'exploitation et de maintenance pour les centrales photovoltaïques au sol (CPVS) [cf. figure 53]. La production des *wafers* – semi-conducteurs à base de silicium à conductivité électrique – constitue, avec la fabrication de la cellule solaire²⁸¹, le cœur technologique et industriel de l'ensemble de la chaîne

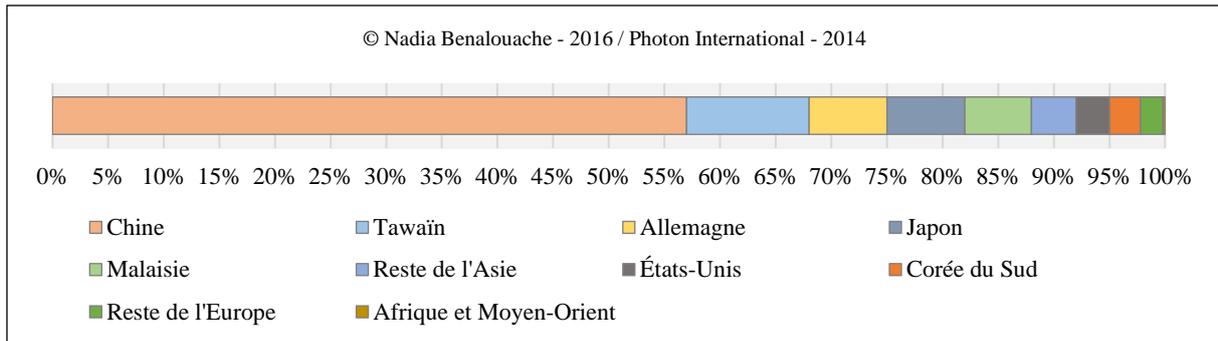
²⁸¹ De manière plus précise, le processus de fabrication des modules, au silicium cristallin par exemple, suit le cycle suivant : (1) obtention du silicium métallurgique par carbo-réduction du quartz, (2) purification du silicium,

de valeur (DGEC, 2011). C'est pourquoi, nous avons choisi de nous concentrer sur cette étape de la fabrication de la cellule et d'étudier la nationalité des acteurs industriels présents sur ce créneau.

Les premières applications PV ont eu lieu dès les années 60 avec l'équipement de satellites spatiaux. À partir de 1970, les premières utilisations terrestres concernent l'électrification de sites isolés et pour l'électrification rurales dans les PES. L'électricité solaire PV s'affirme désormais comme une source complémentaire aux sources d'énergie électrique conventionnelles (Bonnal, Rossetti, 2007). La standardisation des méthodes de production, suite à une forte demande mondiale et la délocalisation des lignes de production « clefs en main », notamment allemandes, le plus souvent vers les pays asiatiques a entraîné une baisse de coûts. Plus de 80 % des cellules solaires produites dans le monde en 2012 sont d'origine asiatique. Historiquement dominée par les entreprises allemandes, américaines et dans une moindre mesure japonaises, l'industrie de fabrication des cellules PV connaît aujourd'hui de profondes évolutions avec l'émergence de nouveaux acteurs industriels. Les entreprises asiatiques représentent désormais la principale capacité de production de cellules PV à base de silicium cristallin. L'essor de la filière photovoltaïque se traduit également par une augmentation du nombre d'entreprises spécialisées dans l'assemblage des modules en panneaux et dans l'installation et l'entretien des dispositifs PV.

La répartition géographique de la production des cellules solaires en 2012 révèle un leader incontestable, la Chine, avec 57 % de la production mondiale des cellules, soit un total de 23 GW [cf. graphique 41]. Celle-ci arrive loin devant Taïwan avec 11 % et le Japon avec 7 %. Cinq des dix entreprises leaders sur le marché sont chinoises (YINGLI GREEN ENERGY, SUNTECH POWER, JA SOLAR, TRINA SOLAR, JINKO SOLAR). La Chine produit des volumes importants de cellules solaires à base de silicium en particulier. La production chinoise a bouleversé la géographie du PV dans le monde. Avec 7 % de part de marché, l'Allemagne est le premier pays européen à se positionner. Le reste de l'Europe ne représente que 2 % de la production mondiale de cellules solaires. À partir de 2011, le secteur entre en crise car l'offre excède la demande et que les marchés de consommation sont moins larges, ce qui a contribué à la chute des prix des cellules solaires, de plus en plus concurrentielles.

(3) cristallisation sous forme de lingots (*wafers*), (4) découpe des tranches de silicium de faible épaisseur (plaquettes), (5) fabrication de la cellule, (6) assemblage des cellules en module (Joly, Saloui, 2013) ;



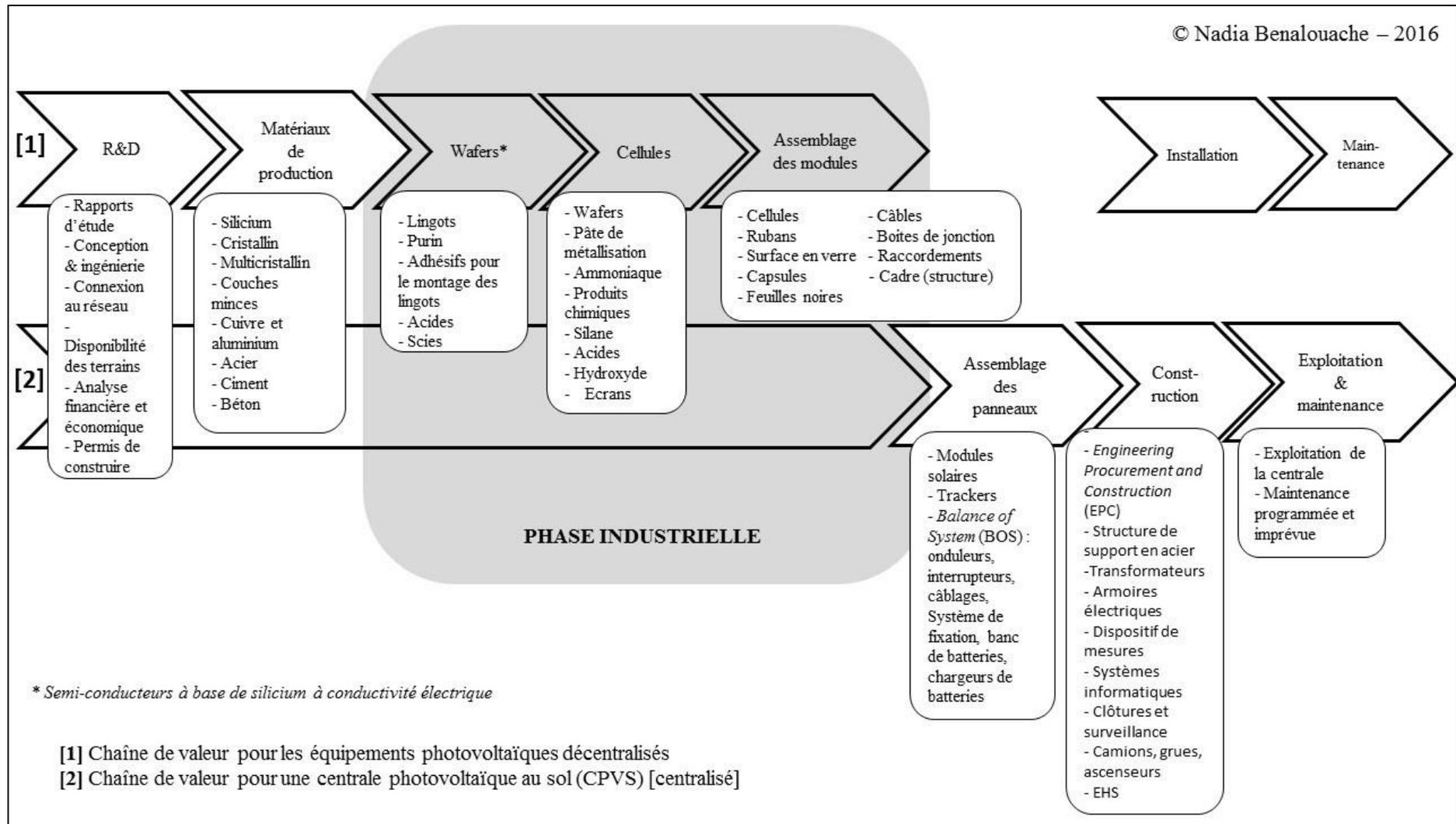
Graphique 41 – Répartition géographique des pays producteurs de cellules photovoltaïques dans le monde en 2013 (en %)

La filière thermodynamique [cf. figure 54] est différente de celle du photovoltaïque [cf. figure 53], essentiellement en ce qui concerne la phase industrielle de fabrication du « *Solar block* » et du « *Power block & Balance of Plant* ». Il s'agit des réflecteurs, des récepteurs, des fluides caloporteurs ainsi que des éléments de structure, d'électronique de contrôle et de suivi du soleil. Dans la plupart des projets, le *Power Block* est essentiellement constitué de la turbine de génération d'électricité et/ou des équipements de récupération de la vapeur produite, à laquelle il faut éventuellement ajouter les dispositifs de stockage. L'industrie du *Solar Block* se développe surtout en Asie, en Amérique du Nord et en Europe, régions qui comptent des pays technologiquement suffisants (DGEC, 2011). Les entreprises qui se positionnent sur ce segment sont par exemple espagnoles (ACCIONA et ABENGOA), états-unisiennes (SOLAR RESERVE, BRIGHTSOURCE ENERGY) ou japonaises (SHENZHEN XINTIAN SOLAR TECHNOLOGY CO, LTD.). L'industrie du *Power Block* n'est représentée que par peu d'entreprises dans le monde, de grands groupes industriels mondiaux pour la plupart, tels que l'états-unien GENERAL ELECTRIC, l'allemand SIEMENS et le suisse ABB [cf. tableau 33].

	Asie	Amérique du Nord	Europe
Solar Block	Shenzhen Xintian Solar Technology Co, ltd [Japon]	BrightSource Energy [EU] SolarReserve [EU]	Acciona [Espagne] Abengoa [Espagne] Ferrotaal [Allemagne] Areva [France] Nur Energie [RU]
Power Block & Balance of plant	-	General Electric [EU]	Siemens [Allemagne] Alstom [France] ABB [Suisse]

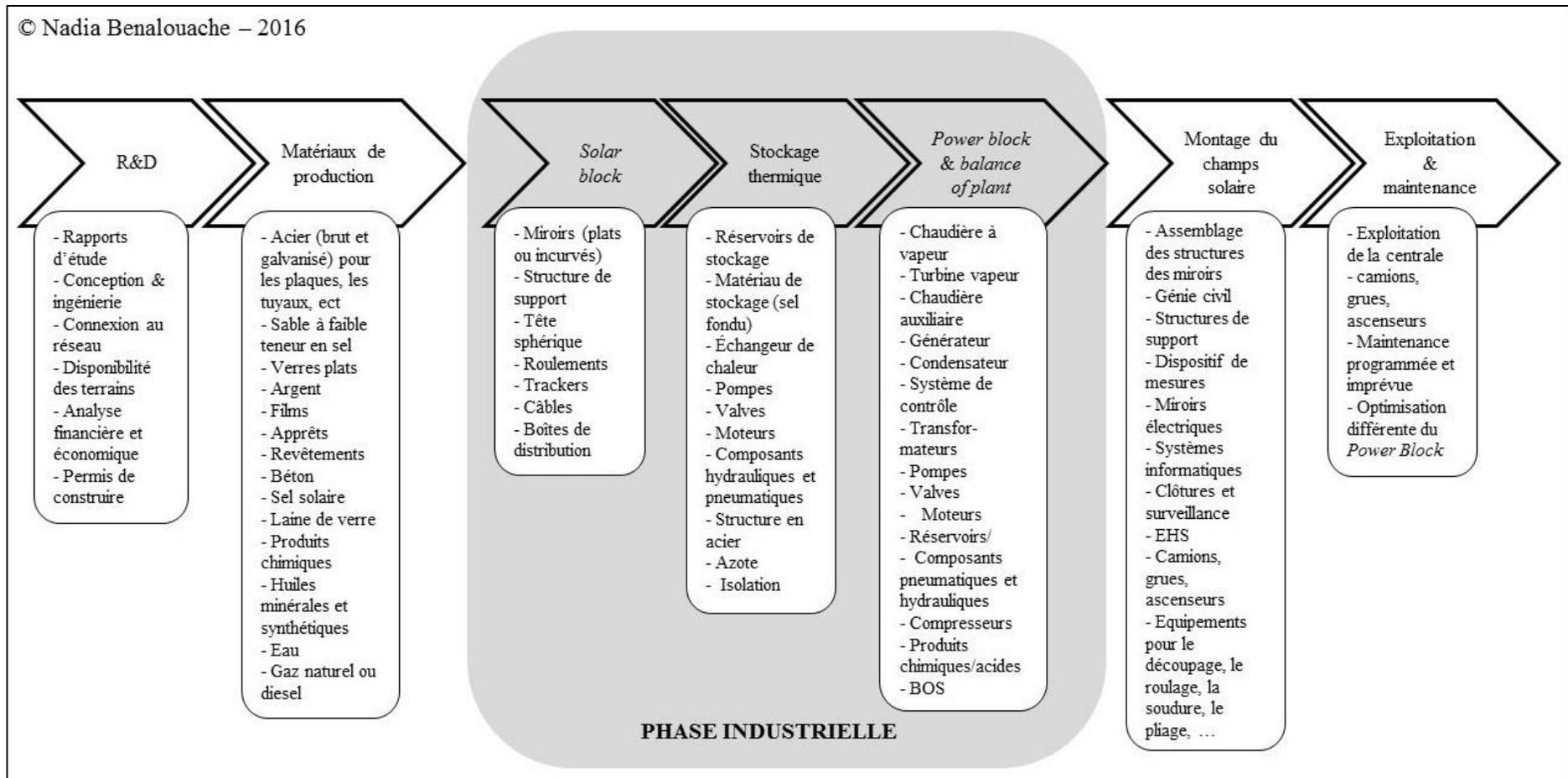
EU → États-Unis / RU → Royaume-Uni
© Nadia Benalouache – 2016 / Baromètre Eurobserv'ER – 2013

Tableau 33 – Entreprises représentatives de l'industrie thermodynamique par régions du monde en 2013



© Nadia Benalouache – 2016 / EIB, IRENA, EY, ENOLCON (2015) & Données personnelles – 2016

Figure 53 – La chaîne de valeur de la filière PV



© Nadia Benalouache – 2016 / EIB, IRENA, EY, ENOLCON (2015) & Données personnelles – 2016

Figure 54 – La chaîne de valeur de la filière CSP

Les centrales thermodynamiques en activité sont situées en Espagne, aux États-Unis et au Maroc. Ces trois pays sont les seuls à commercialiser l'électricité produite à partir de cette technologie. L'essentiel de la croissance du marché du CSP est attendu aux États-Unis, en Espagne, en Afrique du Nord, au Moyen Orient, en Inde et en Australie. Les autres zones identifiées comme favorables, notamment en raison de leur ensoleillement, sont en Afrique australe, au Mexique, au Pérou, au Chili, en Turquie, dans certaines régions du sud de l'Asie centrale, au Brésil et enfin en Argentine (DGEC, 2011).

B- La géographie des acteurs industriels de la filière CSP positionnés sur le marché marocain.

Dès l'annonce du "Plan Solaire Marocain" en juin 2009, la construction de cinq centrales d'une capacité totale de 2000 MW est prévue. Masen doit dès lors décider du type de technologie à développer, décision prise aussi en fonction du développeur sélectionné. La technologie PV a l'avantage du coût et de la maturité tandis que la technologie CSP permet un meilleur rendement, bénéficier d'un système de stockage et est dispatchable. Le premier projet lancé dans ce cadre est le CESO. Il est constitué de quatre phases : Noor I (160 MW), Noor II (200 MW), Noor III (150 MW), et enfin Noor IV (70 MW). La construction des trois premières phases du CESO a été confiée à ACWA POWER, un consortium d'entreprises avec pour chef de file une société saoudienne, l'INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER (ACWA). À la différence des deux premières, dans lesquelles la technologie CSP cylindro-parabolique a été choisie, pour la troisième phase, il s'agit de la technologie CSP à tour. Le choix du CSP tient notamment à la nécessité de couvrir la pointe de consommation électrique qui, au Maroc, atteint un pic aux environs de 20 heures. En effet, « *Si cette pointe n'existait pas, le projet n'aurait pas été le même*²⁸² ». Les constructeurs qui composent le consortium sélectionné ne sont pas toujours les mêmes suivant les tranches du projet CESO. Ainsi pour la première tranche, les constructeurs impliqués dans le consortium sont les espagnols SENER INGENIERA Y SISTEMAS et TSK ELECTRONICA Y ELECTRICIDAD SA et pour la seconde et la troisième tranches (deuxième phase), l'espagnol SENER INGENIERA Y SISTEMAS est maintenu mais de nouveaux constructeurs sont sollicités, à savoir les chinois POWER CHINA et SEPCO III.

La sélection de l'adjudicataire a été effectuée suite à un appel d'offres international soumis par MASEN. Pour notre étude sur le Maroc et afin de mettre en évidence la géographie des entreprises qui se positionnent sur le marché marocain, nous avons pris en compte la liste des consortia²⁸³ pré-qualifiés pour la première phase du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate (CESO). MASEN a retenu 19 consortia d'entreprises partenaires sur les projets. Les résultats ont été rendus publics en octobre 2010. À ce stade, la technologie (CPVS ou CSP)

²⁸² Extrait de l'entretien mené auprès de Mohamed Sahri, chargé de mission-énergie à l'Agence Française de Développement (AFD), le 11 juin 2012 à Rabat.

²⁸³ La composition de ces consortia n'est pas définitive.

n’était pas encore décidée. Pour chacun des consortia, nous avons cherché la nationalité des entreprises qui le composent [cf. tableau 34].

Entreprises impliquées dans le consortium	Pays représentés dans le consortium
ABEINSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN INDUSTRIAL / ABENGOA SOLAR / MITSUI / ABU DHABI NATIONAL ENERGY COMPANY	Espagne – Japon – Abu Dhabi
CROMASOLAR INTERNATIONAL ENERGY GROUP SL	Espagne
DELTA HOLDING / ENERGY CONSULTING GROUP / SOCOIN	Maroc – EU – Espagne
ENEL S.P.A / ACS SERVICIOS COMUNICACIONES Y ENERGÍA, S.L	Italie – Espagne
ENTREPOSE CONTRACTING / IWB / SOLAR EUROMED- NOVATEC BIOSOL / CEGELEC MAROC / GE O&G	France – Suisse – Allemagne – Maroc – Italie
FORCLUM – GROUPE EIFFAGE / STEG INTERNATIONAL SERVICES / BRIGHTSOURCE ENERGY / CNIM / CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS / ALSTOM POWER / ALSTOM MAROC / NUR ENERGIE / SGTM / BROOKSTONE PARTNERS	France – Tunisie – EU Maroc – Royaume-Uni
INFRA INVEST	Maroc
INTERNATIONAL COMPANY FOR WATER AND POWER (ACWA) / ARIES INGENIERÍA Y SISTEMAS SA / TSK ELECTRÓNICA Y ELECTRICIDAD SA	Arabie Saoudite – Espagne
INTERNATIONAL POWER / NAREVA HOLDING / MARUBENI CORPORATION / SIEMENS PROJECT VENTURES GMBH	Royaume-Uni – Maroc – Japon – Allemagne
JGC CORPORATION	Japon
KOREA MIDLAND POWER COMPANY, LTD. / DAEWOO ENGINEERING COMPANY / ASEA BROWN BOVERI SA	Corée du Sud-Suisse
LITWIN SA / GROUPE S.E.E.M. / M+W GROUP / YNNA HOLDING / SYTELCO	France – Allemagne – Maroc Canada
LOCKHEED MARTIN/ CBI / COLENERGIE / ZAVALA MOSCOSO / ELECTRIA	EU – Royaume-Uni – France – Espagne – Finlande
mitsubishi corporation / AUTO HALL	Japon – Maroc
ORASCOM CONSTRUCTION INDUSTRIES / SOLAR MILLENIUM AG / EVONIK STEAG	Egypte – Allemagne
SHENZHEN XINTIAN SOLAR TECHNOLOGY Co, LTD. (JAP)	Japon
SNC-LAVALIN INC.	Canada
SOLARRESERVE / VEOLIA ENVIRONNEMENT MAROC	EU – France
TORRESOL ENERGY INVESTMENTS / SENER INGENIERÍA Y SISTEMAS	Espagne

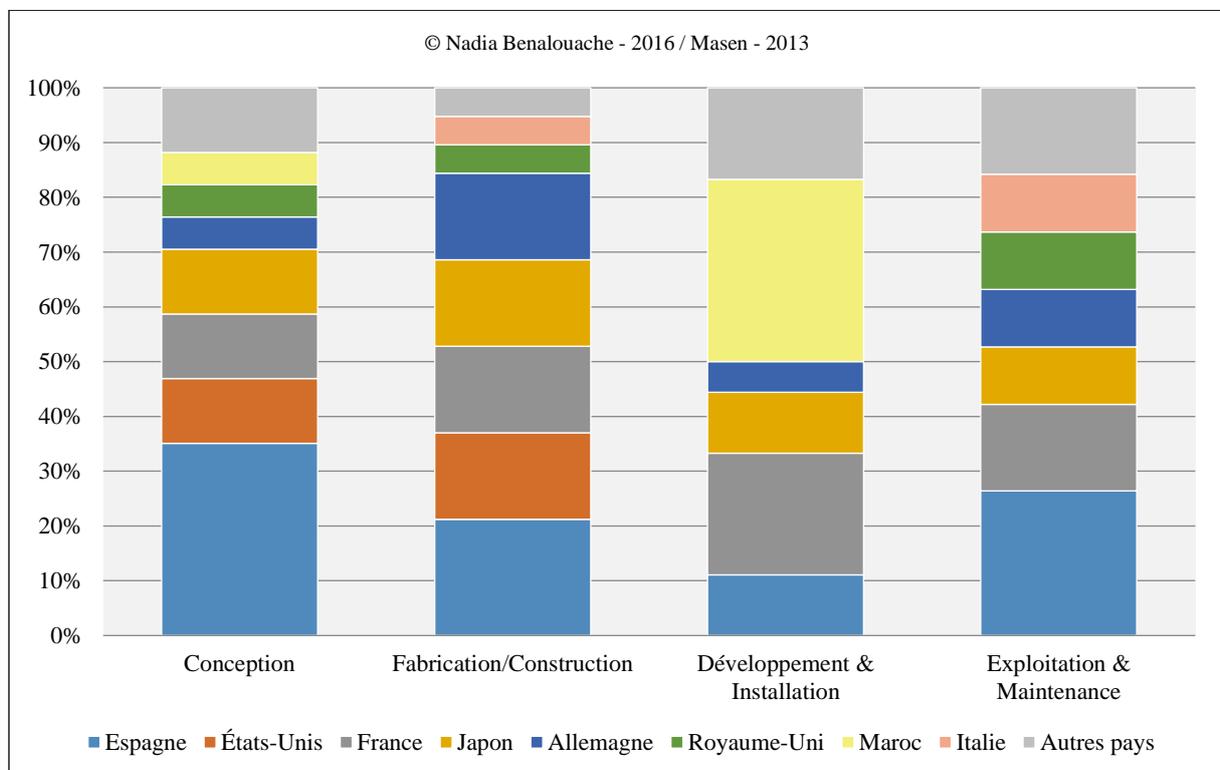
© Nadia Benalouache – 2016

Tableau 34 – Pays représentés dans les consortia candidats pour la première phase du CESO en 2010

Nous avons ensuite redistribué les entreprises de chacun des consortia par segments d’activités. Ces segments d’activité, définis à partir de notre propre typologie, sont : la Recherche & Développement (R&D), la fabrication et construction, le développement et l’installation, et enfin, l’exploitation et la maintenance²⁸⁴. Quelle est la nationalité des entreprises qui souhaitent pénétrer le marché marocain ? Dans quel(s) segment(s) de filière opèrent-elles ? Pour le développement de la technologie CSP au Maroc, l’Espagne, suivie de la France, fait montre de leader sur le marché marocain, tous secteurs d’activités confondus. Les entreprises candidates qui opèrent dans le secteur du « développement et de l’installation » sont en majorité marocaines. Un des points majeurs de cet appel d’offres réside d’ailleurs dans l’engagement des candidats à réaliser au moins 30 % de l’investissement en s’approvisionnant

²⁸⁴ Nous n’avons pas considéré les sociétés d’investissements présentes dans la liste car l’ « investissement » ne correspond pas à un des segments de la filière ;

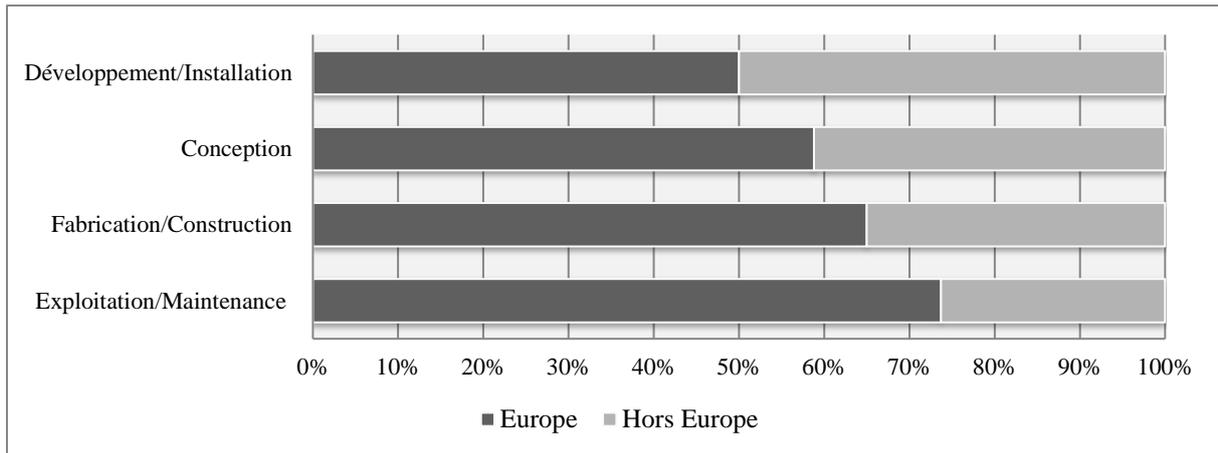
au Maroc²⁸⁵. Pour les composants à haute valeur ajoutée, tels que les verres flottés et les récepteurs, le savoir-faire technologique n'existe pas au Maghreb. En revanche, la fabrication locale de composants tels que les miroirs ou les conduites est tout à fait envisageable. Pour le stockage de la chaleur, des compétences locales ont été identifiées pour le génie civil et la fabrication des réservoirs mais l'approvisionnement en sels fondus est insuffisant pour développer une industrie locale. Les atouts industriels marocains sont importants, à l'instar de la Tunisie, dans le domaine, par exemple, de l'automobile. La fabrication ou l'approvisionnement des matériaux de câblage, électriques, du ciment et de l'acier pour la construction des centrales se font ainsi au niveau local. Les entreprises qui se positionnent sur les différents segments du marché sont en majorité européennes (Espagne, France, Royaume-Uni) [cf. graphique 42]. Sur le segment « Exploitation/Maintenance », par exemple, près de trois quarts des entreprises appartiennent à cette zone [cf. graphique 43].



Graphique 42 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon leur nationalité et leur segment d'activité (en %)

Alors que pour le secteur thermodynamique marocain le partenaire européen est prédominant, en Tunisie et en Algérie, il tient une place relativement secondaire dans celui du photovoltaïque, excepté pour l'Allemagne. Ce sont en effet les entreprises asiatiques qui sont privilégiées. Pour le cas tunisien, nous avons étudié la diffusion des IPV, encouragée dans le cadre du programme Prosol'élec, seul projet à s'être véritablement concrétisé.

²⁸⁵ Communiqué de Presse, Masen - Adjudication par Masen du marché de développement de la première centrale thermosolaire du complexe d'Ouarzazate : un grand pas dans le cadre du déploiement du plan solaire marocain - paru le 24 septembre 2012.



Graphique 43 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon le segment d'activité et selon qu'elles sont ou non européennes

C- Géographie des acteurs industriels de la filière PV en Tunisie et en Algérie.

Notre enquête tunisienne a pour objectif de déterminer l'origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques importés par les entreprises locales. La filière photovoltaïque est composée de différents segments mais la fabrication de la cellule correspond à la phase industrielle. C'est pourquoi, nous nous sommes concentrés sur ce segment. Il a donc fallu remonter la filière pour connaître la marque et/ou le pays d'origine des cellules solaires utilisées dans les panneaux photovoltaïques commercialisés sur le marché tunisien. Nous disposons de deux listes d'entreprises tunisiennes œuvrant dans le domaine photovoltaïque que nous avons croisé pour élaborer un échantillon d'entreprises en activité au 1^{er} janvier 2013. L'une, éditée par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) recense les entreprises agréées au programme Prosol'élec et l'autre, fournie par la STEG répertorie les clients bénéficiant de la connexion au réseau après l'installation des panneaux photovoltaïques. Pour chacun des clients répertoriés, l'entreprise installatrice a été ainsi mentionnée²⁸⁶.

À partir de ces données, nous avons réalisé une cartographie de l'origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques importés [cf. figure 55]. Parmi les entreprises présentes dans notre échantillon, par exemple, la société tunisienne SINES²⁸⁷, s'approvisionne en panneaux photovoltaïques de la marque SUNPOWER (États-Unis), SOLAR 23 (Allemagne) et KYOCERA (Japon). La société SES importe quant à elle des panneaux photovoltaïques composés de cellules solaires d'origine australienne. Les modes de partenariats noués entre les entreprises locales et étrangères ou le statut des entreprises étrangères implantées en Tunisie prennent différentes formes : distributeur exclusif, *gentleman agreement*, co-entreprise, appartenance à un groupe international, filiale (Benalouache, 2015b).

²⁸⁶ Le croisement de ces sources a permis de répertorier 25 entreprises ;

²⁸⁷ Société INternationale de l'Énergie et des Sciences ;

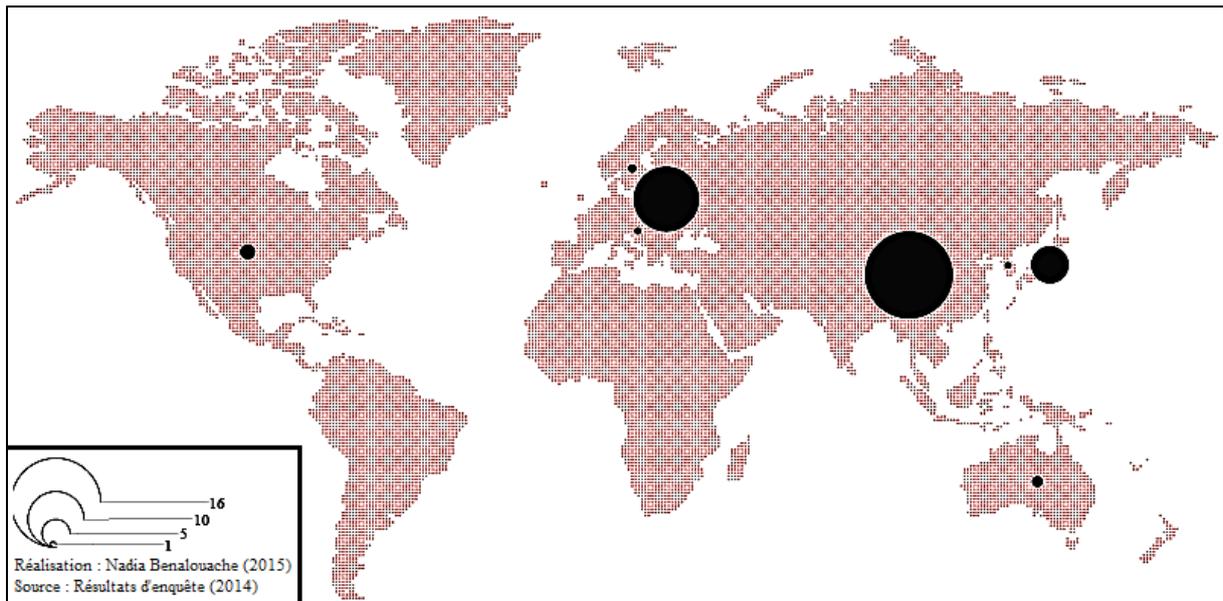


Figure 55 – Origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques commercialisés en Tunisie

Excepté Taïwan, les principaux pays producteurs de cellules solaires dans le monde (Chine, Japon, Allemagne, États-Unis) sont sollicités par les entreprises tunisiennes de l'énergie solaire. Près de 56 % des entreprises tunisiennes choisissent la technologie asiatique lors de l'importation des panneaux photovoltaïques. Alors que l'Allemagne ne représente que 11% du marché mondial de production de cellules solaires, 27,9% des entreprises tunisiennes de notre échantillon importent ou s'approvisionnent (auprès d'un ensemble local) en panneaux photovoltaïques constitués de cellules de qualité allemande. 33,6 % des cellules utilisées dans les équipements importés sont d'origine européenne contre 13% sur le marché mondial. NRSOL, premier assembleur implanté en Tunisie²⁸⁸, fournit des équipements à des entreprises locales telles que SATER SOLAR ou PERA SOLAR. Lors de l'assemblage des panneaux photovoltaïques²⁸⁹, NRSOL utilise des cellules solaires de la marque BOSCH SOLAR ENERGY (Allemagne). Ceci explique, entre autres, la présence importante de l'Allemagne dans nos résultats.

