

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.

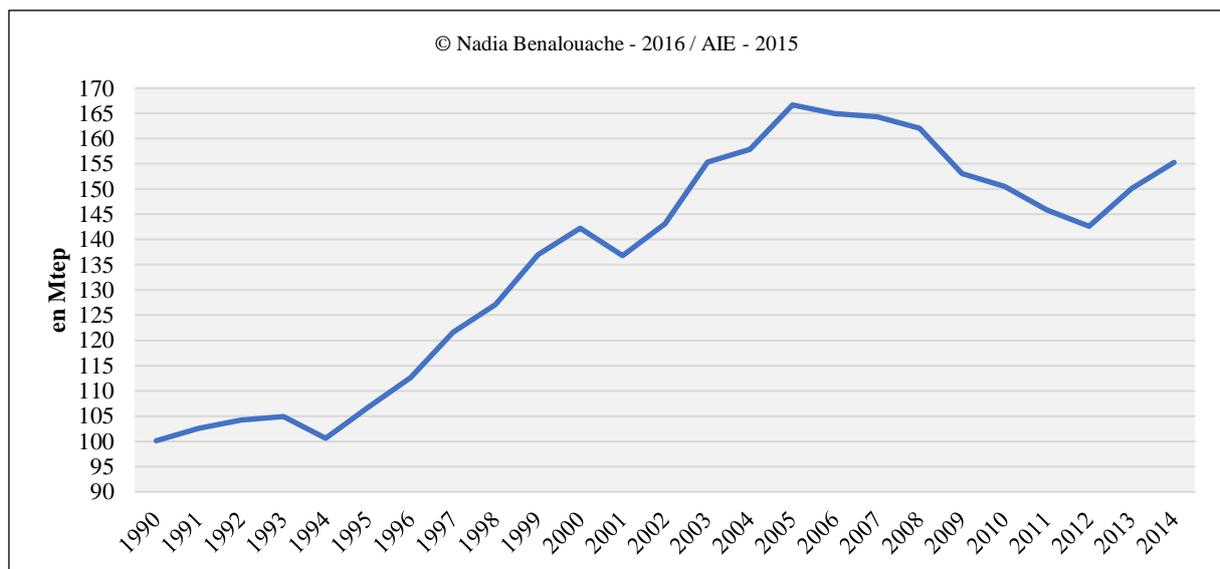
¹⁷⁶ Les politiques dans le domaine de l'énergie solaire s'insèrent plus largement dans des programmes et politiques d'énergies renouvelables mais nous restons focalisés sur l'énergie solaire pour la production d'électricité.

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.

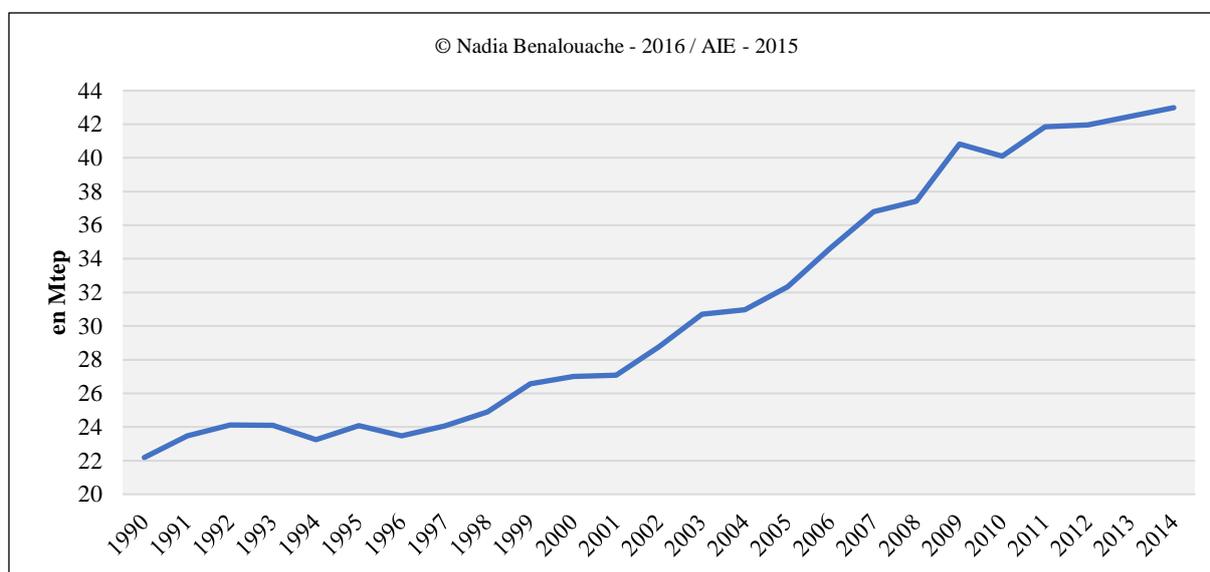
Avec une production en énergie primaire de 155,3 Mtep en 2014, l'Algérie est sans conteste le premier producteur d'énergie parmi les trois pays retenus. La production énergétique algérienne a globalement augmenté entre 1990 et 2005, avant de stagner puis de décroître entre 2008, année qui correspond 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].



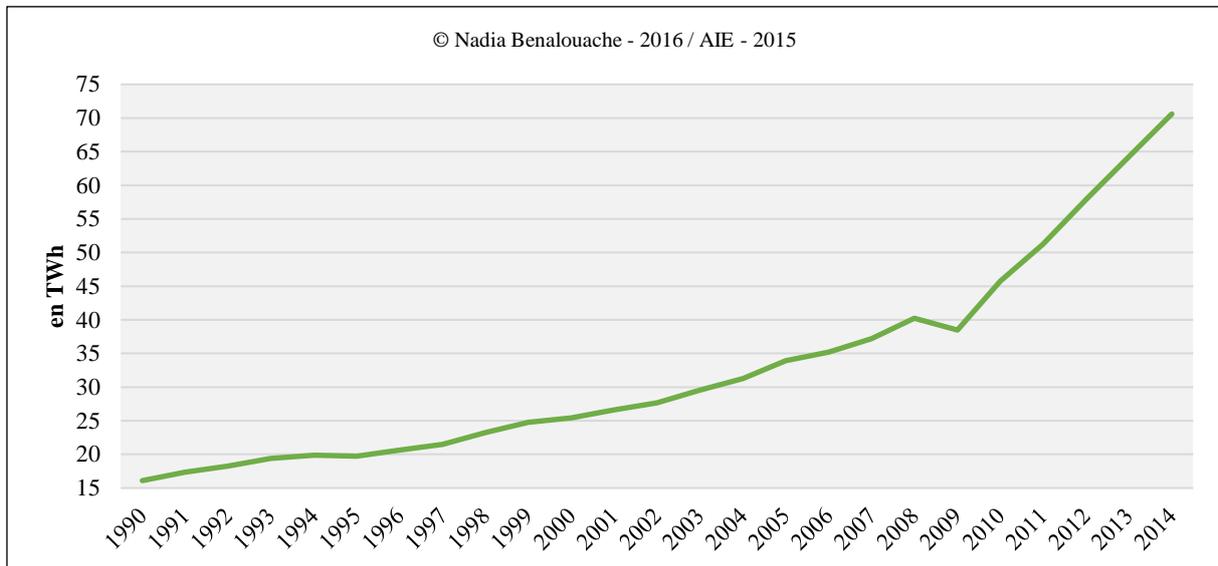
Graphique n°24 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Algérie (en Mtep)

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)

