

United Nations Environment Programme (UNEP)
Division of Technology, Industry and Economics

**FINANCING THE DEVELOPMENT OF THE RENEWABLE
ENERGY IN THE MEDITERRANEAN REGION**

Baseline study for

TUNISIA

May 2003

For internal use

Not for circulation

Document réalisé par Rafik Missaoui (ALCOR, Tunisia)

En collaboration avec Samir Amous (APEX, Tunisia)

Table des matières

	Page
LISTE DES ABBREVIATIONS	7
INTRODUCTION.....	9
1. SOURCES DOCUMENTAIRES SUR LES ENR ET L'EE EN TUNISIE	11
2. TECHNICO-ECONOMIC ASSESSMENT OF RE POTENTIAL IN TUNISIA	11
2.1. <i>Energy Needs Assessment</i>	14
2.1.1. Caractérisation générale du secteur de l'énergie en Tunisie	14
2.1.2. La consommation d'énergie primaire.....	24
2.1.3. La consommation d'énergie finale	28
2.1.4. Le secteur électrique	35
2.1.5. Le secteur du raffinage du pétrole	45
2.2. <i>Technical Potential for Commercial RE deployment in Tunisia</i>	46
2.2.1. L'énergie éolienne	47
2.2.2. Le solaire thermique	53
2.2.3. Le Solaire photovoltaïque	56
2.2.4. Les micro-centrales hydroélectriques.....	59
2.2.5. La biomasse.....	61
2.3. <i>Availability of RE Resource Assessment Data</i>	69
2.3.1. Gisement éolien.....	69
2.3.2. Gisement solaire.....	72
2.3.3. La biomasse.....	77
2.4. <i>Potential for Energy Efficiency (EE) deployment in Tunisia</i>	78
2.4.1. Contexte de la maîtrise de l'énergie en Tunisie	78
2.4.2. Les perspectives futures de la maîtrise de l'énergie en Tunisie	78
3. POLICIES, BARRIERS & REGULATORY FRAMEWORK IN TUNISIA	78
3.1. <i>Le cadre réglementaire actuel du secteur électrique en Tunisie</i>	78
3.2. <i>Cadre réglementaire et fiscal général relatif a la maitrise de l'energie</i>	78
3.3. <i>Le cadre réglementaire relatif a la cogénération en Tunisie</i>	78
3.4. <i>Cadre réglementaire spécifique de l'éolien</i>	78
3.5. <i>Les barrières au développement des ENRs</i>	78

4.	RE SECTOR OVERVIEW	78
4.1.	<i>Status of RE sector in Tunisia</i>	78
4.1.1.	L'énergie solaire thermique	78
4.1.2.	L'énergie solaire photovoltaïque	78
4.1.3.	La production électrique à base d'énergie éolienne.....	78
4.2.	<i>Profile of typical companies in each RE area</i>	78
4.2.1.	Identification des entreprises du secteur.....	78
4.2.2.	Besoins des entreprises en matière d'appui financier.....	78
5.	OVERVIEW OF PAST AND CURRENT COMMERCIALY ORIENTED RE PROGRAMS	78
5.1.	<i>Listing of relevant RE programs (sorted by technology)</i>	78
5.1.1.	Solaire thermique	78
5.1.2.	Eolien	78
5.1.3.	Electrification rurale photovoltaïque	78
5.1.4.	Pompage solaire PV.....	78
5.1.5.	Dessalement d'eau.....	78
5.1.6.	Biogaz.....	78
5.1.7.	Bois énergie.....	78
5.2.	<i>Summary of RE Programs</i>	78
	ANNEXE BIBLIOGRAPHIQUE.....	78

LISTE DES ABBREVIATIONS

ANER :	Agence Nationale des Energies Renouvelables
EE:	Efficacité Energétique
EnR :	Energies nouvelles et Renouvelables
FSN:	Fonds de solidarité nationale
GEF :	Global Environment Facility
LBC :	Lampe Basse Consommation
MAERH:	Ministère de l'Agriculture de l'Environnement et des Ressources Hydrauliques
MDT :	Millions de Dinars
Mtep :	Millions de tep
MIE :	Ministère de l'Industrie et de l'Energie
MDP	Mécanisme pour le Développement Propre (Clean Development Mechanism ou CDM dans son intitulé anglais)
ONE	Observatoire National de l'Energie
PNUD :	Programme des Nations Unies pour le Développement
PNUE :	Programme des Nations Unies pour l'Environnement
RAB :	UNDP/Regional Bureau for Arab States : Abréviation utilisée pour désigner le projet Maghrébin de renforcement des capacités dans le domaine des CC (RAB/94/G31)
STEG :	Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz
TE-CO₂ :	Tonnes Equivalent CO ₂
tep :	Tonnes Equivalent Pétrole
ktep :	1000 tep
TUN :	Abréviation utilisée pour désigner le projet Tunisien PNUD-GEF d'activité habilitantes dans le domaine des CC (TUN/95/G31)

INTRODUCTION

Avec l'appui du Gouvernement italien (Ministère de l'Environnement et du Territoire), le PNUE a entrepris de promouvoir l'investissement dans les secteurs des énergies renouvelables (EnR) et de l'efficacité énergétique (EE) des pays de la Méditerranée du sud, à travers un programme facilitant le financement de tels investissements. Ce programme entre dans l'une des trois composantes de l'Initiative type II, *Promotion des Technologies des Energies Renouvelables dans la région Méditerranéenne*, définie par le Sommet mondial sur le développement durable. La coordination de cette Initiative est assurée par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), l'Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME) et l'Association des Agences nationales de maîtrise de l'énergie (MEDENER). Les deux autres composantes de l'initiative concernent le renforcement des cadres politiques et le renforcement des capacités du secteur privé dans le domaine du développement de projets.

Ce programme, développé par le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, vise un double objectif :

- Rechercher les différentes options permettant d'accroître les flux financiers vers les entreprises et vers les projets EnR et EE, dans les pays du sud de la Méditerranée ;
- Aider à structurer différents mécanismes d'appui destinés à aider les investisseurs et les banquiers à accroître le financement de ce secteur d'énergie propre.

L'Egypte, le Maroc et la Tunisie sont les trois premiers pays dont l'intégration dans ce programme est examinée. Il est envisagé que d'autres pays du sud de la Méditerranée soient également inclus.

Le but de ce document est de présenter un aperçu global et synthétique des secteurs des EnR et de l'EE en Tunisie et d'analyser les facteurs économiques, réglementaires et techniques qui influencent leur développement. Ce rapport sera utilisé par une équipe de consultants financiers mandatés par le PNUE pour identifier un ensemble de mécanismes financiers susceptibles de contribuer au déploiement des technologies d'EnR d'EE en Tunisie. Cela devrait aboutir à la création d'un véritable marché pour ces technologies dans le pays.

1. SOURCES DOCUMENTAIRES SUR LES ENR ET L'EE EN TUNISIE

Il existe, en Tunisie, une tradition ancienne d'une vingtaine d'années, de réalisation et de publication d'études et de documents dans le domaine des EnR et de l'EE. La liste des principales ressources bibliographiques qui ont servi pour l'élaboration du présent document est présentée en annexe.

En matière de données énergétiques, la Tunisie dispose d'un Observatoire National de l'Energie (ONE), qui est basé à la Direction Générale de l'Energie. Le rôle de l'ONE est de collecter, compiler et publier les données énergétiques, brutes et traitées. L'ONE édite des publications mensuelles, trimestrielles et annuelles. Le bilan énergétique national est également publié par l'ONE.

2. TECHNICO-ECONOMIC ASSESSMENT OF RE POTENTIAL IN TUNISIA

Depuis l'avènement de l'indépendance, la Tunisie a fait de la maîtrise de la croissance démographique un de ses axes stratégiques de développement. Comme résultat, la croissance démographique a culminé à 2,5% par an, entre 1975 et 1984, puis a fléchi à 2,3 % entre 1984 et 1994. Au delà de 1994, le fléchissement de la croissance démographique devait s'amplifier, celle-ci atteignant 1,6 % par an entre 1994 et 2000, et se poursuivre sur la période 2001-2010 (1,4% par an), puis entre 2010-2020 (1,2% par an).

En 2000, la population de la Tunisie est estimée à 9,7 millions d'habitants. Les statistiques démographiques montrent une tendance accélérée de l'expansion urbaine dans le passé. Ainsi, le taux d'urbanisation était passé de 48% en 1975, à 61% en 1994. Bien que le mouvement d'urbanisation soit amené à se poursuivre, il enregistrerait un ralentissement relatif, et le taux d'urbanisation n'atteindrait que 65% à l'horizon 2010, et 68% à l'horizon 2020.

Après une période marquée par une croissance économique de 2,9% à prix constants (81-86), la Tunisie s'est engagée, depuis, dans un vaste programme d'ajustement structurel, impliquant de profondes mutations économiques, sociales et technologiques. Ainsi, la croissance économique annuelle a pu atteindre des valeurs beaucoup plus élevées, avec 4,8% entre 1987 et 1993, confirmées les années suivantes, pour atteindre 6% en 1999.

A côté des réformes économiques, la Tunisie s'est également engagée dans la voie de la libéralisation économique, de l'ouverture et de l'intégration à l'économie globale. Ainsi, dès 1991, la Tunisie a adhéré au GATT, s'engageant par là même, dans les négociations commerciales multilatérales. Parallèlement, la Tunisie a signé un accord de libre échange avec l'Union Européenne, qui stipule une levée progressive des

barrières douanières à l'entrée des marchandises provenant des pays de l'Union, jusqu'à leur totale abolition à la fin de l'année 2007.

Dans la même foulée, en préparation à son intégration à la mondialisation, la Tunisie a lancé un **programme de mise à niveau**, depuis 1996, devant permettre aux industries tunisiennes d'acquérir les capacités de s'adapter aux règles du libre-échange, et de traiter d'égal à égal avec la concurrence des produits provenant de l'extérieur.

Les résultats du programme de mise à niveau du secteur industriel sont assez encourageants. Ainsi, vers la fin de l'année 2000, plus de 1300 entreprises industrielles, représentant 40% de l'emploi des entreprises de plus de 20 employés, et environ 39% du chiffre d'affaires à l'exportation avaient déjà adhéré à ce programme. Néanmoins, le programme de mise à niveau ne devrait pas s'arrêter à ces réalisations, au contraire ; durant les prochaines années, on devrait assister à sa consolidation, et sa généralisation aux autres secteurs de l'économie nationale.

2.1. ENERGY NEEDS ASSESSMENT

2.1.1. Caractérisation générale du secteur de l'énergie en Tunisie

Avec toutes ses composantes, le secteur de l'énergie a joué un rôle déterminant dans le développement économique de la Tunisie durant les décennies 70 et 80. En effet, avec une production annuelle, hors biomasse, supérieure à 5 millions de tep depuis le début des années 70, les hydrocarbures ont largement contribué à la croissance économique et au renforcement des finances publiques. De même, ils ont pendant longtemps, été parmi les éléments de base de la balance commerciale ainsi que le principal pourvoyeur de devises pour le pays.

Par ailleurs, les industries énergétiques (raffinage et transport des produits pétroliers et gaziers, production et distribution de l'électricité et du gaz, etc.) ont connu une croissance importante jusqu'en 1992, où leur contribution à la formation de la Valeur Ajoutée industrielle a plafonné à 25%. Au delà de cette année, cette contribution a entamé une baisse significative, l'amenant sous la barre des 20% dès 1997.

Cette situation, très favorable jusqu'au milieu des années 80, pour un pays se trouvant dans les premières phases de son développement, devait cependant, inévitablement évoluer, du fait de trois facteurs importants :

- Le déclin de la production d'hydrocarbures et donc des exportations;
- La chute des cours des produits pétroliers depuis la contre-choc pétrolier de 1986 et donc de la baisse des revenus issus des exportations d'hydrocarbures;
- La croissance importante des besoins énergétiques nationaux, en soutien, justement à la croissance économique et consécutivement à l'évolution des pratiques de consommation énergétique.

Tableau 1 : Place du secteur de l'énergie en Tunisie et évolution de l'intensité énergétique

Année	Part du secteur de l'énergie dans la formation du PIB	Part du secteur de l'énergie dans la VA du secteur industriel	Part nette des exportations d'énergie dans les exportations tunisiennes de biens et services	Intensité énergétique globale (tep primaire/1000 dinars de PIB)
1980	12,9%	35,1%	15,6%	0,416
1985	10,3%		13,1%	0,410
1990	8,0%	24,3%	1,5%	0,415
1995	6,2%	20,2%	0,4%	0,412
1997	5,9%	19,9%	0,1%	0,396

Pour faire face à cette situation, les pouvoirs publics ont mis en place une stratégie s'articulant autour de deux axes majeurs :

- Intensification des efforts de recherches et d'exploration pétrolière et gazière, notamment par l'octroi d'avantages appropriés aux compagnies internationales spécialisées;
- Concrétisation d'une politique volontariste de maîtrise de l'énergie, consistant en l'encouragement de l'utilisation rationnelle de l'énergie et le développement des énergies nouvelles et renouvelables. Cette politique s'est, notamment, concrétisée en 1985 par la création de l'Agence de Maîtrise de l'Énergie (actuelle ANER).

Cette stratégie a re-dynamisé l'exploration pétrolière en Tunisie et a débouché sur l'entrée en exploitation de nouveaux gisements pétroliers et gaziers. Par ailleurs, cette stratégie a été favorablement relayée par la mise en service du gazoduc Algéro-Italien dès 1983, dont le passage sur le territoire tunisien lui donne droit à une redevance annuelle appréciable, qui s'est davantage consolidée grâce au doublement de sa capacité en 1995.

En outre, la baisse de l'intensité énergétique des principales branches industrielles visées par les mesures de maîtrise de l'énergie, et l'émergence du marché des

énergies renouvelables ont prouvé la pertinence de la politique de maîtrise de l'énergie.

Malgré cela, l'excédent net de la balance énergétique a continué à décliner et la conjoncture défavorable des prix des hydrocarbures a considérablement amorti l'influence des exportations d'hydrocarbures sur la balance des paiements.