En Tunisie, la constitution d'une filière industrielle nationale est en cours, bien que d'un point de vue réglementaire, la bataille entre les entreprises importatrices et celles qui intègrent une partie de la production des composants PV reste déloyale. Là encore, le savoir-faire technologique est limité, notamment en ce qui concerne la phase de fabrication des cellules, c'est-à-dire des composants tels que les wafers, les verres trempés ou les onduleurs. Cependant, il existe un tissu industriel local pour le reste des matériaux nécessaires à la fabrication des panneaux PV.

²⁸⁸ Des assembleurs existent également au Maroc (Droben Maroc) et bientôt en Algérie (Rouiba Eclairages).

²⁸⁹ Il s'agit de connecter les cellules entre elles par soudure de rubans de cuivre recouvert de métaux fusibles, et de leur assurer une protection mécanique et chimique grâce à trois éléments (verre trempé transparent aux UV sur la face avant, un polymère de haute résistance contenant des couches fluorées en face arrière et enfin un polymère transparent réticulé de type *Ethyl Vinyl Acetate*) (Joly, Slaoui, 2013).

Dans le cadre du "Projet 400 MW" piloté par la SKTM, qui marque le début de la concrétisation du PNEREE, la filiale de la SONELGAZ a lancé un appel d'offres au terme duquel un consortium d'entreprises chinoises (YINGLI SOLAR, POWERCHINA, SINOHYDRO CORP) ainsi que l'entreprise allemande BELECTRIC ont été sélectionnés. Le consortium mené par la compagnie Yingli Solar doit construire 233 MW PV. Le reste est confié à BELECTRIC, notamment les sites de Sedrat Leghzal, El Biodh Sidi Cheikh et Telagh. Ces entreprises opèrent dans le cadre d'un contrat *Engineering Procurement Construction* (EPC). Les zones d'approvisionnement des équipements PV en Tunisie et en Algérie révèlent l'intervention de partenaires non traditionnels, essentiellement asiatiques, sur le marché maghrébin, définissant ainsi un périmètre commercial plus large.

Avec le développement de l'énergie solaire, une nouvelle géographie de l'électricité se dessine au Maghreb. Le déploiement des projets solaires et hybrides offre à l'initiative privée et étrangère une plus grande marge de manœuvre. De nouveaux acteurs électriciens émergent, et contribuent à diversifier la nature des acteurs opérant sur le segment de la production d'électricité. Le segment de la production d'électricité est resté longtemps la chasse-gardée de l'opérateur historique. En effet, les opérateurs-exploitants des centrales classiques au Maghreb relèvent tous du secteur public (SOCIETE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE en Algérie, filiale de SONELGAZ Spa ; la STEG en Tunisie ; l'ONEE au Maroc), exception faite des IPP. Dans le cas des projets solaires et hybrides, des opérateurs-exploitants privés interviennent dans le cadre de sociétés de projets à capitaux publics et privés (ABENER, consortium ACWA POWER) ou plus récemment, suite à la mise en place du régime de l'autoproduction (bénéficiaires du programme Prosol'élec en Tunisie, SOITEC, CIMENTS DU MAROC). Cette réalité doit être néanmoins modérée car certains opérateurs publics dominants exploitent les centrales solaires ou de leur participation dans le capital des sociétés de projet (SKTM, STEG, MASEN, SONATRACH). La nationalité des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin dénote également une plus grande diversification. Des partenaires économiques non traditionnels pénètrent le marché maghrébin du solaire par le biais de partenariats commerciaux, parfois durables (co-entreprise) ou d'appels d'offre. Ils sont japonais (KYOCERA), chinois (YINGLI SOLAR, SUNTECH, JA SOLAR), australiens (SOLARHART) ou saoudiens (ACWA).

La caractérisation des espaces d'implantation des unités électriques solaires et hybrides nous a permis de valider l'hypothèse d'une nouvelle géographie du système productif électrique au Maghreb. Le déploiement de l'énergie solaire bouleverse le paysage électrique traditionnel maghrébin, marqué par une forte littoralisation des unités électriques thermiques classiques. À l'inverse, les unités solaires et hybrides se répartissent majoritairement dans les zones intérieures, dans le Centre (Ouarzazate au Maroc ; Oued Kebrit, Aïn El Melh, El Khoung et Hassi R'mel en Algérie) et le Sud des pays (Adrar, In Salah en Algérie ; Om Soma, Tozeur et El Borma en Tunisie), ainsi que sur les zones littorales du sud de la Tunisie (Gabès, Akarit) et

du Maroc (Boudjour, Laâyoune, Foum-el-Oued et Tata). Dans le cas des CPVS, un axe principal d'implantation se dégage à l'échelle du Maghreb. Il s'agit d'un vaste ensemble bordant l'Atlas tellien au Nord et l'Atlas Saharien au Sud qui parcourt en diagonale l'Algérie, depuis le sud-marocain (en dehors du Sahara occidental) jusqu'au Nord-Ouest tunisien.

En fonction de la taille de l'unité électrique solaire (dimensionnement et capacité installée), de sa disposition (au sol/intégration au bâti), et de la technologie choisie (PV/CSP), les facteurs de localisation favorables au choix d'implantation sont différents. Il existe une correspondance totale entre les projets de CPVS algériennes et la présence d'un réseau électrique. Pour les unités électriques CSP, le facteur majeur de localisation demeure la disponibilité spatiale. Dans les cadres des unités hybrides solaire-gaz, le choix d'implantation est conditionné par la présence de gisements gaziers ou le passage d'un gazoduc. Enfin, pour les unités électriques PV surimposées au bâti, déployées notamment dans le cadre du programme Prosol'élec en Tunisie, la disponibilité spatiale (habitat d'un minimum de 100 m²) de même que le raccordement au réseau STEG dans le cadre du système du net-metering constituent des éléments majeurs de localisation. La détermination des facteurs de localisation a mis en évidence des facteurs à la fois naturels, infrastructurels et socio-économiques.

Conclusion de la troisième partie

L'analyse des projets inscrits dans le cadres des plans et programmes nationaux dédiés aux énergies renouvelables, des cadres législatifs et réglementaires qui régissent les secteurs électriques maghrébins et du degré d'ouverture du secteur a permis de mettre en évidence trois modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants de déploiement de l'énergie solaire. Ils révèlent le maintien des systèmes techniques centralisés dominant au Maroc et en Algérie et, à l'inverse, l'affirmation d'un système technique décentralisé en Tunisie. Les infrastructures promues de puissances variables ne n'inscrivent pas de la même manière sur les territoires. Ce sont les unités électriques solaires et hybrides, qui présentent une configuration spatiale « concentrée », qui dominent dans la décennie 2010 le parc électrique renouvelable maghrébin, exception faite de la Tunisie qui développe un véritable marché domestique du photovoltaïque, au travers duquel ce sont des unités « dispersées » de faibles capacités installées qui se diffusent. Au sein d'un système technique décentralisé, la diversification des acteurs dans le segment de la production d'électricité est plus propice. L'étude de la nature des opérateurs-exploitants des centrales solaires CSP et hybrides en activité révèle une percée de l'initiative privée notamment dans le cadre du régime de l'autoproduction. L'analyse de la distribution spatiale des unités électriques classiques et renouvelables a permis de révéler deux géographies différenciées entre, d'une part la géographie des unités électriques solaires et hybrides et, d'autre part, celle des centrales thermiques classiques. La localisation des unités électriques solaires est conditionnée par deux éléments majeurs : la disponibilité foncière et la présence du réseau électrique.

Lorsque l'on se réfère au modèle geelien du *Multi-Level Perspective* (MLP) (Geels, 2002), le stade de diffusion des technologies solaires au Maghreb se rapporte au niveau « niches ». Les projets, souvent dit « pilotes », sont effectivement développés à l'abri de la pression des marchés. Leur concrétisation est difficilement envisageable en dehors des mécanismes de soutien publics, des appels d'offre et des financements internationaux. Les technologies solaires trouvent leurs premiers débouchés sur ce marché de niches en attendant que différents groupes se les approprient et en adoptent l'usage (Geels, Schot, 2007). Le choix des technologies solaires traduit au Maghreb plus globalement une « vision », différente selon les catégories d'acteurs. La priorité donnée aux unités électriques centralisées à grandes et moyennes capacités installées dans le cadre du "Plan Solaire Marocain" et du PNEREE par exemple, traduit une vision régionale (perspective d'exportation) tout en confortant la vision des monopoles car cela encourage le maintien du système technique centralisé dominant qui s'est façonné à partir du milieu du XX^{ème} siècle au Maghreb. La technologie thermodynamique (CSP) satisfait davantage aux ambitions industrielles des pays maghrébins récepteurs et permet notamment aux grands groupes industriels européens (SIEMENS, ALSTOM, ABB) ou encore énergéticiens (EON AG, ENEL, TOTAL) d'investir le marché maghrébin du solaire. Cette

technologie est toutefois très coûteuse et nécessite, à la différence de la technologie photovoltaïque (PV), des investissements importants, à l'origine de montages financiers complexes. Les « grands projets », visibles et médiatisés, servent aussi d'outils de légitimation du pouvoir présidentiel ou royal. Les logiques spatiales, la marge de manœuvre des acteurs, ainsi que les politiques publiques et les stratégies d'investissements associées au déploiement de l'énergie solaire diffèrent selon la « vision » défendue.

Conclusion générale

Au terme de cette thèse, nous pouvons émettre quelques enseignements. Pour la clarté du propos, nous proposons de faire état des conclusions de cette recherche en distinguant (i) les enseignements empiriques de la thèse ; (ii) les apports théoriques et méthodologiques et enfin, (iii) les limites et perspectives de la recherche.

I. LES ENSEIGNEMENTS EMPIRIQUES DE LA THESE

Les enseignements empiriques de la thèse résultent du questionnement des hypothèses et sous-hypothèses posées au départ de notre recherche. Celles-ci sont validées, infirmées ou modérées. La transition énergétique au Maghreb est un processus impulsé « par le haut », supportée par des dispositifs euro-méditerranéens de développement des énergies renouvelables, parmi lesquels l'emblématique Plan Solaire Méditerranéen (PSM), et par des politiques nationales formalisées au plus haut niveau des États. De même que pour la promotion du développement durable ou de la lutte contre le changement climatique – fortement liées à l'échelon international –, **la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb est mise en œuvre dans une logique descendante (top down).**

En pointant la capacité de l'énergie solaire à bouleverser le paysage énergétique traditionnel au Maghreb dominé par les hydrocarbures, nous avons pu dégager **deux grands enseignements** : [1] une intégration régionale de l'électricité est effectivement en marche en Méditerranée et elle est renforcée avec l'avènement de la transition énergétique « bas carbone », [2] l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb est observée mais doit être relativisée.

Une intégration régionale de l'électricité en marche en Méditerranée : la cristallisation de réseaux matériels et immatériels

L'analyse de la transition énergétique « bas carbone » a été replacée dans une dynamique plus large d'intégration régionale de l'électricité en Méditerranée. **Nous avons ainsi démontré** – à travers une géographie des réseaux techniques et des réseaux d'acteurs – **que l'électricité contribue à une mise en réseau des espaces régionaux, tout en révélant, dans le même temps, les implications relationnelles de la transition énergétique « bas carbone » à l'échelle méditerranéenne.**

L'énergie : un domaine intégrateur au Maghreb

Les ambitions de l'Union du Maghreb Arabe (UMA) de mettre en place une union politique et économique régionale sont déçues, principalement en raison des différends qu'il

existe au sein du couple algéro-marocain. Les accords multilatéraux ratifiés au Maghreb sont peu nombreux comparés aux accords conclus bilatéralement. **La promotion des énergies renouvelables a donné lieu dans la décennie 2000 et 2010 à une coopération bilatérale relativement importante au Maghreb**, entre l'Algérie et la Tunisie (Accord-cadre de coopération dans le domaine de la maîtrise de l'énergie entre l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie (ANME) et l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie en Algérie (APRUE), ratifié le 21 décembre 2001) et entre la Tunisie et le Maroc (Accord de coopération dans les domaines de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables ratifié le 7 juillet 2009 ; Convention-Cadre de coopération entre le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) et le Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis (CITET) signé le 7 mai 2010).

Bien qu'incomplète, la coopération énergétique au Maghreb est la plus poussée. Les échanges énergétiques intra-maghrébins représentent 2/3 de l'ensemble des échanges économiques de la région. Les échanges d'hydrocarbures, prédominants, se matérialisent à travers la construction de corridors énergétiques (gazoducs, oléoducs), faisant de la Tunisie et du Maroc des espaces de transit des hydrocarbures algériens. Dans le domaine de l'électricité, la coopération maghrébine, qui a devancé la création de l'UMA avec la création du Comité Maghrébin de l'Electricité (COMELEC), accuse également des résultats concrets en termes d'infrastructures d'interconnexions transnationales et transcontinentales. **À vocation commerciale ou de secours, les corridors électriques constituent des liens puissants et durables entre les territoires.** Ils sont la condition sine qua non à la constitution de marchés régionaux intégrés de l'électricité et ont une forte dimension politique en raison de leur forte visibilité. **L'action du COMELEC** a permis la constitution d'un bloc électrique maghrébin dans lequel sont électriquement reliés le Maroc, l'Algérie et la Tunisie. Mais, cette action **se poursuit désormais dans un cadre euro-méditerranéen.** En effet, l'UMA est devenue un organe de représentation à défaut d'être un cadre d'action opérationnel.

La coopération énergétique au Maghreb encouragée dans un cadre euro-méditerranéen

Les relations euro-méditerranéennes dans le domaine de l'énergie sont anciennes. Elles ont même été le prétexte ayant mené à la contractualisation des rapports entre la Communauté Économique Européenne (CEE) et les pays sud-méditerranéens. Les interconnexions électriques intra et extra-maghrébines à haut voltage construites récemment (doublement de la ligne Melloussa (Maroc)/Puerto de la Cruz (Espagne) en 2006 ; Hassi Ameer (Algérie)/Bourdim (Maroc) en 2009 ; Cheffia (Algérie)/Jendouba (Tunisie) en 2014) s'inscrivent dans le cadre d'initiatives euro-méditerranéennes distinctes mais complémentaires (projet d'Intégration des Marchés Maghrébins de l'Electricité (IMME) ; Projet de boucle électrique méditerranéenne (*Medring*), Projet de la dorsale de 400 kV ELTAM). Le projet de boucle électrique méditerranéenne vise, quant à lui, à la construction d'un **macro-système électrique méditerranéen** qui se fermerait au niveau du Déroit de Gibraltar, au travers de

l'interconnexion maroco-espagnole, et à partir de la Turquie, *via* la Grèce ou la Bulgarie. Il vise à interconnecter les blocs électriques distincts du Sud de la Méditerranée : le bloc COMELEC, le bloc LEJSL (Lybie-Égypte-Jordanie-Syrie-Liban). **Les interconnexions électriques transfrontalières structurent et rapprochent les territoires méditerranéens et a fortiori ceux de la sous-région du Maghreb.** Ces infrastructures bénéficient notamment de financements communautaires – programme MEDA de l'UE ; programme *Trans-European energy Networks* (TEN-E) –. **Les marges présentent pour l'UE un intérêt particulier parce que l'intégration y est imparfaite et en train de se faire** et parce qu'elle milite pour une extension des normes et standards européens.

Une densification des interrelations entre acteurs avec la promotion de l'énergie solaire

Les réseaux techniques n'ont pas pour seul effet le maillage de l'espace, mais créent également des regroupements et des solidarités entre les acteurs, ayant eux-mêmes un effet structurant. Avant même l'avènement de la transition énergétique « bas carbone », **de véritables synergies d'acteurs existent dans le domaine de l'électricité en Méditerranée**, qui se cristallisent au sein de réseaux d'acteurs, tels que les associations d'électriciens – COMELEC, Mediterranean Transmission System Operator (MED-TSO), son homologue européen European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), Union of the Electricity Industry in Europe (EURELECTRIC), Association of Power Utilities of Africa (APUA), Arab Union of Electricity (AUE) – ; des associations de régulateurs d'énergie – Association of Mediterranean Energy Regulators (MEDREG) –, des plateformes de dialogue (Observatoire Méditerranéen de l'Énergie, MED-EMIP), des réseaux d'agences méditerranéennes de promotion des énergies renouvelables (MEDENER), etc.

L'ossature électrique méditerranéenne déjà constituée ainsi que les réseaux d'acteurs formés sont autant d'acquis sur lesquels l'approche du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) et les initiatives industrielles qui le relaient se reposent. La promotion des technologies solaires a permis de **densifier le noyau d'acteurs de l'électricité en Méditerranée**, suite à la création de nouvelles structures régionales dédiées aux énergies renouvelables – Fondation Desertec, *Transmediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC), l'Institut Méditerranéen des énergies renouvelables (IMEDER), *Renewable Energy Solutions for the Mediterranean* (RES4MED), le Centre Régional pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (RECREE) –. Avec **la promotion de l'énergie solaire, et plus largement des énergies renouvelables, la coopération est très inclusive.** À l'échelle euro-méditerranéenne, la transition énergétique « bas carbone » s'associe, de ce point de vue, à l'effort d'intégration régionale. L'approche du PSM est conçue dès le départ comme une construction sociale devant impliquer le plus grand nombre de parties prenantes. Une synergie entre acteurs est prioritairement recherchée pour éviter une superposition d'initiatives et de projets, plus concurrents que complémentaires, et qui ne communiquent pas entre eux.

Nous soutenons que l'intégration régionale de l'électricité est un processus voulu, pensé, plus encore avec la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ».

Le partenariat énergétique euro-méditerranéen repose désormais, avec la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone », **sur trois dimensions** majeures et complémentaires : **la sécurité des approvisionnements énergétiques, l'intégration régionale et la durabilité** (compte tenu de l'état d'urgence climatique dans laquelle se trouve la région méditerranéenne).

Un avantage au système technique centralisé dans le cadre des dispositifs euro-méditerranéens de promotion des énergies renouvelables

Les **choix technologiques** privilégiés aux échelles euro-méditerranéenne et nationale **traduisent une « vision »** et **n'appellent pas à la formulation des mêmes réglementations, aux mêmes logiques d'acteurs, stratégies d'investissement, et enfin, ne mobilisent pas les mêmes espaces géographiques**. Les choix technologiques sont, par ailleurs, naturellement à même de (re)façonner les systèmes techniques.

En questionnant les logiques spatiales et organisationnelles de la diffusion de l'énergie solaire, nous avons mis en évidence deux types de systèmes techniques : un système technique centralisé et un système technique décentralisé. Le système technique centralisé, configuration dominante au Maghreb, est caractérisé par un mode de gestion et une infrastructure (unité de production électrique et infrastructure de réseau) centralisés. Dans ce cas de figure, la gestion relève le plus souvent d'opérateurs monopolistiques (Nye, 1998 ; Laponche, 2002 ; Bouneau, 2004, Bouneau *et alii*, 2007 ; Grand, Veyrenc, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013), constituant par ailleurs les principaux porteurs de projets. L'architecture est formée autour d'unités de production électrique de plus en plus massives, et de plus en plus éloignées des points de consommation. Les systèmes techniques centralisés ont été construits au Maghreb à partir de la deuxième moitié du 20^{ème} siècle (Berthonnet, 2002 ; Berthier, 2002 ; Saul, 2002 ; Verdeil, Bennisr, 2014) et reposent sur le tryptique « nationalisation-monopolisation-planification » (Grand, Veyrenc, 2011). Dans le système technique décentralisé (Laponche, 2002 ; Labrousse, 2006 ; Dunsky, 2004, Coutard Rutherford, 2009 ; Rumpala, 2010, 2013, 2015 ; Rifkin, 2012, Evrard, 2013) en revanche, le lieu de production et le lieu de consommation d'énergie sont proches voire confluent, ce qui permet à un point du réseau électrique d'être à la fois producteur et consommateur. Ce système devrait conduire à une multiplication des sites de production (Bridge, 2010), autour d'unités de production moins massives (Rumpala, 2015), ainsi qu'à une diversification des acteurs (Dunsky, 2004 ; Rumpala, 2010, 2013, 2015), producteurs comme porteurs de projets.

Suivant les systèmes techniques, les solutions technologiques solaires adaptées sont différentes. Cela concerne à la fois la disposition de l'unité électrique (au sol/intégration au

bâti), sa taille (dimensionnement et rendement) et le procédé solaire utilisé (PV, CSP ou hybride). Dans le cas du système technique centralisé, ce sont des unités au sol de capacité installée moyenne et élevée, de technologie PV, CSP ou hybride qui sont adaptées. Dans le cas du système électrique décentralisé, ce sont des unités au sol ou intégrées au bâti de faible capacité installée, de technologie PV qui sont privilégiées.

Dans le cadre du PSM et des initiatives industrielles qui le relaient, les choix technologiques promus s'ajustent à l'option d'exportation qui prévoit une évacuation de l'électricité d'origine renouvelable à travers des lignes THT vers les pays membres de l'UE. **Cela a conduit à favoriser des solutions technologiques centralisées** de grande taille et dispatchables (c'est le cas de la technologie thermodynamique), et possédant par ailleurs un fort potentiel d'intégration industrielle locale. Les projets proposés au titre du PSM par les pays du Maghreb (BEI-FEMIP, 2010) révèlent **l'influence du cadre euro-méditerranéen sur les choix technologiques effectués au niveau national**. Ce sont là les principaux facteurs explicatifs du maintien du paradigme centralisateur au Maroc et en Algérie. Cependant, après 2013, et l'abandon provisoire de l'option d'exportation dans le cadre du PSM (désapprobation espagnole du Master Plan du PSM), ce dernier se recentre sur le déploiement de capacités additionnelles renouvelables au Sud de la Méditerranée, et soutient ouvertement des projets multidimensionnels et multi-technologiques. L'Initiative de Préparation des Projets du Plan Solaire Méditerranéen (IPP-PSM) lancée en 2015 illustre ce revirement. **De même qu'il y a un avant et un après 2013 pour le PSM sur le plan technologique, il y a un avant et un après 2013 dans les choix technologiques opérés au niveau national** : report en Algérie, projets au point mort ou sans cesse repoussés en Tunisie et réinvestissement au Maroc, le choix de ces pays ne se porte plus seulement sur la technologie CSP mais davantage sur le PV. Pour autant, le Maroc n'a pas abandonné l'idée d'exporter de l'électricité d'origine renouvelable, y compris en dehors du PSM. Le royaume est convaincu que les obstacles à ce dessein ne sont que de nature conjoncturelle.

L'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb : une hypothèse à modérer

Une reconfiguration spatiale et organisationnelle limitée des systèmes techniques maghrébins avec le déploiement des technologies solaires

L'étude des projets solaires et hybrides solaire-gaz inscrits dans les plans solaires nationaux ("Plan Solaire Marocain", "Plan Solaire Tunisien"), le "Plan Noor-PV", le "programme ONEE-PV" et enfin dans le "Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique" (PNEREE) algérien, d'une part, et celle des cadres législatifs et réglementaires nationaux entrepris dans le domaine des énergies renouvelables, d'autre part, nous ont conduits à dégager **trois modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants de déploiement de l'énergie solaire**.

Dans le cadre du "Plan Solaire Marocain" par exemple, piloté par la *Moroccan Agency of Solar Energy* (MASEN), cinq projets d'une capacité de 500 MW chacun sont mis en œuvre sur les sites de Ouarzazate, Midelt, Laâyoune, Boujdour et Tata. Dans la poursuite du "Plan Solaire Marocain", Masen prévoit la construction de quatre CPVS de grandes capacités d'ici 2020 sur les sites de Boudjour I (50 MW), Boudjour II (100 MW), Laâyoune I (20 MW) et Laâyoune II (100 MW). Le "Programme ONEE-PV" consiste à édifier des centrales photovoltaïques de capacité moyenne, de 20 à 25 MW. **La distribution des technologies solaires au Maroc continue de s'inscrire dans le système technique centralisé existant.** Ces choix s'expliquent en partie par la volonté du Maroc de s'ajuster dès le départ à la perspective d'exportation d'électricité d'origine renouvelable promue par le PSM et proposée dans le cadre de l'article 9 de la directive communautaire du 23 avril 2009. Le pays souhaite également bénéficier des financements prévus dans le cadre de l'initiative "The World Bank CSP MENA initiative", destinée à la région MENA et visant à accélérer l'adoption à grande échelle de la technologie CSP. Par ailleurs, les modalités d'application du régime de l'autoproduction prévu pour la Basse Tension (BT) – prévu par la loi n°18-15 de 2015 modifiant et complétant la loi 13-09 relative aux énergies renouvelables –, n'ont pas encore été définies, ce qui contrarie fortement l'émergence d'un marché domestique de l'énergie solaire notamment, et a fortiori d'un système technique décentralisé. La privatisation partielle du segment de la distribution et l'absence d'organe de régulation autonome sont des freins de taille à son applicabilité. L'organisation des secteurs électriques maghrébins conditionne fortement les réformes législatives et réglementaires dans le domaine des énergies renouvelables.

Dans le cadre du PNEREE, l'Algérie a lancé le projet "400 MW" mis en œuvre par une filiale de la SOCIETE NATIONALE DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (SONELGAZ), la SHARIKET KAHRABA WA TAKET MOUTADJADIDA (SKTM) qui prévoit la construction de 23 Centrales Photovoltaïques au Sol (CPVS) de capacités installées moyennes allant de 3 à 21 MW. **Ces unités électriques photovoltaïques au sol de moyenne capacité installée s'insèrent au sein du système technique centralisé existant.** Malgré l'ouverture du secteur de l'électricité (unbundling) et la création d'une autorité de régulation indépendante, la CREG, la SONELGAZ devenue une Société par Actions entièrement détenue par l'État continue d'exercer un monopole de fait. En Algérie, il s'agit d'une libéralisation « de façade ». La législation algérienne a mis en place un mécanisme de feed-in tariff qui s'applique à la BT, MT, HT, et THT mais n'a pas élaboré de cadre autorisant l'autoproduction. Pour bénéficier du mécanisme du feed-in-tariff, la capacité installée des infrastructures doit excéder le seuil de 100 MW pour le PV et 50 MW pour l'éolien, ce qui de facto constitue une entrave financière importante pour les investisseurs et porteurs de projets en raison des coûts importants des technologies solaires et contrarie la mise en place d'un système technique décentralisé. La SONELGAZ n'est guère étrangère dans la définition de ces seuils. Le PNEREE lui a été par ailleurs confié par l'État – elle est donc le principal porteur de projet – au détriment de la société NEAL. Les porteurs de

projet au Maghreb relèvent largement de l'action de l'État (MASEN, SONELGAZ, STEG, STEG ER).

En Tunisie, les projets centralisés au sol, notamment portés par la SOCIETE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (Steg) et sa filiale, la STEG ENERGIES RENOUVELABLES (STEG ER), n'avancent pas, principalement en raison d'un problème de financement. En revanche, la Tunisie, a initié dès 2009 le programme Prosol'élec, destiné aux secteurs résidentiels et tertiaires. Ce programme a permis la diffusion de petites unités photovoltaïques surimposées au bâti d'une capacité de 1 à 2 kWc, dans le cadre du régime de l'autoproduction. **Un système technique décentralisé émerge donc en Tunisie. Pour autant, il se structure dans un contexte où le monopole de l'opérateur historique, représenté ici par la STEG, est un des plus fort au Maghreb.**

Ajouté à la perspective d'exportation de l'électricité d'origine renouvelable, une combinaison de facteurs tels que l'équilibre du réseau, les ambitions industrielles des pays du Maghreb ou encore la mainmise des monopoles publics sur le segment de la production d'électricité expliquent le maintien d'un système technique centralisé déjà en place en Algérie et au Maroc avec la diffusion des technologies solaires. **Les opérateurs monopolitistiques, y compris en Tunisie, parviennent en effet à orienter les choix gouvernementaux et la législation en matière d'énergies renouvelables.** Ce pouvoir des opérateurs historiques tient notamment au fait qu'en Tunisie et au Maroc, la régulation du réseau électrique ne relève pas d'un organe autonome et, qu'ils possèdent, en Algérie et en Tunisie, un statut d'acheteur unique. **Les réformes réglementaires et législatives entreprises dans le domaine des énergies renouvelables ont néanmoins permis d'ouvrir davantage les secteurs électriques.**

Une légère percée de l'initiative privée dans la production d'électricité d'origine renouvelable

Le segment de la production d'électricité est resté longtemps la chasse-gardée de l'opérateur historique. En effet, les opérateurs exploitant les centrales classiques au Maghreb relèvent tous du secteur public (SOCIETE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITE en Algérie, filiale de SONELGAZ ; la STEG en Tunisie ; l'ONEE au Maroc), exception faite du régime d'Independent Producer Power (IPP). **L'analyse de la nature des opérateurs-exploitants présents dans les projets solaires et hybrides mis en service a révélé une percée de l'initiative privée dans le segment de la production d'électricité.** Elle se matérialise sous la forme de **sociétés de projet public-privé**, dans lesquelles l'acteur privé est l'actionnaire majoritaire (ABENER, consortium ACWA POWER). Ces sociétés de projet à capitaux publics et privés sont exclusivement mises en place dans le cadre de projets qui intègrent la composante CSP (centrales CSP ou hybrides solaire-gaz). Par ailleurs, **la mise en place du régime d'autoproduction** en Tunisie et au Maroc – inscrit dans la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie en Tunisie et la loi 13-09 relative aux énergies renouvelables au Maroc – **a également permis une diversification des acteurs avec la multiplication des « producteurs-consommateurs »**

(bénéficiaires du programme Prosol'élec, SOITEC, CIMENTS DU MAROC) exclusivement dans le cadre de l'autoconsommation. L'importance de l'initiative privée doit être néanmoins relativisée en raison du mode d'action des opérateurs historiques, qui certes confient la construction de la centrale à des sociétés étrangères dans le cadre de contrats clé-en-main principalement mais, se chargent de l'exploiter. L'acteur public se constitue aussi souvent comme actionnaire au sein de sociétés de projet à capitaux publics et privés (SKTM, STEG, MASEN, SONATRACH). En outre, des freins d'ordre légal et réglementaire existent, qui contrarient la marge de manœuvre de l'initiative privée (régime d'autoproduction non étendu à la Basse Tension au Maroc, plafond de rachat des excédents électriques fixé à 30% par la STEG en Tunisie, seuil de 100 MW dans le cadre des tarifs de rachat garantis en Algérie).

L'attention portée aux acteurs de la production nous a amenés à étendre notre analyse aux acteurs de la production des équipements solaires afin d'avoir une vue d'ensemble de la chaîne des acteurs industriels. Nous avons proposé d'étudier la nationalité des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin en prenant en compte les choix technologiques privilégiés par chacun des trois pays retenus et d'en dégager une géographie.

L'intervention de partenaires économiques nouveaux sur le marché de « niches » de l'énergie solaire au Maghreb

La nationalité des acteurs industriels positionnés sur le marché maghrébin dénote également une plus grande diversification. **Des partenaires économiques non traditionnels pénètrent le marché maghrébin du solaire.** Ils sont japonais (KYOCERA), chinois (YINGLI SOLAR, SUNTECH, JA SOLAR), australiens (SOLARHART), saoudiens (ACWA). Cela est surtout le cas pour la technologie PV au Maghreb. **L'étude de l'origine des cellules solaires présentes dans les équipements PV commercialisés en Tunisie révèle la forte proportion des cellules en provenance des pays asiatiques.** L'entrepreneuriat tunisien du PV, constitué de PME, noue des partenariats commerciaux plus ou moins durables (gentlemen agreement, distribution exclusive, co-entreprise). **En revanche, dans le cas de la technologie CSP au Maroc, le partenaire européen domine le marché.** Les entreprises européennes positionnées sur le marché marocain, de nationalité espagnole en particulier, opèrent notamment sur le segment « exploitation et maintenance ». Ces entreprises européennes, comprenant des groupes spécialisés dans le domaine de l'énergie solaire (ABENGOA SOLAR), des grands énergéticiens (EON AG, ENEL, TOTAL) ou encore de grands industriels (SIEMENS, ALSTOM, ABB), tentent d'investir le marché grâce au système d'appels d'offre.