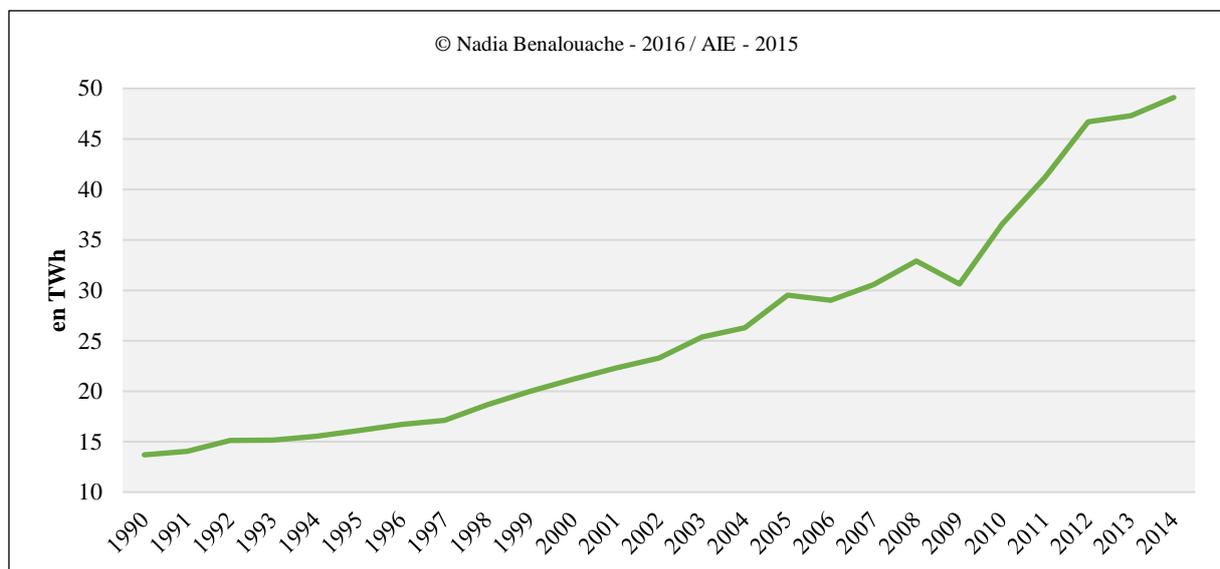
Type d'équipements	Capacité installée (en MW)
Thermique dont	15 568
Turbines à vapeur	2 435
Cycle Combiné	4 314
Turbines à gaz	8 494
Diesel	325
Hybride solaire/gaz	150 (dont 25 MW CSP)
Énergies renouvelables dont	239
Hydroélectricité	228
Éolien	10
Solaire	1,1
© Nadia Benalouache (2016) / COMELEC, Bulletin 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.

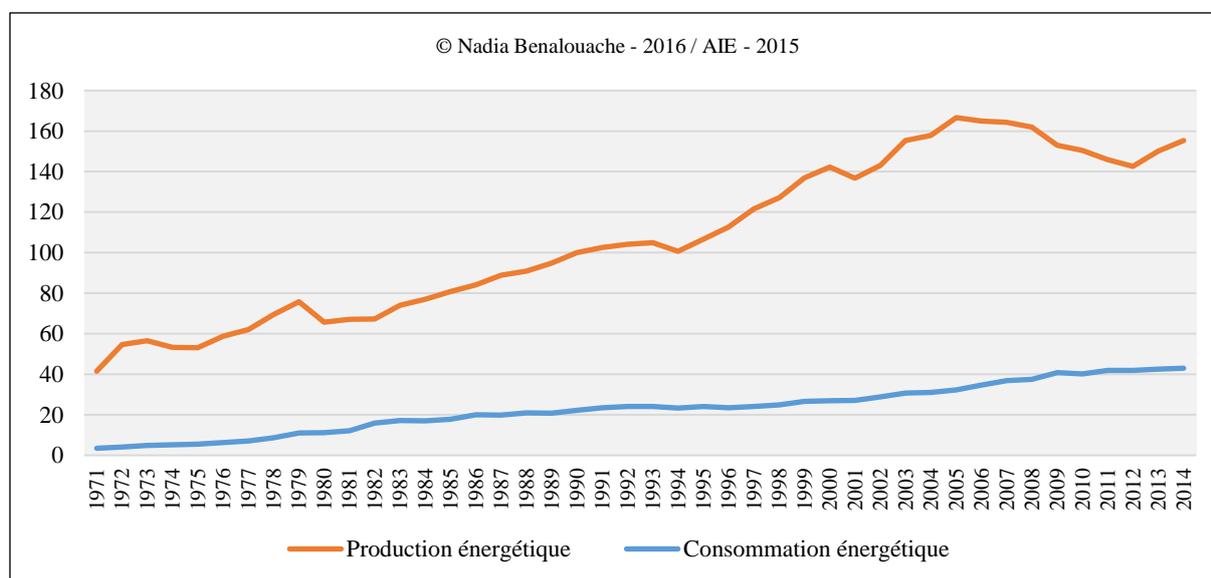


Graphique n°26 – Évolution de la consommation d'électricité entre 1990 et 2014 en Algérie (en TWh)

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

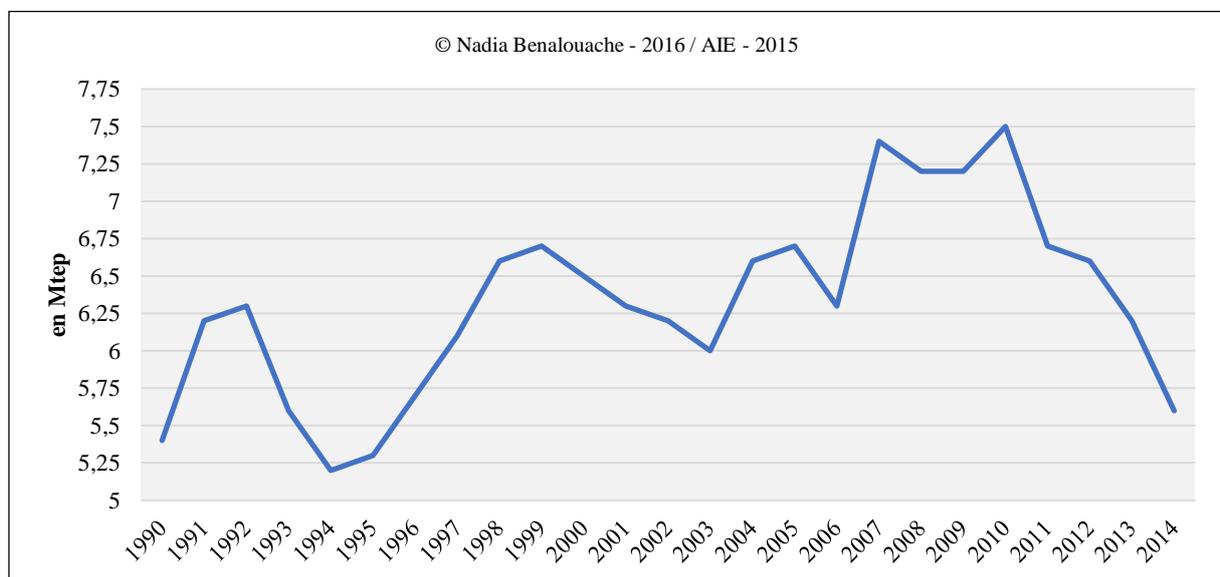
¹⁷⁹ Avec un minimum à 48 \$ au mois de janvier et une moyenne de 60 \$ pour les six premiers mois de 2015.