Par ailleurs, le léger découplage entre la croissance de la consommation d'énergie primaire et le PIB, grâce notamment à la politique de maîtrise de l'énergie, n'était pas suffisant pour infléchir significativement la courbe de la consommation énergétique.

Finalement, tous ces efforts, indispensables, ont permis simplement de retarder l'échéance du déficit énergétique, qui était programmé depuis plusieurs années par les spécialistes.

Tableau 2 : Evolution des principaux indicateurs énergétiques globaux en Tunisie

Année	Ressources Nationales (y compris hydraulique)			Demande d'énergie primaire	Solde énergétique net incluant redevance (ktep)
	Production locale (ktep)	Redevance gaz (ktep)	Total Ressources Nationales (ktep)	(ktep)	(ktep)
1980	6 179		6 179	3 070	+3 109
1985	5 998	402	6 400	3 826	+2 574
1990	4 919	481	5 400	4 491	+909
1993	4 934	618	5 552	5 072	+480
1995	4 454	804	5 258	5 391	-133
1997	5 348	828	6 176	5 854	+322
1999	5 672	1 083	6 755	6 336	+419
2000	5 535	1 149	6 684	6 632	+52

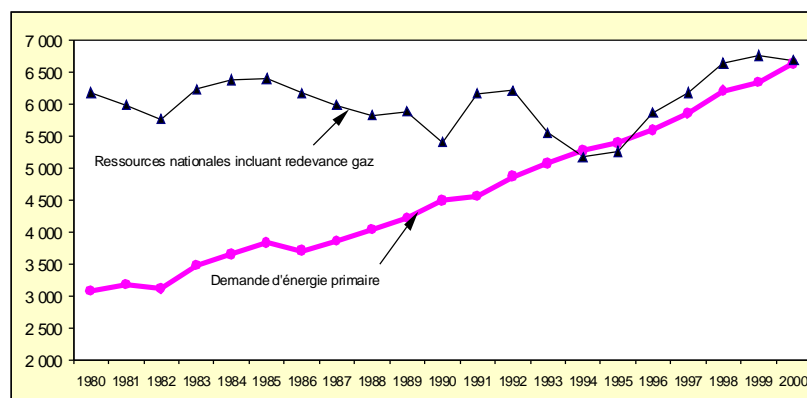


Figure 1 : Evolution des ressources énergétiques et de la demande nationale en Tunisie (ktep)

Parallèlement, les options stratégiques tunisiennes en matière de développement ont suscité une croissance accélérée du secteur tertiaire et permis l'émergence de branches industrielles peu énergivores. Tous ces facteurs ont contribué à réduire l'intensité énergétique globale de l'économie.

Néanmoins, tous ces efforts, indispensables, ont permis de retarder l'échéance du déficit énergétique, qui était pressenti depuis plusieurs années par les spécialistes, mais pas de l'annihiler totalement. Le tableau 3 montre l'évolution du rôle du secteur de l'énergie dans l'économie ainsi que celle de l'intensité énergétique.

Tableau 3 : Place du secteur de l'énergie en Tunisie et évolution de l'intensité énergétique

Année	Part du secteur de l'énergie dans la formation du PIB	Part du secteur de l'énergie dans la VA du secteur industriel	Part nette des exportations d'énergie dans les exportations tunisiennes de biens et services	Intensité énergétique globale (tep primaire/1000 dinars de PIB)
1980	12,9%	35,1%	15,6%	0,416
1990	8,0%	24,3%	1,5%	0,416
1995	6,2%	20,2%	0,4%	0,412
1997	5,9%	19,9%	0,1%	0,396
2000	ND	ND	ND	0,376

ND : Non déterminé

L'augmentation de la redevance gaz, consécutive au doublement de la capacité du gazoduc Algéro-italien, et la mise en exploitation du gisement de gaz de MISKAR prolongeront l'équilibre de la balance énergétique nette de quelques années encore. Cependant, dès 2001, la balance énergétique nette devrait redevenir déficitaire, et

les perspectives d'évolution de la situation devraient confirmer les tendances déjà pressenties.

Ainsi, la problématique énergétique en Tunisie se posera en des termes fondamentalement divergents par rapport aux décennies 70-80. En effet, c'est la maîtrise de la demande et l'exploitation du potentiel d'énergies renouvelables qui devraient dorénavant représenter les préoccupations énergétiques majeures de la Tunisie.

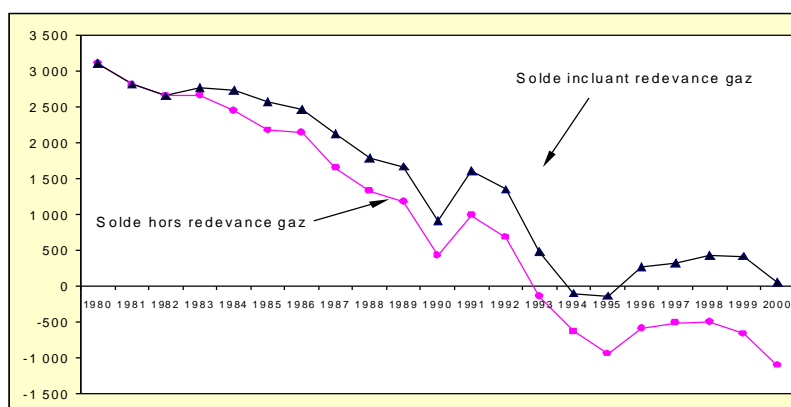


Figure 2 : Evolution de la balance énergétique nationale et nette en Tunisie (ktep)(*)

(*) **Solde hors redevance gaz** : Considère la comparaison entre les ressources énergétiques primaires locales, d'une part, et la demande nationale d'énergie primaire, d'autre part.

Solde incluant redevance gaz : Considère la comparaison entre les ressources énergétiques primaires nettes, incluant la redevance gaz, d'une part, et la demande nationale d'énergie primaire, d'autre part.

Des réponses appropriées à de telles préoccupations permettraient de traiter adéquatement les enjeux liés à l'équilibre de la balance des paiements et la compétitivité de l'économie nationale, face à la mondialisation. Par ailleurs, de telles réponses permettraient également d'alléger le poids des investissements visant l'augmentation des capacités de production et de distribution électrique, ainsi que celles ayant trait au raffinage d'hydrocarbures.

2.1.2. La consommation d'énergie primaire

La consommation d'énergie primaire tunisienne par habitant atteint 0,68 tep d'énergies conventionnelles par tête et par an, et environ 0,8 tep si l'on inclut la biomasse-énergie.

Accompagnant la croissance économique enregistrée par la Tunisie durant les décennies 80 et 90, La demande d'énergie primaire conventionnelle de la Tunisie est passée de 3 Mtep en 1980 à 6,6 Mtep en 2000, soit un taux annuel moyen d'accroissement de 4%.

La consommation tunisienne d'énergie primaire (incluant la biomasse) a atteint 7,7 Mtep en 2000. La répartition de la demande primaire d'énergie montre l'importance des produits pétroliers qui représentent 51% de la demande primaire d'énergie, puis du gaz naturel, qui représente 33% du bilan en énergie primaire. Par ailleurs, la biomasse représente également une proportion non négligeable du bilan en énergie primaire, avec 14 %.

Sur les 6,6 Mtep d'énergies primaires conventionnelles consommées en 2000, environ 2,1 Mtep, soit 32% du bilan en énergies primaires conventionnelles, ont été consacrés à la production d'électricité.

Tableau 4 : Consommation d'énergie primaire en Tunisie par forme d'énergie en 2000

	Consommation d'énergie primaire (ktep)	Répartition (%)
Produits pétroliers	3 952	51,2%
Gaz naturel	2 590	33,5%
Coke	82	1,1%
Hydroélectricité (ou électricité importée)	8	0,1%
Biomasse-énergie	1 092	14,1%
TOTAL	7 724	100 %

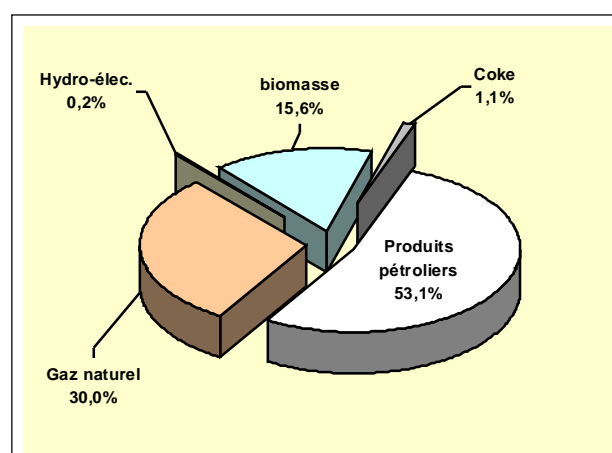


Figure 3 : Structure de la consommation d'énergie primaire par forme d'énergie en Tunisie en 2000 (%)

L'une des aspects les plus marquants du bilan énergétique tunisien est la percée du gaz naturel depuis 1980, dont la consommation primaire est passée de 404 ktep en 1980, à 2 590 ktep en 2000, soit une augmentation d'un facteur 6 en 20 ans, ce qui représente une croissance annuelle moyenne avoisinant les 10 % par an. Cette croissance de la consommation de gaz naturel s'explique par le passage du gazoduc Algéro-italien, qui traverse le territoire tunisien, et sur lequel la Tunisie applique une redevance de passage. Le doublement de la capacité du gazoduc en 1994, a permis d'accélérer la croissance de la consommation de gaz naturel, du fait de l'augmentation de la redevance. La mise en exploitation du gisement de Miskar a consolidé encore plus la part du gaz naturel dans le bilan énergétique tunisien.

Le graphique suivant présente l'évolution de la consommation primaire de gaz naturel depuis 1980

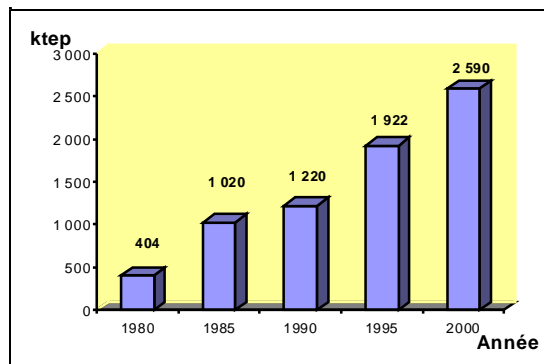


Figure 4 / Evolution de la consommation primaire de gaz naturel en Tunisie (ktep)

2.1.3. La consommation d'énergie finale

La demande d'énergie finale, toutes formes d'énergies confondues, s'est élevée à 6,2 Mtep en 2000. Le profil de cette demande finale par forme d'énergie est présentée dans le tableau et la figure suivants. Ceux-ci montrent l'importance des produits pétroliers, avec 63% du bilan en énergie finale. Par ailleurs, la biomasse est la seconde forme d'énergie finale consommée en Tunisie avec 15% du bilan énergétique. Par ordre d'importance, la biomasse est suivie de l'électricité (11%), puis du gaz naturel (9%).

Tableau 4 : Consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie en 2000

	Consommation d'énergie finale (ktep)	Répartition (%)

Produits pétroliers ^(*)	3 922	63,2%
Gaz naturel	578	9,3%
Coke	82	1,3%
Electricité	703	11,3%
Biomasse	924	14,9%
TOTAL	6 209	100,0%

(*) Données incluant les consommations non énergétiques estimées à 185 ktep en 2000.

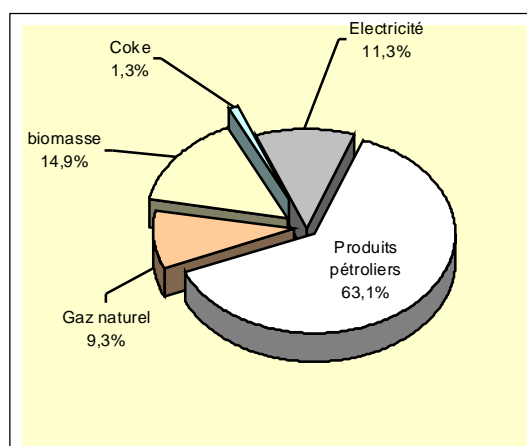


Figure 5: Structure de la consommation d'énergie finale en Tunisie par forme d'énergie en 2000 (%)

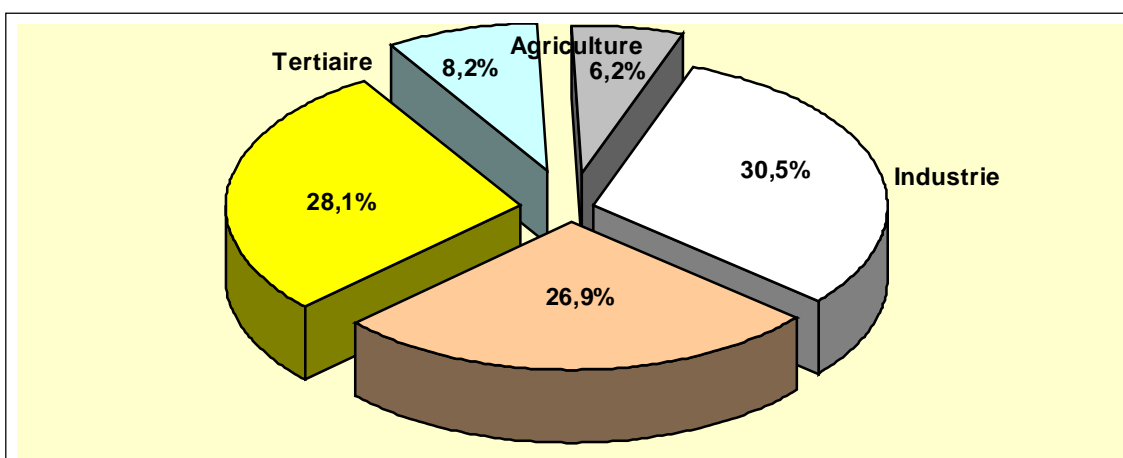
La répartition sectorielle de la demande en énergie finale montre l'existence de deux groupes de secteurs. Le premier groupe, constitué de l'Industrie, du Résidentiel et des Transports, et se caractérise par leur poids important avec respectivement 30%, 28% et 27% du bilan en énergie finale. Le second groupe, constitué du tertiaire et de l'Agriculture, se caractérise par le poids faible avec respectivement 8% et 6% du bilan en énergie finale.