Le déploiement spatial des unités électriques solaires et hybrides modifie la distribution spatiale du système productif maghrébin

Le parc électrique maghrébin est caractérisé par le recours aux combustibles issus des hydrocarbures, notamment le gaz naturel. **La caractérisation des zones d'implantation des**

unités électriques solaires et hybrides nous permet de valider l'hypothèse d'une nouvelle géographie de la production d'électricité au Maghreb. Le déploiement spatial des technologies solaires redessine le paysage électrique traditionnel maghrébin, marqué initialement par une forte littoralisation des unités électriques thermiques classiques, mises à part pour les centrales diesel algériennes. Les unités solaires et hybrides se répartissent, à l'inverse, majoritairement dans les zones intérieures, dans le Centre (Ouarzazate au Maroc ; Oued Kebrit, Aïn El Melh, El Khoung et Hassi R'mel en Algérie) et le Sud des pays (Adrar, In Salah en Algérie ; Om Soma, Tozeur et El Borma en Tunisie), ainsi que sur les zones littorales du sud de la Tunisie (Gabès, Akarit) et du Maroc (Boudjour, Laâyoune, Foum-el-Oued et Tata). **La géographie des unités électriques classiques et des unités électriques solaires témoigne de distributions spatiales différentes.**

Dans le cas des CPVS, un axe principal d'implantation se dégage à l'échelle du Maghreb. Il s'agit d'un vaste ensemble bordant l'Atlas tellien au Nord et l'Atlas Saharien au Sud qui parcourt en diagonale l'Algérie, depuis le sud-marocain (en dehors du Sahara occidental) jusqu'au Nord-Ouest tunisien. **L'implantation des unités électriques solaires et hybrides ne concerne guère les « espaces de Desertec ».** En effet, plus que le Sahara proprement dit, la distribution des projets solaires et hybrides au Maghreb concerne davantage les hauts et bas plateaux maghrébins. La disponibilité foncière sans concurrence anthropique constitue un élément-clé de cette nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb, aussi bien pour les unités au sol que celles qui sont intégrées au bâti. Cependant, ces dernières, diffusées dans le cadre du programme Prosol'élec en Tunisie, concernent surtout le milieu urbain, là où le réseau électrique est dense. L'insertion des technologies accentue la multidimensionnalité du parc électrique maghrébin, dominé par les grosses unités électriques, exception faite de la petite hydraulique. **La mise en évidence des facteurs de localisation favorables à l'implantation des unités électriques solaires et hybrides ne pouvait ainsi ignorer le prisme technologique.**

Le choix des technologies solaires, à même de (re)façonner les systèmes techniques et leurs acteurs, est avant tout le reflet d'une ambition plus globale des États, de la manière dont ils se projettent à plus long terme.

Le choix des technologies solaires ou la traduction d'une stratégie d'État

La promotion de l'énergie solaire au Maroc sert une ambition nationale et régionale. Le pays démontre un intérêt plus grand pour les sources d'énergie renouvelables, d'abord parce qu'il dépend à plus de 96 % aux importations d'énergie. Ainsi, la promotion de ce type de ressources, notamment en termes de coût, est plus intéressante pour le Maroc que pour les deux autres pays. En 2015, 33 % de la puissance électrique installée marocaine est de source renouvelable (hydroélectrique compris), contre moins de 2% pour l'Algérie et près de 7% pour la Tunisie. Le Maroc souhaite également se détacher de cette dépendance aux importations en développant des sources locales. Le paysage électrique marocain est le moins

marqué par l'exploitation des hydrocarbures, d'autant qu'il existe une véritable tradition de l'hydraulique. **Un changement de paradigme s'opère au Maroc.** Les solutions solaires centralisées à grande capacité installée sont en mesure de changer plus rapidement la donne. **Le développement des technologies solaires est aussi l'occasion de détenir une réelle maîtrise technologique dans le domaine et de soutenir une intégration industrielle locale.** Le pays qui se positionne industriellement sur le créneau ambitionne d'**exporter son savoir-faire dans les pays d'Afrique Subsaharienne.** Le Maroc voit dans le continent africain une source de relations économiques et diplomatiques. Il se pose en partenaire de taille face à un continent qui enregistre une croissance globale de 5% par an depuis les années 2000. La vision régionale du pays est également tournée vers l'Europe. Déjà interconnecté électriquement à l'Espagne, le Maroc ne désespère pas d'exporter de l'électricité d'origine renouvelable vers les pays membres de l'UE. **À défaut d'une intégration régionale horizontale (maghrébine) pour laquelle le Maroc milite ouvertement, ce dernier entend constituer un hub incontournable entre l'Europe et l'Afrique subsaharienne, créant ainsi un couloir selon un axe vertical.**

En Algérie, l'ambition est nationale. L'économie algérienne, peu extravertie, dépend fortement des exportations d'hydrocarbures, le secteur de l'énergie représentant effectivement 98 % des recettes nationales. **Pays de très forte culture énergétique, l'énergie solaire se présente davantage comme un complément aux hydrocarbures.** Le pays cherche en effet à préserver ses ressources en gaz naturel en exploitant des formes de production alternatives. **En Algérie, l'État est omniprésent.** Dans le domaine de l'énergie solaire, il est présent au travers de la SONELGAZ – Société par Actions (Spa) à capitaux exclusivement publics en position de monopole – à qui il a confié la réalisation du PNEREE. Généralement fermé aux fonds internationaux, le pays supporte lui-même le PNEREE au travers du Fonds National des Énergies Renouvelables et de la Cogénération (FNERC), qui représente 1% de la redevance pétrolière. **L'Algérie comme le Maroc, qui sont des pays très centralistes en soif de légitimité, voient dans le développement de « grands projets » solaires, visibles et médiatisés, l'opportunité de servir leur image.**

La première version du Plan Solaire Tunisien (PST), lancé en 2009 et révisé en 2012, constituait ainsi un outil utilisé à la gloire de l'ancien président déchu Zine el-Abidine Ben Ali. Dans la première version du PST, les grands projets centralisés sont nombreux et privilégient notamment le solaire thermodynamique. **On assiste dans la Tunisie postrévolutionnaire à l'affirmation d'un système technique décentralisé qui s'accompagne du déploiement de technologies solaires de petite dimension** (installations PV surimposées au bâti de 1 à 2 kWc), **plus adaptées à la taille du pays.** Les grands projets soutenus par l'ancien régime sont abandonnés ou suspendus. **Les solutions décentralisées sont des technologies « de proximité » qui offrent une marge de manœuvre pour réinventer des systèmes techniques qui soient localement « gouvernables ».** Elles mettent à l'honneur la figure du producteur-consommateur et reposent davantage sur une dynamique d'appropriation sociétale. **Ce système technique décentralisé se structure dans un pays aux aspirations démocratiques intenses**

depuis la révolution de janvier 2011. De nouvelles revendications émergent après la révolution et elles émanent, entre autres, d'**une société civile de plus en plus organisée**. La nouvelle constitution de la République tunisienne adoptée le 26 octobre 2014 en a pris toute la mesure, en initiant des politiques de décentralisation des pouvoirs. En ce qui concerne la stratégie énergétique tunisienne, elle est discutée lors d'un débat national sur l'Énergie lancé le 27 juin 2013 sous le thème "Quel avenir énergétique pour la Tunisie ?". Ce débat constitue une véritable démonstration de force de la société civile par le biais associatif. **Les bouleversements politiques sont aussi des moments de bouleversement des systèmes énergétiques** (Rocher, Verdeil, 2013).

II. LES APPORTS THEORIQUES ET METHODOLOGIQUES DE LA THESE POUR L'EXAMEN DE LA TRANSITION ENERGETIQUE « BAS CARBONE » AU MAGHREB

L'adaptation du corpus théorique sur la transition énergétique à des temporalités maghrébines

Alors que la chronologie des deux transitions énergétiques majeures de l'histoire récente²⁹⁰ était bien connue s'agissant de l'Europe ou plus généralement du monde occidental (Smil, 2010), aucun travail n'attestait de la chronologie de ces transitions au Maghreb. En nous appuyant sur plusieurs travaux d'histoire économique et coloniale du Maghreb (Guiral, 1935 ; Perroux, 1962 ; Troin, Laurent, 1962 ; Dresch, 1963 ; Grosse, 1963 ; Lahbabi, 1963 ; Siksou, 1963 ; Buttoud, 1986), nous avons pu établir les grandes lignes de cette chronologie.

L'entre-deux guerres apparaît ainsi comme une période de pré-industrialisation du Maghreb, marquée par l'introduction tardive et progressive du charbon, importé ou extrait localement. Ce recours modeste au charbon est bientôt supplanté par les hydrocarbures, découverts au Maghreb à la fin des années 50, et permettant d'amorcer un processus d'électrification. Cette transition vers les énergies de stock entraîne des mutations profondes du modèle sociotechnique existant, dans un contexte où le processus d'industrialisation (modèle d'industries industrialisantes, modèle de substitution aux importations) est assisté par les États. Après les indépendances, une ère de croissance s'ouvre au Maghreb dans le cadre d'un système dominé par les hydrocarbures. Cette croissance est économique, urbaine, démographique, énergétique. La transition énergétique « bas carbone » qui s'amorce au début du 21^{ème} siècle, se manifeste ainsi dans un contexte de croissance soutenue.

Penser l'objet technique au sein d'un système relationnel : la pertinence d'une approche systémique

L'analyse systémique mise en œuvre dans notre travail nous a permis d'examiner plusieurs processus en interaction parmi lesquels l'intégration régionale de l'électricité et la

²⁹⁰ Passage d'un système énergétique fondé sur les énergies de flux -la biomasse- à un système basé majoritairement sur les énergies de stock -charbon puis pétrole- et émergence de l'électricité comme forme d'énergie.

transition énergétique « bas carbone ». Elle nous a amenés à mettre en lumière l'ensemble des interactions qui se structurent par et pour l'objet technique (infrastructure de réseau électrique et unité de production d'électricité à partir de l'énergie solaire). L'objet technique est ainsi considéré comme une interface relationnelle. Ces interactions peuvent être de nature économique, sociale ou politique. Cette approche nous a permis d'analyser de manière dynamique les jeux d'acteurs et les jeux d'échelles qui se construisent et se complexifient avec le déploiement spatial des technologies solaires et hybrides au Maghreb.

Une approche de l'intégration régionale par les réseaux

L'étude des dynamiques d'intégration régionale de l'électricité nous a conduits à articuler deux entrées souvent utilisées séparément dans la littérature : l'intégration régionale et le réseau. La nature spatiale, a priori intrinsèque au réseau, est reconnue et adoptée par de nombreux géographes (Sorre, 1954 ; Pinchemel, 1988 ; Claval, 1981, 1990 ; Dupuy, 1993 ; Brunet *et alii*, 2005 ; Levy, Lussault, 2006 ; Pecqueur, 2008). L'étude des réseaux est un champ relativement récent de la géographie économique (Benko, Lipietz, 1992 ; Offner, Puman, 1996 ; Moretti, Vacheret, 1999 ; Pecqueur, 2008). **En associant l'étude des réseaux à la problématique de l'intégration régionale, nous avons montré**, dans la lignée de Lévy et Lussault (2006), **que les réseaux permettent de structurer et de rapprocher les territoires d'un même espace régional**. Les réseaux techniques, tels que les interconnexions électriques transnationales, créent en effet des interdépendances et des solidarités territoriales, autant qu'ils marquent physiquement les territoires. **Ces réseaux techniques matériels peuvent être à l'origine d'interrelations entre acteurs, le plus souvent immatérielles**. Les réseaux d'acteurs renvoient notamment aux associations, aux institutions, aux entreprises et à leur potentiel relationnel (Bakis, Grasland, 1997 ; Offner, Puman, 1996 ; Cadoret, 2007).

Analyser le mode de déploiement des technologies solaires et hybrides : l'élaboration d'une grille de lecture commune aux trois pays retenus

Nous avons montré que les systèmes techniques centralisé ou décentralisé relèvent de logiques spatiales et organisationnelles différentes. Nos résultats ont été schématisés dans une **grille de lecture**. Ainsi, en fonction du mode de déploiement, l'unité électrique solaire ne s'inscrit pas de la même manière dans l'espace. Elle peut être spatialement « concentrée », « dispersée » ou « en îlot ». La grille de lecture, qui convoque des notions clefs de la géographie (localisation, paysage, contiguïté/dispersion, échelle ou mise à l'échelle), constitue dans notre travail un **outil de comparaison** des trois pays du Maghreb.

III. LIMITES ET PISTES DE LA RECHERCHE

Notre recherche présente des limites que nous avons identifiées et questionnées. Notre travail de recherche a fait émerger un certain nombre de problématiques que nous n'éclairons

pas toujours et qui peuvent, par ailleurs, constituer des perspectives pertinentes dans l'appréhension de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

Le laps de temps [2011-2016] dans lequel s'est inscrit notre étude sur la transition énergétique émergente au Maghreb représente d'entrée une limite face à des transitions énergétiques définies comme des processus de long terme. Si les réflexions proposées ont favorisé des mises en perspectives historiques, la formulation récente de politiques de développement des énergies au niveau national, qui s'accompagne de réformes législatives et réglementaires, ne constitue que la genèse de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb. Nous étions donc en mesure de ne dégager que des tendances récentes, qu'il nous est impossible de projeter au-delà de notre intervalle d'étude. Aussi, lorsque nous avançons l'idée d'une faible percée de l'initiative privée sur le segment de la production d'électricité par exemple, celle-ci doit être appréciée en prenant toute la mesure de cette limite temporelle.

L'élaboration de notre base de données qui répertorie les unités solaires et hybrides et surimposées au bâti au sol au Maghreb a dû considérer, en raison de la mise en service parfois très longue de certaines d'entre elles, les projets non encore réalisés. L'incertitude quant à l'aboutissement réel de ces projets constitue elle-aussi une limite indéniable. Il est donc difficile au milieu de la décennie 2010 de saisir et de comprendre l'ensemble des aspects que recouvrira l'entrée dans cette nouvelle phase de l'histoire longue de l'électricité au Maghreb avec le développement des énergies renouvelables. La construction récente des premières unités solaires au sol, par ailleurs, ne nous permettait guère de prétendre à une analyse évolutive et diachronique. Ce recul est nécessaire pour l'évaluation des impacts de ces infrastructures sur les territoires et les sociétés. La mesure de ces impacts, qui représente une perspective de recherche intéressante, peut porter sur le développement local des territoires d'implantation, les flux migratoires, l'emploi, les transferts technologiques, l'intégration industrielle locale, la perception et les empreintes paysagères. Notre recherche en offre seulement des préludes. Nous avons à notre disposition des données très incomplètes, parfois « anecdotiques » qui ne permettraient guère de validation scientifique définitive. L'analyse de l'intégration industrielle locale due à l'implantation des unités électriques solaires et hybrides permettrait par exemple de confirmer les mérites de la technologie CSP. Elle devra prendre en compte les emplois directs mais également indirects. À titre d'exemple, le programme Prosol'élec en Tunisie en 2009 a suscité un boom entrepreneurial avec la création d'une cinquantaine d'entreprises et l'agrément d'un millier d'installateurs (emplois indirects).

Le choix de l'énergie solaire, qui signifie dans le même temps l'exclusion des autres énergies renouvelables telles que l'éolien, la biomasse, la géothermie, et les énergies marines, réduit également la portée de notre analyse sur la transition énergétique « bas carbone ». Nous avons ponctuellement inclus l'éolien dans notre production cartographique, car elle fait partie du PSM et elle est la seule énergie renouvelable présente en 2016 au Maghreb en plus de

l'énergie solaire (l'exploitation des autres énergies renouvelables est au stade de l'étude). Sa prise en compte, notamment dans le cas du Maroc, pourrait modifier notre analyse des opérateurs-exploitants et des acteurs industriels.

Un travail comparatif de même nature pourrait être mené sur l'efficacité énergétique, qui est un des volets du PSM et qui est au centre de nombreuses initiatives euro-méditerranéennes (Med-enec II par exemple). L'efficacité énergétique constitue elle-aussi une véritable opportunité pour la concrétisation de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

Le choix des pays du Maghreb nous a permis d'observer un processus de transition énergétique émergente « par le haut ». Dans un contexte de faible décentralisation des pouvoirs, les politiques de développement des énergies renouvelables, et les projets qui les accompagnent, sont formalisés au plus niveau des États. Cependant, en Tunisie, des réformes ont été initiées suite à l'adoption, le 26 janvier 2014, de la nouvelle constitution de la République tunisienne. Un processus de décentralisation s'engage. Il serait dès lors intéressant d'étudier, à moyen terme, la manière dont les territoires locaux émergent et s'approprient les politiques énergétiques en Tunisie. Parmi les autres formes de politisation locale de la question énergétique au Maghreb, les associations de la société civile se multiplient dans ce domaine d'action (Association Tunisienne de Maîtrise de l'Énergie (A.Tu.M.E) ; Association pour la Promotion des Energies Renouvelables et du Développement Durable Bariq21 – Skikda en Algérie ; Association Eau et Energie pour Tous (ASEET) au Maroc). Il s'agirait ainsi de comprendre le rôle joué par ces associations dans la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb.

L'inscription du Maroc dans un cadre de plus en plus-panafricain²⁹¹ nous amène à penser que la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb peut également être pensée au sein d'un cadre continental. Le Sommet Africain organisé le 16 novembre 2016 en marge de la COP-22 à l'initiative du Maroc, pays organisateur, en témoigne. Le Maroc souhaite développer une véritable expertise dans le domaine des énergies renouvelables à travers l'agence marocaine de l'énergie solaire (MASEN) qui souhaite devenir un interlocuteur expérimenté et incontournable dans le domaine de l'énergie solaire au niveau régional comme international.

Une étude sur la zone subsaharienne peut se révéler opportune. Le continent africain est effectivement un marché à investir, y compris sur le secteur émergent de l'énergie solaire. L'électrification du continent est un enjeu capital, et elle représente, aujourd'hui encore, un symbole de l'entrée des sociétés dans la modernité. En Afrique subsaharienne, la conjugaison

²⁹¹ Le Maroc a réintégré l'Union Africaine le 30 janvier 2017. La décision de réintégrer le Maroc intervient après plus d'une décennie d'offensive diplomatique sur le continent africain, portée par le roi Mohammed VI, lors de ces nombreuses tournées sur le continent. D'importants investissements et plusieurs accords de coopération ont été conclus.

d'un grand retard dans le développement économique et technologique et une très forte croissance démographique rendent illusoire la couverture électrique des territoires nationaux dans un délai raisonnable. La faiblesse du maillage du réseau électrique représente une opportunité pour la mise en œuvre d'un système technique décentralisé. Là-bas plus qu'ailleurs, le changement de paradigme est vital. La production décentralisée semble être davantage en mesure de répondre dans un délai acceptable aux défis de la lutte contre la pauvreté et pour le développement économique. De nouveaux modèles énergétiques sont à inventer, dans lesquels les énergies renouvelables joueront incontestablement un rôle important.

Bibliographie

A.

ABBAS M., (2014), « Le régionalisme dans le monde arabe. Spécificités d'économie politique d'une intégration régionale contrariée », In GANA A., RICHARD Y. (dir.), *La régionalisation du monde. Construction territoriale et articulation global/local*. Paris, IRMC-Karthala, pp. 73-94.

AHUJA D., TATSUTANI M., (2008), « Sustainable Energy for Developing Countries », *Surveys And Perspectives Integrating Environment & Society*, 2, 1, pp. 1-17.

ALBEROLA E., FAGES E., (2009), « De Kyoto à Copenhague, l'expansion des marchés du carbone », *Géoéconomie*, 4, 51, pp. 63-75.

ALVAREZ M-A., (2010), « Rentierism in the Algerian Economy Based on Oil and Natural Gas », *Energy Policy*, 38, 10, pp. 6338-6348.

AMILHAT SZARY A-L., (2003), « L'intégration continentale aux marges du MERCOSUR : les échelles d'un processus transfrontalier et transandin », *Revue de géographie alpine*, 91, 3, pp. 47-56.

ANGELIER J-P., (2007), *Economie des industries de réseau*, Grenoble, Presses Universitaires de Grenoble, 123 p.

ARIK E., (2012), *Discuter la transition énergétique à Istanbul : débats théoriques et premiers éléments d'enquête*, Mémoire de Master 2 Urbanisme et Aménagement Urbain, Université de Lyon 2, 99 p.

ARNOUX M., (2015), « 200 000 ans de transition énergétique », *L'histoire*, 408, pp. 9-15

AUDIGIER P., (2011), « Bref historique de la libéralisation des marchés de l'énergie en Europe », Dossier "L'ouverture des marchés de l'énergie", *Revue des Ingénieurs*, 452, pp. 10-12.

AYERS J., DODMAN D., (2010), « Climate change adaptation and development I. The state of debate », *Progress in Development Studies*, 10, pp. 161-168.

AYKUT S., DAHAN A., (2014), *Gouverner le climat ? 20 ans de négociations internationales*, Paris, SciencesPo Les Presses, 750 p.

AYRES R. U., (2009), *The economic growth engine : How energy and work drive material prosperity*, Cheltenham, Edward Elgar, 448 p.

B.

BAGGIONI V., BALLAN E., (2009), « Les élus locaux dans les processus de concertation en environnement : la participation, facteur de renouveau pour la représentation ? », In MERMET L. (dir.), *Environnement : décider autrement, Nouvelles pratiques et nouveaux enjeux de concertation*. Paris, L'Harmattan, pp. 73-94.

- BAGHZOUZ A., (2009), « Du processus de Barcelone à l'Union pour la Méditerranée : regards croisés sur les relations euro-maghrébines », *L'Année du Maghreb*, V, pp. 517-536.
- BAGHWATI J., (1992), « Regionalism versus Multilateralism », *The World Economy*, 15, 5, pp. 535-556.
- BAILLY A., (dir.), (1984), *Les concepts de la géographie humaine*, Paris, Masson, 204 p.
- BAINEE J., (2013), *Conditions d'émergence et de diffusion de l'automobile électrique : une analyse en termes de "bien-système territorialisé"*, Thèse de doctorat en Sciences Economiques, Université-Panthéon-Sorbonne – Paris I, 619 p.
- BAIROCH P., (1998), « Une nouvelle distribution des populations : villes et campagnes », In BARDET J-P., DUPAQUIER J., (dir.), *Histoire des Populations de l'Europe tome. 2: La révolution démographique, 1750-1914*. Paris, Fayard, pp. 193-229.
- BAKIS H., GRASLAND L., (1997), « Les réseaux et l'intégration des territoires. Position de recherche pour l'axe IV de l'UMR ESPACE », *Network and communication Studies, NETCOM*, 11, 2, pp. 421-430.
- BALLY F., (2015), « Vers une transition énergétique citoyenne », *Rives méditerranéennes*, 51, pp. 67-79.
- BARNET P., (1983), *Les énergies nouvelles*, Paris, La Découverte, 120 p.
- BARTHEL P-A, (2008), « Faire du « grand projet » au Maghreb. L'exemple des fronts d'eau (Casablanca et Tunis) », *Géocarrefour*, 83, 1, pp. 25-34.
- BARTHEL P-A., CLERC V., PHILIFERT P., (2013), « La "ville durable" précipitée dans le monde arabe : essai d'analyse généalogique et critique », In BARTHEL P-A, VERDEIL E. (dir.), Dossier "Villes arabes, villes durables ? Enjeux, circulations et mise à l'épreuve de nouvelles politiques urbaines", *Environnement Urbain*, 7, pp. 16-30.
- BAUBY P. (dir.), (1995), *Energie et société : quelle légitimité pour les systèmes énergétiques du XXIe siècle ?*, Symposium international, UNESCO/Publisud, 1011 p.
- BAUQUIS P-R., BAUQUIS E., (2007), *L'énergie d'aujourd'hui et de demain*, Paris, Autrement, 95 p.
- BAVOUX J-J., (2002), *La géographie. Objet, méthodes, débats*, Paris, Armand Colin, 240 p.
- BECK U., (1992), *Risk Society: Towards a new Modernity*, Londres, Sage Publication, 272 p.
- BECKOUCHE P., (2008), *Les régions Nord-Sud, Euromed face à l'intégration des Amériques et de l'Asie orientale*, Paris, Belin, 147 p.
- BECKOUCHE P. RICHARD Y., (2005), *Atlas d'une nouvelle Europe. L'UE et ses voisins : vers une région mondiale ?*, Paris, Autrement, 71 p.
- BEHAR O., KHELLAF A., MOHAMMEDI K., AIT-KACI S., (2014), « A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, pp. 223-250.
- BELAID, N., (2000), « L'expérience tunisienne », In Actes du séminaire international "Autonomie locale et régionalisation en Méditerranée", Rabat, Maroc, pp 37-47.
- BELGUIDOUM S., CATTEDRA R., IRAKI A., (2015), « Villes et urbanités au Maghreb », *L'année du Maghreb*, XII, pp. 11-32.

- BENALOUACHE N., (2015a), « Dynamiques de diffusion des technologies solaires. Essai d'une géographie des acteurs industriels des filières PV et CSP sur le marché maghrébin », *Rives méditerranéennes*, 51, pp. 83-97.
- BENALOUACHE N., (2015b), « Dynamiques d'internationalisation des entreprises marocaines et tunisiennes de l'énergie solaire. Réalités des échanges transméditerranéens », In *L'entrepreneuriat transméditerranéen, les nouvelles stratégies d'internationalisation*. Paris, IRMC-Khartala, pp. 207-222.
- BENALOUACHE N., (2013), « Une mise à l'épreuve des politiques énergétiques en Tunisie : diffusions et territorialisation de l'usage domestique de l'énergie solaire en milieu urbain », In BARTHEL P-A, VERDEIL E. (dir.), Dossier "Villes arabes, villes durables ? Enjeux, circulations et mise à l'épreuve de nouvelles politiques urbaines", *Environnement Urbain*, 7, pp. 116-132.
- BENALOUACHE N., (2011), *Nouvel entrepreneuriat et dynamiques transméditerranéennes dans le secteur de l'énergie solaire en Tunisie*, Mémoire de Master 2 de Géographie, Université de Provence I, 152 p.
- BENALOUACHE N., DURUISSEAU K., DAVIET S., (2016), « Énergie », In CRIVELLO M., TOZY M. (dir.) *Dictionnaire de la Méditerranée*. Arles, Actes Sud, pp. 481-488.
- BENALOUACHE N., DURUISSEAU K. (dir.), (2015), « Introduction », *La transition énergétique en Méditerranée. Contributions à un objet de recherche en construction*, Aix-en-Provence. Presses Universitaires de Provence, 4 p.
- BEN JANNET-ALLAL H., DE PERTHUIS C., POUFFARY S., (2006), « Le mécanisme pour un développement propre dans les pays méditerranéens. Comment en accélérer la mise en œuvre ? », *Liaison Energie-Francophonie*, 71, pp. 81-76.
- BENKO G. (2008), « La géographie économique : un siècle d'histoire », *Annales de géographie*, 664, pp. 23-49.
- BENKO G. et LIPIETZ A. (dir.), (1992), *Les régions qui gagnent. Districts et réseaux : les nouveaux paradigmes de la géographie économique*, Paris, Presses Universitaires de France, 424 pages.
- BENNASR A., VERDEIL E., (2014), « An "Arab Spring" For Corporatization? Tunisia's National Electricity Company (STEG) », In MAC DONALD D. (dir.), *Rethinking Corporatization Public Utilities in the Global South*. Londres/New-York, Zed Book LTD, pp.88-106.
- BENOIT G., COMEAU A. (dir.), (2005), *Méditerranée. Les perspectives du Plan Bleu sur l'environnement et le développement*, Arles, Editions de l'Aube, 428 p.
- BEN OTHMAN BACHA, H., (2009), « Pratiques et enjeux des acteurs d'une production publique : Ennasr II (Tunis), un territoire négocié ? », *Cahiers d'EMAM*, 17, pp. 43-54.
- BERDAT C., (2007), « L'Avènement de la politique méditerranéenne globale de la CEE », *Relations internationales*, 130, pp. 87-109.
- BERTHELOT P., (2014), « La question énergétique en Méditerranée », *Confluences Méditerranée*, 91, pp. 9-12.

- BETHEMONT J., (2008), *Géographie de la Méditerranée : du mythe unitaire à l'espace fragmenté*, Paris, Armand Colin, 351 p.
- BERTHIER G., (2002), « De l'électricité coloniale à l'électricité nationale : le cas tunisien 1952-1962 », In *Outre-mers " L'électrification outre-mer de la fin du XIXe siècle aux premières décolonisations "*, 89, 334-335, pp. 513-525.
- BERTHONNET A., (2002), « L'industrie électrique en Algérie : le rôle des sociétés électriques et plus particulièrement d'EGA à partir de 1947 », « De l'électricité coloniale à l'électricité nationale : le cas tunisien 1952-1962 », In *Outre-mers " L'électrification outre-mer de la fin du XIXe siècle aux premières décolonisations "*, 89, 334-335, pp. 331-352.
- BERTRAND L., (2004), « Le Grand Est : l'intégration transfrontalière, une nouvelle voie ? », *Revue Géographique de l'Est*, 154, 3-4, pp.117-128.
- BIAD A., (2013), « La construction du Maghreb au défi du partenariat euro-méditerranéen de l'Union européenne », *L'Année du Maghreb*, IX, pp.103-124.
- BIZEC R-F., ANTHONY P.-J., BARRERE M., BRISBOIS J., (1980), *La recherche sur les énergies nouvelles*, Paris, Seuil, 334 p.
- BOBIN J-L., (2015), *Demain, quelle terre ? Dialogue sur l'environnement et la transition énergétique*, Paris, EDP Sciences, 173 p.
- BOCQUILLON P., (2008), « L'intégration des réseaux électriques et gaziers en Méditerranée », Mémoire de Master I Géographie, Université Panthéon-Sorbonne – Paris I, 136 p.
- BOIDIN B., DJEFLAT A., (2009), « Spécificités et perspectives du développement durable dans les pays en développement », *Mondes en développement*, 148, pp 7-14.
- BOITEUX M., HANSEN J-P., PERCEBOIS J., (2010), *Energie : économie et politique*, Paris, De Boeck, 810 p.
- BOLZON H., ROCHER L., VERDEIL E., (2013), « Transitions énergétiques multiples et contradictoires à Sfax (Tunisie) », *Flux - Cahiers Scientifiques Internationaux Réseaux et Territoires*, pp.77-90.
- BONNAL J., ROSSETTI P., (2007), *Energies alternatives*, Sophia-Antipolis, Omnisciences, 271 p.
- BOUAYAD B., (2001), « Privatisation du secteur de l'électricité au Maroc : évaluation à l'aide de l'approche du vote majoritaire », Actes du Colloque International du Réseau MONDER "Mondialisation, Energie, Environnement", Paris, 10-13 juin 2001.
- BOUCEKKINE R., BOUKLIA-HASSANE R., MEDDAHI N., (2015), « l'Algérie en urgence économique un an après le contre-choc pétrolier : un agenda de réformes inexorable », Note, *Groupement de Recherche en Economie Quantitative d'Aix-Marseille (GREQAM)*, 14 p.
- BOUNEAU C., (2004), « Les réseaux de transport d'électricité en Europe occidentale depuis la fin du XIX^e siècle : de la diversité des modèles nationaux à la recherche de la convergence européenne », *Annales historiques de l'électricité*, 2, pp. 23-37.
- BOUNEAU C., DERDEVET, M., PERCEBOIS J., (2007), *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*, Paris, Timée-Editions, 173 p.

- BOUSSENA S., PAUWELS J.-P., LOCATELLI C., SWARTENBROEKX C., (2006), *Le défi pétrolier. Questions actuelles du pétrole et du gaz*, Paris, Editions Vuibert, 394 p.
- BOUTTES J-P., LEBAN R., (1995), « Concurrence et réglementation dans les industries de réseau. Du cas général à celui de l'électricité », *Journal des Economistes et des Sciences Humaines*, 6, 2-3, pp. 413-448.
- BOUYACOUB A., (2012), « Quel développement économique depuis 50 ans ? », *Confluences Méditerranée*, 81, pp. 83-102.
- BRACH J., (2007), « The Euro-Mediterranean partnership: the role and impact of the economic and financial dimension », *European Foreign Affairs Review*, 12, 4, pp. 555-579.
- BRADSHAW M.J., (2010), « Global energy dilemmas: a geographical perspective », *The Geographical Journal*, 176, pp.275-290.
- BRAND B., ZINGERLE J., (2011), « The renewable energy targets of The Maghreb countries: impacts on electricity supply and conventional power markets », *Energy Policy*, 39, pp. 4411-4419.
- BRENNER N., JESSOP B., JONES M., MACLEOD R. (dir.), (2003), *State/Space: A Reader*, Oxford, Wiley-Blackwell, 368 p.
- BRIDGE G., (2010), « Geographies of peak-oil: The other carbon problem », *Geoforum*, 41, pp. 523-530.
- BRIDGE G., BOUZAROVSKI S., BRADSHAW M., EYRE N., (2013), « Geographies of energy transition, place and the low-carbon economy », *Energy Policy*, 53, pp.331-340.
- BRIDIER M., MARCHAILOF S., (1987), *Guide pratique d'analyse de projet*, Paris, Economica, 340 p.
- BRODHAG C., BREUIL F., GONDRAN N., OSSAMA F., (2003), *Dictionnaire du Développement Durable*, Québec, Afnor, 283 p.
- BRUNEL S., (2004), *Le développement durable, Que sais-je ?*, Paris, PUF, 128 p.
- BRUNET R., FERRAS R., THERY H., (2005), *Les mots de la géographie, dictionnaire critique*. Montpellier/Paris, La Documentation Française, 518 p.
- BRUSCHER W., (2009), *Energiegeographie*, Berlin, Stuttgart, Gber. Bortraeger Verlagsbuchhandlung, 280 p.
- BULKELEY H., VAN BROTO C., HODSON M., MARVIN S., (2011), *Cities and Low Carbon Transitions*, Londres, Routledge, 224 p.
- BURAN B., BUTLER L., CURRANO A., SMITH E., TUNG W., CLEVELAND K., BUXTON C., LAM D., OBLER T., RAIS-BAHRAMI S., STRYKER M., HEROLD K., (2003), « Environmental benefits of implementing alternative energy technologies in developing countries », *Applied Energy*, pp. 90-100.
- BUTTOUD G., (1986), « La dynamique des échanges internationaux de bois et de produits dérivés », *Économie rurale*, 174, pp. 25-29.