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)

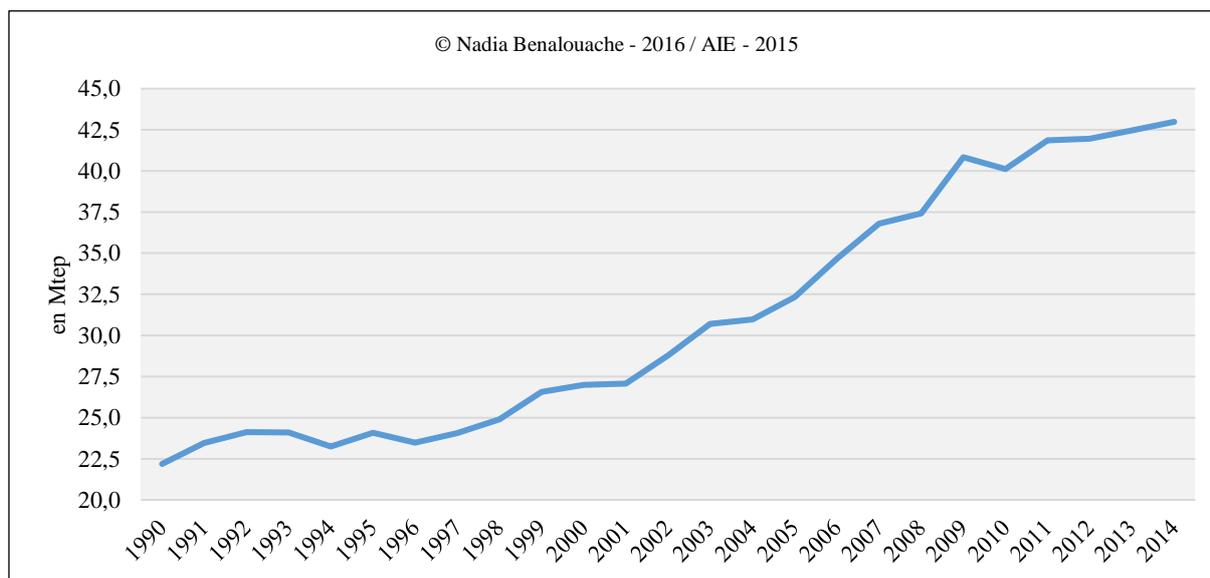
¹⁸¹ Denrées alimentaires telles que l'huile, le sucre, le blé, le pain, le lait, etc.

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)

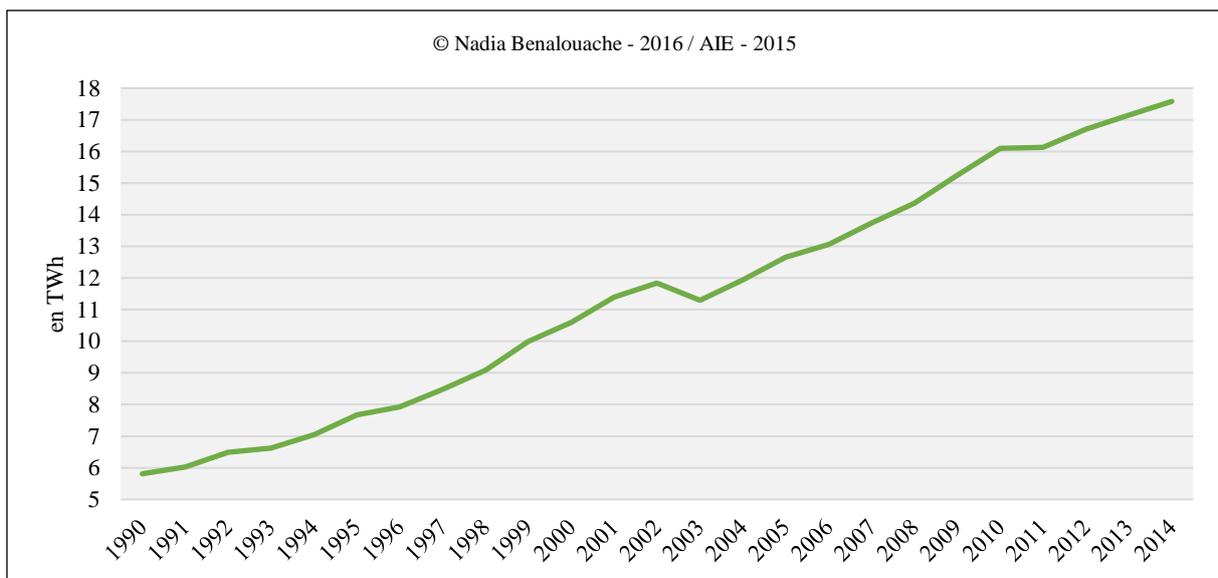


Graphique 29 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 en Tunisie (en Mtep)

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.

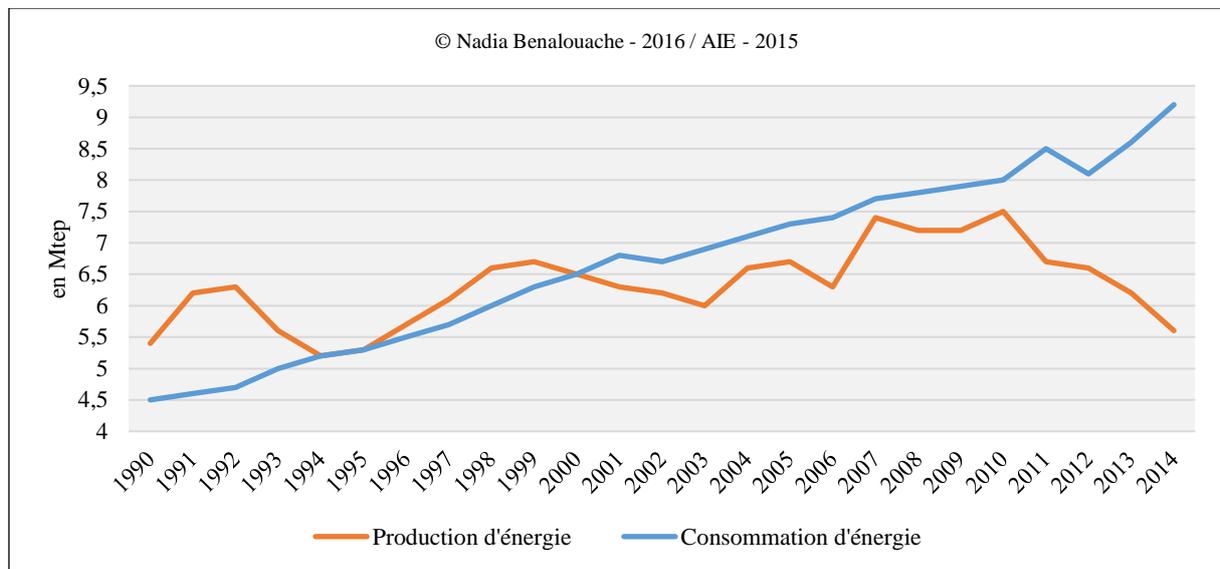


Graphique 30 – Évolution de la production d'électricité entre 1990 et 2014 en Tunisie (en TWh)

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].



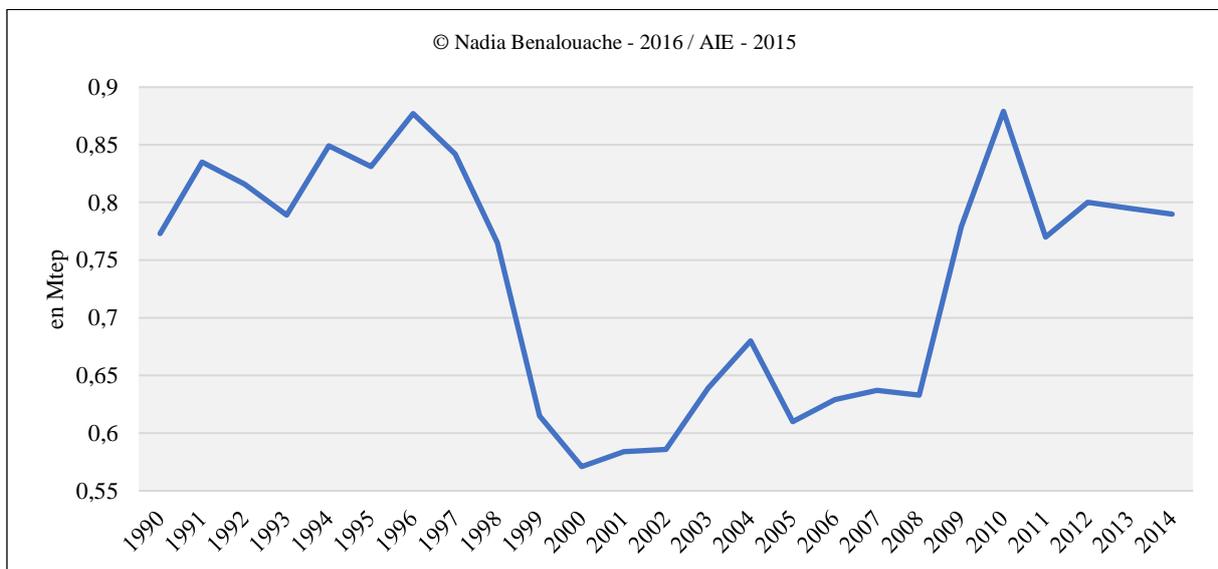
Graphique 31 - Évolution de la balance énergétique tunisienne entre 1990 et 2014 (en Mtep)