Tableau 5 : Consommation d'énergie finale en Tunisie par secteur utilisateur en l'an 2000

	Consommation d'énergie finale (ktep)	Répartition par secteur (%)
Industrie	1 839	30,5%
Transport	1 622	26,9%
Résidentiel	1 692 ^(*)	28,1%
Tertiaire	495 ^(**)	8,2%
Agriculture	375	6,2%
Total usages énergétiques	6 023	100,0%
Consommation non énergétique (CE)	185	
TOTAL ENERGIE FINALE	6 208	

(*) Dont 915 ktep de biomasse-énergie

(**) Dont 9 ktep de biomasse-énergie

**Figure 6 : Structure de la consommation d'énergie finale en Tunisie par secteur utilisateur en 2000 (%)**

Ces chiffres donnent évidemment des indications sur les secteurs à cibler, en matière de maîtrise de l'énergie. Toutefois, pour faire une évaluation appropriées des priorités relatives au développement de l'EE et des EnR, il conviendrait d'intégrer, dans la consommation de chaque secteur, sa contribution à la consommation de combustibles découlant de la production d'électricité.

Le tableau suivant reprend justement le bilan sectoriel en énergie finale (usages énergétiques), en affectant à chaque secteur la consommation de combustibles découlant de sa demande d'électricité.

Tableau 6 : Consommation sectorielle d'énergie en Tunisie en l'an 2000 après intégration de la consommation due à la production d'électricité

	Consommation d'énergie finale (ktep)	Consommation découlant de la demande électrique (ktep)	Consommation agrégée (ktep)	Répartition par secteur (%)
Industrie	1 839	824	2 663	32,8%
Transport	1 622	49	1 671	20,6%
Résidentiel	1 692	565	2 257	27,8%
Tertiaire	495	546	1 041	12,8%
Agriculture	375	118	493	6,1%
Total usages énergétiques	6 023	2 101	8 125	100,0%

On note évidemment dans ce bilan la domination de deux secteurs : l'industrie et le résidentiel, qui devront représenter, avec bien entendu, le secteur électrique, les pierres angulaires de toute politique de développement des EnR et de l'EE.

Le secteur des transports perd, de son côté, de son importance, en raison de ses faibles besoins électriques. A côté des actions traditionnelles de sensibilisation, ce secteur, nécessite une approche particulière en matière d'EE, essentiellement basée sur des solutions « lourdes » planifiées à long terme, centrées sur l'aménagement du territoire et des villes, le développement des transports collectifs, et l'encouragement de solutions économes en matière d'utilisation des véhicules individuels.

A côté de ces trois secteurs, la part du tertiaire apparaît également importante, et observe une augmentation continue, en raison du rôle croissant de ce secteur dans la formation de la valeur ajoutée nationale, et de la spécificité de ses besoins d'énergie, essentiellement dominés par les usages électriques.

2.1.4. Le secteur électrique

Le secteur électrique en Tunisie est géré par la Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz (STEG), créée en 1962. A cette date, le parc électrique installé en Tunisie était de 116 MW. Pour accompagner une demande électrique en croissance continue (6,5% par an en moyenne sur la décennie 1990-2000), la STEG n'a pas cessé d'augmenter son parc de production pour atteindre en fin 2002, 2 812 MW, avec une production qui dépasse dorénavant les 10.000 GWh par an depuis l'an 2000.

Depuis une quinzaine d'année le système électrique tunisien a connu deux transformations majeures :

Sur le plan technique, dès les années 80, la STEG a opté pour une stratégie de renforcement de l'utilisation du gaz naturel dans la production d'électricité. A partir de 1994-95, la domination du gaz naturel dans la production d'électricité s'est même renforcée, en réponse au doublement du gazoduc Algéro-italien, et l'entrée en exploitation de gisement de MISKAR.

Ainsi en 1995, à été introduit, pour la première fois, un cycle combiné sur le site de production de Sousse. Depuis, toutes les centrales construites sont à cycle combiné. Ce choix technique se justifie d'une part par la nécessité d'absorber le gaz naturel issu de la redevance du gazoduc Algéro-italien et du gisement de MISKAR, et d'autre part, par les performances économiques et techniques de ce mode de production.

L'année 2000 a connu également la mise en service de la première centrale éolienne à Sidi Daoud, raccordée au réseau en Tunisie. Cette centrale de 10,5 MW a été réalisée et est exploitée directement par la STEG.

Sur le plan institutionnel, l'année 2001 a connu la mise en service de la première centrale de production indépendante (RADES II), sous le mode BOO (Built, Own and Operate). Cette centrale à cycle combiné, est d'une puissance de 471 MW.

L'infrastructure de production

Depuis plus d'une décennie, l'infrastructure de production d'électricité interconnectés s'est considérablement renforcée, en réponse à la croissance économique soutenue, d'une part, et à l'augmentation significative du taux d'électrification, d'autre part.

Ainsi, alors qu'elle n'atteignait que 1 380 MW en 1990, la puissance électrique tunisienne s'est élevée à 2 384 MW en 2000. Cette capacité s'est accrue de 18%, depuis cette dernière date, surtout avec la mise en service du cycle combiné de Radès II par l'opérateur indépendant. Ainsi, à fin 2002, l'infrastructure électrique enregistre dorénavant une capacité de 2 812 MW. En l'intervalle de 12 ans, la capacité de production électrique a, ainsi, enregistré une croissance moyenne supérieure à 6% par an.

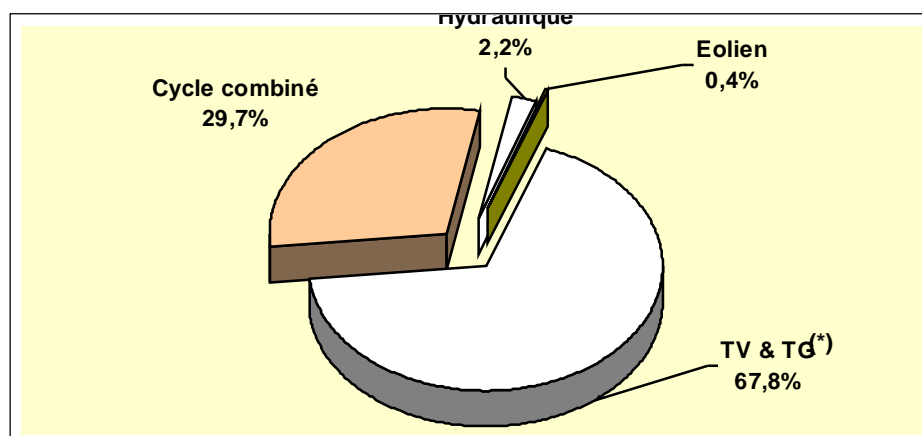
Le tableau suivant présente l'évolution de l'infrastructure de production d'électricité en Tunisie :

Tableau 7 : Evolution de la structure du parc électrique tunisien (MW)

	1990	1995	2000	2002
Thermique	1 319	1 683	2313	2 741
Hydraulique	61	61	61	61
Eolien	-	-	10	10
Total	1 380	1 744	2 384	2 812

Le parc de production est à forte dominance thermique, soit plus de 97% de la capacité de production. Dans le futur, et compte tenu des faibles ressources hydrauliques en Tunisie cette domination ne risque pas de s'effriter, à moins de mettre en place un programme éolien d'envergure.

Compte tenu du rythme de progression de la demande électrique, le 10^{ème} plan de développement (2002-2006) prévoit l'installation d'environ 770 MW supplémentaires. Cette tendance se consoliderait au delà du 10^{ème} plan et le parc installé devrait atteindre 4 400 MW à l'horizon 2011.



(*) TV : Thermique Vapeur
TG : Turbines à Gaz

Figure 7 : Structure du parc électrique tunisien en 2002 (%)

La production d'électricité

La production électrique bornes centrales de la STEG a connu une croissance ininterrompue durant la décennie 90. Ainsi, alors qu'elle n'atteignait que 4 898 GWh en 1990, elle s'est élevée à 9 222 GWh en 2000, soit une croissance de 6,5% par an au cours de la décennie 1990-2000.

Pour cette dernière année, la production bornes centrales d'électricité a atteint environ 950 kWh par habitant.

A cette production du réseau interconnecté, il faudra ajouter l'électricité auto-produite par une quinzaine d'entreprises industrielles, qui a atteint 874 GWh en 2000, et dont une partie peu significative est revendue à la STEG. Cette production des auto-producteurs porte la production nationale d'électricité à 10 096 GWh en 2000.

Le tableau 8 présente la structure de la production d'électricité bornes centrales par source de production en 2000, et confirme, si besoin est, la prédominance du thermique.

Table 8 : Structure de la production d'électricité bornes centrales en Tunisie en 2000 (GWh)

	GWh	(%)
Thermique		
STEG	9 134	90,5%
Auto-producteurs	874	8,7%
Hydraulique	64	0,6%
Eolien	23	0,2%
TOTAL	10 095	100%

La consommation de combustibles pour la production d'électricité

Comme il a été mentionné précédemment, les décennies 80 et 90 ont enregistré la montée en puissance du gaz naturel dans la production d'électricité thermique en Tunisie, supplantant le fuel qui était la principale énergie utilisée dans la production d'électricité. Ainsi, alors que le fuel représentait les 2/3 de la quantité de combustibles utilisés par la STEG, en 1980, et que le gaz naturel représentant le tiers restant,¹ ce dernier représente dorénavant en 96% des combustibles utilisés par la STEG pour la production thermique d'électricité en l'an 2000.

¹ L'utilisation du gasoil pour la production d'électricité a toujours été peu significatif, et a rarement dépassé les quelques milliers de tep.

Le tableau 9 reprend l'évolution de la consommation de combustibles pour la production d'électricité en Tunisie entre 1980 et 2000.

Table 9 : Evolution de la consommation de combustibles pour la production d'électricité en Tunisie en 1980 et 2000 (ktep)

Année	Gaz naturel	Fuel	Total
1980 ktep (%)	299 37%	505 63%	804 100%
1985 ktep (%)	772 79%	208 21%	980 100%
1990 ktep (%)	872 71%	354 29%	1 226 100%
1995 ktep (%)	1 484 71%	598 29%	2 082 100%
2000 ktep (%)	2 016 96%	85 4%	2 101 100%

Le réseau national de transport d'électricité

La STEG garde le monopole total du transport de l'électricité. Le réseau national de transport d'électricité (Haute tension) est passé de 3.065 km à 3.690 km sur la période 1990-2000. Cette croissance relativement limitée (moins de 2% par an en moyenne) s'explique par la bonne couverture du pays en réseau HT déjà avant 1990.

Le tableau 10 synthétise l'évolution du réseau Haute tension en Tunisie depuis 1990 :

Tableau 10 : Evolution du réseau électrique Haute Tension en Tunisie (km)

Tensions	225 kV	150 kV	90 kV	TOTAL
1990	920	1 345	800	3 065
1995	994	1 445	826	3 265
2000	1 236	1 490	964	3 690

A fin 2000, le réseau de distribution compte, quant à lui, environ 40.000 km de lignes MT et 70.000 km de lignes BT.

La tarification électrique

Les prix de vente moyens de l'électricité ont atteint 77 millimes² par kWh en l'an 2000. Les tarifs sont évidemment différenciés selon qu'il s'agisse de Haute Tension (53 millimes/kWh), de Moyenne Tension (71 millimes/kWh), ou de Basse Tension (90 millimes/kWh).

La distribution d'électricité

La demande électrique nationale a augmenté en moyenne de 6,5% par an durant la décennie 1990–2000. Cette croissance rapide de la demande provient essentiellement des consommateurs BT constitués principalement des abonnés résidentiels. Le taux de croissance annuel moyen de la demande de cette catégorie de consommateurs durant la période est estimé à 8,6%.

La vente de l'électricité produite est assurée en totalité par la STEG. Les ventes d'électricité de l'année 2000 ont atteint 8.150 GWh. Le secteur industriel est le principal secteur consommateur d'électricité, avec 39%³ de l'électricité livrée par la STEG. Avec une consommation quasiment similaire, les secteurs résidentiel et tertiaire viennent juste en seconde position après l'industrie.

Tableau 11 : Electricité livrée par la STEG en 2000 (GWh)

Tension	HT & MT	BT	Total	(%)
Industrie	3 046	150	3 196	39,2%
Transport	189		189	2,3%
Résidentiel		2 191	2 191	26,9%
Tertiaire	1 292	825	2 117	26,0%
Agriculture	283	174	457	5,6%
Total des ventes	4 810	3 340	8 150	100%

Le niveau d'électrification

La Tunisie a, depuis longtemps, poursuivi des objectifs très ambitieux en matière d'électrification du pays, y compris les zones les plus éloignées du réseau. Ainsi, plus de 70.000 nouveaux clients sont connectés au réseau électrique.

Les résultats atteints à ce jour sont éloquentes. Ainsi, à la fin de l'an 2000, la STEG comptabilise 2,2 millions de clients connectés au réseau.

² Soit environ 5 cents d'Euros.

³ La consommation du secteur industriel atteindrait 45% de la demande nationale d'électricité si l'on intégrait les quantités d'électricité auto-produites par le secteur.

Tableau 11 : Nombre d'abonnés de la STEG en 2000

Tension	Nombre de clients
HT	13
MT	11 400
BT	2 220 000
Total	2 231 413

Par ailleurs, le taux d'électrification du pays a connu une hausse significative durant la décennie 90. Si le taux d'électrification atteignait déjà 100% en milieu urbain bien avant l'année 1990, le taux d'électrification rurale a connu un bond remarquable en dix ans, passant de 40% en 1990, à 88% en 2000. Le taux d'électrification global (urbain et rural intégrés), est quant à lui, passé de 75% à 95% entre 1990 et 2000.

2.1.5. Le secteur du raffinage du pétrole

La Tunisie dispose d'une seule raffinerie : la Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR), dont la capacité nominale de traitement était de 1,5 millions de tonnes de produits pétroliers.