C.

- CACCIARI J., DODIER R., FOURNIER P., GALLENGA G., LAMANTHE A., (2014), « Observer la transition énergétique "par le bas". L'exemple des acteurs du bassin minier de Provence », *Métropolitiques.eu*, DOI : [halshs-01162401](https://doi.org/10.12942/m.2014.011).
- CADORET A., (2007), « De la légitimité d'une géographie des réseaux sociaux : la géographie des réseaux sociaux au service d'une géographie des conflits », *Network and Communication Studies, NETCOM*, 20, 3-4, pp. 137-157.
- CALZONETTI F.J., SOLOMON B.D. (dir.), (1985), *Geographical Dimensions of Energy*, Dordrecht, D. Reidel Publishing Company, 516 p.
- CAMAU M. (2009), « L'Union pour la Méditerranée : "rêve" méditerranéen et malaise européen », *Outre-Terre " Euro-Méditerranées / Eurarabie ? "*, 3, 23, p. 91-92.
- CANS C., (2009), « Environnement et développement durable », In PETIT Y. (dir.), *Droit et politiques de l'environnement*, Paris, La documentation Française, pp. 7-18.
- CARAFI L., (2015), « Policy and markets in the MENA: the nexus between governance and renewable energy finance », *Energy Procedia*, 69, pp. 1696-1703.
- CARAFI L., (2011), « The Mediterranean Solar Plan through the Prism of External Governance », Actes de la conférence "EU-USA Twelfth Biennial International Conference", Boston, Massachusetts, 3-5 Mars 2011.
- CARBONNIER G., GRINEVALD J., (2011), « Energie et développement », *Revue internationale de politique de développement*, 2, pp. 9-28.
- CARRERE C., GOURDON J., OLARREAGA M., (2012), « Regional Integration and Natural Resources: Who Benefits? Evidence from MENA », *Economie Internationale*, 3, 131, pp.23-41.
- CATANZANO J., THEBAUD O., (1995), *Le littoral : pour une approche de la régulation des conflits d'usage*, Paris, Institut océanographique, 145 p.
- CHABBI M., (2006), « L'urbanisation en Tunisie, transformations et tendances d'évolution », In BOUMAZA, N. (dir), *Villes réelles, villes projetées. Fabrication de la ville au Maghreb*. Paris, Maisonneuve et Larose-Paris, pp. 219-243.
- CHABBI M., (2010). « Focus. Comment Tunis s'est mal logée », In JACQUET P. (dir.), *Regards sur la Terre 2010*. Paris, Presses de SciencesPo, pp. 210-213.
- CHABROL M., GRASLAND L., (2014), « Contraintes spatiales et enjeux territoriaux d'une déclinaison régionale de la transition énergétique : l'exemple de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur », *Vertigo – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14, 3, DOI : 10.4000/vertigo.15657.
- CHANARD C., (2011), *Territoire et énergie : politiques locales, échelles d'intervention et instruments de mobilisation, de connaissance et d'action*, Thèse de doctorat de Géographie, Université de Franche Comté. 310 p.
- CHAPMAN J.D., (1989), *Geography and Energy, Commercial Energy Systems and National Policies*, Harlow, Longman Scientific and Technical, 272 p.
- CHARDONNET J., (1962), *Les grands types de complexes industriels*, Paris, Armand Colin, 196 p.

- CHARPIN J-M., KAMEL N., (2009), « Le Plan Solaire Méditerranéen, un modèle coopération entre les deux rives de la Méditerranée », In *Annales des Mines – Réalités industrielles* "L'électricité solaire et les pays méditerranéens", 4, pp.7-12.
- CHARVET J-P., BARRET C., DUPUY G., SIVIGNON M., (2000), *Dictionnaire de la géographie humaine*, Paris, Liris, 190 p.
- CHASSANDE P., (2002), *Développement Durable, Pourquoi ? Comment ?*, Aix-en-Provence, Edisud, 189 p.
- CHASSIGNET D., (1996), « L'intégration transfrontalière et ses conséquences spatiales dans le Sud-Alsace », *Revue Géographique de l'Est*, 36, 2, pp. 113-131.
- CHEVALIER J-M., (2001), « Enjeux énergétiques en Méditerranée », *Cahier de recherche 02/2001*, Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières premières de l'Université Paris IX Dauphine, pp.1-8.
- CHEVALIER J-M, (2008), *Les 100 mots de l'énergie*, Paris, Presses Universitaires de France, 127 p.
- CHEVALIER J-M., (2013), *La croissance verte : une solution d'avenir ?*, Paris, Presses Universitaires de France, 112 p. CIATTONI A., VEYRET Y., (2013), *Les fondamentaux de la géographie*, Paris, Armand Colin, 219 p.
- CHEVALIER J-M., CRUCIANI M., GEOFFRON P., (2013), *Transition énergétique : les vrais choix*, Paris, Odile Jacob, 180 p.
- CHEVALIER J-M., DERDEVET M., GEOFFRON P., (2012), *L'avenir énergétique : cartes sur table*, Paris, Gallimard, 224 p.
- CIATTONI A., VEYRET Y., (2013), *Les fondamentaux de la géographie*, Paris, Armand Colin, 219 p.
- CLAVAL P. (2007), *Epistémologie de la géographie*, Paris, Armand Colin, 302 p.
- CLAVAL P., (1990), « La mise en réseaux des territoires », In BAKIS H. (dir.), *Communications et territoires*. Paris, La Documentation Française, pp.35-45.
- CLAVAL P., (1984), *Géographie humaine et économique contemporaine*, Paris, Presses Universitaires de France, 442 p.
- CLAVAL P., (1981), *La logique des villes. Essai d'urbanologie*, Paris, Librairies Techniques, 633 p.
- CLAVAL P., (1965), *Régions, nations, grands espaces. Géographie générale des ensembles territoriaux*, Paris, M.-T. Génin, 839 p.
- COE N., JONES A., (2010), *The Economic Geography of the UK*, Londres, Sage, 280 p.
- COENEN L., BENNEWORTH P., TRUFFER B., (2012), « Toward a spatial perspective on sustainability transitions », *Research Policy*, 41, pp. 968-979.
- COLLI J-C., (1979), *Les énergies nouvelles*, Paris, Fayard, 287 p.
- COOK E., (1973), *Man, Energy and Society*, San Francisco, Freeman, 478 p.
- CORMIER-SALEM M-C., (2007), « Enjeux du développement durable dans les pays du Sud : du discours à la pratique », In VEYRET Y. (dir.), *Le développement durable*, Paris, Sedes, pp. 367-395.

- COTE M., (1997), « L'industrialisation maghrébine, espoirs et désillusions », In *Méditerranée* "Industries en Méditerranée : de la marginalisation à la mondialisation", 87, pp. 136-137.
- COTTREL F., (1955), *Energy and society : The relation between energy, social change and economic development*, New-York, McGraw-Hill Book Company, 484 p.
- COUTARD O. (dir.), (1999), *The Governance of Large Technical Systems*, Londres, Routledge, 320 p.
- COUTARD O., RUTHERFORD J., (2009), « Les réseaux transformés par leurs marges : développement et ambivalence des techniques "décentralisées" », *Flux*, 76-77, pp. 6-13.
- CRANG P., (1996), « Cultural turns and the (re)constitution of economic geography », In LEE J., WILLS J. (dir.), *Geographies of Economies*, Londres, Edward Arnold, pp.107-125.
- CURIEN N., (2005), *Economie des réseaux*, Paris, La Découverte, 123 p.
- CURRAN D.W., (1973), *Géographie mondiale de l'énergie*, Paris, Masson, 255 p.
- CURRAN D.W., (1981). *La nouvelle donne énergétique*, Paris, Masson, 207 p.

D.

- DALY H., (1990), « Toward some operational principles of sustainable development », *Ecological Economics*, 2, 1, pp.1-6.
- DAUMALIN X., MIOCHE P., (2013), « La désindustrialisation au regard de l'histoire », *Rives méditerranéennes*, 46, pp.5-9.
- DAVIET S., (2015), « Internationalisation : les nouvelles ambitions des groupes tunisiens et marocains », In DAVIET S. (dir.), *L'entrepreneuriat transméditerranéen, les nouvelles stratégies d'internationalisation*. Paris, IRMC-Khartala, p. 99-116.
- DAVIET S., (2005), *Industrie, culture, territoire*, Paris, L'Harmattan, 212 p.
- DAVIET S., (1997), « Introduction : Industries en Méditerranée, de la marginalisation à la mondialisation », In COTE M., COURTOT R., DAVIET S., JOANNON M. (dir.) " Industries en Méditerranée de la marginalisation à la mondialisation ", *Méditerranée*, pp. 3-4.
- DEBARBIEUX B., (1999), « Le territoire : histoires en deux langues. A bilingual (his-)story of territory », In CHIVALLON C., RAGOUEP P., SAMERS M. (dir.), *Discours scientifique et contextes culturels. Géographies françaises à l'épreuve post-moderne*. Bordeaux, Maison des Sciences de l'Homme d'Aquitaine, pp. 33-34.
- DEBEIR J-C., DELEAGE J-P, HEMERY D., (2013), *Une histoire de l'énergie*, Paris, Flammarion, 590 p.
- DEBEIR J-C., DELEAGE J-P, HEMERY D., (1986), *Les servitudes de la puissance. Une histoire de l'énergie*, Paris, Flammarion, 430 p.
- DEBOURDEAU A., (2011), « Domestiquer le solaire. Transformations des modes de consommation et de production de l'électricité : l'exemple de la mise en marché du photovoltaïque », In BARREY S., KESSOUS E. (dir.), *Consommer et protéger l'environnement – Opposition ou convergence ?*. Paris, L'Harmattan, pp. 47-66.

- DEDENIS J., (2011), « Le Sahara occidental : un territoire revendiqué... des territoires imaginés ? », *L'Information géographique*, 75, pp. 42-50.
- DEFEUILLEY C., (2014), « Portrait d'entreprise. La transition énergétique – 1 », *Flux*, 95, pp. 65-76.
- DE FONTAINE VIVE CURTAZ P., (2006), « Fédérer les énergies : l'ambition FEMIP », *Liaison Energie-Francophonie*, 71, pp.77-81.
- DE FONTAINE VIVE P., (2009), « Le Plan Solaire Méditerranéen : un symbole du partenariat euro-méditerranéen ? La Banque Européenne d'Investissement au service d'une politique renouvelée de l'énergie », In *Annales des Mines – Réalités industrielles " L'électricité solaire et les pays méditerranéens"*, 4, pp.34-41.
- DELANNOY S., (2012), *Géopolitique des pays émergents. Ils changent le monde*, Presses Universitaires de France, Paris, 178 p.
- DEL RIO, P., BURGUILLO, M., (2008), « Assessing the impact of renewable energy deployment on local sustainability: Towards a theoretical framework », *Renewable Sustainable Energy Review*, 12, 5, pp. 1325-1344.
- DEL RIO, P., BURGUILLO M., (2009), « An empirical analysis of the impacts of renewable energy deployment on local sustainability », *Renewable Sustainable Energy Review*, pp.1314-1325.
- DE MIRAS C., (2010), « Les services urbains de distribution d'eau potable et d'assainissement au Maroc ou les exigences de l'émergence », *Géocarrefour*, 85, 2, pp.119-127.
- DE MIRAS C., (2009), « De la gouvernance à la gouvernementalité ? Action publique territoriale au Maroc », *Maghreb - Machrek*, 4, 202, p. 33-48.
- DE PERTHUIS C., (2013), « La « transition énergétique » : Les ambiguïtés d'une notion à géométrie variable », *Climate Economics Chair*, 21, 12 p.
- DE PERTHUIS C., SHAW S., LECOURT S., (2010), « Normes, écotaxes, marchés de permis : quelle combinaison optimale face au changement climatique ? », *Les cahiers du PREC*, 5, 14 p.
- DE SÈDE-MARCEAU M-H., IBRAHIM K., (2007), « Pour une approche territoriale de l'énergie : une réponse aux défis du XXIème siècle », Actes du Festival international de géographie de Saint Dié-des-Vosges " La planète en mal d'énergies ", 4-7 octobre 2007.
- DESHAIES M. (2015), « Energies renouvelables et territoires : les défis de la transition énergétique en Allemagne », *Revue Géographique de l'Est*, 55, pp.1-2.
- DESHAIES M., (2014), « Ambiguïtés et limites de la transition énergétique en Allemagne », *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14, 3, 25 p.
- DESHAIES M., (2013), « Essor et limites des énergies renouvelables en Allemagne : la transition énergétique en question », *La Revue de l'Énergie*, 613, 169-184.
- DESHAIES M., BAUDELLE G., (2013), *Ressources naturelles et peuplement*, Paris, Ellipses, 368 p.

- DESHAIES M., MERENNE-SCHOUMAKER B. (2014), « Ressources naturelles, matières premières et géographie. L'exemple des ressources énergétiques et minières », *Bulletin de la Société Géographique de Liège*, 62, pp. 53-61.
- DESSUS B., (2014), *Déchiffrer l'énergie*, Paris, Belin, 384 p.
- DESTANNE DE BERNIS G., (1971), « Les industries industrialisantes et les options algériennes » In *Tiers-Monde " Le tiers monde en l'an 2000 "*, 12, 47, pp. 545-563.
- DIDELON C., GRASLAND C., RICHARD Y., (2009), *Atlas de l'Europe dans le Monde*, Paris, La Documentation française, 264 p.
- DIF-PRADALIER M., (2011), *Libéralisation du marché de l'énergie, réorganisation du travail et mobilisation collective dans l'entreprise. Le cas de Gaz de Bordeaux*, Thèse de Doctorat en Sociologie, Université Victor Segalen - Bordeaux 2, 634 p.
- DIRECHE K., (2014), « MAGHREB - Le Maghreb politique », *Encyclopædia Universalis* [En ligne] <http://www.universalis.fr/encyclopedie/maghreb-le-maghreb-politique/>.
- DLALA H., (1994), « Le développement industriel en Tunisie, modèle, impact et limites », In *Cahiers de la Méditerranée " La Tunisie, une dynamique de mutation "*, 49, pp. 105-132.
- DOVERS S., (2009), « Normalizing adaptation », *Global Environmental Change*, 19, pp.4-6.
- DOUILLET A-C., (2003), « Les élus ruraux face à la territorialisation de l'action publique », *Revue française de science politique*, 53, pp. 583-606.
- DOUILLET A-C., DE MAILLARD J., (2007), « La territorialisation problématique de l'action judiciaire », In FAURE A., NEGRIER E. (dir.), *Les politiques publiques à l'épreuve de l'action locale. Critiques de la territorialisation*. Paris, L'Harmattan, pp. 61-68.
- DRESCH J., (1963), « Développement et localisation industriels au Maghreb », In DRESCH J., ATTEK M., BETTELHEIM C., TIANO A., TAHIRI M., DE BERNIS G., KHODJA A., SIKSOU M., LAHBABI M., BORELLA F., BELAL A., SERFATY A., BOUABID A., *L'industrialisation au Maghreb*. Paris, François Maspero, pp.7-23.
- DROEGE P. (dir.), (2008), *Energy Transition : From Fossil Fuels to Renewable Power*, Amsterdam, Elsevier Science, 664 p.
- DUBOIS S., (2007), *Les hydrocarbures dans le monde. Etat des lieux et perspectives*, Paris, Ellipses, 418 p.
- DUBOIS J.-F M., (2009), *La transition énergétique*, Paris, Desclée de Brouwer, 283 p.
- DUNSKY P.U., (2004), « La révolution électrique en cours : portrait de l'émergence d'une nouvelle architecture dans les pays industrialisés », *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 5, 1, 183 p.
- DUPUY G., (1987), « Les réseaux techniques sont-ils des réseaux territoriaux ? », *L'Espace géographique*, 16, 3, pp.175-183.
- DUPUY G., (1993), « Géographie et économie des réseaux », *L'espace géographique*, 3, pp.193-209.
- DURAND-DELGA M., « MAGHREB - Géologie », *Encyclopædia Universalis*, [En ligne] <http://www.universalis.fr/encyclopedie/maghreb-structure-et-milieu/>, consulté le 5 novembre 2014.

DURAND L., PECQUEUR B., SENIL N., (2015), « la transition énergétique par la territorialisation. L'énergie comme ressource territoriale », In SCARWELL H.J., LEDUCQ D., GROUX A. (dir.), *Réussir la transition énergétique*, Villeneuve d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, pp. 29-36.

DURUISSEAU K., (2015), « Les centrales photovoltaïques au sol dans le Sud de la France. Un exemple de territorialisation de la transition énergétique », In SCARWELL H.J., LEDUCQ D., GROUX A. (dir.), *Réussir la transition énergétique*. Villeneuve d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, pp.57-65.

DURUISSEAU K., (2015), « Le rôle des opérateurs historiques et émergents dans le développement des centrales photovoltaïques au sol dans les territoires méditerranéens français », *Rives méditerranéennes*, 51, pp. 99-117.

DURUISSEAU K., (2014), « L'émergence du concept de transition énergétique. Quels apports de la géographie ? », *Bulletin de la Société Géographique de Liège*, 62, pp. 21-34.

E.

EDELBLUTTE S., (2009). *Paysages et territoires de l'industrie en Europe. Héritages et renouvelés*. Paris, Ellipses, 272 p.

EHLINGER S., PERRET V., Chabaud D., (2007), « Quelle gouvernance pour les réseaux territorialisés d'organisations ? », *Revue française de gestion*, 170, pp. 155-171.

ELLERMAN D., BUCHNER B., (2008), « Over or abatement? A preliminary analysis of the EU ETS based on the 2005-06 emissions data », *Environmental and Resource Economics*, 41, 2, pp.267-287.

ELISSALDE B., (2002), « Une géographie des territoires », *L'Information géographique*, 3, pp. 193-205.

EL RHAZI S., (2009), « L'union méditerranéenne : une chance historique inestimable », In *Outre-Terre " Euro-Méditerranées / Eurarabies ? "*, 3, 23, p. 137-137.

ELZEN B., GEELS F.W., GREEN K., (2004), *System innovation and the transition to sustainability: theory, evidence and policy*, Cheltenham, Edward Elgar, 352 p.

EMILIANOFF C., (2007), « La ville durable : l'hypothèse d'un tournant urbanistique en Europe », *L'Information géographique*, 71, 3, p. 48-65.

ESCRIBANO G., MARIN-QUEMADA J.M., SAN MARTIN GONZALES E., (2013), « RES and risk: renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach », *Renewable Sustainable Energy Review*, 26, pp. 549-559.

EVRARD A., (2013), *Contre vents et marées : politiques des énergies renouvelables en Europe*, Paris, Presses de SciencesPo, 268 p.

F.

FAVENNEC J-P., (2009), *Géopolitique de l'énergie*, Paris, Technip, 304 p.

- FERRAS R., (1991), « Niveaux géographiques, échelles spatiales », In BAILLY A., FERRAS R., PUMAIN D. (dir.), *Encyclopédie de Géographie*. Paris, Economica, pp.401-419.
- FERRIERE A., FLAMANT G., (2004), *Captation, Transformation et Conversion de l'Energie Solaire par les Technologies à Concentration*, IMP-CNRS, Centre du Four Solaire.
- FINON D., (2000), « L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional », *Economies et Sociétés*, 8, pp.55-88.
- FLAM M., (2010), *L'économie verte*, Paris, Presses Universitaires de France, 327 p.
- FLAMANT G., DOLLET A., (2013), « Solaire à concentration : chaleur, électricité et combustibles de synthèse », In MOSSERIER., JEANDEL C. (dir.), *L'énergie à découvert*. Paris, Éditions CNRS, pp. 176-182.
- FLIPO F., MENOZZI M-J., PECAUD D. (dir.), (2009), *Energie et sociétés. Sciences, gouvernance et usages*, Aix-en-Provence, Edisud, 235 p.
- FOUQUET R., (2010), « The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service », *Energy Policy*, 38, 11, pp.6586-6596.
- FOUQUET R., (2008), « Heat, power and light: Revolutions in energy services », Cheltenham: Edward Elgar, 488 p.
- FOUQUET R., PEARSON J.G. P., (2012), « Past and prospective energy transitions: Insights from history », *Energy Policy*, 50, pp.1-7.
- FOURIER J., (1824), « Résumé théorique des propriétés de la chaleur rayonnante », *Annales de chimie et de physique*, 27, pp. 236-281.
- FRERIS L., INFELD D., (2013), *Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*, Paris, Dunod, 315 p.
- FRESSOZ J-B., (2013), « Pour une histoire désorientée de l'énergie » In *Entropia. Revue d'étude théorique et politique de la décroissance* " L'histoire Désorientée ", 15, 17 p.
- FURFARI S., (2014), « Le gaz naturel, nouvel élément structurant du Mare Nostrum » In *Confluences Méditerranée* " La question énergétique en Méditerranée ", 91, pp. 67-83.
- FURFARI S., (2007), *Le Monde et l'Énergie : enjeux géopolitiques, tome 2 : Les cartes en main*, Paris, Technip, 450 p.

G.

- GAN A., RICHARD Y. (dir.), (2014), *La régionalisation du monde. Construction territoriale et articulation global/local*, Paris, IRMC-Karthala, 276 p.
- GAUTHIER M., LEPAGE L., (2005), « La mise en œuvre de la ville viable : une problématique d'action publique » In MATHIEU N., GUERMOND Y. (dir.), *La ville durable du politique au scientifique*. Paris, Éditions INRA, pp.101-117.
- GEELS F.W., (2011), « The multi-level perspective on sustainability transitions: responses to seven criticisms », *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1, pp.24-40.

- GEELS F.W., (2007), « The ongoing energy transition: lessons from a socio-technical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960-2004) », *Energy Policy*, 35, pp.1025-1037.
- GEELS F.W., (2005a), *Technological Transitions and System Innovations: a Co-Evolutionary and Sociotechnical Analysis*, Cheltenham, Edward Elgar, 336 p.
- GEELS F.W., (2005b), « Co-evolution of Technology and Society: The Multi-level Perspective and a Case Study, the Transition in Water Supply and Personal Hygiene in the Netherlands (1850-1930) », *Technology in Society*, 27, pp. 363-397.
- GEELS F. W., (2005c), « Processes and patterns in transitions and system innovations: Refining the co-evolutionary multi-level perspective », *Technological Forecasting & Social Change*, 72, pp. 681-69.
- GEELS F.W., (2002), « Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multilevel perspective and a case-study », *Research Policy*, 31, pp. 1257-1274.
- GEELS F.W., SCHOT J., (2007). « Typology of sociotechnical transition pathways », *Research Policy*, 36, pp.399-417.
- GEOFFRON P., (2015), « COP 21 : quelle stratégie de lutte contre le changement climatique dessine l'Accord de Paris ? », *Vie & sciences de l'entreprise*, 2, 200, pp. 10-25.
- GEOFFRON P., MERITET S., (2014), « Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives », *Revue d'économie industrielle*, 4, 148, p. 105-131.
- GEORGE P., (1950), *Géographie de l'énergie*, Paris, Génin, 471 p.
- GENEAU DE LAMARLIERE I., STASZAK J-F., (2000), *Principes de géographie économique*, Paris, Éditions Bréal, 448 p.
- GENOUD C., (2004), « Libéralisation et régulation des industries de réseau : diversité dans la convergence ? », *Revue internationale de politique comparée*, 11, 2, pp. 187-204.
- GERIN-JEAN M., MOISSERON J-Y, (2013), « La production centralisée dans le Plan Solaire Méditerranéen : un mauvais choix ? », *Liaison Energie-Francophonie*, 94, 4 p.
- GIANNIOU M., (2010), « La coopération euro-méditerranéenne et le processus de paix israélo-palestinien : une relation chronique et interdépendante », *L'Europe en Formation*, 356, pp. 207-223.
- GIBSON C.C., OSTROM E., AHN T.K., (2000), « The concept of scale and the human dimensions of global change: a survey », *Ecological Economics*, 32, pp.217-239.
- GIDDENS A., (1994), *Les conséquences de la modernité*, Paris, L'Harmattan, 192 p.
- GIDDENS A., (2009), *The politics of Climate Change*, Cambridge, Polity Press, 276 p.
- GILLE B., (1979), « La notion de "système technique". Essai d'épistémologie technique », *Technique et Culture*, I, pp.8-18.
- GODET L., (2010), « La « nature ordinaire » dans le monde occidental », *L'Espace géographique*, 39, 4, pp. 295-308
- GOLLIER C., (2009), « Copenhague 2009 : Incertitudes et prix du carbone » In TIROLE J. (dir.) "Politique climatique : une nouvelle architecture internationale", *La Documentation Française*, pp. 93-11.

- GOTTMANN J., (1957), *Les marchés des matières premières*, Paris, Armand Colin, 434 p.
- GOTTMAN J., (2005), *La politique des États et leur géographie*, Paris, CTHS, 261 p.
- GRAND E., VEYRENC T., (2011), *L'Europe de l'électricité et du gaz : acteurs, marchés, régulations*, Paris, Economica, 566 p.
- GRANDCLEMENT A. (2012), *Géographie des pôles de compétitivité : réseaux et territoires de l'innovation*, Thèse de doctorat de Géographie, Université d'Aix-Marseille, 625 p.
- GRANDJEAN A., (2012), *Vers une société sobre et désirable*, Paris, Presses Universitaires de France, 320 p.
- GRAS A., (2015), « Énergie et devenir de la société thermo-industrielle » In ZELEM M-C., BESLAY C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales*. Paris, CNRS Éditions, pp. 21-26.
- GRAS A., (2007), *Le choix du feu. Aux origines de la crise climatique*, Paris, Fayard, 281 p.
- GROSJEAN M., THIBAUD J-P., (2001), *L'espace urbain en méthodes*, Marseille, Parenthèses, 217 p.
- GRIN J., (2012), « The governance of transitions and its politics. Conceptual lessons from the earlier agricultural transition and implications for transition management », *International Journal of Sustainable Development*, 15, 1-2, pp. 72-89.
- GROSSE M., (1963), « Questions pétrolières en Tunisie », *Annales de Géographie*, 72, 389, pp.108-114.
- GRUBLER A., (2012), « Energy transitions research: Insights and cautionary tales », *Energy Policy*, 50, pp.8-16.
- GRUBLER A., (2010), « The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing », *Energy Policy*, 38, pp. 5174-5188.
- GRUBLER A., (2004), « Transition in energy use », *Encyclopedia of Energy*, 6, IASA, pp.163-177.
- GRUBLER A., (1998), *Technology and Global Change*, Cambridge, Cambridge University Press, 464 p.
- GUERASSIMOFF G., MAIZI N. (dir.), (2011), *Eau et énergie : destins croisés*, Paris, Presses des Mines, 322 p.
- GUERIN M., BODA J-S., FONTAINE C., BILLET P., (2015), « Transition énergétique et croissance verte : points étape », *Energie – Environnement – Infrastructures*, 4, pp.46-56.
- GUIRAL P., (1935), « Le charbon de la France d'Outre-Mer » *Les Études rhodaniennes*, 11, 2, pp. 225-231.
- GUYOL N.B. (1971), *Energy in the Perspective of Geography*, Englewood, Prentice Hall, 192 p.

H.

- HAAG D., (1990). « La conduite des réseaux de production et de transport d'électricité : l'exemple français », *Flux*, 2, pp. 56-59.

- HAMOUDA M.A., SAIDI M., LOUCHENE A., HAMOUDA C., MALEK A., (2011), « Etude et réalisation d'un système intelligent en énergie électrique d'une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau », *Revue des Energies Renouvelables*, 14, 2, pp. 187-202.
- HANSEN J-P, PERCEBOIS J., (2010), *Energie : économie et politiques*, Paris, De Boeck, 810 p.
- HARTWICK J., (1977), « Intergenerational Equity and Investing Rents from Exhaustible Resources », *American Economic Review*, 67, pp. 972-974.
- HARUHIKO K., MASAHIRO K., RITA N., (2007), « Infrastructures et coopération régionale », *Revue d'économie du développement*, 15, 4, pp. 91-124.
- HAYDER A., (1995), « L'énergie en Tunisie », *Revue tunisienne de géographie*, 28, pp.113-154.
- HENRY J-R., MARÇOT J-L et MOISSERON J-Y. (2013), « Développer le désert : anciennes et nouvelles utopies », *L'Année du Maghreb*, VII, pp.115-147.
- HERMANS J., (2014), *L'énergie sous toutes ses formes. Comment se transforme-t-elle ?* Paris, EDP Sciences, 150 p.
- HERRERO-LUQUE D., (2015), « Nouvelles énergies, nouveaux paysages. L'essor éolien et photovoltaïque en Espagne », *Rives méditerranéennes*, 51, pp.135-147.
- HILLAIRET J., (1995), « L'aventure solaire en France, Targassonne 1970-1992 », In *L'Energie Solaire en France*, CTHS (Comité des travaux historiques et scientifiques), pp. 161-162.
- HOTELING H., (1931), « The Economics of Exhaustible Resources », *The Journal of Political Economy*, 39, pp.137-175.
- HOWARD D., WADSWORTH R. A., WHITAKER J.W., HUGUES N., BUNCE G.H., (2009), « The impact of sustainable energy production on land use in Britain through to 2050 », *Land Use Policy*, 26, pp.284-292.
- HUGUES T., (1993), *Networks of Power: Electrification in Western Society*, Baltimore, Johns Hopkins University Press, 488 p.

I.

- IBRAHIM K., DE SEDE-MARCEAU M-H., (2013), « Modèle d'analyse locorégional des systèmes énergétiques », Septièmes Rencontres de Théo Quant, Besançon, France, <http://thema.univ-fcomte.fr/theoq/pdf/2005/TQ2005>.
- IFFY R., (2014), « Transition énergétique : indispensable et difficile », *Le Débat*, 182, pp.183-192.
- ISARD W., (1972), *Location and Space Economy*, Cambridge, MIT Press, 369 p.

J.

- JABLONSKI S., TARHINI M., TOUATI M., GONZALEZ GARCIA D., ALARIO J., (2012), « The Mediterranean Solar Plan: project proposals for renewable energy in the Mediterranean Partner Countries region », *Energy Policy*, 44, pp.291-300.
- JACQUET P., LOUP J., (2009), « Le développement durable, une nécessité pour les pays du Sud » In JACQUET P., PACHAURI R-K., TUBIANA L. (dir.), *La gouvernance du Développement Durable*. Paris, Presses de SciencesPo, pp.183-198.
- JAFFRELOT C., (2008), *L'enjeu mondial : les pays émergents*, Paris, Presses de SciencesPo-L'express, 377 p.
- JAGLIN S., VERDEIL E., (2013), « Energie et villes des pays émergents : des transitions en question », *Flux*, 93-94, pp.7-18.
- JEGOU A., (2011), *Territoires, acteurs, enjeux des dynamiques de durabilité urbaine : le cas de la métropole parisienne*, Thèse de Doctorat de Géographie, Université Panthéon-Sorbonne – Paris I, 690 p.
- JIUSTO S., (2009), « Energy transformations et geographic research » In CASTREE N., DEMERITT D., LIVERMAN D., RHOADS B. (dir.), *A companion to Environmental Geography*. Oxford, Blackwell, pp.533-551.
- JOLLIVET M. (dir.), (2001), *Le développement durable, de l'utopie au concept : De nouveaux chantiers pour la recherche*, Paris, ELSEVIER, 288 p.
- JOLY J-P, SLAOUI A., (2013), « Silicium cristallin : de la cellule au module », In MOSSERI R., JEANDEL C. (dir.), *L'énergie à découvert*. Paris, Éditions CNRS, pp.165-168.
- JOUVET P-A., DE PERTHUIS C., (2013), « Croissance verte : des intentions aux actions », *Futuribles*, 392, pp.103-119.
- JURGENSEN P., (2009), *L'économie verte : comment sauver notre planète*, Paris, Odile Jacob, 329 p.