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

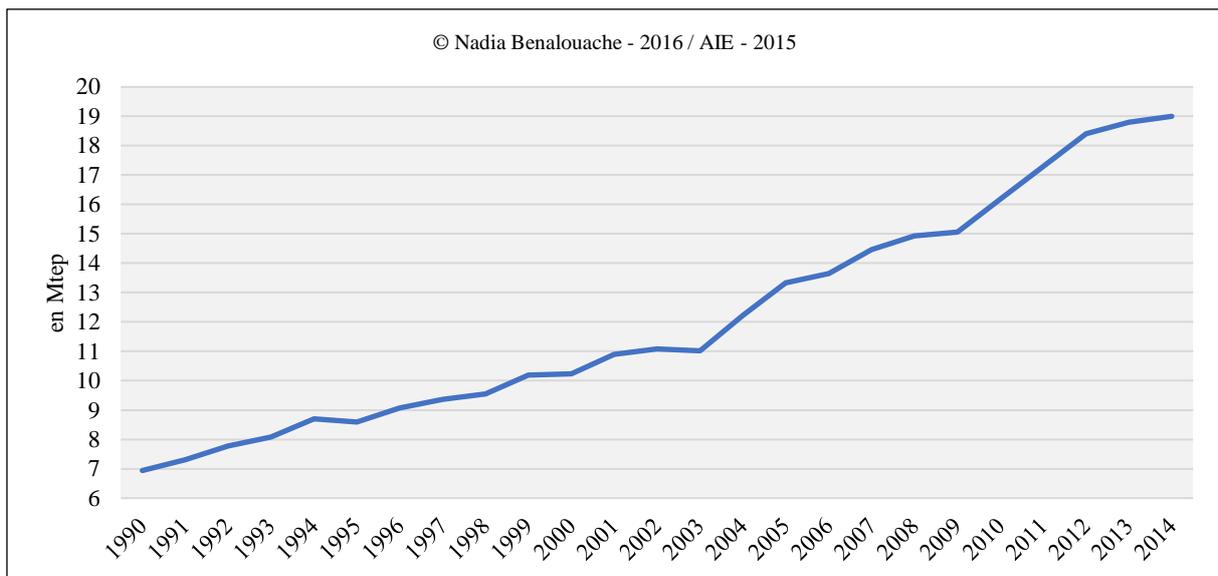
¹⁸⁴ En 2004, cette subvention ne représentait que 203 Millions de DT.

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.

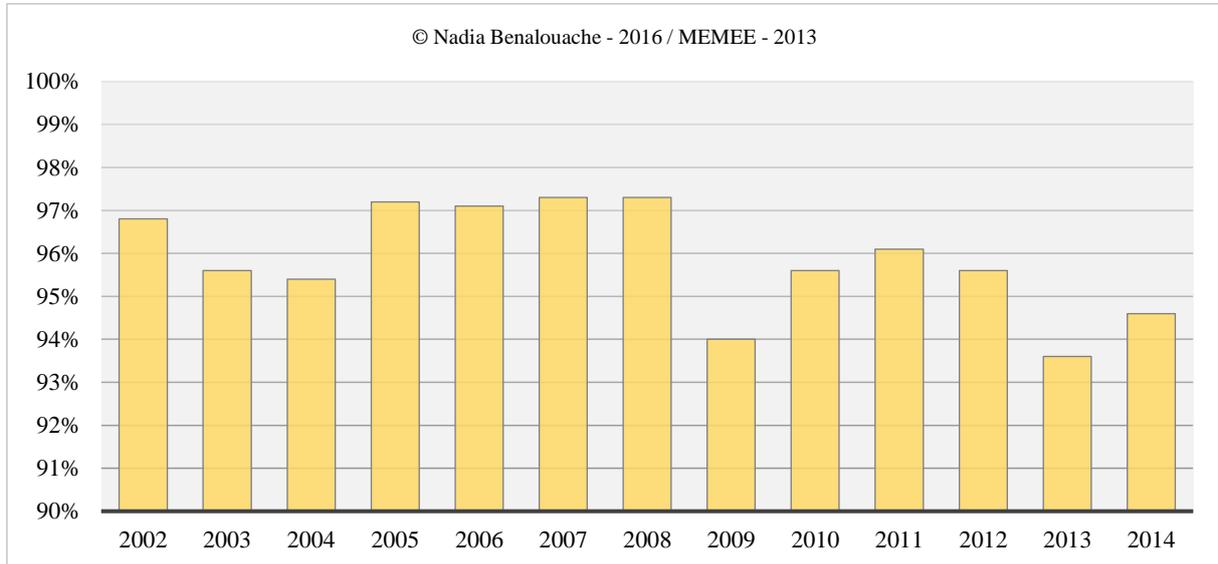


Graphique 33 – Évolution de la consommation d'énergie primaire entre 1990 et 2014 au Maroc (en Mtep)

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)

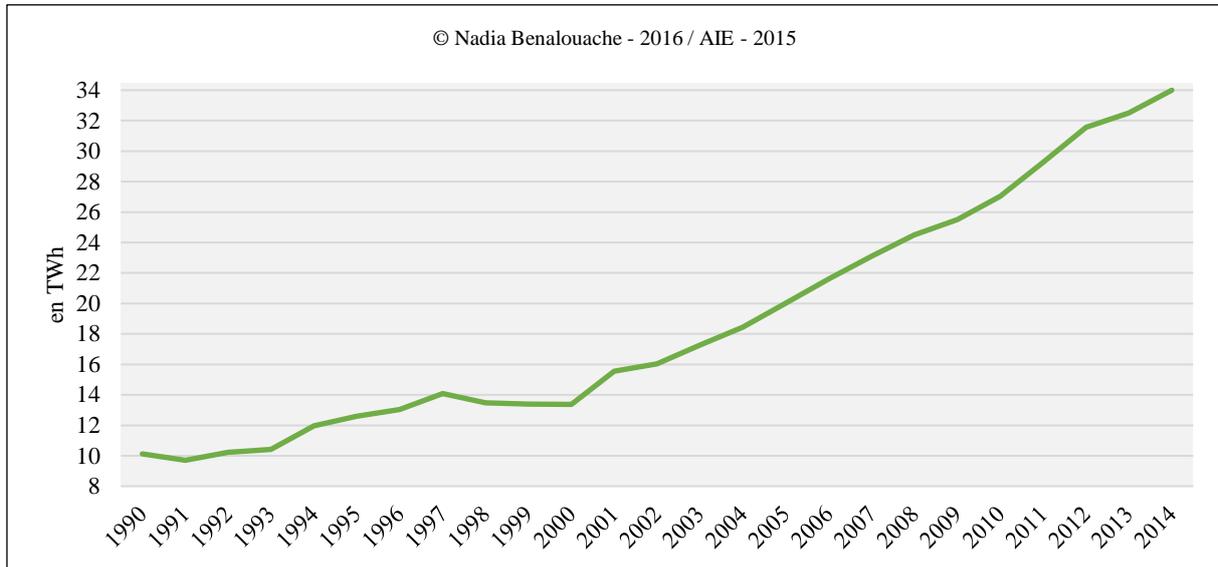
La consommation de charbon concerne essentiellement au Maghreb le Maroc où elle constitue un peu plus de 18 % de la consommation totale d'énergie primaire. Ce pays est le seul de la région à exploiter et à construire encore des centrales électriques fonctionnant au charbon. Par ailleurs, le Maroc ne 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.