Depuis plusieurs années, des opérations de réhabilitation ont permis à la STIR de conserver une production relativement élevée ; de l'ordre de 1,8 millions de tonnes annuellement. Cette capacité de production reste néanmoins en deçà des besoins, et la Tunisie est obligée d'exporter des quantités importantes de sa production locale de pétrole brut (3 Mtep de pétrole brut exportés en 2000), et d'importer de grandes quantités de produits raffinés (2,7 Mtep en 2000).

2.2. TECHNICAL POTENTIAL FOR COMMERCIAL RE DEPLOYMENT IN TUNISIA

Cette section est consacrée à l'évaluation du potentiel technique des principales filières des ENRs en Tunisie. Cette analyse a été basée sur la revue bibliographique, les entretiens avec les différentes personnes ressources et parfois sur des estimations personnelles de l'auteur.

2.2.1. L'énergie éolienne

Aperçu général sur l'état de développement de la filière dans le monde

A l'échelle mondiale, cette filière connaît un développement phénoménal, estimé à 32% par an entre 1998 et 2002. La capacité installée devrait dépasser les 80.000 MW à l'horizon 2006, comme le graphique ci-après :

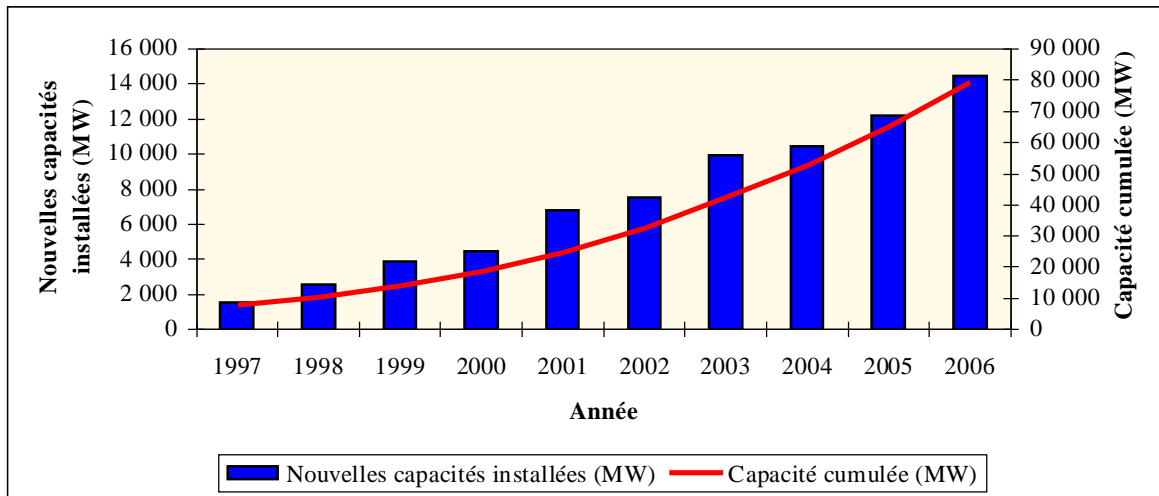


Figure 8 : Evolution de la capacité éolienne installée dans le monde (MW)

En accompagnement de cet effet d'échelle, la filière a connu des progrès technologiques perçants. Ainsi, par exemple, le rapport de la production d'énergie éolienne par la surface du rotor s'est multiplié par cinq⁴, entre 1980 et 1998. La puissance moyenne des générateurs éoliens dans le monde, qui était de 800 kW en 2000 a atteint 915 kW en 2001⁵ et devrait atteindre 1,3 MW en 2007 et 1,5 MW en 2012. La figure 9 illustre parfaitement le développement des puissances moyennes dans plusieurs pays dans le monde.

Compte tenu de cet état de développement, les coûts de production du kWh éolien ne cessent de baisser depuis plusieurs années. Actuellement, le coût de production d'électricité à partir de sources d'énergie éoliennes avoisine le cinquième de son coût, il y a 20 ans. Au cours des cinq dernières années, ce même coût a baissé d'environ 20%. Dans certains cas, la production d'électricité à partir d'énergie éolienne est déjà compétitive avec celle des centrales au gaz à cycle combiné⁶, technologie considérée dans plusieurs pays comme la technologie de référence.

⁴ Creating a local wind industry : Experience from Four European Countries, Soren KROHN – May 1998.

⁵ World Market Update 2001- Forecast 2002-2006, BTM Consult ApS - March 2002.

⁶ Le coût de production d'électricité d'un projet éolien récemment conclu en Royaume-Unie est moins de 3 US cents/kWh (Source : Wind Force 12).

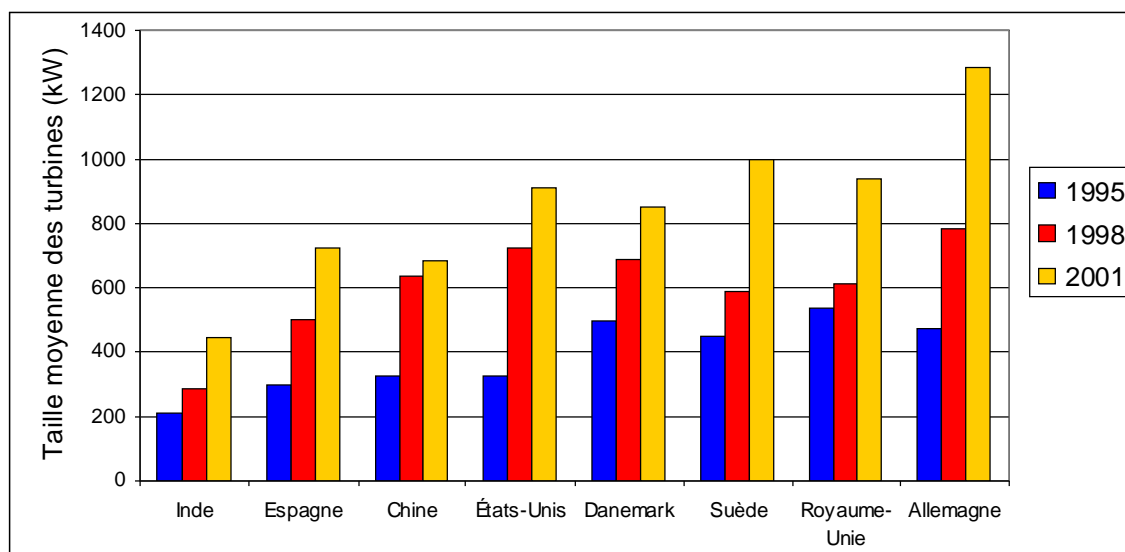


Figure 9 : Puissance moyenne des générateurs éoliens dans le monde (kW)

Cette compétitivité serait encore plus confirmée si l'on intègre les coûts d'externalité. Les « externalités » constituent le coût social et environnemental que devrait normalement payer (ou gagner) l'utilisateur d'une certaine forme d'énergie en conséquence des dommages (ou des avantages) causés à la santé des citoyens ou à l'environnement (pollution atmosphérique, gaz à effet de serre, etc).

Le tableau ci-après présente la moyenne des coûts de production de l'électricité selon différentes technologies ainsi que les externalités associées⁷ :

Tableau 12 : Coûts de production de l'électricité selon différentes technologies

	Coût de production (Cent US/kWh)	Externalités dues à la production (Cent US/kWh)
Charbon	3.11-3.41	1.94-14.6
Turbine à Gaz	2.53-3.41	0.97-3.89
Nucléaire	3.31-5.74	0.19-0.58
Un bon site éolien	5.84	0.05-0.24
Site éolien optimal	3.89	0.05-0.24

Le potentiel éolien en Tunisie

⁷ Source : « International Energy Agency », « Wind Power Monthly » et « Wind Force 12 », d'après l'étude « ExterneE ». « ExterneE » est une étude réalisée par la Communauté Européenne, lancée depuis 1991.

En l'absence d'atlas éolien précis, il est difficile d'évaluer de manière certaine le potentiel technique de l'énergie éolienne en Tunisie. La STEG a, toutefois, entrepris depuis 1992 quelques études dans le cadre de la prospection de sites qui peuvent être valorisés pour la production électrique. Selon ces études, les sites les plus promoteurs se situent dans 5 régions : 2 au nord du pays, 2 au centre et 1 au sud. Selon, ces études, le potentiel technique éolien serait de 1000 MW⁸.

Compte tenu de ce potentiel, l'éolien connecté au réseau est l'une des filières renouvelables les plus prometteuses en Tunisie. Actuellement, l'Etat tunisien focalise son intérêt particulièrement sur cette filière, et ce pour au moins deux raisons majeures :

- L'amélioration rapide de la compétitivité de la filière par rapport aux centrales conventionnelles ;
- La capacité de cette filière à contribuer significativement à l'offre énergétique. Le bilan énergétique de la Tunisie connaît en effet une tendance structurelle au déséquilibre due à la fois à l'épuisement des ressources pétrolières et à l'accroissement rapide de la demande. On prévoit un solde négatif de l'ordre de 8 Mtep à l'horizon 2010.

La Tunisie s'est donnée comme objectif d'installer, selon le 10^{ème} Plan de développement, 100 MW de puissance éolienne d'ici 2006. Le 11^{ème} Plan prévoit l'installation de 100 MW de puissance additionnelle d'ici 2011. Malgré ce programme important, la puissance éolienne cumulée à cet horizon (200 MW), représenterait moins de 5% de la puissance totale du parc de production national tel que projeté pour 2011, soit 4.400 MW approximativement⁹.

La puissance éolienne installée à ce jour en Tunisie est d'environ 10 MW, représentée par le parc éolien de la STEG à Sidi Daoud. Ce parc est en train d'être renforcé, avec la mise en service prochaine, sur le même site, d'une capacité supplémentaire de 10 MW.

Cela laisse donc une puissance de l'ordre de 80 MW à installer d'ici 2006, en plus des 100 MW additionnels pour la période 2007-2011. Un tel objectif semble parfaitement réalisable, d'autant plus qu'il est fort probable que le coût de revient de l'énergie produite à partir de l'éolien (considérant le gain technologique et la valeur des crédits carbone) baisse au cours des prochaines années pour rejoindre le coût de revient des modes de production conventionnels tel que les centrales au gaz naturel.

⁸ MED 2010 : Large scale integration of solar and Wind Power in Mediterranean countries, project result documents, OME, 2002.

⁹ Intégration de l'énergie éolienne dans le développement du parc de production électrique en Tunisie : 2001-2020, ENIT/STEG - 2001.

Il est donc pensable qu'à moyen terme, soit au cours de la période du 11^{ème} Plan, il soit avantageux pour la Tunisie d'augmenter l'objectif d'installer 100 MW de puissance additionnelle. Cette hypothèse est d'autant plus probable considérant les projections de forte croissance de la demande en électricité en Tunisie, l'importance du potentiel éolien que recèle le pays et l'épuisement graduel des ressources nationales en énergie fossile.

2.2.2. Le solaire thermique

La Tunisie bénéficie d'un excellent gisement solaire estimé en moyenne à environ 1500 à 1900 kWh/m² par an. Dans ces conditions, il est évident que le potentiel technique en matière d'équipement en CES est important.

La consommation d'eau chaude sanitaire a été estimée en Tunisie à environ 33 millions de m³ et devrait avoisiner les 70 millions de m³ à l'horizon 2010. Ces besoins proviennent essentiellement des usages résidentiels, comme le montre la figure 10 suivante :

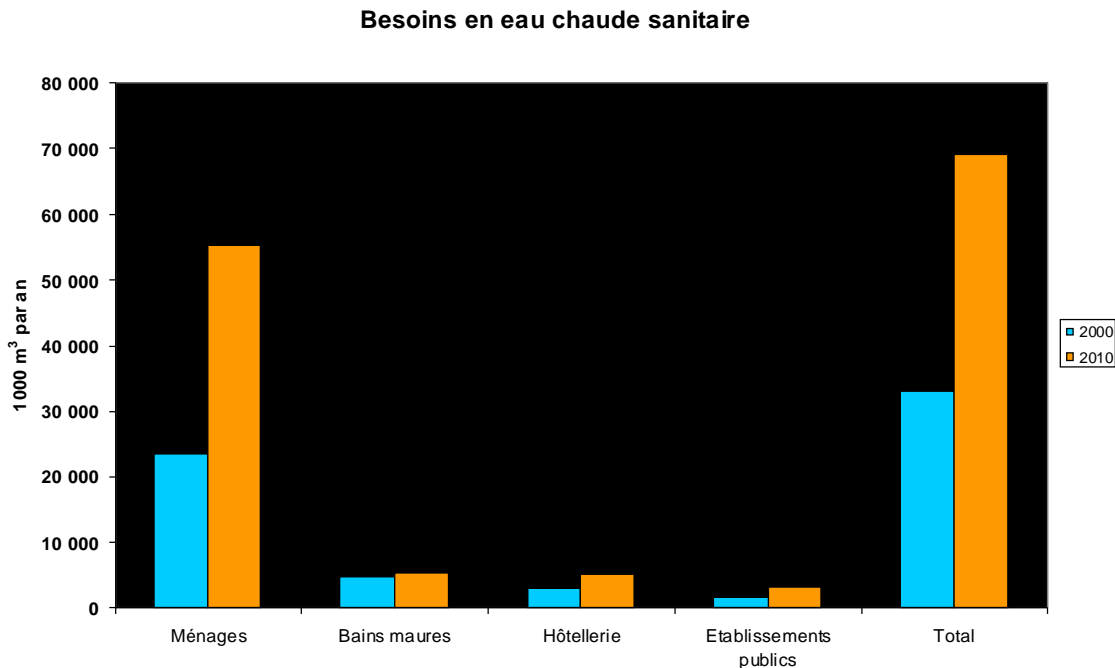


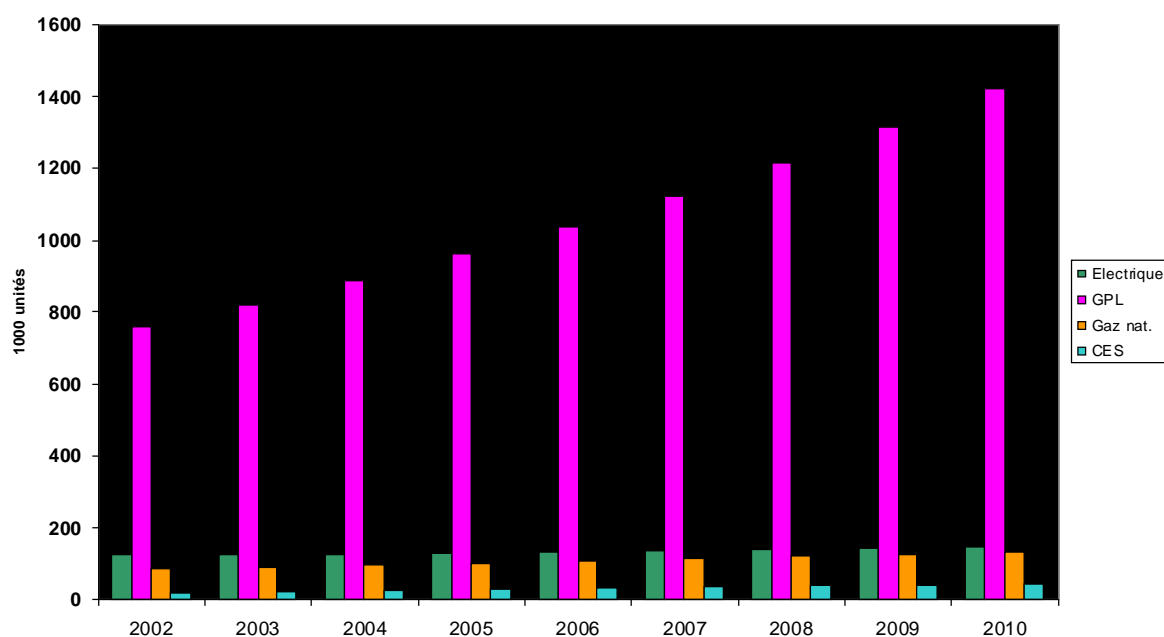
Figure 10 : Répartition des besoins en eau chaude sanitaire par catégorie de consommateurs en Tunisie