K.

- KATEB K., (2003), « Population et organisation de l'espace en Algérie », *L'Espace géographique*, 32, 4, pp. 311-331.
- KEELING R-F, KORTZINGER A., GRUBER N., (2010), « Ocean deoxygenation in warming world », *Annual Review of Marine Science*, 2, pp. 199-229.
- KEMP R., ROTMANS J., (2004), « Managing the transition to sustainable mobility » In ELZEN B., GEELS F-W., GREEN K. (dir.), *System Innovation and the Transition to Sustainability. Theory, Evidence and Policy*. Cheltenham, Edward Elgar, pp. 593-612.
- KEMP R., SCHOT J., HOOGMA R., (1998), « Regime shifts to sustainability through processes of niche formation: the approach of strategic niche management », *Technology Analysis and Strategic Management*, 10, pp. 175-196.
- KERGOMARD C., (2013), « Energie et environnement : la nécessité des approches territoriales », In MOSSERI R., JEANDEL C. *L'énergie à découvert*. Paris, Éditions CNRS, pp. 26-28.

KASDALLAH N., (2013), Dynamiques d'urbanisation des villes intermédiaires au Maghreb (Algérie, Maroc, Tunisie) : Effet chef-lieu et perspectives de développement, Thèse de doctorat en géographie, Université de Cergy Pontoise, 350 p.

KIZING A.P., RYAN P., ETIENNE M., ALLISON H., ELMQVIST T., WALKER B.H., (2006), « Resilience and regime shifts: assessing cascading effects », *Ecology and Society*, 11, 1, 23, pp. 20-42.

KLASSE B., BROCKE T., (2015), « La transition énergétique à l'échelle locale : la production décentralisée d'électricité et le rôle des entreprises municipales et des fournisseurs régionaux », *Revue Géographique de l'Est*, 55. 1-2.

KRAUSE F., BOSSEL H., MULLER-REIBMANN K-F., (1980). *Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*, Francfort-sur-le-Main, Fischer Verlag, 233 p.

KRAUSMANN F., GINGRICH S., EISENMENGER N., KARL-HEINZ E., HABERL H., FISCHER-KOWALSKI M., (2009), « Growth in global materials use, GDP and population during the 20th century », *Ecological Economics*, 10, pp. 2696-2705.

L.

LABIADH I., (2016), « Décentralisation et renforcement du pouvoir local : La Tunisie à l'épreuve des réformes institutionnelles », Actes du colloque "Maillages territoriaux, démocratie et élection", Monastir, Tunisie, 16-17 janvier 2016 <halshs-01293413>.

LABOURET A., VILLOZ M., (2009), *Energie solaire photovoltaïque*, Paris, Dunod, 372 p.

LABUSSIÈRE O., (2016), « Milieu », In CHONE A., HAJEK I., HAMMAN P. (dir.), *Guide des Humanités environnementales*. Villeneuve-d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, pp. 393-402.

LABUSSIÈRE O., (2007), *Le défi esthétique en aménagement : vers une prospective du milieu*, Thèse de doctorat en géographie, Université de Pau et des pays de l'Adour, 607 p.

LABUSSIÈRE O., NADAI A. (dir.), (2015), *L'énergie des sciences sociales*, Paris, Alliance Athéna, 165 p.

LACARRIÈRE S., (2011), « La croissance verte : un mythe salutaire pour un monde solidaire ? », *Revue internationale et stratégique*, 81, pp.183-188.

LAFFITTE M., MASSOU F., (2009), « Le modèle de financement du Plan Solaire Méditerranéen. », In *Annales des Mines – Réalités industrielles " L'électricité solaire et les pays méditerranéens "*, pp. 27-35.

LAHBABI M., (1963), « La localisation de l'industrie chimique au Maghreb », In DRESCH J., ATTEK M., BETTELHEIM C., TIANO A., TAHIRI M., DE BERNIS G., KHODJA A., SIKSOU M., LAHBABI M., BORELLA F., BELAL A., SERFATY A., BOUABID A., *L'industrialisation au Maghreb*. Paris, François Maspero, pp.157-163.

LAVERGNE R., (1996), *Intégration et coopération régionales en Afrique de l'Ouest*, Paris, Khartala, 406 p.

- LARIA S., (2008), « L'avenir en Méditerranée se jouera dans les villes », *Annales des Mines – Responsabilité et environnement*, 49, pp.56-61.
- LAZEGA E., (1992), « Analyse de réseau d'une organisation collégiale : les avocats d'affaires », *Revue française de sociologie*, 33, 4, pp. 559-589.
- LE CACHEUX J., (2002), « Mondialisation économique et financière : de quelques poncifs, idées fausses et vérités », *Revue de l'OFCE*, 83 bis, pp.19-46.
- LEMONNIER P., (1983), « A Propos de Bertrand Gille : la notion de "système technique" », *L'Homme*, 23, 2, pp. 109-115.
- LERAT S., (1971)., *Géographie des mines*, Paris, Presses Universitaires de France, 198 p.
- LEVI-FAUR D., (2004), « On the “Net Impact” of Europeanization. The EU's Telecoms and Electricity Regimes Between the Global and the National », *Comparative Political Studies*, 37, 1, pp.3-29.
- LEVY J., LUSSAULT M., (2003), *Dictionnaire de géographie et de l'espace des sociétés*, Paris, Belin, 1033 p.
- LEVY J., (2007), « La mondialisation : un événement géographique. », *L'Information géographique*, 71, pp. 6-31.
- LHOMME S., (2012), *Les réseaux techniques comme vecteur de propagation des risques en milieu urbain. Une contribution théorique et pratique à l'analyse de la résilience urbaine* », Thèse de doctorat de Géographie, Université Paris Diderot, 365 p.
- LOKRIFA A., MOISSERON J., (2014), « La politique de régionalisation avancée au Maroc : enjeux et état des lieux », *Maghreb - Machrek*, 3, 221, pp. 111-126.
- LOREC P., SCHRAMM C., (2009), « Le Plan Solaire Méditerranéen : la dynamique d'un projet de coopération politique, énergétique et industrielles en Méditerranée et les défis à relever » In *Annales des Mines – Réalités industrielles* "L'électricité solaire et les pays méditerranéens", 4, pp.15-19.

M.

- MA K., (2012), *Système énergétique territoriale face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquées à la Réunion*, Thèse de doctorat de Géographie, Université de Rouen, 321 p.
- MAHDAVI H., (1970), « The Patterns and Problems of Economic Development in Rentier States:the Case of Iran », In COOK M.A (dir.) "Studies in the Economic History of the Middle East", Londres, Oxford University Press, pp. 428-467.
- MAHIOU A., BEN ACHOUR R., ELMADMAD K., (2013), « Le Maghreb avec ou sans l'Europe ? », *L'Année du Maghreb*, IX, pp. 11-15.
- MAIRE A., (2011), *Le transport par pipeline : aspects économiques et environnementaux*, Paris, Éditions Technip, 303 p.
- MANCEBO F., (2010), *Le développement durable*, Paris, Armand Colin, 320 p.

- MANNERS G., (1964), *The Geography of Energy*, Londres, Hutchinson University Library, 222 p.
- MANSFIELD E.D., MILNER H.V., (1997), *The Political Economy of Regionalism*, New York, Columbia University Press, 288 p.
- MARCOU G., (2002), « L'adaptation des structures territoriales face à la politique régionale communautaire », *Revue D'études Comparatives Est-Ouest*, 33,3, pp. 131 –167.
- MARCOU G., (1998), « L'administration territoriale en Tunisie et les enjeux de la décentralisation », In BEN SALAH H., MARCOU G. (dir.), *Décentralisation et démocratie en Tunisie*. Paris, L'Harmattan, pp.7-50.
- MARECHAL J-P., (2016), « L'Accord de Paris : un tournant décisif dans la lutte contre le changement climatique ? », *Géoéconomie*, 78, pp. 113-128.
- MARTIN L., (2011), « Le dossier du Sahara occidental », *Les Cahiers de l'Orient*, 2, 102, p. 43-57.
- MARTY F., TROSA S., VOISIN A., (2006), *Les partenariats public-privé*, Paris, La Découverte, 128 p.
- MATHLOUTHI Y., (2008), *Les économies émergentes : trajectoires asiatiques, latino-américaines, est-européennes et perspectives maghrébines*, Paris, L'Harmattan, 269 p.
- MASON M., KUMETAT D., (2011), « At the crossroads: energy futures for North Africa », *Energy Policy*, 39, pp. 4407-4410.
- MASSEY D., (2005), *For space*, Londres, Sage, 232 p.
- MASSON-DELMOTTE V., Le TREUT H., PAILLARD., (2013), « Energie, effet de serre et changement climatique », In MOSSERI R., JEANDEL C. *L'énergie à découvert*, Paris, Éditions CNRS, pp. 22-26.
- MEADOWS D.H., MEADOWS D.L., JORGEN R., BEHRENS III W.W., (1972), *Halte à la croissance ?* Paris, Fayard, 314 p.
- MELETTI G. (2009), « Union pour la Méditerranée : la paix énergétique », In *Outre-Terre " Euro-Méditerranées / Eurarabies ? "*, 3, 23, p. 203-223.
- MELOSI M., (2006), « Energy Transitions in Historical Perspective: Some thoughts » In BRENDAN DOOLEY (dir.), *Energy and Culture*. Aldershot, Ashgate, pp. 3-19.
- MERENNE-SCHOUMAKER B., (2014), *Energies et minerais. Des ressources sous tension*, Paris, La Documentation Française, 64 p.
- MERENNE-SCHOUMAKER B., (2007a), *Géographie de l'énergie. Acteurs, lieux et enjeux*, Paris, Belin, 272 p.
- MERENNE-SCHOUMAKER B., (2007b), « Energie et développement durable » In VEYRET Y. (dir.), *Le développement Durable*, Paris, Armand Colin, pp.98-113.
- MERENNE-SCHOUMAKER B., (2002). *La localisation des industries. Enjeux et dynamiques*, Rennes, Presses Universitaires de Rennes, 263 p.
- MERLIN P. (2008). *Énergie et environnement*, Paris, La documentation Française, 183 p.
- MERLIN, P., TRAISNEL J-P., (1996), *Énergie, environnement et urbanisme durable*, Paris, Presses Universitaires de France, 128 p.

- MESLIER F., PALAT P., (2009), « L'impact du Plan Solaire Méditerranéen sur l'évolution des interconnexions électriques entre les pays du pourtour méditerranéen », In *Annales des Mines – Réalités industrielles* "L'électricité solaire et les pays méditerranéens ", 4, pp.20-26.
- MEUNIER F., MEUNIER-CASTELAIN C., (2006), *Adieu pétrole...vive les énergies renouvelables !* Paris, Dunod, 235 p.
- MICHALAK W., GIBB R., (1997), « Trading Blocs and Multilateralism in the World Economy », *Annals of the Association of American Geographers*, 87, 2, pp.264-279.
- MONS L., (2011), *Les enjeux de l'énergie*, Paris, Larousse, 128 p.
- MONTELLO D.R., (2001), « Scale in geography », In SMELSER N., BALIES P. (dir.), *International of the social and behavioral sciences*. Oxford, Pergamon Press, pp. 13501-13504.
- MONTRAVEL G., (2004), « European interconnection: state of art 2003 », In BIELECKI J., DESTA M-G. (dir.), *Electricity Trade in Europe: Review of Economic and Regulatory Challenges*. La Haye, Klumer Lan International, pp.23-46.
- MORETTI A., VACHERET G., (1999), « L'interconnexion : regards et politiques entre lignes, territoires et acteurs », *Flux*, 38, pp. 5-14.
- MOSS T., GAILING L., (2016), *Conceptualizing Germany's Energy Transition: Institutions, Materiality, Power, Space*, Londres, Palgrave Pivot, 147 p.
- MOSSERI R., JEANDEL C., (2013), *L'énergie à découvert*, Paris, Éditions CNRS, 345 p.
- MUXART T., (2006), « Essai sur une approche interdisciplinaire de l'analyse des anthroposystèmes dans la longue durée », In BECK C., LUGINBUHL Y., MUXART T. (dir.), *Temps et espaces des crises de l'environnement*, Éditions Quae, pp.393-400.

N.

- NADAI A., KRAUSS W., ALFONSO ANA I., DRACKLE D., HINKELBEIN O., LABUSSIÈRE O., MENDES C., (2013), « Une comparaison de l'émergence de paysages éoliens en France, Allemagne et Portugal », In TERRASSON D., LUGINBUHL Y. (dir.), *Paysage et Développement Durable*. Paris, Quae, pp. 157-169.
- NADAI A., LABUSSIÈRE O., (2014), « Communs paysagers et devenirs éoliens opposés. Le cas de la Seine-et-Marne (France) », In BRIFFAUD S. (dir.), Dossier "Le paysage à l'épreuve de la transition énergétique ", *Projets de paysages*,
http://www.projetsdepaysage.fr/fr/communs_paysagers_et_devenirs_eoliens_opposes.
[hal-01083152](https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01083152)
- NADAI A., VAN DER HORST D., (2010), « Landscapes of energies », *Landscape Research*, pp.143-155.
- NAUDET G., REUSS P., (2008), *Energie, Electricité et Nucléaire*, Paris, EDP Sciences, 425 p.
- NEW M. G., LIVERMAN D.M., BETTS A.R., ANDERSON K.L. WEST C.C. (2011), « Four degrees and beyond: the potential for a global temperature increase of four degrees and its implications », *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, 369, pp.6-19.

NICOLAS F., (2003), « À l'heure de la mondialisation. Mondialisation et intégration régionale, des dynamiques complémentaires », *Cahiers français*, 317, pp. 59-63.

NOAM E.M., (1991), « Networks tipping and the tragedy of the common network: a theory for the formation and breakdown of public telecommunications systems », *Communications et Stratégies*, 1, pp. 43-72.

NYE, D., (1998), *Consuming Power: a social history of American energies*, Cambridge, MIT Press, 352 p.

O.

ODELL P., (1974), *Energy Needs and Resources. Aspects of geography*, Londres, Macmillan Press, 40 p.

OFFNER J.M., PUMAIN D., (1996), *Réseaux et territoires. Significations croisées*, Arles, Éditions de l'Aube, 280 p.

O'LOUGHLIN J., VAN DER WUSTEN H., (1990), « The Political Geography of Panregions », *Geographical Review*, 80, pp.1-20.

OUESLATI A., BRINI R., (2013), « The Arab Maghreb Union: the "Cost of Non Maghreb" and Sectoral Prospects », *International Journal of Economics, Finance and Management Sciences*, 1, 6, pp.285-291.

P.

PALLE A., (2014), « Conjuguer sécurité d'approvisionnement et transition énergétique dans l'UE à travers l'intégration régionale : vers une Europe des régions de l'énergie ? », In GANA A., RICHARD Y. (dir.), *La régionalisation du monde. Construction territoriale et articulation global/local*. Paris, IRMC-Karthala, pp. 131-146.

PAPPALARDO M., (2008), « Villes et enjeux énergétiques », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, 1, 49, pp. 16-23.

PARIENTE-DAVID S., WALTERS J., GOVINDARAJALU C., COMA CUNILL R., (2009), « L'initiative de la Banque Mondiale en faveur d'une montée en puissance des centrales solaires à concentration (CSP) », In *Annales des Mines – Réalités industrielles " L'électricité solaire et les pays méditerranéens "*, 4, pp. 42-49.

PASQUALETTI M.J., (2011), « Opposing wind energy landscapes: A search for common cause », *Annals of the Association of American Geographers*, 4, pp.907-917.

PECQUEUR B., (2008), « Pôles de compétitivité et spécificité de la ressource technologique : une illustration grenobloise », *Géographie Économie Société*, 10, 3, pp. 311-326.

PEHLIVANIAN S., (2015), « Construire une histoire de l'énergie solaire. L'exemple d'une initiative originale d'une recherche solaire méditerranéenne », *Rives méditerranéennes*, 51, pp.121-134.

- PELKMANS J., (2001), « Making EU Network Markets Competitive », *Oxford Review of Economic Policy*, 17, 3, pp. 432-456.
- PERETTI-WATEL P., HAMMER B., (2006), « Les représentations profanes de l'effet de serre », *Natures Sciences et Sociétés*, 14, pp. 353-364.
- PERROUX F., (1962), *L'économie des jeunes nations*, Paris, Presses Universitaires de France, 252 p.
- PETERS G.P., ANDREW R.M., BODEN T., CANADELL G-P, CIAIS P., LE QUERE C., MARLAND G., WILSON R., WILSON C., (2013), « The Challenge to keep global warming below 2 C° », *Nature Climate Change*, 3, pp. 4-6.
- PETIT-LAURENT P., (1976), *Les fondements politiques des engagements de la Communauté Européenne en Méditerranée*, Paris, Presses Universitaires de France, 168 p.
- PIA VANTAGGIATO F., (2015), « Defining Euro-Mediterranean energy relations » In RUBINO (dir.), *Regulation and Investments in Energy Markets: Solutions for the Mediterranean*. Fribourg, Academic Press, pp. 23-40.
- PIERSON, P. (2000), « Path Dependence, Increasing Returns, and the Study of Politics », *American Political Science Review*, 94, pp. 251-267.
- PIERRE G., (2015), « Les projets agro-énergétiques dans l'Ouest français : spécification des ressources et ancrage au territoire », *Géocarrefour*, 4, 90, pp. 317-327.
- PINCHEMEL P., PINCHEMEL G., (1988), *La face de la Terre : Eléments de Géographie*, Paris, Armand Colin, 520 p.
- PLIEZ O., SEMMOUD B., (2014), « Maghreb – Géographie », *Encyclopædia Universalis*. [En ligne] <http://www.universalis.fr/encyclopedie/maghrebgeographie/>.
- POINSOT Y., (2012), « La dimension géographique du ménagement des ressources énergétiques renouvelables : le cas français dans son contexte européen », *Annales de Géographie*, 685, pp.287-209.
- PONTEIL F., (1964), *La Méditerranée et les puissances depuis l'ouverture jusqu'à la nationalisation du Canal de Suez*, Paris, Payot, 232 p.
- POON J., (1997), « The cosmopolization of trade regions: global trends and implications 1965-1990 », *Economic Geography*, 73, pp.390-404.
- PUMAIN D., SAINT-JULIEN T., (1997), *L'Analyse spatiale. Localisations dans l'espace*, Paris, Armand Colin, 192 p.

R.

- RAFFESTIN C., (1986), « Ecogénèse territoriale et territorialité », In AURIAC F., BRUNET R. (dir.), *Espaces, jeux, enjeux*. Paris, Fayard, pp.173-183.
- RAFFESTIN C. (1996), « Préface », In OFFNER J.M., PUMAIN D. (dir.), *Réseaux et territoires. Significations croisées*. Arles, Éditions de l'Aube, 280 p.
- RAHMOUNI BENHIDA B., SLAOUY Y., (2013). *Géopolitique de la Méditerranée*, Paris, Presses Universitaires de France, 128 p.

- RAINEAU L., (2010), « Les énergies renouvelables : entre tradition et modernité », In MORICOT C. (dir.), *Multiplés du social, Regards socio-anthropologiques*. Paris, L'Harmattan, pp.27-32.
- RAINEAU L., (2011a), « Vers une transition énergétique ? », *Natures Sciences Sociétés*, 19, pp.133-143.
- RAINEAU L., (2011b), « To what extent local movements allow public participation in national energy choices? The case of socio-environmental conflict around a VHT line in the Pyrénées Orientales – France », Actes du Colloque International "Ciencia, participacion y sostenibilidad ", Université de Valencia, 20-21 octobre 2011.
- RAVEN R., SCHOT J., BERKHOUT F., (2012), « Space and scale in socio-technical transitions », *Environmental Innovation and Societal transitions*, 4, pp. 63-78.
- RAZAVI, H., (2009), « Natural gas Pricing in the Countries of the Middle East and North Africa », *The Energy Journal*, 30, 3, pp.1-22.
- REGHEZZA-ZITT M., (2012), *La France dans ses territoires*, Paris, Éditions Sedes, 244 p.
- RESSAMI Y., (2013), *La Régionalisation Administrative et Financière Au Maroc*, Thèse de doctorat de droit public, Université de Poitiers, 288 p.
- RICHARD Y., ZANIN C., (2009), « L'Europe dans la régionalisation de l'espace mondial », *Géocarrefour*, 84, 3, pp.137-149.
- RICHARD, Y., (2014), « Régionalisation, régionalisme et intégration régionale : concepts flous et nécessaire clarification » In GANA A., RICHARD Y., *La régionalisation du monde. Construction territoriale et articulation global/local*. Paris, IRMC-Karthala, pp.23-44.
- RIEDACKER A., (2003), « Effet de serre et politiques de lutte contre le changement climatique », *Mondes en développement*, 21, pp.47-70.
- RIFKIN J., (2012), *La troisième révolution industrielle. Comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie, l'économie et le monde*, Paris, LLL, 380 p.
- ROBIC M-C., MATHIEU N., (2001), « Géographie et durabilité : redéployer une expérience et mobiliser de nouveaux savoir-faire », In JOLLIVET M. (dir.), *Le développement durable, de l'utopie au concept. De nouveaux chantiers pour la recherche*. Paris, Elsevier Masson, pp. 167-190.
- ROCHER L., (2013), « Le chauffage urbain dans la transition énergétique : des reconfigurations entre flux et réseau », *Flux*, 2 , 92, pp. 23-35.
- ROCHER L., VERDEIL E., (2013), « Energy Transition and Revolution in Tunisia: Politics and Spatiality », *The arab world geographer*, 16, 3, pp.277-298.
- ROCHERIEUX J., (2001) « L'évolution de l'Algérie depuis l'indépendance », *Sud/Nord*, 14, p. 27-50.
- ROJEY A., (2008), *Energy and Climate: How to achieve a successful energy transition*, New-York, Wiley, 168 p.
- ROTMANS J., KEMP R., VAN ASSELT M., (2001), « More evolution than revolution: transition management in public policy », *Foresight*, 3, pp. 15-31.

RUMPALA Y., (2015), « Formes alternatives de production énergétique et reconfigurations politiques. La sociologie des énergies alternatives comme étude des potentialités de réorganisation du collectif », In ZELEM M-C., BESLAY C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales*. Paris, Éditions CNRS, pp. 41-52.

RUMPALA Y., (2013), « Formes alternatives de production énergétique et reconfigurations politiques. La sociologie des énergies alternatives comme étude des potentialités de réorganisation du collectif », *Flux*, 92, pp.47-61.

RUMPALA Y., (2010), « Recherche de voies de passage au "développement durable" et réflexivité institutionnelle. Retour sur les prétentions à la gestion d'une transition générale », *Revue Française de Socioéconomie*, 6, pp. 47-63.

RUTHERFORD J., (2014), "The vicissitudes of energy-climate policy in Stockholm: politics, materiality and transition", *Urban Studies*, 51, pp.1449-1470.

S.

SACHWALD F., (1997), « La mondialisation comme facteur d'intégration régionale », *Politique étrangère*, 62, 2, pp.257-264.

SAFA H., (2013), *Quelle transition énergétique ?* Paris, EDP Sciences, 106 p.

SALIENS E., KIESLING L., GIBERSON M., (2007), « L'électricité est-elle un bien public ? », *Revue de l'OFCE*, 101, pp. 399-420.

SANDERS L., (2014), « Un cadre conceptuel pour modéliser les grandes transitions des systèmes de peuplement de 70000 BP à aujourd'hui », *Bulletin de la Société Géographique de Liège*, 63, pp.5-19.

SAUL S., (2002), « L'électrification du Maroc à l'époque du Protectorat », In *Outre-mers* "L'électrification outre-mer de la fin du XIXe siècle aux premières décolonisations", 89, 334-335, pp. 491-512.

SCHAUSTECK LE PRIOUX B., (2010), « L'énergie : facteur d'intégration en Amérique du sud ? », Actes du 6^{ème} Congrès CEISAL " Congreso Independencias - Dependencias – Interdependencias " Toulouse, 30 juin au 3 juillet 2010 <[halshs-00503147](#)>.

SCHEFFER M., CARPENTER S., LENTON T., BASCOMPTE J., BROCK W., DAKOS V., VAN DE KOPPEL J., VAN DE LEEMPUT I.A., LEVIN S.A., VAN NES E.H., PASCUAL, VANDERMEER J., (2012), « Anticipating Critical Transitions », *Science*, 338, pp.344-348.

SEMMOUD B., (2010), *Maghreb et Moyen-Orient dans la mondialisation*, Paris, Armand Colin, 320 p.

SIKSOU M., (1963, « Le pétrole et le gaz, facteurs d'industrialisation », In DRESCH J., ATTEK M., BETTELHEIM C., TIANO A., TAHIRI M., DE BERNIS G., KHODJA A., SIKSOU M., LAHBABI M., BORELLA F., BELAL A., SERFATY A., BOUABID A., *L'industrialisation au Maghreb*. Paris, François Maspero, pp.143-156.

SIROËN J-M., (2000), *La régionalisation de l'économie mondiale*, Paris, La Découverte, 128 p.

- SMIL V., (2015), *Power Density: A Key to Understanding Energy Sources and Uses*, Cambridge, The MIT Press, 320 p.
- SMIL V., (2014), *Making the modern world*, Hoboken, John Wiley & Sons, 229 p.
- SMIL V., (2013), *Harvesting the Biosphere*, Cambridge, The MIT Press, 312 p.
- SMIL V. (2010), *Energy transitions: Histories, Requirements, Prospects*, Santa Barbara, Praeger Publishers, 245 p.
- SMIL V., (2003), *Energy at the Crossroads Global Perspectives and Uncertainties*, Cambridge, The MIT Press, 427 p.
- SMITH A., STIRLING A., BERKHOUT F., (2005), « The governance of sustainable socio-technical transitions », *Research Policy*, 34, pp. 1491-1510.
- SORRE M., (1954), *Les fondements de la géographie humaine*, Paris, Armand Colin, 440 p.
- SOUAMI T., (2007), « L'intégration des technologies énergétiques dans l'action urbaine. Éclairage théorique d'expériences européennes », *Les annales de la recherche urbaine*, 103, pp. 6-17.
- SOUAMI T., (2008), « Le développement durable change-t-il le monde des urbanistes ? Vers une structuration du monde professionnel ? », *Les Annales de la Recherche Urbaine*, 104, pp.19-28.
- SOUAMI T., VERDEIL E., 2006, *Concevoir et gérer les villes - Milieux d'urbanistes du sud de la Méditerranée*, Paris, Anthropos, 230 p.
- SOUBEYRAN O., (2000). « Le développement durable et la géographie en tant que discipline ». *Géographes associés*, 23, pp.63-66.
- STORA B., (2011), « Du Maghreb des Etats-nations au Maghreb des régions » In MOHSEN-FINAN (dir.) *Le Maghreb dans les relations internationales*, Paris, Éditions CNRS, p.19-29.

T.

- TAGLIONI F., (2003), *Recherches sur les petits espaces insulaires et leurs organisations régionales*, Thèse d'Habilitation à Diriger des Recherches, Université Panthéon-Sorbonne – Paris 1, 219 p.
- TAILLARD C. (dir.), (2004,) *Intégrations régionales en Asie orientale*, Paris, Les Indes savantes, 495 p.
- TELLE S. (2009), « L'Union pour la Méditerranée : un héritage contrasté mais une continuité indispensable » In *Outre-Terre " Euro-Méditerranées / Eurarabies ? "*, 3, 23, pp. 19-29.
- THAITHE A., (2014), « Les interactions Eau-Energie : une menace pour la sécurité énergétique des Etats », In BERTHELOT P. (dir.) *Confluences Méditerranée " La question énergétique en Méditerranée "*, 91, pp.121-133.
- THEYS J., EMILIANOFF C., (2001), « Les contradictions de la villes durable », *Le Débat*, 1, 113, pp.122-135.
- THOLENS S., (2014), « An EU-South Mediterranean Energy Community: the right policy for the right region », *The International Spectator*, 49, pp.34-39.

- TIZAOUI H., (2015), « Le groupe Elloumi dans le système productif transméditerranéen des équipements de l'automobile », In DAVIET S. (dir.), *L'entrepreneuriat transméditerranéen, les nouvelles stratégies d'internationalisation*. Paris, IRMC-Khartala, p. 117-132.
- TOUCHAIS M., (1984), « L'utilisation industrielle de l'énergie solaire, travaux de l'université française d'Alger », *L'Algérieniste*, 28, pp. 83-84.
- TRINK C., (2009), « Mais où sont les entreprises françaises de fabrication d'équipements pour la production d'électricité solaire ? », *Annales des Mines - Réalités industrielles*, 4, pp. 54-60.
- TROIN J-F., (dir.), (2006), *Le Grand Maghreb*, Paris, Armand Colin, 383 p.
- TROIN J-F., LAURENT R., (1962), « Aspect de l'infrastructure économique de l'Algérie », *Méditerranée*, 3, pp.53-68.
- TRUFFER B., COENEN L., (2012), « Environmental innovation and sustainability transitions in regional studies », *Regional Studies*, 46, pp.1-21.
- TSAYEM-DEMAZE M., (2010), « Éviter ou réduire la déforestation pour atténuer le changement climatique : le pari de la REDD », *Annales de géographie*, 674, pp. 338-358.
- TSAYEM-DEMAZE M., (2011), *Géopolitique du développement durable. Les États face aux problèmes environnementaux internationaux*, Rennes, Presses Universitaires de Rennes, 228 p.
- TUAN Y-F., (1976), *Topophilia: A Study of Environmental Perception, Attitudes, and Values*, New-York, Columbia University Press, 260 p.

U.

- UNRUH, G. C., (2000), « Understanding carbon lock-in », *Energy Policy*, 28, 12, pp. 817-830.

V.

- VACHE I., (2009), *L'émergence des politiques énergétiques en Pays de la Loire (France). Effets de contexte, potentiels et jeux d'acteurs*, Thèse de doctorat de Géographie, Université du Maine, 477 p.
- VAN DER BERGH J. C., J. M., TRUFFER B., KALLIS G., (2011), « Environmental innovation and societal transitions: Introduction and overview », *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1, pp. 1-23.
- VAN GAMEREN. V., WEIKMANS R., ZACCAI E., (2014), *L'adaptation au changement climatique*, Paris, La Découverte, 123 p.
- VAN ROMPAEY A., SCHMITZ S., KESTELOOT C., (2010), « Landscape Capacity and Social Attitude towards wind energy projects in Belgium », *Belgian Science policy*, 111 p.
- VALLAT C. (2001). « La constitution d'une région trans-méditerranéenne » In MORINIAUX V. (dir), *La Méditerranée*. Paris, Éditions du temps, pp. 377-399.
- VERBONG G., GEELS F. W., (2007), « The ongoing energy transition : Lessons from a sociotechnical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960-2004) », *Energy Policy*, 35, pp. 1025-1037.

- VERDEIL E., (2010), « Les réformes du secteur électrique en Jordanie et au Liban : vers de nouvelles régulations ? » Actes de la 4^{ème} rencontre du programme de recherche TANMIA " Le "développement" : fabrique de l'action publique dans le monde arabe ? ", Financé par l'Agence Nationale de la Recherche, Paris, Genève, Suisse, Mars 2010 <[halshs-00464149](#)>.
- VERDEIL E., (2009), « L'électricité, un secteur révélateur des mutations de l'Etat au Moyen-Orient », Regional Experts Meeting " The Role of the State in Social Development in the Arab States ", Beyrouth, Liban, Octobre 2009, <[halshs-00430031](#)>.
- VENABLES A., (2011), « Economic integration in Remote Resource-rich Regions », In BARRO. R., LEE J.W. (dir.), *Costs and Benefits of Economic Integration in Asia*. New York, Oxford University Press, 320 p.
- VEYRET Y. (dir.), (2005), *Le développement durable : approches plurielles*, Paris, Hatier, 288 p.
- VIALLY R., KALAYDJIAN F., (2013), « Les hydrocarbures non conventionnels », In MOSSERI R., JEANDEL C. (dir.), *L'énergie à découvert*. Paris, Éditions CNRS, pp. 89-91.
- VIDAL DE LA BLACHE P., (1903), *Tableau géographique de la France*, Paris, Hachette, 560 p.
- VIVIEN F-D., (2003), « Jalons pour une histoire de la notion de développement durable », *Mondes en Développement*, 121, pp-68-80.
- VULBEAU A., (2005), « ... en contrepoint - Décentralisation et déconcentration, les faux jumeaux », *Informations sociales*, 1, 121, pp. 51-52.

W.