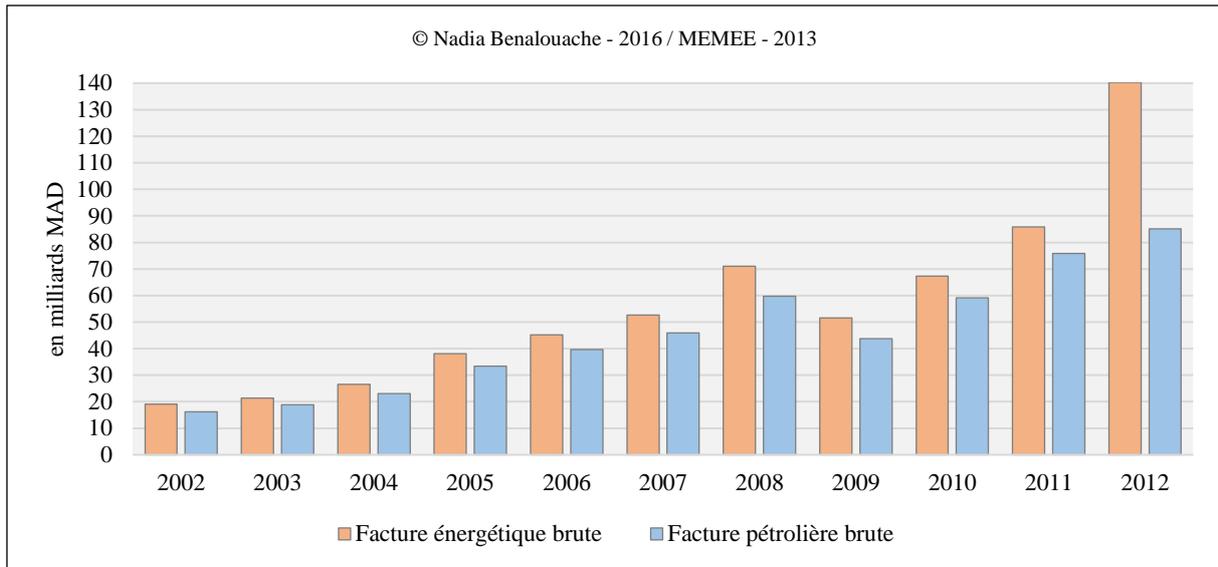
¹⁹¹ Il est à noter qu'au Maroc, la généralisation de l'électrification a été plus tardive que dans les autres pays. En effet, alors qu'en 1990, le taux d'électrification dans le milieu rural au Maroc ne dépassait guère 14%, il atteignait déjà près de 70% en Tunisie et 80 % en Algérie. Il faut attendre 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)

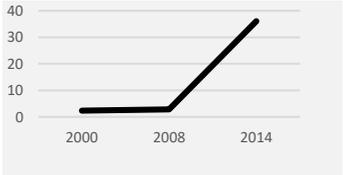
Le Maroc est affaibli par sa forte dépendance énergétique vis-à-vis de l'extérieur, les importations représentant, électricité comprise, plus de 94 % de la totalité de sa consommation énergétique. La volatilité du cours de matières premières, conjuguée aux besoins énergétiques croissants, exercent une 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 couvremment 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'immaturité 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.

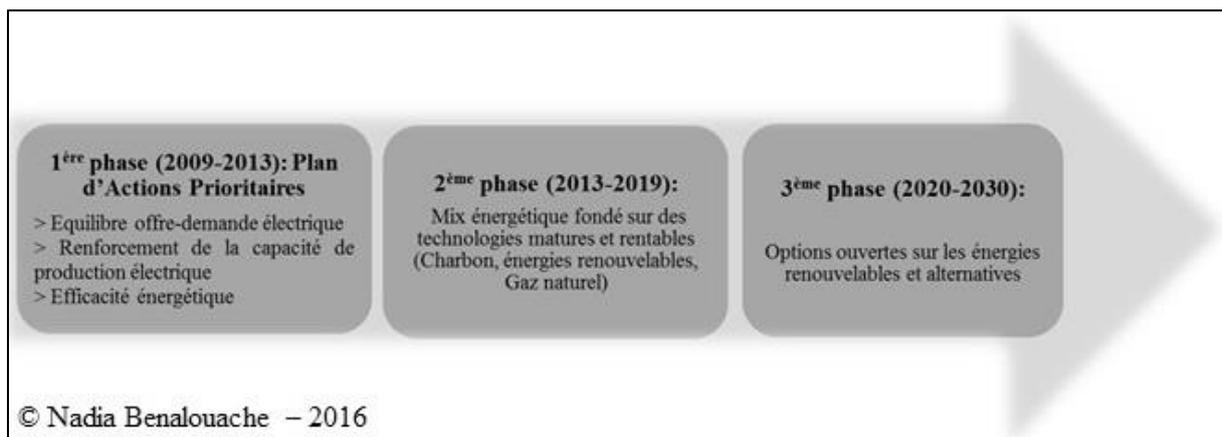


Figure 36 – Les trois phases de la stratégie énergétique marocaine [2009-2030]

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.

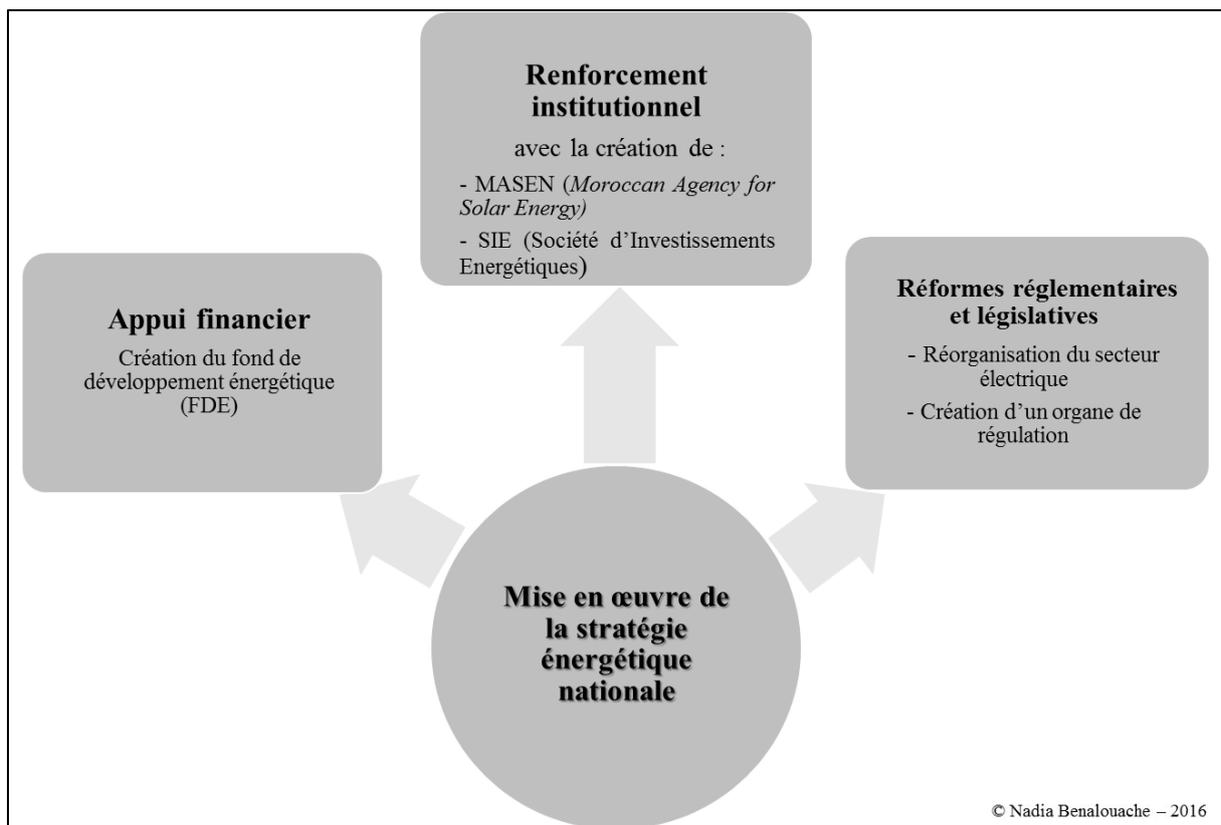


Figure 37 – Dispositifs d'accompagnement à la mise en œuvre de la stratégie énergétique marocaine

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].