En terme d'équipement en CES, le marché potentiel est tributaire de la compétitivité du CES par rapport aux autres types de chauffe-eau. A ce titre, dans un scénario de type « laisser-faire », le parc des chauffe-eau dans le secteur résidentiel restera largement dominé par les chauffe-eau à gaz, très peu coûteux à l'investissement.

Le graphique prospectif suivant, représentatif de l'évolution des marchés respectifs des différent types de chauffe-eau en Tunisie jusqu'en 2010, confirme justement la domination des chauffe-eau à gaz, dans l'optique d'un prolongement des tendances historiques passées.

Figure 11 : Evolution du parc de chauffe-eau en Tunisie à l'horizon 2010

Estimation du parc des chauffe-eau dans le secteur résidentiel en Tunisie



Ainsi, la mobilisation du marché des CES en Tunisie dépendra en grande partie des incitations financières que l'état accordera aux consommateurs. A ce titre, l'expérience du projet GEF, que nous verront plus loin en détail, est très significative. Le projet consiste à accorder une subvention directe au CES de 35% dans l'objectif de réduire la barrière d'investissement initial et améliorer la compétitivité du CES par rapport aux autres technologies conventionnelles. Cette incitation a permis de passer d'un marché quasi-inexistant en 1995 (moins de 1.000 m² par an) à plus de 17.000 m² par an en 2001. Malheureusement, l'achèvement du projet GEF et la disparition de la subvention a fait chuter le marché local de plus de 50% par rapport à 2001.

Toutefois, comme dans le cas de l'énergie éolienne, la promotion de cette filière constitue un axe prioritaire dans la politique énergétique tunisienne, compte tenu de sa capacité à contribuer au desserrement de la contrainte du bilan énergétique. Pour cela, l'ANER vise un programme ambitieux qui devrait permettre d'atteindre un parc installé de 245.000 m² à l'horizon 2010. Elle devrait mettre en place en conséquence les outils d'incitation nécessaires pour soutenir le développement de ce marché.

2.2.3. Le Solaire photovoltaïque

L'électrification rurale décentralisée

L'électrification des zones rurales à habitat dispersé est la principale application de l'énergie solaire PV en Tunisie.

Initialement, le potentiel annoncé par l'ANER était de 75.000 systèmes à l'horizon 2010. Cette évaluation semble être incompatible avec les objectifs de l'extension du réseau électrique qui devrait couvrir 97% des ménages ruraux à l'horizon 2010. Selon des enquêtes réalisées récemment par la STEG dans le cadre de la planification de l'extension du réseau électrique vers les zones rurales, le potentiel d'électrification PV serait de 6.000 à 16.000 ménages à l'horizon 2010. Le potentiel dépendra en effet du critère d'éligibilité des habitations au raccordement au réseau.

Compte tenu de l'augmentation des besoins individuels, la nouvelle stratégie de l'ANER est d'augmenter la taille des systèmes à 300 Wc, afin de donner aux populations pour lesquelles les chances de connexion au réseau sont difficilement envisageable à court et à moyen termes, un service électrique proche de celui fourni par le réseau.

Dans ces conditions et en se basant sur le chiffre de 16.000 ménages, le marché potentiel du solaire photovoltaïque pour l'électrification rurale serait de l'ordre de 5 MWc à l'horizon 2010.

Le pompage solaire photovoltaïque

Il n'existe pas malheureusement jusqu'ici de données précises sur le potentiel réel du pompage solaire en Tunisie. La détermination de ce potentiel nécessiterait une étude spécifique qui tiendrait compte de la compétitivité du pompage solaire avec les autres formes, notamment le diesel. Cela suppose de connaître les caractéristiques hydrauliques ainsi que le profil de prélèvements au niveau de chaque puits.

Selon les entretiens effectués avec les responsables de l'ANER et du Ministère de l'Agriculture, le potentiel d'équipement serait de 20.000 à 70.000 puits pour l'eau potable dans les zones rurales isolées. Cela correspondrait à environ à 40 à 140 MWc¹⁰.

Toutefois, le 10^{ème} plan de développement (2002-2006) ne semble pas refléter ce potentiel relativement important, puisque ce dernier ne prévoit que l'équipement de 30 puits, soit moins de 100 kWc, avec un investissement total d'environ 1,5 millions de dinars.

Applications professionnelles

¹⁰ Sur la base d'une puissance moyenne de 2 kWc par pompe

Ces applications concernent essentiellement les postes de télécommunication, les relais de téléphonie rurale, les relais de téléphonie mobile, les protections cathodiques dans les oléoducs et les pipelines, les panneaux publicitaires, les automates de paiement de parking, les balisages aériens et maritimes, les postes de gardes frontaliers et forestiers, etc.

A fin 2002, la puissance installée pour ces applications est estimée par l'ANER à environ 800 kWc. Il n'existe pas d'estimation du potentiel relatif à ces applications, compte tenu de leur caractère diffus, échappant aux structures statistiques officielles.

Ce segment de marché est appelé toutefois à se développer dans le futur grâce à la diffusion des nouvelles applications comme le téléphone mobile, les panneaux publicitaires, etc. En se basant sur les recoupements d'entretiens effectués avec les différentes personnes ressources, notamment les distributeurs locaux d'équipements photovoltaïques, nous estimons ce marché à environ 2 à 3 MWc à l'horizon 2010.

2.2.4. Les micro-centrales hydroélectriques

Compte tenu de ses caractéristiques hydrologiques, La Tunisie est relativement peu pourvue en ressources hydraulique aptes à faire l'objet d'une exploitation à des fins de production d'électricité. Néanmoins, il existe principalement trois sites, où de telles applications peuvent tout à fait convenir à l'installation de micro-centrales :¹¹

- Le site de Barbara peut recevoir une centrale de 6 MW de puissance maximale, et assurer un productible électrique de 10,5 GWh;
- Le site de Sidi Saad peut recevoir une centrale de 1,5 MW de puissance maximale, et assurer un productible électrique de 5 GWh;
- Le site de Siliana peut recevoir une centrale de 0,7 MW de puissance maximale, et assurer un productible électrique de 1,1 GWh;

¹¹ Étude sur l'atténuation des GES dans le secteur de l'énergie en Tunisie, APEX, 2002.

Tableau 13 : Coûts de production de l'électricité selon différentes technologies

Site	Puissance (MW)	Production potentielle (GWh/an)
Barbara	6	10,5
Sidi Saad	1,5	5
Siliana	0,7	1,1
Total	8,2	16,6

2.2.5. La biomasse

Nous distinguons dans ce qui suit deux filières : le biogaz et le bois énergie.

Le biogaz

De manière générale, le potentiel de valorisation énergétique des déchets solides en Tunisie est relativement important. On estime en effet que plus de 30 millions de tonnes de déchets organiques sont produites annuellement en Tunisie.

◆ Valorisation des ordures ménagères

La production de déchets ménagers est estimée en Tunisie à 1,6 millions de tonnes par an. Cette quantité est appelée à doubler à l'horizon 2015.

Il est important de noter que la Tunisie a mis en place un programme de modernisation de la filière des déchets, notamment par la création de 28 décharges contrôlées à l'horizon 2010, devant traiter les ordures d'environ 7,5 millions d'habitants. Quatre décharges contrôlées sont déjà entrées en exploitation dont celle de Djebel Chakir à Tunis.

Pour des raisons de sécurité, il est prévu, par la réglementation, l'obligation de captage du gaz méthane produit par les décharges. La valorisation du méthane n'est pas toutefois préconisée par l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE), essentiellement pour des raisons de coût et de marché aval. Les décharges sont en effet le plus souvent éloignées des centres d'activités industrielles ou agricoles.

Toutefois, il est important de mentionner que l'exploitation des décharges contrôlées sera attribuée en concession à des entreprises privées. Ces dernières seront certainement intéressées par la valorisation énergétique des gaz captés, dès lors que la rentabilité économique est assurée.

Deux options de valorisation du méthane récupéré sont techniquement possibles : la production électrique avec éventuellement cogénération et l'utilisation directe pour des usages thermiques.

1. La valorisation électrique

Dans le premier cas, une partie de l'électricité servira à couvrir les besoins propres de la décharge et l'excédent sera vendu à la STEG. Ce type de valorisation n'est toutefois envisageable que sur les décharges à capacité importante, du fait des grandes quantités de méthane requises.

Les coûts de valorisation sont estimés dans ce cas comme suit :¹²

- 1500 USD/kW installé pour les coûts de pré-traitement du méthane (purification, désulfuration, etc.) ;
- 700 USD/kW installé pour le coût d'acquisition de la turbine ;
- 0,006 USD par kWh pour les coûts d'entretien et de maintenance d'environ.

Sur cette base, nous estimons que dans le cas d'un fonctionnement optimal des installations (6000 à 7000 heures par an), le coût du kWh produit se situerait entre 0,055 et 0,060 USD/kWh.

En terme de potentiel, la part de gaz de décharge pouvant être valorisé pour la production électrique est estimée à environ 18 millions de m³ par an à l'horizon 2010, correspondant à une capacité installée d'environ 3 MW.

Enfin, il est important de mentionner que le coût net actualisé de la tonne de CO₂ évitée par la valorisation électrique des décharges est particulièrement faible : environ 0,07 USD/TECO₂. Toute valorisation des crédits carbone dans le cadre du mécanisme de développement propre augmenterait donc sensiblement la rentabilité de tels projets.

2. Valorisation directe du gaz méthane

La valorisation directe du méthane se heurte à des contraintes d'utilisation du gaz récupéré, du fait qu'il n'existe pas le plus souvent de centres de consommation à côté des décharges. Le transport spécifique vers des zones plus lointaines rendrait la valorisation trop coûteuse (125 à 200 USD/ mètre linéaire). Par ailleurs, l'injection du CH₄ récupéré dans le réseau public de gaz naturel se heurte, en plus des coûts élevés de raccordement, à la contrainte liée de qualité imposée pour les usages domestiques. Les gaz récupérés doivent être en effet épurés pour atteindre une composition en CH₄ dépassant les 95%.

¹² Identification et évaluation des options d'atténuation des gaz à effet de serre dans le secteur des déchets en Tunisie, projet TUN/95/G31, M. Majdoub, 2000.

Le potentiel de gaz méthane pouvant être valorisé par usage direct est estimé à environ 40 millions de m³ par an à l'horizon 2010.

◆ Les digesteurs

Les premiers projets de biogaz en Tunisie ont été installés au milieu des années 80 avec la coopération allemande. Un projet pilote de 50 digesteurs familiaux a été mis en œuvre dans la région de Sejnane pour l'éclairage, la cuisson et la réfrigération domestique. Le fonctionnement de ces installations s'est ensuite arrêté avec l'arrivée du réseau d'électricité de la STEG, mais aussi pour des raisons d'acceptabilité sociale et de commodité pour les usagers (problème d'approvisionnement en eau, ramassage des déchets animaux, etc.).

La stratégie de l'ANER s'est orientée alors vers des digesteurs industriels. Un projet pilote a été alors réalisé en 2000 dans la région de Hammam Sousse dans le cadre de la coopération avec la république chinoise. Le projet consiste à la valorisation de la fiente de 20000 poules pondeuses dans une ferme d'aviculture, avec une capacité de production de 120 m³ de biogaz par jour.

Selon l'ANER, la production des déchets organiques dans le secteur agricole et industriel serait d'environ 28 millions de tonnes par an. Cela correspondrait à une production de l'ordre de 800 à 850 millions de m³ de méthane. Ces quantités peuvent être utilisées soit directement soit pour la production électrique.

Il est à mentionner également que l'ANER prévoit, pour le 10^{ième} plan l'installation de deux unités industrielles, avec un coût global d'environ 0,5 millions USD.

◆ La valorisation énergétique des eaux usées dans les stations d'épurations

La Tunisie dispose actuellement de 55 stations d'épuration en service, avec une capacité annuelle de traitement d'environ 120 millions de m³ d'eaux usées. Les boues de stations d'épuration constituent un gisement potentiel de méthanisation estimé à environ 6 000 m³ par jour à l'horizon 2010, ce qui correspond à une capacité potentielle de 1,5 à 2 MW.