- WACKERNAGEL M., REES W., (1996), *Our Ecological Footprint. Reducing Human Impact on the Earth*, Gabriola Island, New Society Publishers, 160 p.
- WAGSTAFF H.R., (1974), *A Geography of Energy*, Iowa, Brown, 122 p.
- WALKER B.H., GUNDERSON L.H., KINZIG A.P., FOLKE C., CARPENTER S.R., SCHULTZ L., (2006), « A handful of heuristics and some propositions for understanding resilience in social-ecological systems », *Ecology and Society*, 11, 1, art.13, <http://www.ecologyandsociety.org/vol11/iss1/art13/>
- WALKER G., CASS N., (2007), « Carbon reduction, the "public" and renewable energy engaging with socio-technical configurations », *Royal Geographical Society*, 36, 4, pp.458-469.
- WATSON J., (2004), « Co-provision in sustainable energy systems: the case of micro-generation », *Energy Policy*, 32, pp.1981-1990.
- WHILE A., JONAS A.E.G., GIBBS D., (2010), « From sustainable development to carbon control: eco-state restructuring and the politics of urban and regional development », *Transactions of the Institute of British Geographers*, 35, pp.76-93.
- WILSON C., GRUBLER A., (2011), « Lessons from the history of technological change for clean energy scenarios and policies », *Natural Resources Forum*, 35, pp. 165-184.

Y.

YILDIZ U.B., (2015), « The Mediterranean Solar Plan: A missed opportunity to contribute to meeting European Union's Renewable Energy and Greenhouse Gas Emission Targets », Actes "Academic Research of Social Sciences and Humanities 2015", Prague, Czech University, pp.193-200.

Z.

ZELEM M-C., (2012), « Les énergies renouvelables en transition : de leur acceptabilité sociale à leur faisabilité sociotechnique », *Revue de l'énergie*, 610, pp.418-424.

ZELEM M-C., (2015), « Préface. Réussir la transition énergétique. Quelles dynamiques de changement ? » In SCARWELL H-J., LEDUCQ D., GROUX A. (dir.), *Réussir la transition énergétique*. Villeneuve d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, pp. 13-15.

ZELEM M-C., BESLAY C., (2015), « Pour une sociologie de l'énergie » In ZELEM M-C., BESLAY C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales*, Paris, Éditions CNRS, pp.15-20.

ZRIOULI M., (2012), *Pouvoirs régionaux, états nationaux et Union du Maghreb Arabe. Quelle autonomie régionale ? Pour quelle unité nationale et quelle intégration maghrébine à l'ère des transitions démocratiques ?* Rabat, Première Edition, 441 p.

■ Sources et rapports

AFD, (2014), « Renforcer le réseau de transport d'électricité du Maroc », [http://www.afd.fr/webdav/shared/PORTAILS/PAYS/MAROC/Renf.%20ONEE%20\(2%20projets\).pdf](http://www.afd.fr/webdav/shared/PORTAILS/PAYS/MAROC/Renf.%20ONEE%20(2%20projets).pdf)

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE [AIE] :

(2004), *World Energy Outlook*, Executive Summary.

(2008), *World Energy Outlook*, Executive Summary.

(2010a), *World Energy Outlook*, Executive Summary.

(2010b), *Technology Roadmap, Concentrating Solar Power*.

(2013a), *Redrawing the Energy Climate Map*, World Energy Outlook Special.

(2013b), *World Energy Outlook, Executive Summary*.

(2014a), *World Energy Investment Outlook Special Report*

(2014b), *Technology Roadmap Solar Thermal Electricity*.

(2014c), *Maroc- Politiques énergétiques hors des pays de l'AIE*

AKRIMI N. (2004), « Le partenariat euro-méditerranéen : une logique de développement régional dans une perspective globale ? » In XUEREB P.G. (dir.), " The European Union and the Mediterranean: the Mediterranean's European Challenge ", 5, European Documentation and Research Center, pp. 71-101.

- ALLAL H., ALLAL S., VIGOTTI R., (2010), « Énergies renouvelables en Méditerranée. Enjeux et défis du développement durable », *Les notes IPEMED*, 8, 34 p.
http://www.ipemed.coop/adminIpemed/media/fich_article/1315775121_LesnotesIPEMED_8_Energies-renouvelables-en-Mediterranee_avril2010.pdf
- AMOUS S., (2007). « Efficacité énergétique et énergies renouvelables en Tunisie, Résumé de l'étude nationale pour la Tunisie », *Stratégies Méditerranéennes et Nationales de Développement Durable, Les notes du Plan Bleu*, Sophia-Antipolis, 7 p.
- AOULD AOUDIA J., (2006), « Croissance et réformes dans les pays arabes méditerranéens », Paris, Agence Française de Développement, 176 p
<http://www.afd.fr/jahia/webdav/site/afd/shared/PUBLICATIONS/RECHERCHE/Archives/Notes-et-documents/28-notes-documents.pdf>
- BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT, BANQUE MONDIALE, (2012), « The MENA CSP Scale-up program », Actes du Workshop tenu le 28 juin à Tunis, 15 p.
<https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/csp%20mena%20overview>.
- BANQUE MONDIALE, (2013), « Vers une meilleure équité : les subventions énergétiques, le ciblage et la protection sociale en Tunisie »,
<http://documents.worldbank.org/curated/en/915461468308679840/pdf/827120WP0P12850Box0382091B00PUBLIC0.pdf>
- BASILICO L., MOJASKY M., IMBARD M., (2011), « Changement climatique et littoral méditerranéen : comprendre les impacts, construire l'adaptation : synthèse des programmes de recherche CIRCLE-MED 2008-2011 », Montpellier, Verseau.
<http://isidoredd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/documents/Temis/0075/Temis-0075823/20165.pdf>
- BINDOFF N-L., WILLEBRAND J., ARTAFLE V., CAZENAVE A., GREGORY J., GULEV S., HANAWA K., LE QUERE C., LEVITUS S., NOJIRI Y., SHUM C-K., TALEY L-D, UNNIKRISHNAN A., (2007), « Observations: Oceanic Climatique Change and Sea Level », In "Climate Change 2007: The Physical Science Basis ", Contribution pour le groupe de travail I, Quatrième rapport du GIEC, Cambridge University Press, New-York.
- BOYE H., (2007), « Électrification rurale décentralisée en Photovoltaïque à grande échelle : L'expérience de Temasol au Maroc », *Medenergie*, 22, pp 41-45.
- British Petroleum (BP), (2014), *BP Statistical Review of World Energy 2014*
http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf
- British Petroleum (BP), (2015), *BP Statistical Review of World Energy 2015*
<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>
- BRUNDTLAND (Rapport), (1987), « *Notre avenir à tous* », Rapport de la Commission Mondiale des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement, Oxford, *University Press*.

- CATIZZONE M., LARSSON T., SVENSSON I., (1998), « Understanding Biodiversity – A research agenda prepared by the European Working Group On Research and Biodiversity », *Commission européenne*, Bruxelles.
- CECELSKI E., OUNALLI A., AISSA M., DUNKERLEY J., (2005), « Rural Electrification in Tunisia: National Commitment, Efficient Implementation and Sound Finances », ESMAP Report, The World Bank Group.
https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/FR307-05_Tunisia_Rural_Electrification.pdf
- CHARPIN J-M, LAFFITTE M., MASSOU F., TRINK C., PALAT P., (2009), *Rapport sur le Plan Solaire Méditerranéen*, Inspection générale des finances, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies.
<http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/094000284.pdf>
- CLIMATE ACTION TRACKER, (2013), *Climate Shuffle. Climate action Tracker update*, 17 p.
- COMMISSION CONSULTATIVE DE LA REGIONALISATION (2011), *Rapport sur la régionalisation avancée*,
http://www.regionalisationavancee.ma/PDF/Rapport/Fr/L1_ConceptionGenerale.pdf
- COMELEC, (2012), Bulletin Statistique 2012.
- COMMISSION ECONOMIQUE DES NATIONS UNIES (UNECA), Bureau pour l'Afrique du Nord, (2012), « Le secteur des énergies renouvelables en Afrique du Nord. Situation actuelle et perspectives ».
http://www.uneca.org/sites/default/files/PublicationFiles/renewable_energy_sector_in_north_africa_fr.pdf
- DESERTEC Foundation, (2008), *White Book – Clean Power from Deserts: The Desertec Concept for Energy, Water and Climate Security*.
- DESERTEC Industrial Initiative (Dii), (2013), *Desert Power: Getting Started – The Manual For Renewable Electricity in MENA – Policy Report*.
- DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE ET DU CLIMAT (DGEC), (2011), *Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010*, 189 p.
- EIB-FEMIP, (2010), *Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region*.
- EIB, IRENA, EY, ENOLCON (2015), « Evaluating Renewable Energy Manufacturing Potential in the Mediterranean Partner Countries »,
http://www.eib.org/attachments/femip_study_evaluating_renewable_energy_manufacturing_potential_en.pdf
- EL ANDALOUSSI H., FERROUKHI R., HAFNER M., (2007), « Electricity Interconnections in the Mediterranean Countries: status and prospects », *Global energy for the Mediterranean*, OME, 1.
- EL BEDRAOUI M.H, BERDAI M. (2011), *Adaptation du système eau-énergie au changement climatique : Etude Nationale – Maroc*, Plan Bleu, 89 p.

- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (IEA), (2014), *International Energy Outlook 2014*.
- ESNAULT B., (2005), « Financement des investissements énergétiques en Méditerranée. Le rôle des Etats reste déterminant », *Medenergie*, 14, pp 53-59.
- ESNAULT B., KARLUZ S., FAID M. K., EL ANDALOUSSI H., HAFNER M., (2007), « *Natural gas, supply and market security issues, Europe and its suppliers* », Rapport pour l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie, 36 p.
- ESTELA, (2009), « Solar Thermal Electricity: Solar Power from Europe's "Sun" Belt », <http://www.estela.eu>
- EURELECTRIC, (2007), « European, CIS and Mediterranean Interconnection: State of Play 2006 », 3^{ème} Rapport SYSTINT, Bruxelles, 369 p.
- EUROPEAN COMMISSION, (2007), *Energy corridors, European Union and Neighbouring countries*, Bruxelles, 56 p.
- EUROPEAN COMMISSION, (2014), *MEDRING-Interconnecting The Mediterranean*.
- FISHLOW A., HAGGARD S., (1992), *The United States and Regionalization of the World Economy*, Paris, OCDE, 48 p.
- GRENON M., BATISSE M., (1989), *Le Plan Bleu, Avenirs du bassin méditerranéen*. Paris, Economica, 442 p.
- GIANNAKOPOULOS C., BINDI M., MORIONDO M., LESAGER P., TIN T., (2005); *Climate change in the Mediterranean resulting from a 2°C global temperature rise*, Rapport pour WWF for a Living Planet, The Global Conservation Organization, Gand, Suisse.
- GIZ, (2014), « Analyse du cadre réglementaire de l'accès au réseau des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Tunisie », <https://www.giz.de/en/downloads/giz2014-fr-energies-renouvelables-tunisie.pdf>
- GIZ, ANME, (2014), « Stratégie nationale de maîtrise de l'énergie, Objectifs, moyens et enjeux », <https://www.giz.de/en/downloads/giz2014-fr-strategie-energie-tunisie.pdf>
- GRUPE INTERGOUVERNEMENTAL D'EXPERTS SUR L'EVOLUTION DU CLIMAT (GIEC) :
- (2014), *Mitigation of Climate Change*, Rapport du groupe de travail III dans le cadre du 5^{ème} rapport du GIEC.
- (2013), *Climate Change 2013. The physical Science Basis*, Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report, Summary for Policymakers, 8 p.
- (2012), *Managing the Risks of Extreme Events and Disasters Adaptation*, Rapport spécial des groupes de travail I et II du GIEC, Cambridge/New-York, *Cambridge University Press*, 594 p
- (2008), « Climate change and water », Technical paper, IV, 200 p.
- (2007), *Bilan 2007 des changements climatiques : rapport de synthèse*, Genève, 103 p.
- (2001), *Bilan 2001 des changements climatiques : rapport de synthèse*, Genève, 97 p.
- (2000) *Special Report of Emissions Scenarios*, <https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-en.pdf>
- (1990), *First Assessment Report*,

https://www.ipcc.ch/ipccreports/far/wg_I/ipcc_far_wg_I_full_report.pdf

GRAMA S., WAYMAN, E., BRADFORD T., (2008), « *Concentrating Solar Power – Technology, Cost, and Markets* », Industry Report, Cambridge, Prometheus Institute for Sustainable Development and Greentech Media.

HAMOUDA R., SOKHAL A., (2009), *Regional CSP Workshop – Presentation on Algeria*, CTF Investment Plan Meeting, Tunis, le 21 octobre.

HAUT COMMISARIAT AU PLAN (HCP), (2006), *Statistiques environnementales au Maroc*, 104 p.

INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION (IFC), (2013), *Investment potential in EU-MENA: mapping investment potential in renewable energy, resource efficiency, and water in emerging Europe, Central Asia, and the Middle East and North Africa*.

JANCOVICI J-M., (2004), *L'homme et l'énergie, des amants terribles*, Revue des anciens élèves de l'Ecole Polytechnique.

KERAMANE A., (2014), « De l'interconnexion des réseaux électriques à l'intégration énergétique », *Medenergie*, 47, 5 p.

KERAMANE A., (2010), « La boucle électrique et le marché euro-méditerranéen de l'électricité », *Les notes d'IPEMED*, 11, 24 p.

LABROUSSE M., (2006), « L'énergie répartie et la production décentralisée d'énergie », *Les cahiers de Global Chance*, 21, pp.76-79.

LAPONCHE B., (2002), « Production décentralisée d'énergie : enjeux énergétiques et territoriaux », *4^{èmes} assises nationales de l'énergie*, Grenoble, pp.7-33.

MASHAYEKHI M., ITO T. (dir.), (2005), *Multilateralism and Regionalism. The New Interface*, New York-Geneva, UNCTAD, 189 p.

MEBTOUL A., (2011), « Le Maghreb dans son environnement régional et international. La coopération Europe/Maghreb face aux mutations géostratégiques mondiales », *Notes de l'Ifri*.

MCCRONE A., USHER E., Virginia SONNTAG-O'BRIEN V., MOSLENER U., GRUNING C., (2014), *Global Trends in Renewable Energy Investment 2014*, UNEP-Division of Technology, Industry and Economics, Paris, 84 p.

MEDA – PROGRAMME POUR LE PARTENARIAT EUROMEDITERRANEEN, (2002), « *Projet AESTBM applications de l'énergie solaire thermique dans le bassin méditerranéen, analyse des situations locales dans les six pays bénéficiaires*.

MINISTERE DE L'ENERGIE, DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ENERGIE (MEDDE) :

(2014a), Chiffres clefs du climat France et Monde [Partie 1], Service de l'observation et des statistiques, 48 p.

(2014b), Chiffres clefs du climat France et Monde [Partie 2], Service de l'observation et des statistiques, 48 p.

MISSAOUI R., (2007). « Chauffe-eau solaires en Tunisie : le programme Prosol », *Les Cahiers de Global Change*, 23.

- NEWFARMER R. (dir.), (2005), « *Global Economic Prospects. Trade, Regionalism and Development* », The International Bank for Reconstruction and Development, Washington, World Bank, 151 p.
- OBSERVATOIRE MEDITERRANEEN DE L'ENERGIE, (2013), *Electricity Committee Meeting Minutes*.
- OBSERVATOIRE MEDITERRANEEN DE L'ENERGIE, (2014), *Electricity Committee Meeting Minutes*.
- ORGANISATION MONDIALE DU COMMERCE (OMC), (2010), *Rapport sur le commerce mondial 2010. Le commerce des ressources naturelles*.
- PAVING THE WAY FOR THE MEDITERRANEAN SOLAR PLAN, (2014), *Final Report*.
- PLAN BLEU, BANQUE EUROPEENNE D'INVESTISSEMENT (BEI), (2008), *Changement climatique et énergie en Méditerranée*, Plan Bleu. Centres d'Activités Régionales. 582 p.
- PLAN BLEU, (2009), « Le secteur énergétique dans le bassin méditerranéen : situation et perspectives 2025 », *Les Notes du Plan Bleu*, 13, 4 p.
- REVEIZ F., MALENGUE G., HOLVECK P., DBOUIB N., HADDOUCHE H., HMAMMOUCH M., (2010), « Bénéfices économiques d'un renforcement de la coopération des échanges au Maghreb », Plan d'Action 14 du Plan Opérationnel Annuel 2009, MEDA, 126 p.
- RODRIGUEZ J.-M., PUENTES C., OJEA J., DE LA FUENTE I., (2007), « MEDRING: how DC links enable a full and secure interconnection between Maghreb and Masrheq countries », *Medénergie*, 24, 11 p.
- SCUDDER L., MARTZ J., RATAJCZAK F., (1986), « Tunisia Renewable Energy Project, Systems Description Report », U.S. Agency for International Development, 44 p.
- SONATRACH, (2014), Rapport annuel 2014,
http://www.sonatrach.dz/docs/rapport_annuel_2014.pdf
- THIVET G., (2008), « Eau/énergie, Énergie/eau et changement climatique en Méditerranée », In *Plan Bleu, Changement climatique et énergie en Méditerranée*, chap.10, pp.1-10.
- TIMILSINA GR., DULAL HB., (2009), « A review of regulatory instruments to control environmental externalities from the transport sector », *Policy Research Working Paper*, Series; 4867, The World Bank Group.
- UNION FOR THE MEDITERRANEAN, (2011), *Discussion Paper – Bulding the MSP Master Plan, Bruxelles*.
- UNION FOR THE MEDITERRANEAN, (2013a), *Mediterranean Solar Plan: towards renewable energy and energy efficiency in the Mediterranean*.
- UNION FOR THE MEDITERRANEAN, (2013b), *Mediterranean Solar Plan: joint committee of national experts: discusses draft of the Master Plan*.
- UNFCCC (2016), *Review of the Warsaw International Mechanism for Loss and Damage associated with Climate Change Impacts*
http://unfccc.int/files/meetings/marrakech_nov_2016/application/pdf/auv_cop22_i7_wim2.pdf

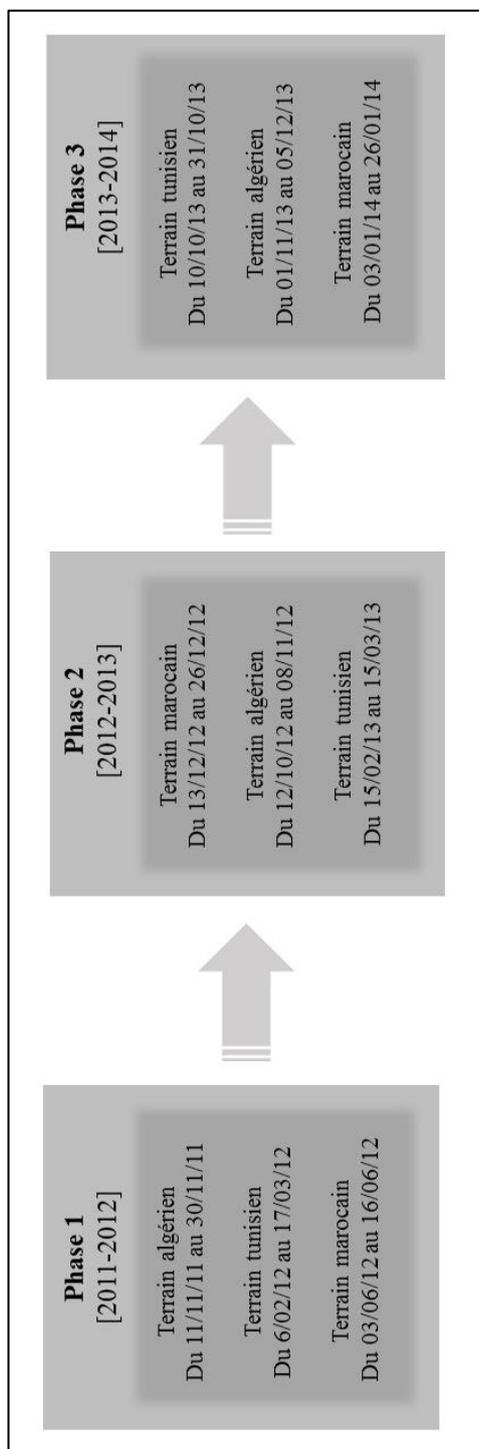
WORLD BANK, (2010), « *World Development Report: Development and Climate Change* », 439 p.,

WORLD BANK, (2013), Rapport « *Baissons la chaleur : Phénomènes climatiques extrêmes, impacts régionaux et plaidoyer en faveur de l'adaptation* », 2, série de rapports : « Baissons la chaleur ».

WORLD BANK, (2014), *World Development Indicators 2014*, Washington, The World Bank Group, 115 p.

WORLD TRADE ORGANIZATION (WTO), (2014), Statistics database, <http://stat.wto.org/Home/WSDBHome.aspx?Language=>

Annexe I – Les trois phases du terrain de recherche



Annexe II – Liste des entretiens

Algérie			
Noms	Fonction	Lieu	Date
Abdelguerfi S.	Ingénieur d'études, CEEG, SONELGAZ	Alger	15-10-12
Abdenouz A.	Ingénieur d'études pour les centrales photovoltaïques, CEEG, SONELGAZ	Alger	23-10-12
Abed W.	Directrice technique, ABB Algérie	Alger	15-11-11
Abedou A.	Directeur général adjoint du CREAD	Alger	13-11-11
Abdoun H.	Cadre d'études, Direction de la Stratégie et de la Prospective, SONELGAZ	Alger	25-10-12
Adim N.	Directeur Général, Entreprise Préfadim, membre d'UPER	Alger	16-11-11
Ammari M.	Chargée de la revue de presse, Sous-direction des Statistiques, Bilans et Synthèses, MEM	Alger	14-11-11 23-11-13
Atoui B.	Ingénieur d'études, chargé des projets EnR, SPE, SONELGAZ	Alger	24-10-12
Baudson O.	Managing Director, TSK FLAGSOL ENGINEERING GMBH	Alger	16-11-11
Benaïda N.	Chef de service, Subdivision des Affaires Générales, SONELGAZ	Alger	23-10-12
Benarafa M.	Chef de l'aménagement, CEEG, SONELGAZ	Alger	28-10-12
Behloul C.	Cadre chargée de la production, CREG	Alger	21-10-12
Benmazouz L.	Directeur général, Direction des Énergies nouvelles et Renouvelables et de l'efficacité énergétique, MEM	Alger	14-11-11 20-11-13
Bouaffad S.	Chargé d'études, APRUE	Alger	28-11-11
Bouaichaoui S.	Chercheur, Division Solaire Thermique et Géothermie, CDER	Alger	20-11-11
Bouchaïb S.	Chef du département des nouvelles technologies, Responsable du Bulletin des Énergies Renouvelables, CDER	Alger	20-11-11 03-12-13
Bouïcha N.	Chef de Service, Direction locale de l'Énergie et des Mines, MEM	Laghouat	04-11-12
Bouzid C.	Sous-directrice des Énergies Renouvelables, Direction des Énergies nouvelles et Renouvelables et de l'efficacité énergétique, MEM	Alger	14-11-11 20-11-13
Bouzidi A.	Chercheur, Division Solaire Photovoltaïque, CDER	Alger	18-10-12
Cheknane A.	Doyen de l'Université de Technologie, Université Ammar Telidji de Laghouat	Laghouat	4-11-12
Chenak A.	Chef de Division Solaire Thermique & Géothermie, CDER	Alger	18-10-12 10-11-13
Chouireb L.	Secrétaire général du COMELEC	Alger	21-10-12
Debbal L.	Chercheur, CDER	Alger	18-10-12
Delmi Z.	Responsable du département études, CEEG, SONELGAZ	Alger	29-10-12
Farsi H.	Chargé de mission, NEAL	Alger	24-10-12
Gana F.	Ingénieur d'études, chargé des projets photovoltaïques, CEEG, SONELGAZ	Alger	29-10-12
Guerrri O.	Chercheur-Maître de Recherche, Division Éolienne, CDER	Alger	18-10-12
Gzen H.	Chercheur, CREDEG	Alger	27-11-11

Hadj Arab A.	Directeur de recherches, Division Solaire Photovoltaïque, CDER	Alger	18-10-12 10-11-13
Halimi Y.	Responsable technique, Spp1, ABENER	Alger Hassi R'mel	06-11-12 20-11-12 03-12-13
Hamidat A.	Directeur de recherches, Division Solaire Thermique & Géothermie, CDER	Alger	18-10-12 10-11-13
Haouam H.	Opérateur d'exploitation, Spp1 Hassi R'mel O&M	Hassi R'mel	06-11-12
Haouchine S.	Chargée de projet, AHK	Alger	17-11-11
Hasni T.	Expert indépendant, Fondateur de NEAL, ex vice-président de la SONATRACH	Tunis Blida	19-05-12 13-10-12
Kaci G.	Directrice de l'Unité de Gestion du Projet IMME, MEM	Alger	17-10-12
Kahlane H.	Attaché de recherche, Division Solaire Photovoltaïque, CDER	Alger	10-11-13
Kamiri W.	Ingénieur d'études, CEEG, SONELGAZ	Alger	29-10-12
Kherbachi H.	Professeur de Sciences économiques, Université Abderrahmane Mira, Bejaïa	Bejaïa	20-11-11 03-11-13
Kinoucha S.	Ingénieur en thermo-énergétique, CEEG, SONELGAZ	Alger	28-10-12
Lourek M.	Chef de bureau, Direction locale de l'Énergie et des Mines de Laghouat, MEM	Laghouat	04-11-12
Malki M.	Ingénieur d'études, SKTM, SONELGAZ	-	13-05-13
Mezaï A.	Chef de projet, CEEG, SONELGAZ	Alger	28-10-12
Mokdel I.	Chargée d'études, Subdivision des Affaires Générales, SONELGAZ	Alger	29-10-12
Ramla D.	Directrice Autorisations et Concessions, CREG	Alger	25-11-13
Ruschkowski S.	Chef de Projet Energie & Environnement AHK Algérie	Alger	16-11-11
Saïd N.	Chercheur, CDER	Alger	10-11-13
Sokhal A.	Director of Business Development, NEAL	Alger	15-11-11 16-11-11
Tores Diaz J.I.	Technicien supérieur, ABENER UTE, Hassi R'mel O&M	Hassi R'mel	06-11-12
Touileb R.	Directeur général, Direction général de la Stratégie et de la Prospective, SONELGAZ	Alger	21-10-12
Yacef M.A.	Membre du comité de direction de la CREG, Membre du MEDREG	Alger Ouarzazate	17-11-11 14-09-12 20-10-12 25-11-13
Zeraïa H.	Chargée de recherche, Division Solaire Photovoltaïque, CDER	Alger	05-11-13
Zerrouni S.	Chef de projet de Rouiba Eclairages, CEEG, SONELGAZ	Alger	28-10-12
***	Directeur technique, MANZ AUTOMATION AG	Alger	16-11-11
***	Project Manager, SOLAR MILLENNIUM AG	Alger	16-11-11
***	Cadre supérieur, Sous-direction du Suivi des Grands Projets et Infrastructures d'Aménagement du Territoire, MATTA	Alger	10-11-13
***	Ingénieur d'études, Sous-direction de la Promotion du Territoire et de la Revitalisation des Espaces, MATTA	Alger	10-11-13
***	Cadre, Sous-direction des Relations Bilatérales, MEM	Alger	23-11-13

***	Cadre, Sous-direction de la Réglementation, MEM	Alger	23-11-13
-----	---	-------	----------

*** Cette personne n'a pas souhaité être citée.

--- Par vidéoconférence

Maroc			
Noms	Fonction	Lieu	Date
Achlouj H.	Chargé de la microcentrale photovoltaïque de Tit Mellil, Direction ONEE de Casablanca	Casablanca	17-09-12
Aït Nasser N.	Chef de service du cadastre de Ouarzazate	---	20-06-16
Aït Hassou M.	Directeur de développement énergétique, SIE	Rabat	04-06-12
Bardach A.	Directeur Central Transport, ONEE	Casablanca	19-09-12 10-01-14
Belbachir R.	Directeur provincial, Distribution Ouarzazate, ONEE	Ouarzazate	14-09-12 20-01-14
Ben abou A.	Chef de service, Service des transports et des interconnexions, MEEM	Rabat	18-09-12 06-01-14
Bennouna A.	Fondateur du bureau d'études Istichar, Professeur à l'Université des Sciences de Marrakech et vice-président de l'AMISOLE	Marrakech	23-07-11 08-01-14
Benyoussef A.	Ingénieur, ONEE	Casablanca	19-09-12
Berdaï M.	Expert indépendant, ex-directeur de la coopération auprès de l'ADEREE	Rabat	04-06-12 20-09-12 09-01-14
Bergasse E.	Energy Economist, Independent expert	Rabat	11-06-12
Bernannou M.	Senior Advisor, MASEN, Directeur Général, Moroccan Solar Cluster and Climate Innovation Center	Paris Rabat	04-11-11 13-06-12
Biadillah M.C.	Président de la Chambre des Conseillers du Roi	Rabat	15-09-12
Borbonus S.	Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy	Ouarzazate	18-01-14
Bouamama A.	Directrice, Direction Approvisionnement et Marchés, ONEE	Casablanca	20-09-12
Boujdaria J.	Chef de Division, Direction des Affaires Economiques, Secrétariat général de l'UMA	Rabat	15-03-12 06-01-14
Chatre B.	Chef de service des Énergies renouvelables, Direction de l'Électricité et des Énergies renouvelables, MEEM	Rabat	18-09-12 06-01-14
Dakkina A.	Directeur du Pôle Stratégie et Développement, ADEREE	Rabat	17-09-12
El Andaloussi H.	Deputy Team Leader, PWMS, Senior Energy Analyst, ex-cadre à la SONELGAZ, membre fondateur de l'OME	Rabat Ouarzazate	08-06-12 14-06-12 13-09-12
El Harti A.	Président de l'Association Marocaine Industries Solaires Eolienne (FENELEC)	Casablanca	20-07-11
El Moussaoui A.	Chef de service, Direction hydraulique et renouvelables, ONEE	Casablanca	21-09-12
Fadili M.	Directeur de la planification, Direction de la Planification et de la stratégie, ONEE	Casablanca	21-09-12

Fetian N.	Responsable d'exploitation, Centrale thermosolaire de Aïn Béni Mathar, ONEE	Aïn Béni Mathar	18-01-14
Ghezaoui A.	Ingénieur en Chef, Direction de l'Électricité et des Énergies renouvelables, MEEM	Rabat	15-03-12 06-01-14
Hachmaoui T.	Chef de service, Direction Central Transport, ONEE	Casablanca	20-09-12
Hanan M.	Chef de service, Pôle Développement	Casablanca	20-09-12
Ikken B.	Directeur général, IRESEN	Rabat	11-06-12
Kabiri M.	Directeur, Direction Central Transport	Casablanca	19-09-12
Lahoual K.	Chargé des Affaires économiques et financières, Secrétariat général de l'UMA	Rabat	07-06-12 19-12-12
Lahmidi B.	Chef du service conduites, Centrale thermosolaire de Aïn Béni Mathar, ONEE	Aïn Béni Mathar	24-12-12
Mansouri S.	Chef de projet, Direction hydraulique et renouvelables, ONEE	Casablanca	21-09-12
Mendili S.	Directrice des affaires économiques, Secrétariat général de l'UMA	Rabat	07-06-12 19-12-12
Mouaddine M.	Géomaticien, chargé de la prospection des sites, MASEN	Rabat	13-06-12
Oudada M.	Association Draa des Énergies Renouvelables, Professeur de Géographie à la Faculté Polydisciplinaire de Ouarzazate	Ouarzazate	16-01-14 18-01-14
Saïmi N.	Directeur de la coopération internationale, Masen	Rabat	5-06-12
Sahli M.J.	Chef de service Études et projets, ONEE	Casablanca	21-09-12
Sahri M.	Chargé de mission-énergie, AFD	Rabat	11-06-12
Schinke B.	Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy	Ouarzazate	18-01-14
Sqalli H.	Ex-Directeur des Affaires économiques, Secrétariat Général de l'UMA	Rabat	12-06-12 10-01-14
Squalli A.	Président de l'AMISOLE	Casablanca	18-07-11 07-01-14
Touzani A.	Directeur du Pôle Stratégie et Développement, ADEREE	Rabat	04-06-12 19-09-12 07-01-14
Videlaine M.	Directeur Général, Roland Berger Strategy Consultants	Casablanca	18-07-11
Zitoun R.	Cadre supérieur, Division de la Distribution et du Marché Électrique, MEEM	Rabat	18-09-12 06-01-14
***	Experte en développement durable, UNECA	Rabat	13-03-12
***	Conseil de tutelle, collectivité de Aït Oukrou	Ouarzazate	17-01-14
***	Cadre, Direction des Affaires Rurales, Ministère de l'Intérieur	Ouarzazate	20-01-14
***	Technicien supérieur, TSK Electrónica y Electricidad SA	Ouarzazate	20-01-14

Tunisie			
Noms	Fonction	Lieu	Date
Abdeljalil I.	Chef de Service Études et Production, STEG	Tunis	28-02-12