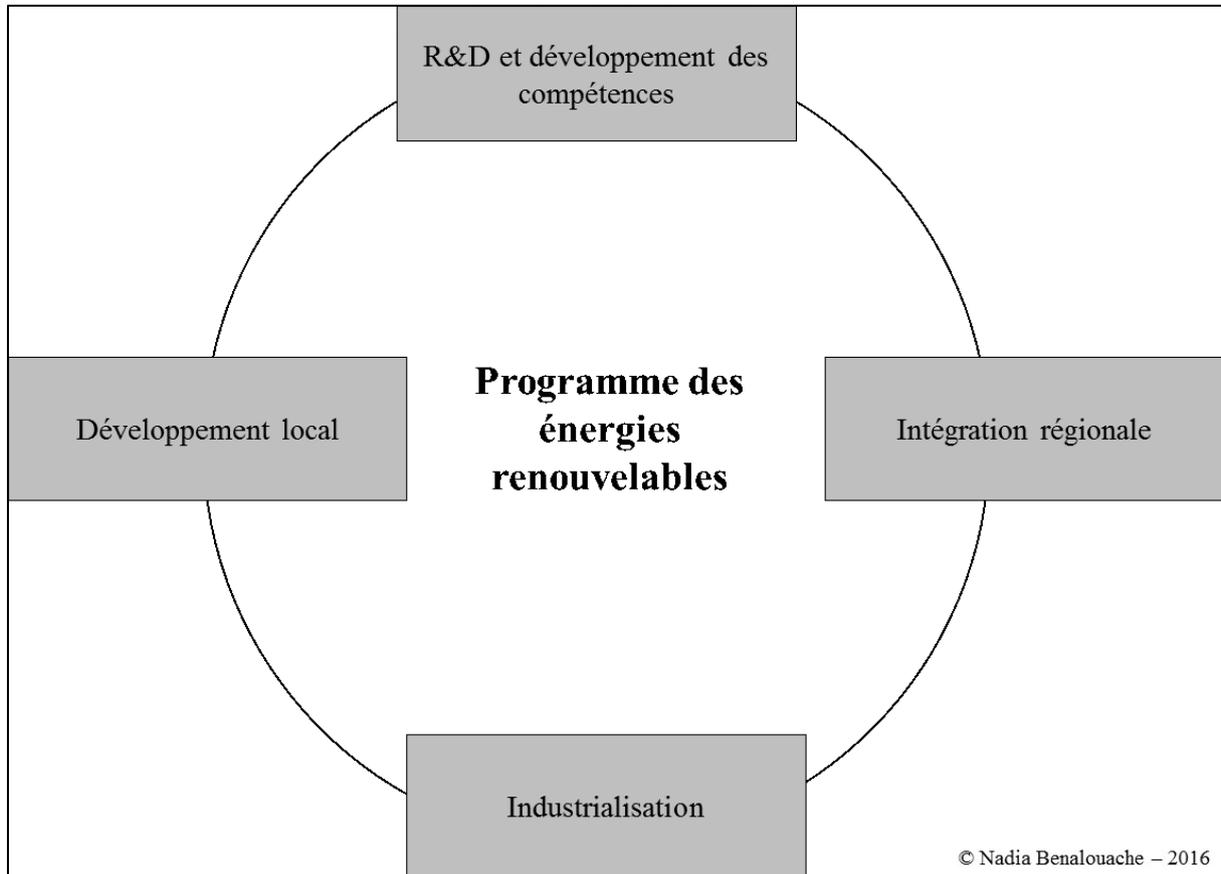


Figure 38 – Les quatre axes du programme des énergies renouvelables au Maroc

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 SOCIETE D'INVESTISSEMENTS ENERGETIQUES (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.

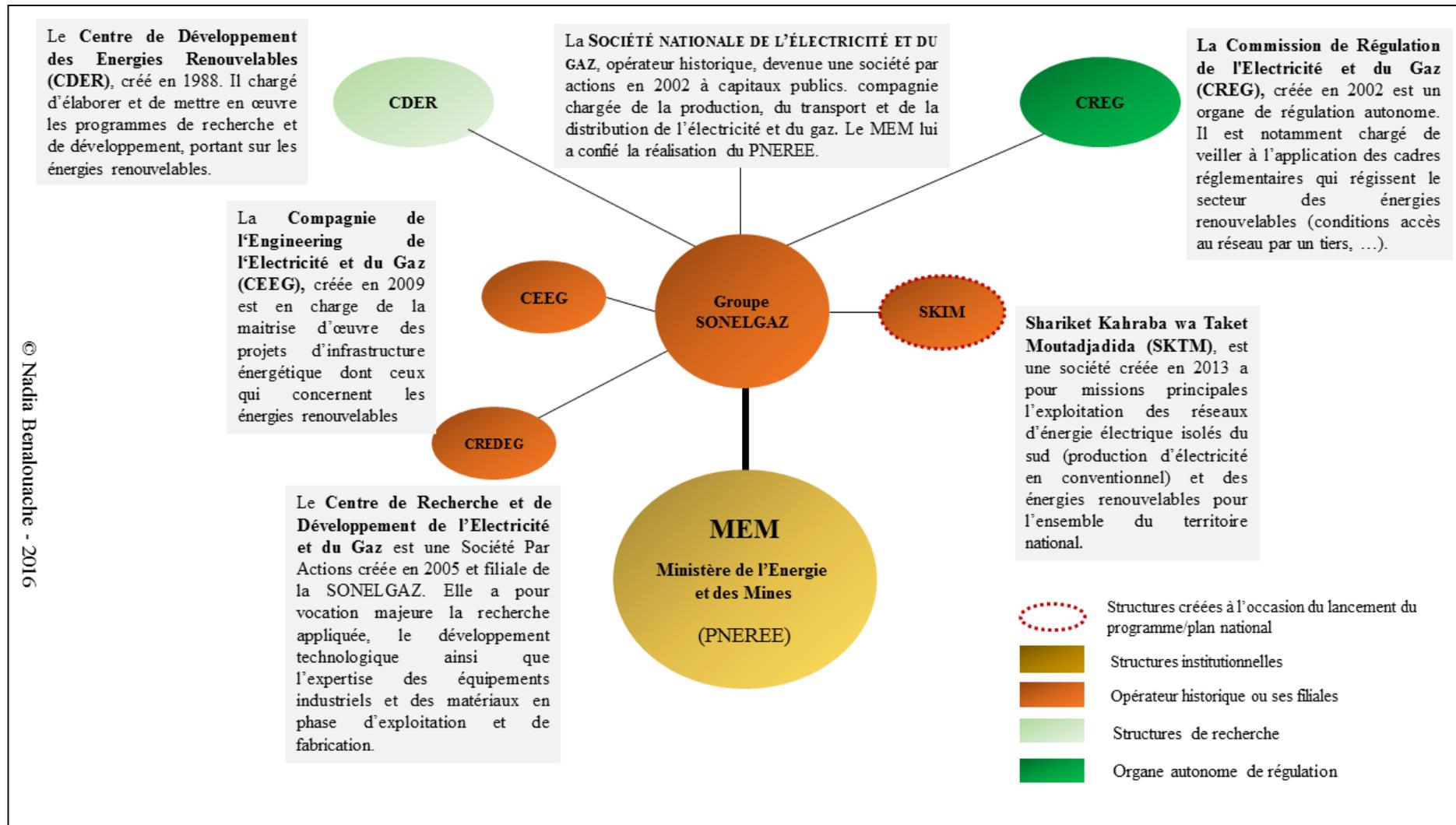


Figure 39 – Les acteurs nationaux impliqués dans la mise en œuvre du PNEREE (Algérie)