Le bois énergie

En Tunisie, la problématique de bois énergie se pose plus en terme de rationalisation de la consommation qu'en terme de valorisation. Le bilan de bois énergie est globalement légèrement déficitaire, mais avec des disparités régionales importantes, comme le montre le graphique suivant :

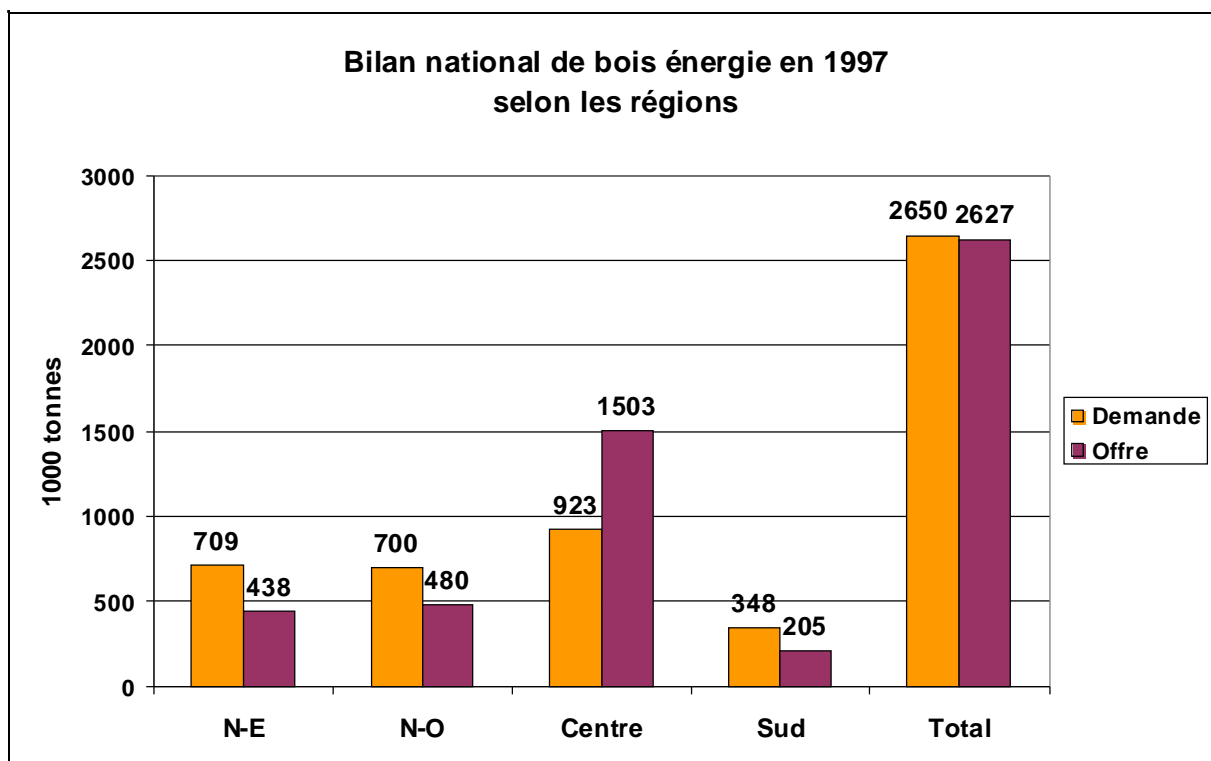


Figure 12 : Bilan national offre-demande de bois-énergie par région en 1997

Cette situation ne devrait pas s'améliorer dans le futur, comme le montrent les prévisions suivantes :

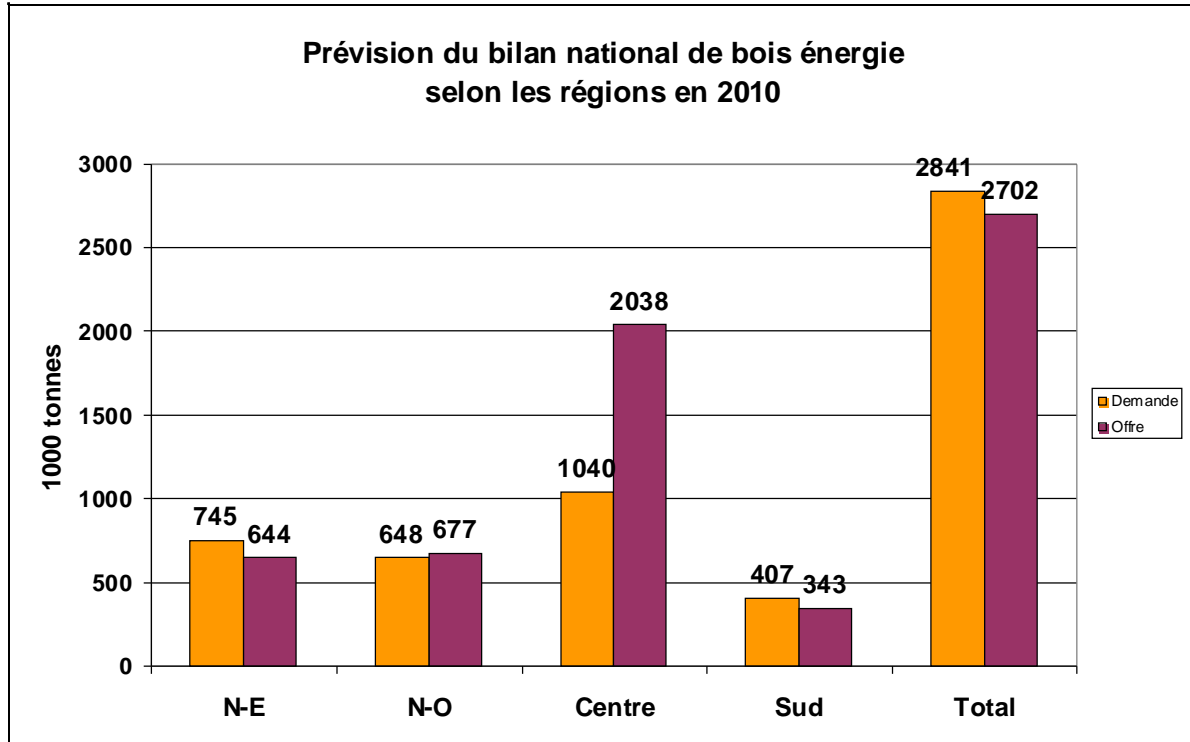


Figure 13 : Bilan national offre-demande de bois-énergie par région à l'horizon 2010

La demande en bois énergie provient essentiellement du secteur résidentiel qui représente à lui seul 98% de la consommation nationale. La cuisson du pain dans les fours traditionnels (Tabouna) constitue environ la moitié de la consommation du secteur résidentiel.

Ainsi, afin de réduire la consommation de bois, l'ANER a lancé dès le début des années 90 un programme de diffusion de couvercles métalliques pour la tabouna, ce qui devrait permettre de baisser la consommation de moitié environ. L'ANER a formé une dizaine d'artisans au nord ouest du pays pour la fabrication de ces couvercles. Le coût de fabrication est estimé à environ 9 dinars par couvercle.

Jusqu'à aujourd'hui l'ANER a distribué gratuitement environ 12.000 couvercles, en s'appuyant sur les ONGs locales comme relais de diffusion. Ce chiffre reste très limité en égard du potentiel réel estimé à environ 300.000 tabounas. Cela s'explique en grande partie par le manque de moyens humains et financiers alloués à ce secteur, mais aussi par l'absence de mécanismes de diffusion pérennes, basés sur une approche commerciale.

2.3. AVAILABILITY OF RE RESOURCE ASSESSMENT DATA

2.3.1. Gisement éolien

Il n'existe pas pour le moment d'évaluation précise du potentiel éolien du fait de l'absence d'études poussées réalisées dans ce sens. En particulier, il n'existe pas actuellement un atlas éolien suffisamment précis pour évaluer ce gisement.

Jusque là, deux parties disposent de données de vents complètes sur certains sites :

- La STEG qui a collecté ces données dans le cadre des différentes études de prospection de sites notamment celle relative à l'identification du site de Sidi Daoud dans la région du Cap bon.
- La société ENERCIEL, filiale locale d'un investisseur international dans l'éolien, qui prospecte des sites depuis 5 ans à travers la mesure de données de vents sur une trentaine de sites, situés essentiellement au nord du pays.

Par ailleurs, dans le cadre du programme européen MED 2010¹³, des simulations ont été effectuées sur 4 sites donnant les principaux résultats suivants :

Tableau 14 : Potentiel présenté par les principaux sites éoliens en Tunisie

Site	Wind potential	Wind farm production	Capacity
Sidi Abderrahmane	V > 10 m/s at 45 m	V > 3500 full load hours	> 100 MW
Metline	V > 9 m/s at 30 m	V > 3500 full load hours	> 30 MW
Kchabta	Meduim	Meduim	10 MW
Beni Aouf	Meduim	Meduim	10 MW

L'état de connaissance du potentiel devrait néanmoins s'améliorer nettement durant les mois à venir, grâce à deux actions en cours :

- Etude du gisement éolien en Tunisie, à travers le traitement de données collectées sur 7 sites instrumentés par des mâts de mesures dans différentes régions de la Tunisie¹⁴. La répartition géographique de ces mâts est la suivante :

Tableau 15 : Sites éoliens instrumentés par des mâts de mesures en Tunisie

	Nombre de mâts de	Hauteurs

¹³ Large scale integration of solar and wind power in Mediterranean countries, results report, November 2002.

¹⁴ Projet de renforcement de capacité en matière d'éolien, ANER/PNUD/ACDI/IEPF.

	mesures	
Djebel sidi Abderrah man	1	40 m
Djebel Haouaria	1	40 m
Thala	2	40 m et 10 m
Kébili	2	40 m et 10 m
Ksar Ghuilane	1	35 m

L'ANER prévoit également, dans le cadre de coopération allemande, d'instrumenter 3 autres sites répartis entre le nord, le centre et le sud du pays, avec des mâts de mesures de 40 m.

- L'étude stratégique pour le développement des énergies renouvelables en Tunisie¹⁵ qui devrait s'achever en fin 2003.

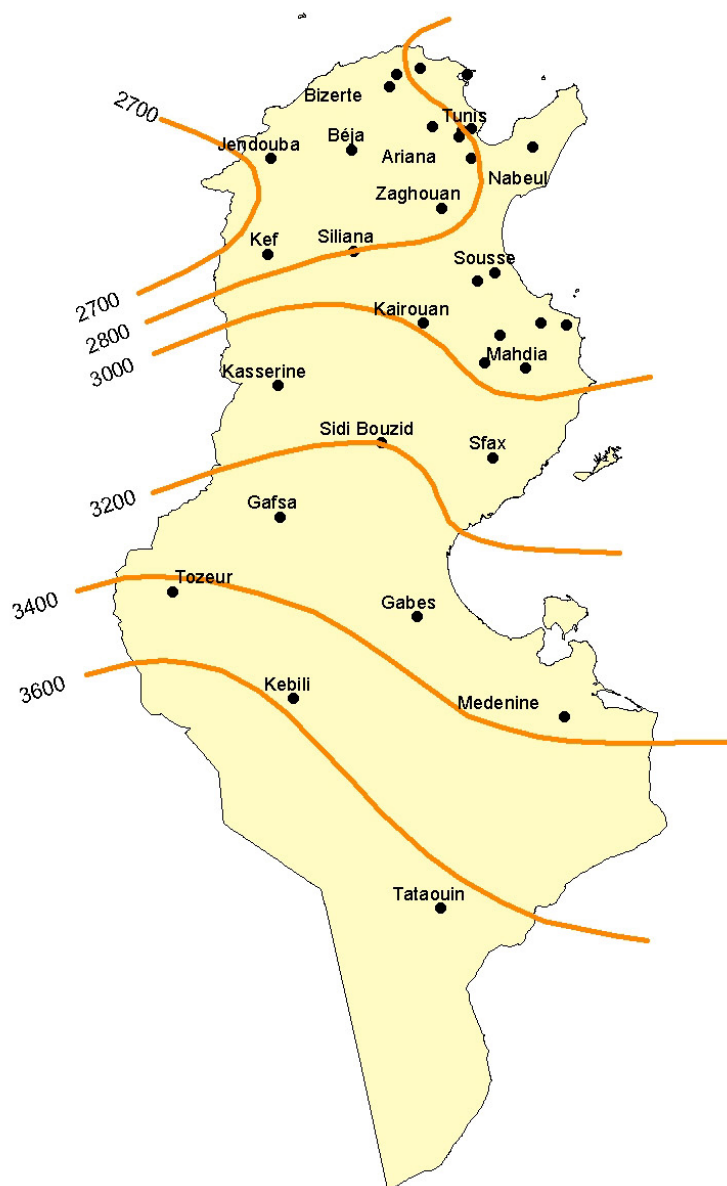
2.3.2. Gisement solaire

La Tunisie dispose d'un bon gisement solaire, avec un ensoleillement annuel moyen qui varie de 1500 à 1900 kWh/m² en allant du nord vers le sud. L'institut National de la Météorologie (INM) dispose d'une carte détaillée d'ensoleillement couvrant l'ensemble du territoire¹⁶. Le nombre d'heures d'ensoleillement varie de 2700 à 3600 heures par an, comme le montre la carte suivante :

¹⁵ Étude stratégique pour le développement des EnR en Tunisie, ANER.

¹⁶ Atlas climatique, Institut Nationale de la Météorologie, 1999.

Nombre d'heures d'ensoleillement par an



2.3.3. La biomasse

En ce qui concerne la biomasse, l'état de la connaissance de la ressource diffère entre le bois énergie et les déchets.

Pour le bois énergie, l'étude réalisée par Direction Générale de la Forêt (DGF) en 1998¹⁷ a apporté des éléments nouveaux et précis à la fois sur la demande et sur l'offre de bois énergie.

Par ailleurs, la DGF dispose aujourd'hui d'un SIG pour le suivi des ressources forestières. Ce SIG constitue une base de données riche sur les caractéristiques des différentes forêts tunisiennes ainsi que sur leur production pour différents types de bois.