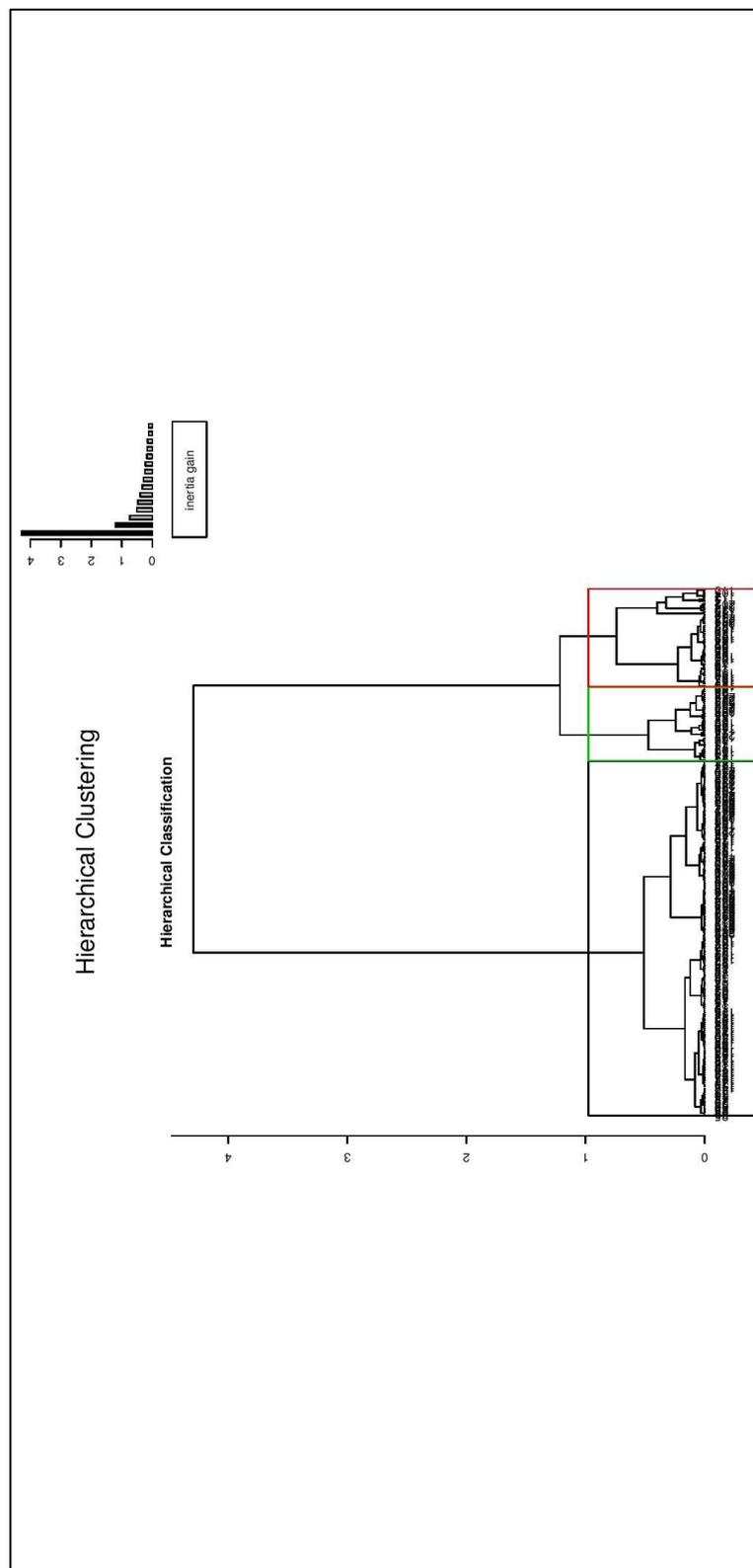
Achour T.	Président de la Chambre Syndicale Nationale des Énergies Renouvelables	Tunis	21-03-11 15-03-12 11-04-13
Azaiz K.	Chef de projet, Énergie et Bâtiment, AHK	Tunis	20-11-12
Baba A.	Directeur Général, entreprise AES	Tunis Sousse	21-04-11 25-01-12 13-03-14
Bahri M.	Directeur URE, ANME	Tunis	05-01-12
Bahrini C.	Ingénieur, STEG	Tunis	11-10-13
Bargaoui N.	Directeur général, NRSol	Zaghouan	15-11-11
Ameur Bchir	Directeur général adjoint, STEG, Vice-président du MEDELEC	Tunis	26-09-11
Belhadj M.	Chef de service, Bourses de Sous-traitance et de Partenariats, APII	Tunis	14-04-11
Belhocine M.	Consultant, PNUD-Tunisie	Tunis	06-02-12
Ben Abdallah K.	Directeur Général, entreprise MIME Photovoltaïque	Tunis	10-04-11 11-03-13
Ben Hmid A.	Expert Senior, GIZ-Tunis	Tunis	15-03-12
Ben Khalifa N.	Administrateur, Ministère de la Planification et de la Coopération Internationale	Tunis	29-11-11
Ben Khmis H.	Chargée des projets de recherche et de l'innovation, ANME	Tunis	14-03-12 25-11-12
Benmarraze M.M.	Directeur général, Solar Euromed	Tunis	29-11-11
Ben Miled T.	Créateur de la GDA de Sidi Amor, oasis écologique	Sidi Amor	10-12-12
Ben naceur W.	Chargée de projets, AFD	Tunis	21-06-12
Ben Saïd A.	Président de l'Association Tunisienne de Maîtrise de l'Énergie (A.Tu.M.E)	Tunis	11-04-13
Bessaïs B.	Directeur général, Crten, Technopôle de Borj Cédria	Borj Cédria	18-04-11 25-12-11
Bisquerra A.	Chargé de développement énergie-environnement, Ubifrance-Tunisie	Tunis	15-11-11 28-02-12
Boufarès M.	Sous-directeur, Direction générale des industries mécaniques et métallurgiques, MIT	Tunis	02-03-12
Boufarès T.	Directeur des activités internationales, ETAP	Tunis	13-10-11
Buchler R.	Coordinateur de Desertec Industrial Initiative Afrique du Nord	Tunis	14-12-12 23-05-13
Chaouri M.	Délégué général, FIPA	Tunis	16-10-13
Chebbi L.	Directeur général, STEG ER	Tunis	14-12-12
Chtioui A.	Chef de projet, STEG ER	Tunis	10-05-13
El Agrebi H.	Responsable de la Coopération Internationale, ANME	Tunis	22-02-12
El Khazen A.	Project Manager, ANME	Tunis	03-03-12
Ettaïeb O.	Directeur adjoint, SOFTEN	Grombalia	13-04-11 10-03-13
Fatnassi S.	Conseiller, MIT	Tunis	23-05-12
Gacemi K.	Directeur général, AKG ENERGIE	Tunisie	12-10-13 08-03-13

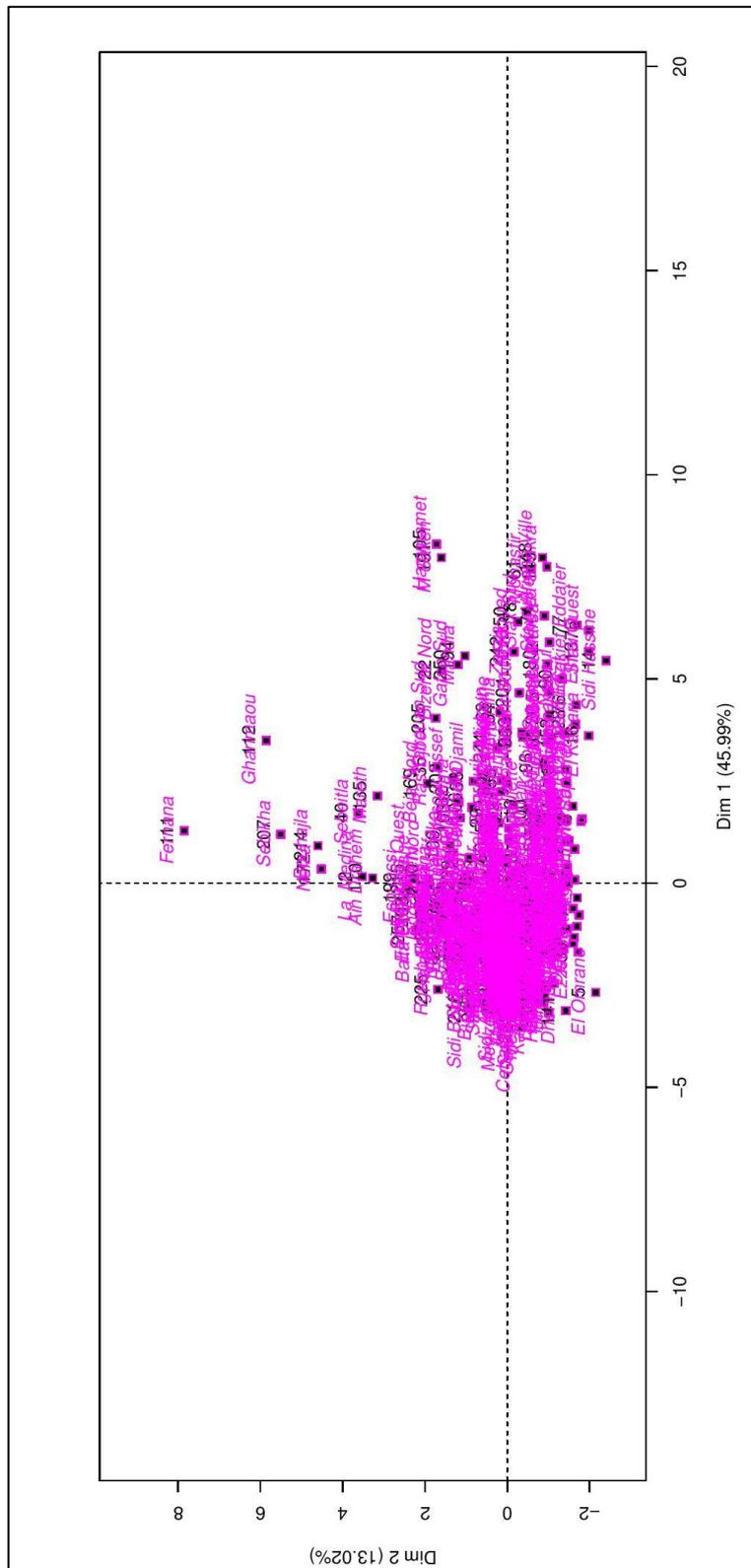
Ghezal A.	Directeur des énergies renouvelables, ANME	Tunis	21-10-11 06-02-12 19-10-13
Guesmi F.	Consultant, Auditeur et Formateur en Efficacité énergétique	Tunis	29-11-11
Hamza L.	Détaché du Ministère de l'Industrie pour le projet ELMED, MIT	Tunis	04-04-11 29-11-11
Harrabi M.	Commission des Énergies Nouvelles et Renouvelables, STEG	Tunis	11-10-13
Hechmi Y.	Directeur de la Rédaction, Revue de l'Énergie, MIT	Tunis	23-05-12
Hicheri M.	Responsable de la Pépinière, Crten, Technopôle de Borj Cédria	Borj Cédria	18-04-11 25-12-11
Jellouli Y.	Directeur, Bureau d'études Climat Conseil	Tunis	25-09-11
Kanzari A.	Directeur général, SES	Tunis	15-03-11 08-03-13
Karoui A.	Professeur, North Carolina Central University	---	05-03-12 04-04-13
Khalfallah A.	Sous-directeur Efficacité énergétique, MIT	Tunis	11-04-13
Klibi A.	Ingénieur, secteur environnement et énergies renouvelables, PNUD-Tunisie	Tunis	03-03-11
Kowal J.	Directeur général adjoint, Medgrid	Tunis	17-05-12
Nefzi K.	Ingénieur en énergies renouvelables, ANME	Tunis	05-04-12
Landolssi I.	Chef de service, ANME	Tunis	24-03-11 03-03-12
Laumanns U.	Chef de Projet, GIZ	Tunis	11-04-13
Missaoui R.	Directeur Général du bureau d'études ALCOR	Tunis	13-04-11 18-05-12
Mohieddine M.	Chef de Département Études Énergétiques, STEG	Tunis	12-10-13
Mokadem J.	Directeur général, entreprise Tunisie énergie	Tunis	21-03-11 10-03-13
Mouldi M.	Co-fondateur et Directeur exécutif, Desertec University Network	Tunis	10-12-12
Moussours M.	Chef de projets, AFD	Tunis	11-06-11
Njeimi M.	Directeur, Chargé de l'Activité Régionale, ANME	Tunis	26-12-11
Polvevari M.	Directeur, Medrec	Tunis	29-11-11
Neffati W.	Responsable de la coopération internationale, APII	Tunis	24-04-11
Nouri F.Z	Professeur des Universités en Sciences économiques, Université de Tunis El Manar, ESSECT	Tunis	13-10-11 14-05-12
Ouerfelli N.	Directeur de formation, CEA	Tunis	04-11-11
Ounissi S.	Député à l'Assemblée des Représentants du Peuple, Secrétaire d'État à la Formation professionnelle	Tunis	28-11-12 23-11-15 13-12-16
Rmiza I.	Chef de service, Direction commerciale, STEG	Tunis	11-10-13
Safi M.	Professeur, ENIT	Tunis	17-05-12

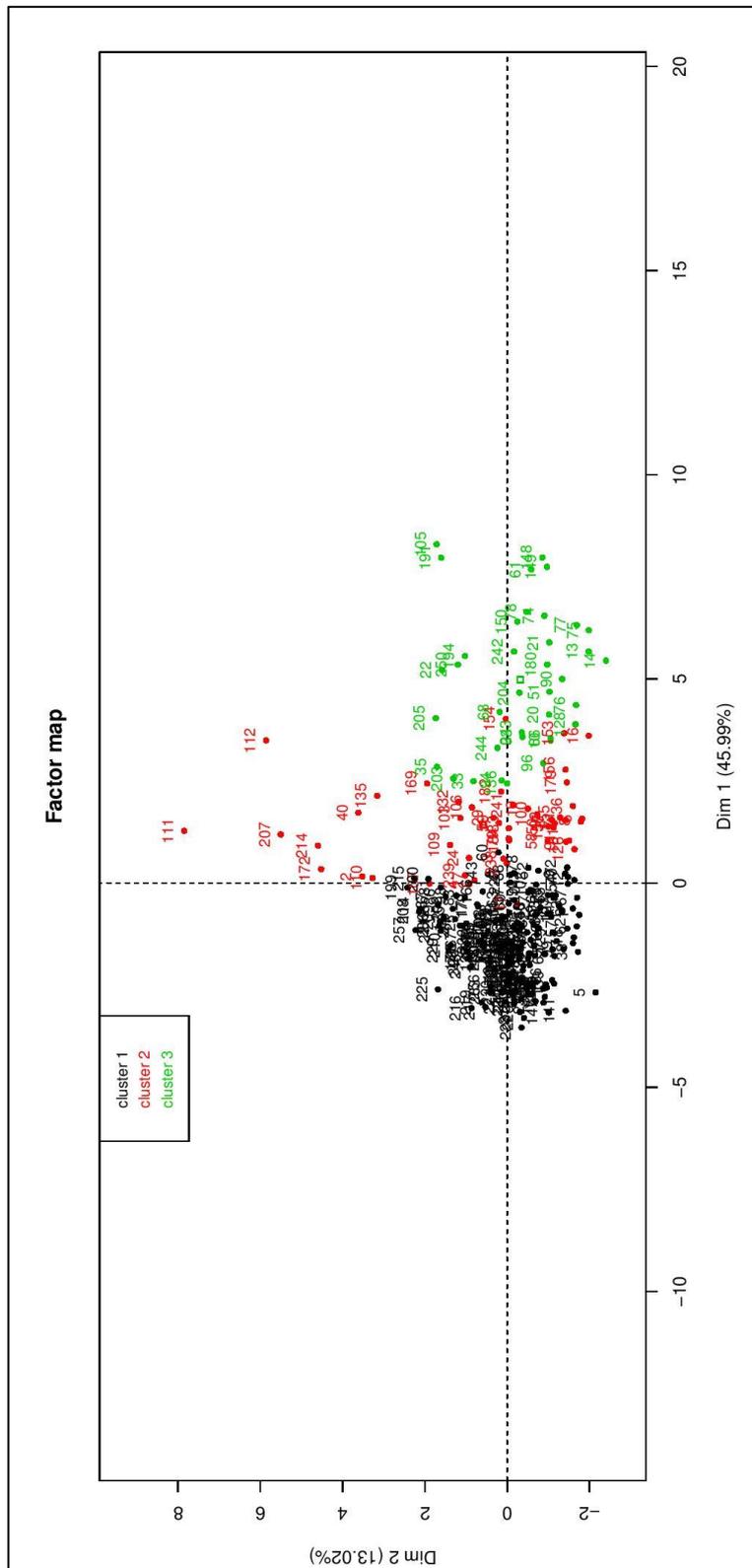
Taher A.	Expert junior, GIZ	Tunis	05-12-12
Tlili I.	Chef du service, Gestion des ventes, SOFTEN	Grombalia	20-01-12
Zariat N.	Directeur général, entreprise Powersun energy	Tunis	24-03-11 10-03-13
Zingerle J.	Project expert, GIZ	Tunis	21-03-11 05-04-12 25-11-12 06-06-13

France			
Nom	Fonction	Lieu	Date
Joly J-P	Directeur de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES)	Chambéry	02-05-13
Luçon Z.	Chef de projet, Anima Investment Network (ANIMA-Mipo)	Marseille	14-02-11
Amokrane F.	Chef de la division des études sociales, CNES (Algérie)	Marseille	11-07-16
Bakalem M.	Chef de Division des Études Economiques, CNES (Algérie)	Marseille	12-07-16

Annexe III – Analyse en composantes principales







Liste des acronymes

ADEREE → Agence Nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique

AFD → Agence Française de Développement

AIE → Agence Internationale de l'Énergie

AHK → Auslandsstandeskammern

ALENA → Accord de Libre-Échange Nord-Américain

ANIMA-Mipo → Mediterranean Investment Project Observatory

ANME → Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie

APC → Assemblée Populaire Communale

APEM → Assemblée Parlementaire Euro-Méditerranéenne

APW → Assemblée Populaire de Wilaya

ARP → Assemblée des Représentants du Peuple

ASEAN → Association des nations de l'Asie du Sud-Est

ASSET Association Eau et Énergie pour Tous (ASEET)

ATEP → Approvisionnement Total en Énergie Primaire

ATR → Accès des Tiers au Réseau

A.Tu.M.E → Association Tunisienne de Maîtrise de l'Énergie

AUE → Arab Union of Electricity

BAD → Banque Africaine de Développement

BCE → Banque Centrale Européenne

BEI → Banque Européenne d'Investissement

BM → Banque Mondiale

BOOT → Build-Own-Operate-Transfer

BP → British Petroleum

BT → Basse Tension

CC → Cycle Combiné

CCHT → Courant Continu Haute Tension

CCNUCC → Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques

CCR → Commission Consultative de la Régionalisation

CDER → Centre de Développement des Énergies Renouvelables

CECA → Communauté européenne du charbon et de l'acier

CEE → Communauté Économique Européenne

CEEG → Compagnie de l'Énergie de l'Électricité et du Gaz

CEN-SAD → Communauté des États Sahélo-sahariens

CES → Chauffe-eau solaire

CESO → Complexe énergétique solaire de Ouarzazate

CFD → Contrat de différence

CMED → Commission Mondiale sur l'Environnement et le Développement
 CNUCED → Conférence des Nations Unies Sur le Commerce et le Développement
 C.I. → Capacité installée
 CITET → Centre International des Technologies de l'Environnement de Tunis
 CNES → Conseil National Économique et Social
 COFIDES → Compañía Española de Financiación del Desarrollo
 COMELEC → Comité maghrébin de l'électricité
 COMESA → Marché commun de l'Afrique orientale et australe
 COP → Conférence des Parties
 CPVS → Centrale Photovoltaïque au Sol
 CREAD → Centre de Recherche en Economie Appliquée pour le Développement
 CRTC → Centre et Réseau des Technologies Climatiques
 CSP → Concentrated Solar Power
 Dii → Desertec Industrial Initiative
 DLR → Centre Aérospatial Allemand
 DT → Dinars tunisiens
 EGA → Électricité et Gaz d'Algérie
 ELTAM → Égypte-Libye-Tunisie-Algérie-Maroc
 EnR → Énergie nouvelle et Renouvelable
 ENTSO-E → European Network of Transmission System Operators for Electricity
 ERC → Electricity Regulatory Committee
 FASEP → Fonds d'Études et d'Aides au Secteur Privé
 FDE → Fond de Développement Energétique
 FEM → Fonds pour l'Environnement Mondial
 FEMIP → Facilité Euro-Méditerranéenne d'Investissement et de Partenariat
 FIPA → Foreign Investment Promotion Agency
 FIV → Facilité d'investissement pour le voisinage
 FMI → Fonds Monétaire International
 FNERC → Fonds National des Énergies Renouvelables et de la Cogénération
 FNME → Fonds National de Maîtrise de l'Énergie
 FTE → Fond de Transition énergétique
 FTP → Fonds pour les Technologies Propres
 Gtep → Gigatonne équivalent pétrole
 HCP → Haut-Commissariat au Plan
 HT → Haute Tension
 IDE → Investissements Directs à l'Étrangers
 IMEDER → Institut Méditerranéen des énergies renouvelables
 IMME → Intégration des Marchés Maghrébins de l'Électricité
 INS → Institut National de la Statistique
 IPEMED → Institut de prospective économique du monde méditerranéen

IPP → Independent Producer Power (Production indépendante d'électricité)
 IPP-PSM → Initiative de Préparation des Projets du Plan Solaire Méditerranéen
 IPV → Installation Photovoltaïque
 IRD → Institut de Recherche pour le Développement
 ISCC → Integrated Solar Combined Cycle
 JORADP → Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire
 JORT → Journal Officiel de la République Tunisienne
 LEJSL → Lybie, Egypte, Jordanie, Syrie et Liban
 MAD → Dirham marocain
 MATTA → Ministère de l'Aménagement du Territoire, du Tourisme et de l'Artisanat (Algérie)
 MASEN → Moroccan Agency of Solar Energy
 MDP → Mécanisme de Développement Propre
 Med. → Méditerranée
 MEDA → Mesures d'ajustements
 MED-EMIP → Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project
 MEDELEC → Association des électriciens méditerranéens
 MEDREC → Centre méditerranéen des énergies renouvelables
 MEDREG → Association des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz
 MED-TSO → Mediterranean Transmission System Operators
 MEM → Ministère de l'Énergie et des Mines (Algérie)
 MEMEE → Ministère de l'Énergie des Mines de l'Eau et de l'Environnement (Maroc)
 MERCOSUR → Marché commun du Sud
 MICA → Fonds d'investissement de Marrakech pour l'adaptation
 MIT → Ministère de l'Industrie et de la Technologie
 MLP → Multi-Level Perspective
 MOC → Mise en Œuvre Conjointe
 Mtep → Million de tonne équivalent pétrole
 NDC → Nationally Determined Contribution
 NEAL → New Energy Algeria
 OCDE → Organisation de Coopération et de Développement Economiques
 ODD Objectifs du Développement Durable
 OMC → Organisation Mondiale du Commerce
 OME → Observatoire Méditerranéen de l'Énergie
 OMM → Organisation Météorologique Mondiale
 ONE(E) → Office National de l'Électricité (et de l'Eau potable)
 ONS → Office National des Statistiques
 ONU → Organisation des Nations Unies
 ONUDI → Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
 OPEP → Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
 PAN → Plan d'Action National

PES → Pays Émergents et des Suds
 PeV → Politique européenne de voisinage
 PIB → Produit Intérieur Brut
 PNEREE → Programme National des Energies Renouvelables et de l'Éfficacité Énergétique
 PNME → Programme National de Maîtrise de l'Énergie
 PME → Petites et Moyennes Entreprises
 PMG → Politique Méditerranéenne Globale
 PMR → Politique Méditerranéenne Rénovée
 PN → Pays du Nord
 PNUD → Programme des Nations Unies pour le Développement
 PNUE → Programme des Nations Unies pour l'Environnement
 PNM → Pays du Nord de la Méditerranée
 PPA → Power Purchasing Agreement
 PSEM → Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée
 PSM → Plan Solaire Méditerranéen
 PST → Plan Solaire Tunisien
 PTM → Pays Tiers Méditerranéens
 PROMASOL → Programme de développement du marché du solaire
 PV → Photovoltaïque
 PWMSP → Paving the Way for the Mediterranean Solar Plan
 R&D → Recherche et Développement
 RECREEE → Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency
 RES4MED → Renewable Energy Solutions for the Mediterranean
 RTE → Réseau de Transport d'Électricité
 SHS → Sciences Humaines et Sociales
 SKTM → Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida
 SMC → Stratégie Mondiale de la Conservation
 SONATRACH → SOCIETE NATIONALE POUR LA RECHERCHE, LA PRODUCTION, LE TRANSPORT,
 LA TRANSFORMATION, ET LA COMMERCIALISATION DES HYDROCARBURES
 SONELGAZ → Société Nationale de l'Électricité et du gaz
 Spa → Société par Actions
 SPC → Société de projet
 SPP1 → Solar Power Plant One
 STEG → Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
 TEN-E → Trans-European energy Networks
 Tep → Tonnes équivalent pétrole
 THT → Très Haute Tension
 TREC → Transmediterranean Renewable Energy Cooperation
 UE → Union européenne
 UGTT → Union Générale Tunisienne du Travail

UME → Union Maghrébine des Employeurs
UNECA → Nations Unies Commission économique pour l'Afrique
UNESCO → Organisation des Nations-Unies pour l'éducation, la science et la culture
UNICEF → Fonds des Nations-Unies pour l'enfance
UNPEDE → Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique d'Europe
UPDEA → Union des producteurs, transporteurs et distributeurs d'énergie électrique d'Afrique
UPER Union des Professionnels des Énergies Renouvelables (Algérie)
UpM → Union pour la Méditerranée
URE → Utilisation Rationnelle de l'Énergie
USAID → Agence des États-Unis pour le développement international
UTICA → Union tunisienne de l'industrie, du commerce et de l'artisanat
ZLE → Zone de Libre-Echange

Liste des cartes

- Carte 1 – Liaisons énergétiques transnationales et transcontinentales au Maghreb [p.168]
- Carte 2 – Les interconnexions électriques transnationales au Sud et à l’Est de la Méditerranée [p.198]
- Carte 3 – La localisation de la centrale hybride solaire-gaz sur la commune de Hassi R’mel, Wilaya de Laghouat, Algérie [p. 342]
- Carte 4 – La localisation du CESO sur la commune de Ghassate, Province du Souss-Massa-Draâ [p.343]
- Carte 5 – La localisation de l’unité hybride solaire-gaz sur la commune de Aïn Béni Mathar, Province de Jerada, Maroc [p.344]
- Carte 6 – La localisation de l’unité CPV de Om Soma, Gouvernorat de Kébili, Tunisie [p.346]
- Carte 7 – La localisation de l’unité CSP de Aït Baha, Province de Chtouka Aït-Baha, Maroc [p.347]
- Carte 8 – Le parc électrique maghrébin au 30 juin 2016 [p.349]
- Carte 9 – Le parc électrique maghrébin selon la technologie au 30 juin 2016 [p.350]
- Carte 10 – Le parc électrique solaire et hybride en activité et en projet selon la technologie au Maghreb au 30 juin 2016 [p.351]
- Carte 11 – Capacité installée des centrales classiques au Maghreb au 30 juin 2016 [p.352]
- Carte 12 – Capacité installée des unités électriques renouvelables en activité et en projet au Maghreb au 30 juin 2016 [p.353]
- Carte 13 – L’irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016 [p.355]
- Carte 14 – L’irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016 [p.356]
- Carte 15 – L’irradiation solaire et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016 [p.357]
- Carte 16 – Répartition des centrales solaires et hybrides et relief au Maghreb au 30 juin 2016 [p.357]
- Carte 17 – Répartition des unités solaires et hybrides et densité de population au Maghreb au 30 juin 2016 [p.362]
- Carte 18 – Répartition des centrales solaires et hybrides au 30 juin 2016 et taux de pauvreté par Préfectures et Provinces au Maroc [p.368]
- Carte 19 – Nombre d’installations photovoltaïques en 2013 et densité de population en 2014 par Délégations en Tunisie [p.371]
- Carte 20 – Nombre d’installations photovoltaïques en 2012 et taux d’urbanisation en 2014 par Délégations [p.372]
- Carte 21 – Répartition du nombre d’installations photovoltaïques par districts STEG en Tunisie en 2013 [p.375]

Liste des encadrés

Encadré 1 – Le scénario tendanciel et le scénario alternatif du Plan Bleu : éléments de définition et paramètres [p.122]

Encadré 2 – Les formes d'intégration économique régionale [p.139]

Encadré 3 – L'UMA : une action globale [p.148]

Encadré 4 – Les trois scénarios MEDREG-IMME [p.176]

Encadré 5 – Les sept conférences tenues après la conférence de Barcelone entre 1995 et 2006 [p.188]

Encadré 6 – Conditions d'éligibilité dans le cadre de l'IPP-PSM [p.233]

Liste des figures

- Figure 1 – Le Maghreb central [p.14]
- Figure 2 – L'étude d'un objet technique dans une approche systémique [p.16]
- Figure 3 – La transition énergétique au Maghreb : les enjeux de chaque niveau scalaire [p.19]
- Figure 4 – Objectifs, approches et hypothèses de la thèse [p.21]
- Figure 5 – L'arborescence de la thèse [p.26]
- Figure 6 – La croissance énergétique entre 1970 et 2030 (en tep/hab) [p.37]
- Figure 7 – Exemples de scénarios du peak-oil [p.43]
- Figure 8 – Les mécanismes de l'effet de serre naturel [p.46]
- Figure 9 – Les piliers du développement durable [p.60]
- Figure 10 – L'architecture de l'aide au développement [p.64]
- Figure 11 – L'émergence de la transition énergétique « bas carbone » dans un contexte de croissance soutenue [p.76]
- Figure 12 – Les trois niveaux du MLP [p.78]
- Figure 13 – Le modèle du MLP [p.79]
- Figure 14 – Les filières PV et CSP [p.98]
- Figure 15 – Les systèmes techniques centralisé et décentralisé et les solutions technologiques solaires associées [p.108]
- Figure 16 – Les phases de l'histoire de l'électrification au Maghreb [p.109]
- Figure 17 – Grille de lecture de la spatialité de la transition énergétique « bas carbone » [p.113]
- Figure 18 – Le gisement solaire mondial [p.119]
- Figure 19 – L'électricité comme point d'articulation de différents cadres régionaux d'action [p.135]
- Figure 20 – Zones d'exportation de pétrole nord-africain en 2015 (en Mt) [p.163]
- Figure 21 – Structure du Partenariat économique et financier du Partenariat euro-méditerranéen [p.192]
- Figure 22 – Les blocs électriques en Méditerranée [p.199]
- Figure 23 – Les réseaux techniques à l'origine d'interrelations entre acteurs : le projet *MedRing* [p.200]
- Figure 24 – La boucle électrique méditerranéenne [p.202]
- Figure 25 – L'interconnexion électrique dans le projet ELTAM [p.204]
- Figure 26 – Renforcement des interconnexions Maroc/Espagne et Turquie/ENTSO-E [p.218]
- Figure 27 – Projets de liaisons sous-marines en courant continu en Méditerranée [p.219]
- Figure 28 – Le concept Desertec [p.222]
- Figure 29 – Développement graduel du réseau de transport d'électricité dans le concept Desertec entre 2011 et 2050 [p.224]
- Figure 30 – Le montage financier de la première phase du projet du CESO "noor I" [p.231]
- Figure 31 – Évolution du coût du CSP et paramètres associés [p.242]