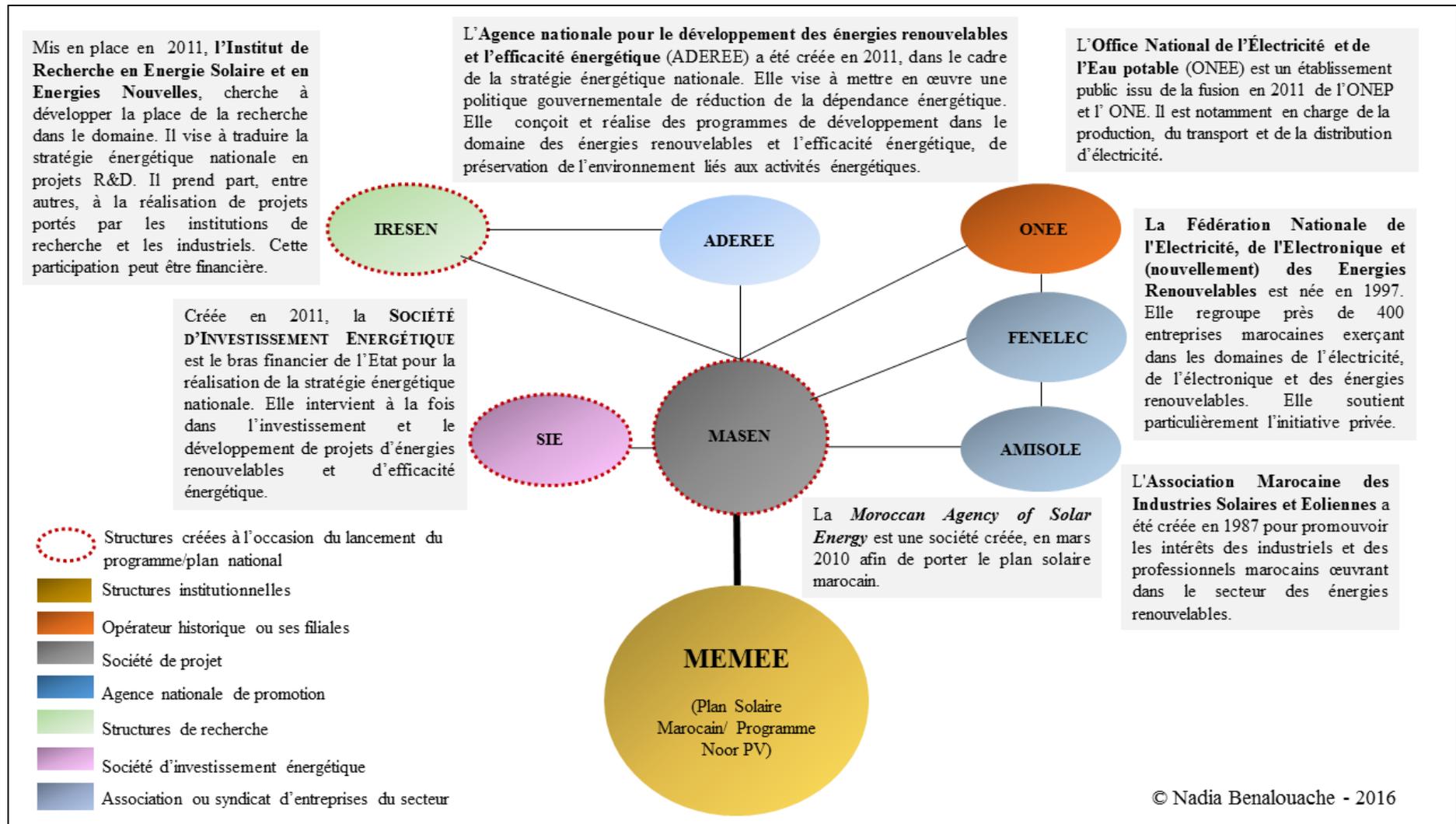


Figure 40 – Les acteurs impliqués dans la mise en œuvre du Plan Solaire Marocain

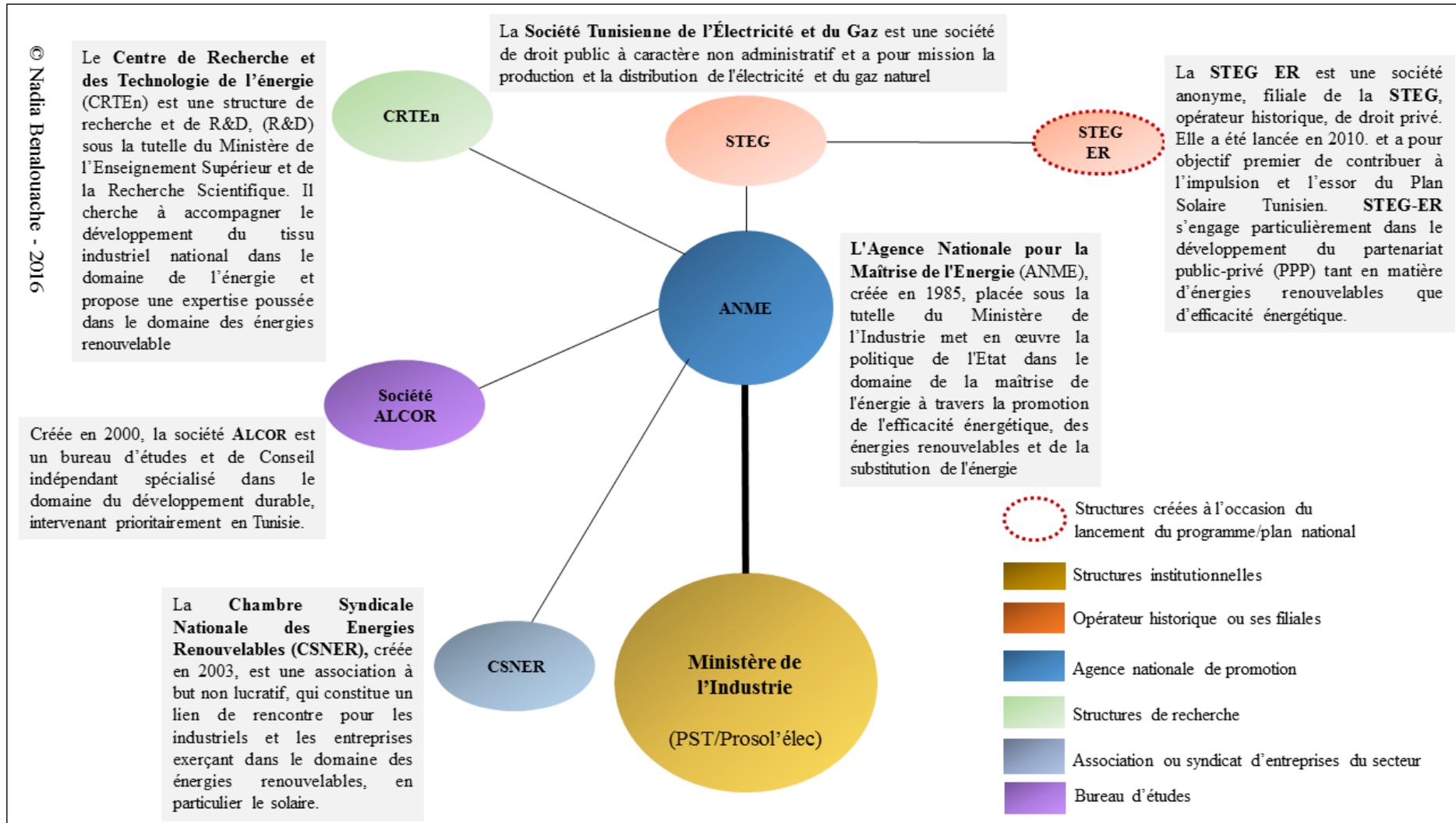


Figure 41 – Les acteurs impliqués dans la mise en œuvre du Plan Solaire Tunisien

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.