En ce qui concerne les déchets ménagers, c'est l'ANPE qui en assure la gestion. Elle dispose d'informations relativement actualisées sur la production et les caractéristiques des déchets ménagers.

De même, l'ONAS qui est en charge de la collecte et du traitement des eaux usées, dispose de données systématiques et à jour sur les quantités et la qualité des eaux traitées au niveau de toutes les stations d'épuration en Tunisie.

L'information est par contre de moindre qualité, voire inexistante, en ce qui concerne les déchets en provenance des élevages ou des industries agroalimentaires.

¹⁷ Analyse du bilan du bois d'énergie et identification d'un plan d'action, DGF/ScandiaConsult/Scet Tunisie, 1998.

2.4. POTENTIAL FOR ENERGY EFFICIENCY (EE) DEPLOYMENT IN TUNISIA

2.4.1. Contexte de la maîtrise de l'énergie en Tunisie

La Tunisie a été parmi les rares pays en développement à avoir adopté une politique volontariste en matière de maîtrise de l'énergie, qu'elle a traduite, dans les faits, par le lancement d'initiatives concrètes, en faveur de la maîtrise de l'énergie, et s'articulant autour de trois principaux champs d'intervention :

- Mise en place d'un cadre réglementaire favorable à la maîtrise de l'énergie ;
- Mise en place de mesures incitatives à caractère financier ;
- Lancement d'actions de Communication et de sensibilisation.

La mise en place de dispositions **réglementaires** favorables à la maîtrise de l'énergie, a démarré en 1985, avec la promulgation de la loi sur le développement des énergies renouvelables (Loi n° 85-38), puis par celle portant sur la création de l'Agence de Maîtrise de l'énergie (Loi n° 85-48). Ce cadre s'est affirmé avec la parution des décrets portant sur l'institution de l'audit énergétique obligatoire et de la consultation préalable en 1987.

A côté des divers textes qui se sont succédés, entre 1986 et 1987, puis entre 1990 et 1994, plusieurs **mesures incitatives, à caractère financier**, ont été établies afin de venir appuyer les textes réglementaires. Parmi tout l'arsenal de mesures,¹⁸ on peut citer trois mesures, censées représenter le fondement du système incitatif pour l'encouragement à la maîtrise de l'énergie :

- Aide à l'audit : 50% du coût, avec un plafond de 10.000 DT ;
- Aide à l'investissement : 5% du coût, avec un plafond de 100.000 DT ;
- Avantages fiscaux, pour les équipements importés au titre d'investissements d'économie d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables, tels que le bénéfice des droits de douane minimum de 10%, et la suspension de la TVA.

A côté de ces mesures incitatives, l'Agence de Maîtrise de l'Energie (devenue Agence Nationale des Energies Renouvelables depuis 1998), mettait également, en place, **une série de projets**, qui devaient préparer ou contribuer à la réalisation de l'objectif national de maîtrise de l'énergie. Ces projets ont essentiellement porté sur:

- L'étude et l'évaluation du potentiel d'économie d'énergie lié à la mise en place de programmes spécifiques (réglementation thermique du bâtiment, certification énergétique des appareils de réfrigération domestique, cogénération, Plans Directeurs de Transport, programme éolien, etc.) ;

¹⁸ Se référer au document « Analyse du Cadre Réglementaire et du Système de Financement de la Maîtrise de l'Énergie en Tunisie Revue des Expériences Étrangères » pour avoir une liste et une analyse complètes des mesures financières incitatives qui se sont succédées depuis 1985.

- La mise en place de projets concrets d'encouragement à la diffusion des énergies renouvelables : projets de diffusion des chauffe-eau solaires (avec l'appui du GEF et de la Coopération belge), et des systèmes photovoltaïques (financement du fonds 26/26).
- La mise en place de projets concrets d'efficacité énergétique : projet réglementation thermique des bâtiments (avec l'appui du GEF et du FFEM), projet certification des réfrigérateurs (avec l'appui du GEF).

Par ailleurs, la **communication (incluant la sensibilisation)** constitue une composante essentielle dans le programme national de maîtrise de l'énergie. L'action de communication est destinée aux divers consommateurs d'énergie : chefs d'entreprises, ménages, conducteurs de véhicules, enfants et jeunes écoliers, etc. L'objectif de cette action est d'entretenir la sensibilité des différentes catégories de consommateurs aux notions et réflexes d'économie énergie, et de les initier aux comportements rationnels et à l'utilisation des énergies renouvelables.

Après plus de quinze ans de maîtrise de l'énergie, et malgré les acquis importants, les résultats restent assez mitigés, et la refonte du système en place est plus que jamais d'actualité. Un certain nombre de facteurs pourraient expliquer cet échec relatif :

- Inadéquation et ambiguïté des mécanismes institutionnels et réglementaires mis en place ;
- Inadéquation du système de financement censé appuyer le programme de maîtrise de l'énergie ;
- Insuffisance des mesures financières incitatives, et disproportion des ressources mobilisées par rapport à l'ampleur des efforts nécessaires pour l'accomplissement des objectifs recherchés ;
- Inadéquation des procédures mises en place pour bénéficier des mécanismes de financement existants.

2.4.2. Les perspectives futures de la maîtrise de l'énergie en Tunisie

Le programme national prioritaire de maîtrise de l'énergie, pour la période 1995-2010, avait visé des objectifs très ambitieux d'économie d'énergie :

- Une économie d'énergie s'élevant à 1,1 Mtep/an à l'horizon 2010, par rapport au scénario de référence, où aucune mesure ne serait envisagée. Les économies cumulées sur la période 1995-2010 devaient atteindre 7,6 Mtep ;
- La vulgarisation des technologies utilisant les énergies renouvelables, se traduisant par la diffusion de 70.000 systèmes photovoltaïques pour l'électrification de sites isolés, 1 Million de m² de capteurs solaires pour le chauffage de l'eau sanitaire et 300.000 foyers améliorés au bois pour la cuisson du pain.

A l'évidence, de telles perspectives tenaient plus d'une évaluation de potentiel réalisable, qu'elles ne se basaient sur des initiatives concrètes et précises. Or, l'expérience a démontré que, pour être concrétisé, tout potentiel, doit être basé sur un plan d'action, assorti d'un arsenal de dispositions réglementaires et financières franches et précises, traduisant une motivation renouvelée de l'Etat tunisien en faveur de la maîtrise de l'énergie.

Il est néanmoins important de relever que depuis environ 2-3 ans, une nouvelle dynamique a été effectivement insufflée au processus de maîtrise de l'énergie, par la conjonction de deux facteurs essentiels :

- Emergence de la problématique du changement climatique, **imposant la nécessité** d'opter pour des modèles de développement durable, au sein desquels la maîtrise de l'énergie joue un rôle primordial, et **offrant de nouvelles perspectives de financement** international de programmes de maîtrise de l'énergie ;
- Renchérissement du prix du pétrole, rendant les actions de maîtrise de l'énergie plus pertinentes économiquement.

Cette nouvelle dynamique s'est accompagnée d'une approche un peu plus réaliste et rigoureuse de l'appréciation des perspectives résultant des programmes de maîtrise de l'énergie. Ainsi, les estimations découlant du programme de maîtrise de l'énergie envisagé par le 10^{ème} Plan, tablent sur des économies d'énergie s'élevant à 392 ktep à l'horizon 2010, grâce aux seules actions envisagées entre 2002 et 2006, dont 76% attribuables aux actions d'Utilisation Rationnelle d'Energie, et 24% aux actions portant sur les énergies renouvelables.¹⁹ Les économies cumulées, sur la période 2002-2010, toujours sur la seule base des actions du 10^{ème} Plan, atteindraient alors 3,2 Mtep.

En faisant une simulation consistant à reproduire, en moyenne, un effort à l'identique, pour la période 2007-2010, les économies réalisables seraient supérieures à 700 ktep,²⁰ à l'horizon 2010. L'effet cumulé sur la période 2002-2010 atteindrait alors 4,5Mtep.²¹

Tableau 15 : Impact prévisible des programmes futurs de maîtrise de l'énergie en Tunisie (ktep)

Année	Impact cumulé des actions du 10 ^{ème} Plan et celles, à l'identique, du Plan suivant (ktep)
-------	--

¹⁹ Seuls les impacts des mesures prioritaires, portant sur le développement du marché du chauffage solaire de l'eau et celui de l'aérogénération, ont été intégrés dans les présentes projections. Ces deux technologies, présentent, en effet, un triple avantage : (i) Maturité technique et commerciale ; (ii) Marchés déjà en cours de développement en Tunisie ; (iii) Impacts relativement bien cernés.

²⁰ Estimations faites par la présente étude.

²¹ Estimations faites par la présente étude.

Horizon 2006	469
Horizon 2010	712
Cumuls 2002-2010	4 530

En tirant des enseignements de l'échec relatif de l'expérience des mécanismes mis en place dans le passé, il sera peu probable que les objectifs ci-dessus puissent être réalisés uniquement sur la base des mécanismes existants. En effet, de telles perspectives appellent nécessairement à une révision en profondeur du cadre réglementaire et des mécanismes financiers incitatifs d'encouragement à la maîtrise de l'énergie.

3. POLICIES, BARRIERS & REGULATORY FRAMEWORK IN TUNISIA

3.1. LE CADRE REGLEMENTAIRE ACTUEL DU SECTEUR ELECTRIQUE EN TUNISIE

Dans le cadre du décret-loi n°62-8 du 3 avril 1962 portant sur la création et l'organisation de la STEG, ratifié par loi n°62-16 du 24 mai 1962, la STEG disposait jusqu'à 1996 du monopole de production, de transport et de distribution de l'électricité. Sous certaines conditions dont l'approbation du Ministère de l'Industrie et de l'Energie, la STEG peut procéder à la production de l'électricité à partir d'énergie renouvelable.

Ce monopole fût levé par la loi n°96-27 du 1^{er} avril 1996 qui autorise l'État à octroyer à des producteurs indépendants des **concessions** de production d'électricité en vue de sa **vente exclusive** à la STEG. Les conditions et les modalités d'octroi de la concession sont fixées par le décret n°96-1125 du 20 juin 1996, précisant en particulier ce qui suit :

- le choix du concessionnaire est effectué après mise en concurrence par voie d'appel d'offres;
- la création d'une Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité (CIPIÉ), auprès du Ministre de l'Industrie. La mission principale de cette Commission est de proposer les avantages à accorder au concessionnaire, d'examiner le dépouillement des offres et de soumettre, pour décision, ses conclusions et ses recommandations à la Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité.
- la Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE), aussi nouvellement créé par ce décret, est une commission interministérielle chargée de se prononcer principalement, pour chaque projet de production indépendante d'électricité, sur le choix du concessionnaire.

- la CIPIÉ est également chargée de suivre les négociations avec le producteur indépendant choisi jusqu'à la signature de la convention entre lui et le Ministère de l'Industrie et de l'Energie (MIE). Cette convention devrait préciser notamment les caractéristiques de la concession dont notamment sa durée, les avantages, s'il y a lieu, accordés au concessionnaire ainsi que les contrôles et les vérifications pouvant être réalisés par le MIE et les informations que devra fournir le concessionnaire.

Il est à noter que les critères, le barème de notation et les caractéristiques de l'appel d'offres sont fixés par la CIPIÉ en conformité avec les recommandations et les orientations de la Commission Supérieure.

Le projet de centrale thermique de Radès II fut réalisé dans le cadre de ce processus²² et a permis aux différents acteurs du secteur de l'énergie en Tunisie d'expérimenter, pour la première fois, la production en mode privé.

Le cadre actuel permet donc la réalisation de projets de production indépendante, toutes sources d'énergie confondues, sur la base d'un appel d'offres suite à quoi une entente peut être négociée avec le moins-disant.

Toutefois, quelques difficultés subsistent dans des cas bien particuliers, tels que :

- (i) Le cas où la source d'énergie appartient à une personne privée unique. Dans ce cas, le processus d'appel d'offres s'applique difficilement. On retrouve dans cette catégorie les projets de gaz fatals (ces gaz étant un produit secondaire de la production de combustibles fossiles) et de co-génération (où la vapeur résiduelle d'un procédé appartient aussi à une personne privée unique).
- (ii) L'autre cas est celui d'une source d'énergie pour laquelle, suite à un appel d'offres, le prix du moins-disant s'avère potentiellement supérieur au prix acceptable pour la STEG ou pour la société tunisienne dans son ensemble. C'est typiquement le cas des projets éoliens.

3.2. CADRE REGLEMENTAIRE ET FISCAL GENERAL RELATIF A LA MAITRISE DE L'ENERGIE

La Tunisie dispose d'un cadre réglementaire et incitatif relativement favorable à la maîtrise de l'énergie, par rapport à d'autres pays de la région. Ce cadre est régi principalement par les lois suivantes et les décrets d'application qui leur sont rattachées:

- Loi n° 85-48 du 25 avril 1985 portant encouragement de la recherche, de la production et de la commercialisation des énergies renouvelables ;
- Loi 90-62 du 24 juillet 1990, relative à la maîtrise de l'énergie

²² Il s'agit d'une centrale à cycle combiné de 471 MW, à environ 250 millions US\$, développée par un consortium sur la base d'une concession « BOT » de 20 ans.