- Figure 32 – L’enrichissement des structures d’acteurs de l’électricité et des énergies renouvelables en Méditerranée [p.246]
- Figure 33 – Les réseaux d’acteurs opérant dans le domaine de l’énergie solaire à différents niveaux scalaires : une coopération inclusive [p.247]
- Figure 34 – Structuration du montage de projet d’une centrale vendue clé en main : système d’acteurs [p.249]
- Figure 35 – Structuration du montage d’une centrale en financement de projet : système d’acteurs [p.250]
- Figure 36 – Les trois phases de la stratégie énergétique marocaine [2009-2030] [p.297]
- Figure 37 – Dispositifs d’accompagnement à la mise en œuvre de la stratégie énergétique marocaine [p.298]
- Figure 38 – Les quatre axes du programme des énergies renouvelables au Maroc [p.299]
- Figure 39 – Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre du PNEREE [p.313]
- Figure 40 – Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre du Plan Solaire Marocain (Maroc) [p.314]
- Figure 41 – Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre du PST [p. 315]
- Figure 42 – Les acteurs du secteur de l’électricité selon les segments dans les pays du Maghreb [p. 328]
- Figure 43 – Les modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants de déploiement des technologies solaires au Maghreb [p. 332]
- Figure 44 – Répartition des centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologie au 30 juin 2016 (en %) [p. 336]
- Figure 45 – Évolution du nombre de projets et de la capacité installée des centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016 [p. 337]
- Figure 46 – Le projet CSP Tunur de NUR ENERGIE en Tunisie [p. 339]
- Figure 47 – Répartition des centrales hybrides solaire-gaz, localisation des gisements d’hydrocarbures et gazoducs transnationaux au 30 juin 2016 [p. 360]
- Figure 48 – Le réseau de transport d’électricité et le parc électrique solaire et hybride en Algérie au 30 juin 2016 [p. 363]
- Figure 49 – Le réseau de transport d’électricité et le parc électrique solaire et hybride en Tunisie au 30 juin 2016 [p. 365]
- Figure 50 – Le réseau de transport d’électricité et le parc électrique solaire et hybride au Maroc au 30 juin 2016 [p. 366]
- Figure 51 – Schéma du raccordement électrique du CESO et des extensions prévues [p. 367]
- Figure 52 – Analyses en Composantes Principales [p. 370]
- Figure 53 – La chaîne de valeur de la filière PV [p. 378]
- Figure 54 – La chaîne de valeur de la filière CSP [p. 380]
- Figure 55 – Origine des cellules solaires utilisées dans les équipements photovoltaïques commercialisés en Tunisie [p. 385]

Liste des graphiques

- Graphique 1 – Évolution de la conso. en énergie primaire commerciale en 1965 et 2013 [p.37]
- Graphique 2 – Consommation régionale en énergie primaire entre 1965 et 2013 [p.38]
- Graphique 3 – Évolution de la consommation mondiale par sources d'énergie primaire entre 1965 et 2013 (en Mtep) [p.38]
- Graphique 4 – Les mix-énergétiques régionaux de consommation d'énergie primaire en 2013 (en %) [p.39]
- Graphique 5 – Évolution de la consommation d'énergies renouvelables dans le monde entre 1965 et 2013 (en Mtep) [p.40]
- Graphique 6 – Évolution du prix du baril de pétrole brut entre 1973 et 2015 (en dollars constants) [p.44]
- Graphique 7 – Évolution des émissions mondiales de GES entre 1970 et 2010 (en Gt et en %) [p.48]
- Graphique 8 – Émissions mondiales de CO₂ entre 1965 et 2013 (en Mtep) [p.48]
- Graphique 9 – Évolution croisée de la consommation d'énergies fossiles et des émissions de CO₂ entre 1965 et 2013 (en Mtep et Mt) [p.50]
- Graphique 10 – Répartition des émissions de CO₂ par sources d'énergie fossile en 2013 (en %) [p.50]
- Graphique 11 – Nombre de projets MDP enregistrés par l'Algérie, la Tunisie et le Maroc entre 2005 et 2013 [p.59]
- Graphique 12 – Bilan énergétique en Méditerranée en 2013 [p.116]
- Graphique 13 – Évolution de la consommation d'énergie primaire en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en Mtep) [p.117]
- Graphique 14 – Évolution de la consommation d'électricité en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en TWh) [p.118]
- Graphique 15 – Évolution de la production d'électricité en Méditerranée entre 1971 et 2014 (en TWh) [p.119]
- Graphique 16 – Évolution de la population en Méditerranée entre 1960 et 2014 [p.120]
- Graphique 17 – Demande en énergie primaire en 2025 en Méditerranée selon le scénario tendanciel du Plan Bleu (en %) [p.122]
- Graphique 18 – Évolution des émissions totales de CO₂ en Méditerranée entre 1960 et 2013 (en tonnes métriques) [p.125]
- Graphique 19 – Investissements intra-maghrébins entre 2008 et 2013 [p.158]
- Graphique 20 – Bilan des échanges à bilan nul entre les pays du Maghreb et bilan des échanges contractuels entre le Maroc et l'Espagne en 2012 [p.167]
- Graphique 21 – Financement par secteurs dans le cadre de la FEMIP (en %) [p.194]
- Graphique 22 – Stade d'avancement des projets soumis par les pays du Maghreb en fonction de la technologie en 2009 [p.240]

- Graphique 23 – Évolution de la production d'énergie primaire en 1990 et 2014 en Algérie (en Mtep) [p.260]
- Graphique 24 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Algérie (en Mtep) [p.261]
- Graphique 25 – Évolution de la production d'électricité entre 1990 et 2014 en Algérie (en TWh) [p.262]
- Graphique 26 – Évolution de la conso. d'électricité entre 1990 et 2014 (en TWh) [p.263]
- Graphique 27 – Évolution de la balance énergétique algérienne entre 1990 et 2014 [p.264]
- Graphique 28 – Évolution de la production d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Tunisie (en Mtep) [p.266]
- Graphique 29 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Tunisie (en Mtep) [p.267]
- Graphique 30 – Évolution de la production d'électricité entre 1990 et 2014 en Tunisie (en TWh) [p.268]
- Graphique 31 – Évolution de balance énergétique tunisienne entre 1990 et 2014 (en Mtep) [p.269]
- Graphique 32 – Évolution de la production d'énergie primaire entre 1990 et 2014 au Maroc (en Mtep) [p.270]
- Graphique 33 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 au Maroc (en Mtep) [p.271]
- Graphique 34 – Évolution du taux de dépendance énergétique au Maroc entre 2002 et 2014 (en %) [p.272]
- Graphique 35 – Évolution de la conso. d'électricité entre 1990 et 2014 (en TWh) [p.274]
- Graphique 36 – Évolution de la facture énergétique brute et pétrolière entre 2002 et 2012 du Maroc (en MAD) [p.275]
- Graphique 37 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet dans les trois pays du Maghreb au 30 juin 2016 [p.335]
- Graphique 38 – Nombre de centrales solaires et hybrides en activité et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016 [p.335]
- Graphique 39 – Capacité installée des centrales solaires et hybrides et en projet selon le type de technologies au Maghreb au 30 juin 2016 (en MW) [p.335]
- Graphique 40 – Répartition des unités électriques solaires et hybrides en projet en fonction de leur stade d'avancement au 30 juin 2016 [p.338]
- Graphique 41 – Répartition géographique des pays producteurs de cellules photovoltaïques dans le monde en 2013 [p.378]
- Graphique 42 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon leur nationalité et leur segment d'activité [p.383]
- Graphique 43 – Répartition des entreprises pré-qualifiées pour la première phase du CESO selon le segment d'activité et selon qu'elles sont ou non européennes [p.384]

Liste des photos

- Photo 1 – IPV surimposée au bâti à Bizerte (Tunisie) [p.96]
- Photo 2 – CPVS de Ghardaïa (Algérie) [p.96]
- Photo 3 – Technologie CSP cylindro-parabolique à Ouarzazate (Maroc) [p.97]
- Photo 4 – Technologie CSP à tour à Ouarzazate (Maroc) [p.97]
- Photo 5 – L’inscription spatiale des unités électriques solaires dans le quartier d’Ennasr (Tunisie), une configuration dispersée [p.111]
- Photo 6 – L’interconnexion électrique transcontinentale entre le Maroc et l’Espagne [p.166]
- Photos 7-8 – Structure cylindro-parabolique et turbines à gaz de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R’mel [p.341]
- Photos 9-10 – La centrale hybride solaire-gaz de Aïn Béni Mathar au Maroc développée par ABENGOA SOLAR [p.345]
- Photos 11-12 – Le directeur de la STEG et le fondateur de SOITEC devant la station CPV d’Om Soma en Tunisie [p.345]
- Photos 13-14 – La station CSP d’Aït Baha au Maroc exploitée par CIMENTS DU MAROC [p.346]
- Photos 15-16-17 – La première phase du CESO implantée sur une surface plane à altitude élevée et à différents stades de construction [p.358]
- Photo 18 – Le barrage Mansour Eddahbi qui assure l’alimentation en eau du Complexe Énergétique Solaire de Ouarzazate au Maroc [p.359]

Liste des tableaux

- Tableau 1 – Les aspects des filières actuelles de production d'électricité [p.35]
- Tableau 2 – Évolution du taux d'urbanisation au Maghreb entre 1950 et 2015 [p.76]
- Tableau 3 – Le stade maturité des filières PV [p.95]
- Tableau 4 – Les caractéristiques des sous-technologies CSP [p.96]
- Tableau 5 – Caractéristiques comparées des technologies CSP et PV [p.100]
- Tableau 6 – Exemples de différentes technologies renouvelables selon leur taille [p.110]
- Tableau 7 – Profils commerciaux des pays du Maghreb en 2013 [p.157]
- Tableau 8 – Nature et parts des produits échangés par les pays du Maghreb en 2013 [p.157]
- Tableau 9 – Répartition des exportations algériennes de gaz naturel en 2014 (en milliard de m³) [p.164]
- Tableau 10 – Interconnexions électriques maghrébines et Maghreb/Europe en 2015 [p.165]
- Tableau 11 – Le différentiel de développement entre le Maghreb et l'Espagne, l'Italie et la France en 2012 [p.209]
- Tableau 12 – Investissements dans les énergies renouvelables dans la région MENA et dans le monde en 2013 (en milliard de dollars et en %) [p.235]
- Tableau 13 – Répartition des projets renouvelables et d'efficacité énergétique proposés au titre du PSM [p.237]
- Tableau 14 – Distribution des projets proposés au titre du PSM par pays [p.237]
- Tableau 15 – Répartition de la capacité installée des projets proposés au titre du PSM selon les pays et la technologie [p.238]
- Tableau 16 – Détail des projets soumis au titre du PSM par les pays du Maghreb [p.239]
- Tableau 17 – La consommation énergétique totale par formes d'énergie en Algérie en 2014 (en Mtep) [p.261]
- Tableau 18 – Capacité électrique installée par type d'équipements en Algérie en 2014 (en MW) [p.262]
- Tableau 19 – Structure des exportations énergétiques algériennes en 2013 et 2014 (en Mtep) [p.264]
- Tableau 20 – Structure de la production énergétique primaire en Tunisie par formes d'énergie en 2014 (en Mtep) [p.267]
- Tableau 21 – Capacité électrique installée par type d'équipements en 2014 en Tunisie (en MW) [p.268]
- Tableau 22 – Capacité électrique installée par type d'équipements en 2014 au Maroc (en MW) [p.273]
- Tableau 23 – Les profils énergétiques des pays du Maghreb [p.276]
- Tableau 24 – Les prosol II et prosol'élec : nature des aides, conditions d'éligibilité et recettes [p.284]

Tableau 25 – Historique des politiques de maîtrise énergétique au Maghreb, spécificités nationales et points communs [p.296]

Tableau 26 – Les phases de réalisation du PNEREE révisé selon les technologies et les capacités installées (en MW) [p.308]

Tableau 27 – Synthèse des objectifs inclus dans les programmes et plans nationaux mis en œuvre dans le domaine des énergies renouvelables au Maghreb [p.308]

Tableau 28 – Les tendances du déploiement des énergies renouvelables des pays maghrébins, spécificités nationales et points communs [p.309]

Tableau 29 – Coût estimé de production d'électricité par type de sources d'énergie primaires (en €/kWh) [p.322]

Tableau 30 – Tarification de base du kWh dans les trois pays du Maghreb en 2015 [p.322]

Tableau 31 – Synthèse de la réglementation des secteurs électriques au Maghreb [p.329]

Tableau 32 – Unités solaires et hybrides en activité au Maghreb et nature des opérateurs-exploitants au 30 juin 2016 [p.340]

Tableau 33 – Entreprises représentatives de l'industrie thermodynamique par régions du monde en 2013 [p.378]

Tableau 34 – Pays représentés dans les consortia candidats pour la première phase du CESO en 2010 [p.382]

Table des matières

Avant-propos	3
Remerciements	5
Introduction générale	11
Partie I – La transition énergétique émergente : cadres contextuel, conceptuel et technique --	27
Introduction de la première partie	29
Chapitre 1 – Les contraintes énergétiques et climatiques mondiales :	
la remise en cause du modèle énergétique maghrébin	31
I- Des tendances énergétiques mondiales insoutenables	31
A- Énergie, système énergétique et réseaux électriques :	
usages et définitions	32
1- Énergie et convertisseurs énergétiques	32
2- Le système énergétique	33
3- Électricité, système et réseau électrique	34
B- L'énergie dans le monde et dans le monde arabe :	
état des lieux et prévisions	36
1- La croissance continue de la demande énergétique mondiale :	
une approche régionalisée	36
2- Le modèle énergétique arabe :	
l'illustration du « tout hydrocarbures »	39
3- Une part très faible mais en hausse constante	
des énergies renouvelables	40
4- Les prévisions énergétiques selon les scénarii de l'AIE	41
C- Raréfaction des ressources fossiles conventionnelles	
et tensions sur le marché	42
D- Énergie et impacts environnementaux	44
II- Le phénomène du réchauffement climatique	
et les conséquences de l'activité énergétique	44
A- Facteurs et impacts de l'augmentation des émissions de GES :	
un secteur énergétique fortement émetteur	45
1- Les facteurs de l'augmentation des émissions de GES	45
2- Le phénomène du réchauffement climatique	49
3- Imputabilité du secteur énergétique dans la hausse	

des émissions de CO ₂ -----	49
4- Les effets attendus du réchauffement climatique -----	50
B- L'évolution du régime international du climat -----	51
1- Les débuts de la lutte contre le réchauffement climatique -----	51
2- L'après-Kyoto : vers la mise en place d'un nouvel accord -----	54
3- L'adaptation : les PES en première ligne -----	56
C- L'engagement des pays du Maghreb dans la lutte contre le réchauffement climatique -----	57
III- Un cadre d'action global : le développement durable -----	59
A- Les dimensions du développement durable -----	59
B- Repenser les modèles de développement : une nécessaire gestion raisonnée des ressources -----	61
C- Développement durable et PES : modalités d'appropriation au Maghreb -----	63
D- La croissance verte : un compromis pour les PES ? -----	65
Chapitre 2 – La transition énergétique : concept et outils d'analyse en géographie -----	68
I- Une approche historique de la transition énergétique -----	68
A- Les transitions énergétiques dans l'Histoire -----	71
B- Les transitions énergétiques dans l'Histoire au Maghreb -----	71
1- Préindustrialisation et industrialisation au Maghreb -----	78
2- Engager une transition énergétique « bas carbone » dans un contexte de croissance soutenue -----	73
II- La conceptualisation de la transition énergétique : pertinence d'une approche systémique et multidimensionnelle -----	77
A- L'analyse des mutations dans les processus de transition : le cas du MLP -----	77
B- La transition énergétique « bas carbone » : confrontation des approches dans le débat interdisciplinaire -----	80
C- La conceptualisation de la transition énergétique : polysémie d'un concept émergent -----	81
III- L'apport de la géographie dans l'analyse de la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » : méthodes et outils -----	82
A- Les contributions des SHS dans l'appréhension du processus -----	83
B- La géographie, une clef de lecture de la transition énergétique émergente -----	84
1- Énergie, espaces et territoires -----	84
2- L'énergie comme objet de recherche en géographie -----	85
3- La transition énergétique : un processus géographique -----	87

C- Les dimensions géographiques du processus de transition énergétique : un portefeuille de concepts -----	88
Chapitre 3 – L'énergie solaire au cœur de la transition énergétique « bas carbone » et son mode de déploiement -----	93
I- L'énergie solaire : technologies et caractéristiques -----	93
A- Les opportunités de mise en œuvre de la transition énergétique -----	94
B- L'énergie solaire pour la production d'électricité : technologies et potentialités -----	95
1- L'énergie PV -----	95
2- L'énergie solaire thermodynamique (CSP) -----	96
C- Les limites au déploiement de l'énergie solaire -----	99
II- Développement de l'énergie solaire et alternative décentralisatrice : vers une reconfiguration des systèmes techniques ? -----	101
A- Le système technique centralisé -----	102
B- Le système technique décentralisé -----	106
C- Une nouvelle phase de l'histoire de l'électrification au Maghreb ? -----	108
III- L'analyse de la spatialité de la transition énergétique au Maghreb : proposition d'une grille de lecture -----	110
Chapitre 4 – La Méditerranée : un laboratoire d'examen de la transition énergétique émergente -----	115
I- Une région aux défis et aux potentiels énergétiques différenciés -----	115
A- État des lieux de l'énergie en Méditerranée -----	116
1- Une prédominance des énergies fossiles	
2- Une consommation en énergie primaire en baisse dans les PNM, en forte croissance dans les PSEM -----	116
3- Une hausse généralisée de la consommation et de la production d'électricité en Méditerranée -----	117
B- Les principaux facteurs de la croissance énergétique en Méditerranée ----	120
1- La pression démographique dans les PSEM -----	120
2- La croissance économique des PSEM -----	121
C- Scénarii et prévisions énergétiques en Méditerranée -----	121
II- Les conséquences climato-environnementales liées à l'activité énergétique en Méditerranée -----	123
A- Un risque majeur dans une région particulièrement vulnérable : le réchauffement climatique -----	123
1- Une hausse de la température dans la région -----	123
2- Vers une convergence des courbes des émissions de CO ₂ des PNM et des PSEM -----	125

3- Les impacts du changement climatique sur l'environnement méditerranéen -----	125
B- Prévisions des risques climatiques : Vers une prise de conscience méditerranéenne -----	128
Conclusion de la première partie -----	130
Partie II – L'électricité, un facteur d'intégration régionale en Méditerranée. Une géographie des réseaux -----	133
Introduction de la deuxième partie -----	135
Chapitre 5 – L'intégration régionale au Maghreb : le rôle de l'électricité dans le processus d'intégration -----	137
I- Les déficits d'intégration régionale au Maghreb -----	138
A- L'intégration régionale : une approche par les réseaux -----	138
B- L'UMA : une tentative d'intégration régionale inaboutie -----	143
1- Présentation générale du Maghreb -----	143
2- L'UMA : contexte de création, objectifs et organisation -----	147
3- La coopération multilatérale au sein de l'UMA -----	149
4- Les différends majeurs entre le Maroc et l'Algérie -----	151
C- L'électricité, un domaine intégrateur : le COMELEC -----	151
1- Le rôle précurseur de l'électricité dans la coopération maghrébine -----	151
2- Les corridors électriques : un moyen concret d'intégration -----	154
II- Les échanges intra et extra-maghrébins : la place de l'énergie dans les échanges -----	155
A- Commerce et investissements au Maghreb -----	156
1- Les échanges commerciaux des pays de l'UMA -----	156
2- Les investissements au sein des pays de l'UMA -----	157
B- Une prédominance des hydrocarbures dans les échanges intra-maghrébins -----	159
1- Ressources en hydrocarbures au Maghreb et moyens de transport -----	159
2- Les échanges intra et extra-maghrébins d'hydrocarbures -----	161
3- Les infrastructures gazières au Maghreb : un réseau algérien polarisé par l'Europe -----	163
C- Les échanges électriques via les interconnexions transnationales -----	165
1- Les interconnexions électriques au Maghreb -----	165
2- Les modalités des échanges électriques au Maghreb -----	166

3- Des échanges électriques régionaux encore faibles -----	167
III- L'intégration des marchés électriques maghrébins : le projet IMME -----	169
A- Conditions pour une intégration régionale achevée des marchés électriques nationaux -----	169
B- Mettre en place un marché électrique maghrébin intégré à relier <i>in fine</i> au marché électrique européen : le projet IMME -----	171
1- Les prémices du projet IMME -----	171
2- Le projet IMME -----	174
3- Les perspectives du projet IMME -----	176
 Chapitre 6 – Une intégration régionale de l'électricité encouragée dans un cadre euro-méditerranéen -----	179
I- La coopération européenne à l'égard des pays méditerranéens : focus sur la question énergétique -----	180
A- L'évolution de la coopération entre l'Europe et la Méditerranée : un « éveil régional » -----	180
B- Le processus de Barcelone : la Méditerranée, objet de grandes politiques régionales -----	183
1- Les objectifs de la Déclaration de Barcelone : le Partenariat de Barcelone -----	183
2- Les objectifs de la Déclaration de Barcelone : la création d'une ZLE euro-méditerranéenne, les accords d'association -----	186
3- L'Accord d'Agadir -----	187
4- Les conférences euro-méditerranéennes : la problématique énergétique au cœur du dialogue régional -----	187
5- L'assistance financière communautaire -----	191
II- Interconnecter électriquement la Méditerranée : l'émergence d'un macro-système électrique régional -----	194
A- Le système de gouvernance -----	195
B- La structuration des réseaux électriques en Méditerranée -----	197
C- Le projet de boucle électrique méditerranéenne et l'étude <i>MedRing</i> -----	199
D- L'étude ELTAM -----	203
E- Le financement par l'UE des interconnexions transméditerranéennes -----	204
 Chapitre 7 – Transition énergétique et Plan Solaire Méditerranéen : un facteur de renforcement de l'intégration régionale -----	207
I- Le PSM : une réussite en demi-teinte -----	208
A- L'UpM : l'avènement du PSM -----	208
1- La proclamation de l'UpM :	

continuités et ruptures avec le Partenariat de Barcelone -----	208
2- L'avènement du PSM -----	210
3- Les dispositifs mis en œuvre pour la concrétisation du PSM -----	212
B- Exporter de l'électricité d'origine renouvelable vers les pays de l'UE -----	215
1- Importer de l'électricité d'origine renouvelable pour atteindre les objectifs énergéico-climatiques des pays de l'UE -----	215
2- La mise à jour de l'étude <i>MedRing</i> suite au lancement du PSM ---	217
3- Des initiatives industrielles privées en lien avec la perspective d'exportation -----	220
C- L'abandon provisoire de la perspective d'exportation : causes, conséquences et réajustement du PSM -----	227
1- Le Master Plan du PSM, sceau européen pour sa concrétisation : la désapprobation espagnole -----	227
2- Une conjoncture internationale et européenne peu favorable -----	227
3- Un partenariat énergétique euro-méditerranéen davantage orienté sur le gaz naturel -----	228
4- Les réajustements du PSM : une vision à court terme -----	229
II- Le développement de capacités additionnelles solaires à grande échelle au Sud de la Méditerranée -----	229
A- Sources de financement et investissements dans la région -----	230
1- Un éventail de financement -----	230
2- Des investissements dans les énergies renouvelables en croissance dans la région MENA -----	234
B- Le parti pris de la Banque Mondiale pour le développement de la technologie du solaire thermodynamique dans la région MENA -----	235
C- Les premières propositions de projets soumises au titre du PSM : privilège aux solutions centralisées -----	236
1- État des lieux des projets renouvelables proposés -----	236
2- Bilan et analyse des projets soumis par les trois pays du Maghreb -----	238
3- Les arguments en faveur de la technologie du solaire thermodynamique -----	240
III- Une synergie d'acteurs autour du développement des énergies renouvelables en Méditerranée -----	242
A- Les nouveaux acteurs de la coopération régionale dans le domaine des énergies renouvelables -----	243
1- Le RCREEE -----	243
2- RES4MED -----	244
3- L'Institut Méditerranéen des Énergies Renouvelables -----	245
B- Les types d'acteurs impliqués dans le montage des projets solaires -----	248

1- Le montage en <i>Corporate Finance</i>	
d'une centrale vendue clé en main -----	248
2- Le montage en financement de projet -----	249
Conclusion de la deuxième partie -----	253
Partie III – L'émergence de modèles spatiaux et organisationnels nationaux de déploiement de l'énergie solaire au Maghreb. Une approche comparée -----	255
Introduction de la troisième partie -----	257
Chapitre 8 – Conditions, modalités et freins au développement de l'énergie solaire au Maghreb -----	259
I- Les pays du Maghreb et l'énergie :	
une nécessaire diversification du mix-énergétique -----	260
A- L'Algérie et la rente des hydrocarbures : un équilibre précaire -----	260
B- Remédier au déficit énergétique croissant en Tunisie -----	266
C- Le Maroc ou l'obligatoire de « l'immédiateté » -----	270
II- Les politiques énergétiques nationales maghrébines de développement des énergies renouvelables et les jeux d'acteurs -----	278
A- Les prémisses des politiques nationales de maîtrise énergétique -----	278
1- La Tunisie : une prise de conscience précoce dans la région et la mise en œuvre progressive d'actions ciblées et opérationnelles -----	278
2- Le Maroc : la question de la maîtrise énergétique, tâtonnements et succès en milieu rural -----	286
3- L'Algérie : une priorité donnée aux politiques d'efficacité énergétique et aux systèmes hybrides -----	290
B- Les orientations énergétiques nationales et les mécanismes de soutien au développement des énergies renouvelables : la formulation de plans solaires nationaux -----	296
1- Le Maroc : assise de la stratégie énergétique nationale -----	297
2- La Tunisie : ruptures et renouvellements révolutionnaires, l'affirmation d'un modèle décentralisé -----	301
3- L'Algérie : entre attentisme et ambition -----	305
C- Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre des programmes nationaux -----	309
III- L'organisation des secteurs électriques des pays du Maghreb -----	316
A- La structuration des secteurs électriques des pays du Maghreb -----	316
1- Le Maroc : une intégration verticale sans monopole -----	316

2- L'Algérie : un secteur ouvert à la concurrence et régulée mais un monopole de fait -----	318
3- La Tunisie : une intégration verticale de la STEG -----	320
B- Les réformes législatives et réglementaires entreprises pour le développement des énergies renouvelables -----	321
1- L'Algérie : instauration du régime des tarifs de rachat garantis ----	322
2- La Tunisie : le système du net-metering et le régime d'autoproduction -----	324
3- Le Maroc : la loi relative aux énergies renouvelables -----	325
C- Le déploiement des technologies solaires : la mise en évidence de modèles spatiaux et organisationnels nationaux spécifiques -----	328
 Chapitre 9 – Vers une nouvelle géographie de l'électricité au Maghreb ? -----	333
I- Les caractéristiques des projets solaires et hybrides déployés au Maghreb et leurs dynamiques de développement -----	334
A- Une dynamique de projets multi-technologiques et multi-dimensionnels -----	337
B- L'état d'avancement des centrales solaires en projet : le blocage tunisien -----	340
C- La nature des opérateurs-exploitants : la percée de l'initiative privée -----	348
II- La géographie des unités électriques solaires et hybrides au Maghreb et leurs facteurs de localisation -----	348
A- Le parc électrique maghrébin : un paysage énergétique traditionnel bouleversé -----	348
1- L'implantation des centrales classiques et des centrales solaires : deux géographies opposées -----	348
2- <i>Hypersizeability</i> des unités de production électrique au Maghreb : l'entrée en matière de l'énergie solaire -----	351
B- Les facteurs de localisation des unités électriques solaires et hybrides au sol -----	353
1- Les facteurs de localisation naturels -----	354
2- La disponibilité foncière : un élément majeur de localisation des unités électriques solaires et hybrides -----	360
3- Les facteurs de localisation infrastructurels des unités électriques solaires : le rôle des réseaux électriques -----	362
4- L'argument socio-économique du Maroc -----	367
C- La géographie des installations photovoltaïques (IPV) surimposées au bâti en Tunisie -----	369
1- Les facteurs favorables à la diffusion des installations photovoltaïques : une analyse en composantes principales (ACP) ----	369

2- Une forte littoralisation des IPV en Tunisie -----	371
3- L'importance du type d'habitat dans la diffusion IPV -----	373
4- Le profil socio-économique des producteurs-consommateurs : un facteur-clé pour l'acquisition d'IPV -----	373
III- La géographie des acteurs économiques sur le marché maghrébin du solaire ----	376
A- État des lieux des filières PV et CSP dans le monde et mise en marché ---	376
B- La géographie des acteurs industriels de la filière CSP positionnés sur le marché marocain -----	381
C- La géographie des acteurs industriels de la filière PV en Tunisie et en Algérie -----	384
Conclusion de la troisième partie -----	389
Conclusion générale -----	391

Résumé/Abstract/ملخص

La transition énergétique « bas carbone » au Maghreb, analysée sous l'angle du déploiement de l'énergie solaire pour la production d'électricité, est appréhendée dans un double contexte euro-méditerranéen et national. Elle est notamment le fruit de projets imaginés par des structures supranationales et décidés au plus haut niveau des États. À l'échelle euro-méditerranéenne, des initiatives ont été mises en place pour appuyer le développement à grande échelle de l'énergie solaire, qu'elles émanent de dispositifs intergouvernementaux (Plan Solaire Méditerranéen en 2008), de consortia industriels privés (Desertec Industrial Initiative, Medgrid en 2009) ou de bailleurs de fonds internationaux (The World Bank CSP MENA Initiative en 2009). À l'échelle nationale, les trois pays du Maghreb (Algérie, Maroc, Tunisie) ont formulé, surtout depuis 2009, des politiques de développement des énergies renouvelables, et élaboré, pour leur mise en œuvre, des plans et programmes nationaux (Plan Solaire Marocain, Plan Solaire Tunisien, Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique en Algérie). En Tunisie, une véritable politique de maîtrise énergétique a néanmoins été initiée depuis le milieu des années 1980, donnant lieu notamment aux programmes Prosol. L'objet de cette thèse est d'analyser la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » au Maghreb et d'en montrer les implications spatiales et relationnelles aux échelles euro-méditerranéenne et nationale. Ainsi, nous montrons en quoi l'électricité contribue à redéfinir la mise en réseau des espaces régionaux et dans quelles mesures la diffusion des technologies solaires participe à redessiner la géographie de l'électricité au Maghreb. L'objet technique (infrastructure de réseau électrique et unité de production d'électricité à partir de l'énergie solaire) est appréhendé à partir d'une approche systémique, à l'interface des sphères spatiale, sociale, politique et économique.

Mots-clefs : transition énergétique « bas carbone », énergie solaire, électricité, Maghreb, Méditerranée, intégration régionale, réseaux, espaces, jeux d'échelles, politiques énergétiques, système technique, logique top-down.

The « low carbon » transition in the Maghreb, analyzed with a focus on the deployment of solar energy for electricity generation, is considered in both a Euro-Mediterranean and national context. This transition is the result of projects that were designed by supranational organizations and agreed on at the highest level. On a Euro-Mediterranean level, initiatives were implemented to support a large scale development of solar energy, whether it be at an intergovernmental level (Mediterranean Solar Plan, 2008), by private industrial consortia (Desertec Industrial Initiative, Medgrid 2009), or by international donors (The World Bank CSP MENA Initiative, 2009). At national level, the three Maghreb countries (Algeria, Morocco, Tunisia), have formulated explicit renewables development policies, (especially since 2009), and established national plans and programs (Moroccan Solar Plan, Tunisian Solar Plan, National Renewable and Efficiency Energy Program in Algeria). In Tunisia, a control policy on Energy Demand has nevertheless been initiated since the mid-1980's, resulting in particular in the Prosol programs. The purpose of this thesis is to explore the implementation of the « low carbon » transition in the Maghreb and show what spatial and relational implications it had both at European and national level. Thus, we explain how electrical energy contributes to redefine how regional areas connect and to what extent the implementation of solar technologies helps reshape the geography of electrical energy in the Maghreb. The technical aspect (network infrastructure and electricity production unit by solar energy) will be studied following a systemic approach, at the crossroads of spatial, social, political and economical spheres.

Key words : « low carbon » transition, solar energy, electrical energy, Maghreb, Mediterranean, regional integration, regional cooperation, networks, spaces, scales, energy policies, technical system, top-down approach.

الملخص تسعى الأطروحة إلى تحليل الانتقال نحو الطاقات المتجددة وخاصة الشمسية بأقطار المغرب العربي من خلال إطارين: إطار أورو-متوسطي وإطار قطري محدد. يبدو الانتقال الطاقوي وكأنه نتاج مشاريع أعدتها هيئات فوق قطرية. كما أن إقرارها تم وضع مبادرات تهدف إلى، أعتد مستويات السياسية. فعلى مستوى الأورو-متوسطي استعمال الطاقة الشمسية عن نطاق واسع وهذه المبادرات ناشئة (عن ترتيبات بين 2008 -خطة الطاقة الشمسية المتوسطة 2009 الحكومات (مبادرة ديزرتاك اهتمت الأطروحة بأقطار المغرب العربي الثلاثة تونس-الجزائر-مغرب) مجسدة ثلاثية برامج كى: خطة الطاقة الشمسية الغربية، خطط الشم التوزد، النامج الوطني للطاقة المتجددة و كفاءة الطاقة الجزائر. إن الغرض من الأطروحة هو كذلك تحليل الانتقال الطاقوي بشمال إفريقيا وإبراز آثارها الجالية والعلائقية على مستوى الأورو-متوسطي و على مستويات الوطنية، كما نسعى إلى إبراز كيفية مساعدة الطاقة الشمسية على إعادة تعريف الشبكات على مستوى الإقليمي و كيف أن إعادة توزيع تكنولوجيا الطاقة الشمسية تشارك في إعادة رسم جغرافية الكهرباء بشمال إفريقيا الكلمات المفتاحية: الانتقال الطاقوي منخفض الكربون - الطاقة الشمسية - الكهرباء - المغرب العربي - البحر المتوسط - التعاون الإقليمي - الشبكات سياسات الطاقة -