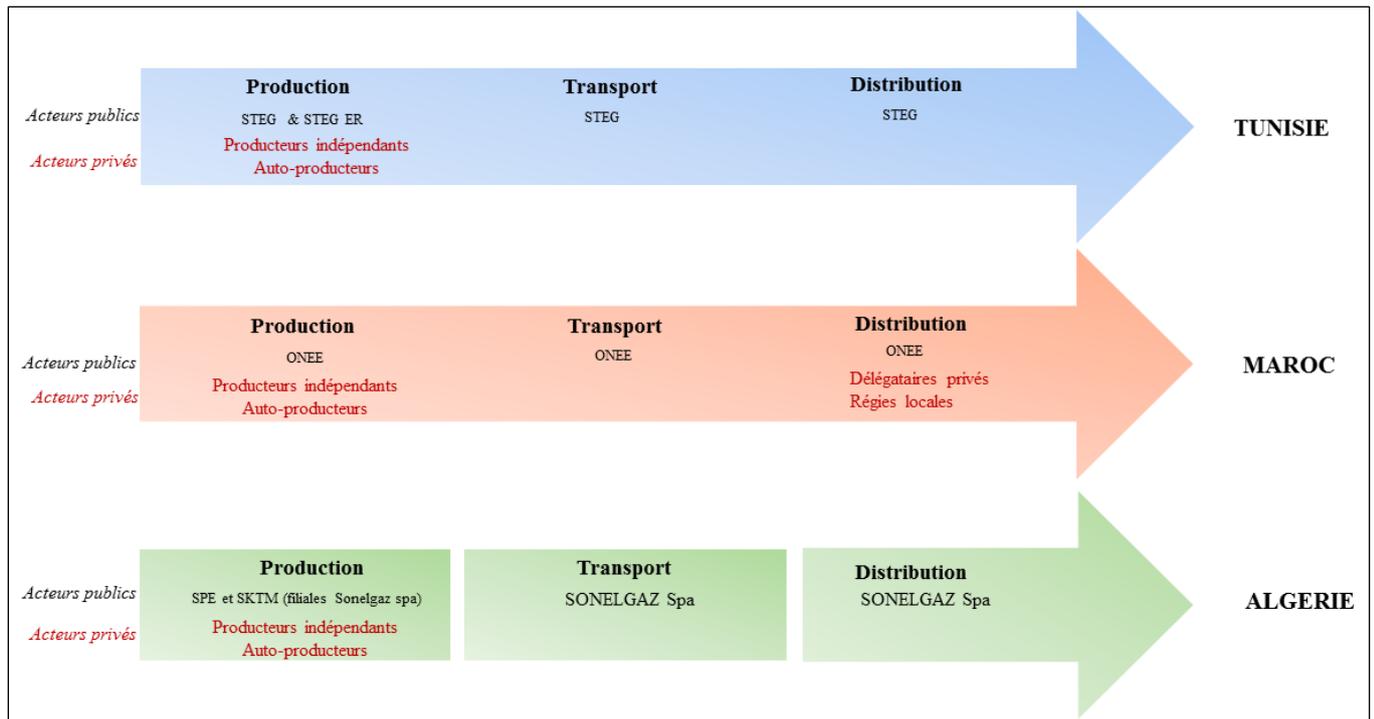


Figure 42 – Les acteurs du secteur de l'électricité selon les segments dans les pays du Maghreb

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 électriques, 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.

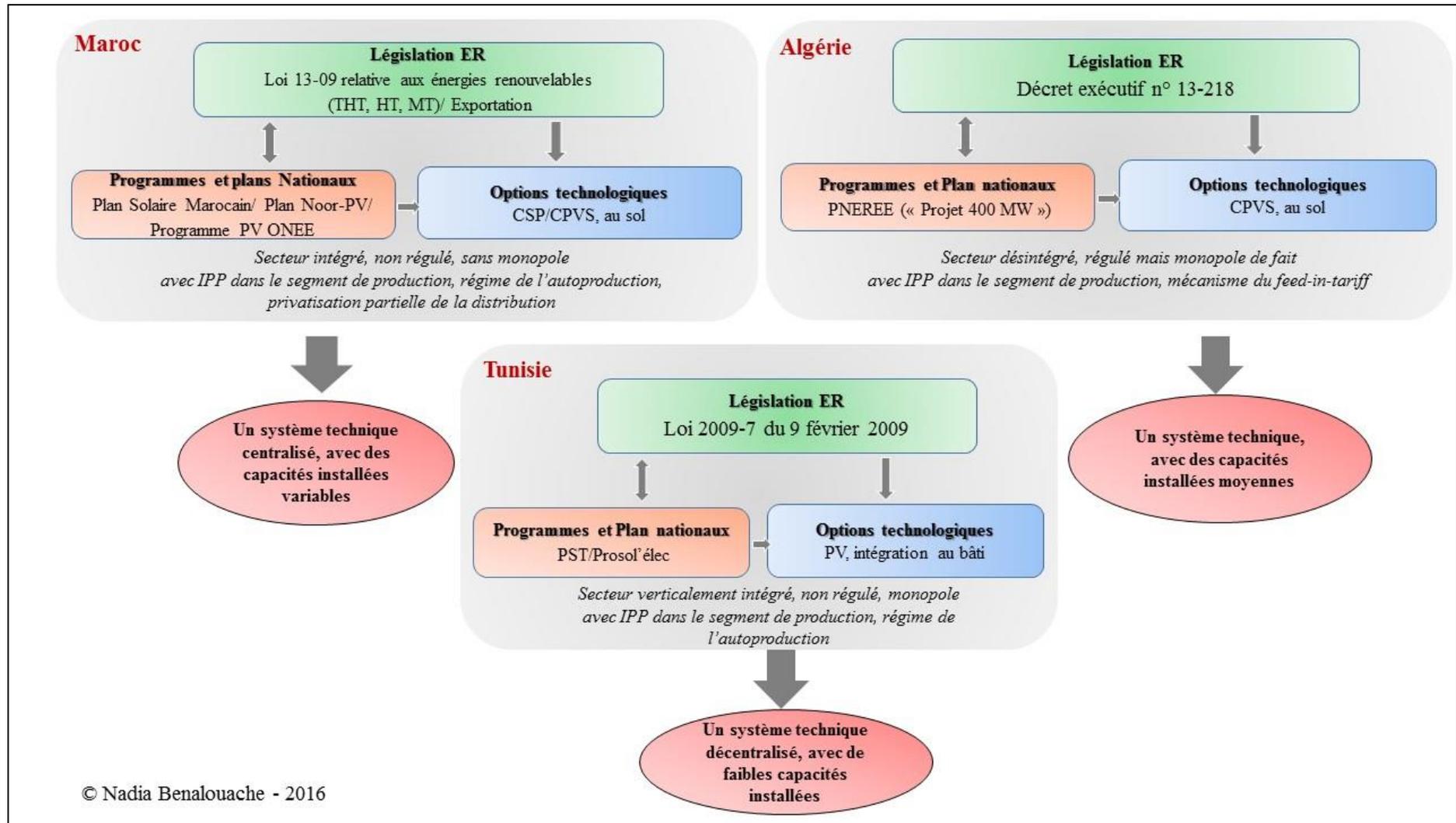


Figure 43 – Les modèles spatiaux et organisationnels nationaux dominants de déploiement de l'énergie solaire au Maghreb