- Loi 93-120 du 27 décembre 1993, relative au code des investissements

En résumé, ces textes juridiques introduisent certaines obligations concernant les actives grosses consommatrices d'énergie ainsi qu'un certain nombre d'aides et d'avantages fiscaux pour la promotion de la maîtrise de l'énergie. Actuellement ces dispositions sont les suivantes :

Politique tunisienne en matière d'EnR et d'EE

Les décisions présidentielles annoncées en mai 2001 démontrent la réaffirmation de la détermination du gouvernement à mener une politique volontariste en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie et de la promotion des énergies renouvelables. Ces décisions visent essentiellement l'adaptation du cadre de développement et de la maîtrise de l'énergie sur le plan légal organisationnel et financier. Il s'agit des décisions suivantes :

1. Instaurer une journée nationale de la Maîtrise de l'Energie et un prix du président de la république dans ce domaine ;
2. Instituer la fonction « homme-énergie » dans l'administration et les établissements publics ;
3. Mobiliser les ressources financières nécessaires au soutien et au développement de la Maîtrise de l'Energie ;
4. Mise à jour du cadre réglementaire relatif à la Maîtrise de l'Energie ;
5. Généralisation des audits énergétiques et de la consultation préalable par la révision du seuil d'assujettissement des établissements consommateurs d'énergie;
6. Amélioration des incitations financières pour l'encouragement à la Maîtrise de l'Energie ;
7. Promotion de la co-génération dans les secteurs industriel et tertiaire ;
8. Encouragement des sociétés de services énergétiques à investir dans le domaine de la Maîtrise de l'Energie ;
9. Généralisation et décentralisation de l'implantation des bancs de diagnostic des moteurs des véhicules ;
10. Obligation de l'audit énergétique préalable à la construction des nouveaux et grands bâtiments (audit sur plan) ;
11. Sensibilisation des hôteliers à l'utilisation de matériels et équipements économes en énergie ;
12. Accélérer l'achèvement des plans directeurs de transport pour les grandes villes (Tunis, Sousse et Sfax) ;
13. Inciter les municipalités à réaliser les audits énergétiques dans leur patrimoine et à utiliser les technologies énergétiquement efficaces dans les réseaux d'éclairage public ;

14. Adoption des normes correspondant à des seuils limités de consommation d'énergie pour les équipements électroménagers considérés comme les plus énergivores (climatiseurs, réfrigérateurs, fours électriques et fer à repasser) ;
15. Incitation à l'utilisation de l'énergie électrique en dehors des heures de pointe ;
16. Augmentation de la contribution du gaz naturel dans la consommation d'énergie dans les différents secteurs d'activité ;
17. Obligation de l'utilisation des chauffe-eau solaires dans les nouveaux bâtiments publics ;
18. Optimisation de l'exploitation de l'énergie photovoltaïque dans les différents domaines ;
19. Développement de l'utilisation de l'énergie éolienne pour la production de l'électricité ;
20. Incitation à la valorisation énergétique des déchets, des eaux géothermales, des chutes d'eau et des gaz associés à la production du pétrole.

La mise en application de ces décisions va certainement se traduire par un réaménagement du cadre réglementaire et la promulgation des lois et des décrets inhérents. Une Commission Interministérielle a été déjà chargée de proposer un cadre législatif adéquat pour mettre en action les dispositifs susmentionnés.

Obligations légales

- La réalisation de tout projet grand consommateur d'énergie doit être soumis à l'avis préalable à l'ANER. L'avis de l'ANER doit comporter une évaluation de l'efficacité énergétique du projet ainsi qu'éventuellement la proposition de modifications à apporter au projet en vue d'améliorer son efficacité énergétique.
- Les établissements fortement consommateurs d'énergie sont assujettis à l'obligation d'audits énergétiques périodiques. Les établissements assujettis sont les suivants :
 - ✓ Les établissements appartenant au secteur industriel dont la consommation totale d'énergie est égale ou supérieure à 2000 tonnes équivalent pétrole par an
 - ✓ Les établissements appartenant au secteur du transport dont la consommation totale d'énergie est égale ou supérieure à 1000 tonnes équivalent pétrole par an
 - ✓ Les établissements appartenant au secteur industriel dont la consommation totale d'énergie est égale ou supérieure à 500 tonnes équivalent pétrole par an

Aides financières et avantages fiscaux

- L'aide à l'audit énergétique : 50% du coût, avec un plafond de 20.000 DT ;

- L'aide aux projets de démonstration : 50% du coût, avec un plafond de 100.000 DT ;
- Aide à l'investissement : 20% du coût, avec un plafond de 100.000 DT ;
- Application de droits de douane minimum (10%) et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas de similaires fabriqués localement²³.
- Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économiseurs en énergies acquis localement ;
- Application d'un droit de douane minimum (10%) sur l'importation des chauffe-eau solaires.
- Suspension de la TVA à l'importation pour les chauffe-eau solaires,

3.3. LE CADRE REGLEMENTAIRE RELATIF A LA COGENERATION EN TUNISIE

Suite aux décisions présidentielles de mai 2001, la Tunisie avait entrepris de préparer des dispositions réglementaires favorisant le développement de la cogénération d'électricité et de chaleur.

Les travaux de la commission qui avait été mise sur pieds à ce sujet, ont débouché sur la publication d'un Décret présidentiel, en décembre 2002, fixant les règles et modalités de mise en œuvre de projets de cogénération.

Toutefois le texte semble comporter quelques faiblesses qui seraient susceptibles d'affecter la vitesse de développement du marché de la cogénération en Tunisie. On peut notamment citer :

- La nécessité pour tout promoteur de parvenir à un rendement annuel global de l'installation de cogénération d'au moins 0,6 ;
- La cession des excédents d'électricité à la STEG se font selon les limites supérieures suivantes :
 - ✓ Les 2/3 de l'énergie électrique produite, pour les projets dont la puissance électrique installée est inférieure à 3 MW ;
 - ✓ La moitié de l'énergie électrique produite, pour les projets dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 3 MW ;
- Le promoteur du système de cogénération prend à sa charge les frais afférant au renforcement du réseau pour l'évacuation des excédents d'électricité sur le réseau, ainsi que des frais de raccordement de l'installation au réseau ;
- Les tarifs de cession de l'électricité à la STEG ne sont pas précisés dans le Décret, ce qui signifierait que les décisions relatives à ces tarifs seront prises au cas par cas ;

²³ Décret n°94-1998 du 26 septembre 1994, portant réduction des droits de douane à 10% et suspension des taxes d'effets équivalents et de la TVA

- Le Décret ne précise pas les conditions tarifaires d'achat du gaz naturel par les propriétaires d'installations de cogénération.

Sur le plan du financement, aucune disposition nouvelle n'a été décidée pour l'encouragement de la cogénération. Par conséquent, comme pour tout projet d'EE, les installations de cogénération devront bénéficier de la subvention de l'Etat de l'ordre de 20% du coût d'investissement, avec un plafond de 100.000 dinars.²⁴ Un tel plafonnement de la subvention n'encourage pas les entreprises industrielles à opter pour de telles installations, vu les capacités de cogénération qui seraient requises, et qui nécessiteraient des investissements de plusieurs millions de dinars, rendant la subvention de l'Etat insignifiante par rapport au coût total du projet.

3.4. CADRE REGLEMENTAIRE SPECIFIQUE DE L'EOLIEN

Comme nous l'avons déjà mentionné, le cadre réglementaire actuel du secteur électrique permet la réalisation de projets de production indépendants, toutes sources d'énergie confondues, sur la base d'un appel d'offres suite à quoi une entente peut être négociée avec le moins-disant. Le cas d'énergie éolienne rentre théoriquement dans ce cadre réglementaire.

Les projets éoliens posent, toutefois, une difficulté particulière pour ce cadre. Le prix du moins-disant suite à un appel d'offres peut s'avérer supérieur au prix acceptable pour la STEG. Il est par conséquent indispensable de disposer d'un cadre réglementaire spécifique capable d'intégrer ces questions tarifaires.

La Commission Nationale pour le Développement de l'Energie Eolienne se penche actuellement sur cette question²⁵.

Par ailleurs, les dispositions réglementaires en cours de finalisation ne favorisent pas les initiatives privées de recherche et de validation des sites éoliens, dans la mesure, où de toutes façons, et à partir d'une certaine puissance, toutes les installations doivent faire l'objet d'un appel d'offres.

3.5. LES BARRIERES AU DEVELOPPEMENT DES ENRS

Les principales barrières actuelles au développement des EnR en Tunisie peuvent être résumées comme suit :

Compétitivité par rapport aux énergies conventionnelles

²⁴ Soit environ 70.000 Euros.

²⁵ Cette commission ad-hoc a été créée en 2002, en application de la 19^{ème} décision présidentielle relative au développement de la maîtrise de l'énergie. Son rôle consiste essentiellement à mettre en place un cadre réglementaire approprié pour le développement de l'énergie éolienne en Tunisie, et plus particulièrement de définir les modalités de fixation des tarifs de rachat de l'électricité éolienne par la STEG dans le cadre de la production indépendante.

Compte tenu de la tarification actuelle de l'énergie conventionnelle en Tunisie, une grande partie des applications des énergies renouvelables reste peu compétitive par rapport à ces énergies, vu du côté du consommateur final. Les énergies renouvelables sont commercialement compétitives uniquement sur certains segments particuliers, tels que l'électrification et le pompage d'eau dans des zones enclavées et à habitat dispersé.

Le cas typique est celui des chauffe-eau solaires qui reste pour le moment moins compétitif par rapport au gaz naturel, le GPL et même l'électricité. Le même problème est rencontré également pour la production d'électricité où les fermes éoliennes restent pour le moment moins compétitives par rapport aux centrales à gaz à cycle combiné de plus en plus utilisées par la STEG.

Le cadre réglementaire et fiscal

Comme nous l'avons vu plus haut, sans pour autant être parfait, le cadre réglementaire et fiscal est globalement favorable aux énergies renouvelables.

Toutefois, le problème se pose actuellement particulièrement pour les deux principales filières :

- La production électrique éolienne pour laquelle le cadre actuel ne permet pas d'attirer des investisseurs privés. En particulier l'Etat doit assez rapidement trancher sur la question de la fixation du tarif de rachat de l'électricité auprès des futurs producteurs indépendants, à partir d'énergie éolienne. Cela reviendra essentiellement à mettre en place des mécanismes appropriés et de soutien financier au prix de vente du kWh éolien, du moins à court et à moyen terme.
- Le solaire thermique qui nécessitera également des mécanismes de soutien des prix, car le marché n'a pas atteint encore la maturité commerciale.

La sensibilisation et la communication

En plus de ces obstacles d'ordre économique et réglementaire, les énergies renouvelables souffrent encore d'un manque important de sensibilisation et de communication envers le consommateur. L'ANER a fait un grand effort dans ce sens, mais les moyens et les approches de communication utilisées sont souvent peu appropriées.

Ce manque de sensibilisation et de communication touche également les autres acteurs susceptibles de participer au développement des ENRs : décideurs publics, investisseurs, entreprises privées, banques, institutions financières, etc.

Le financement

Comme nous le verrons plus loin, le secteur des énergies renouvelables souffre d'un problème crucial d'accès au financement. Les entreprises du secteur, compte tenu de leur faible taille, ne peuvent pas accéder facilement aux financements bancaires, notamment en ce qui concerne la couverture de leurs besoins en trésorerie. Ces

entreprises ne disposent pas en effet de garanties matérielles suffisantes pour négocier avec les banques. De leur côté, ces dernières, méconnaissant le secteur des énergies renouvelables, le considèrent comme un secteur à haut risque et préfèrent se concentrer sur les secteurs classiques dont elles maîtrisent le risque.

Le manque de compétences humaines

Certaines filières d'énergies renouvelables souffrent plus que d'autres du problème du manque de compétences, notamment au niveau des consultants et des bureaux d'études. Il s'agit tout particulièrement des domaines de l'éolien, du solaire thermique et de la biomasse. Ce problème relève d'un cercle vicieux : Marché local marginal → faible développement des compétences → faibles initiatives → faible développement du marché, etc.

4. RE SECTOR OVERVIEW

4.1. STATUS OF RE SECTOR IN TUNISIA

L'intérêt de l'Etat tunisien à promouvoir le secteur des énergies renouvelables remonte au début des années 80. Depuis, plusieurs projets dont la portée et la réussite varient d'une filière à l'autre, ont été réalisés. Les principales réalisations ont concerné essentiellement 3 filières : Le solaire thermique, le solaire photovoltaïque et l'éolien.

4.1.1. L'énergie solaire thermique

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des ventes de Chauffe-eau solaire (CES) en Tunisie depuis 1982.

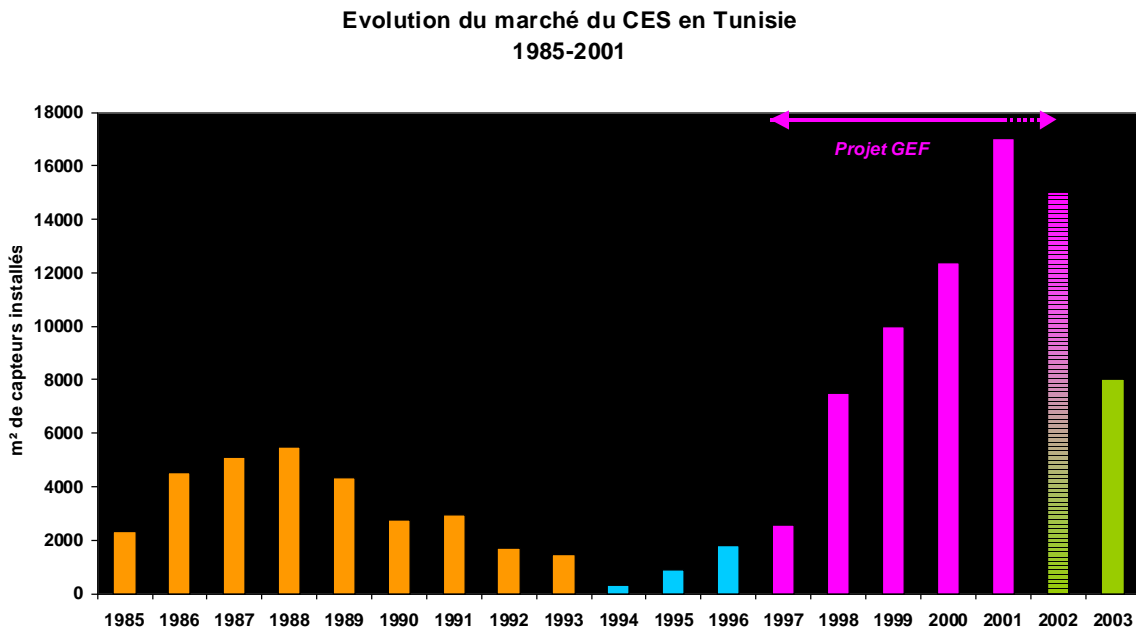


Figure 14 : Evolution du marché des CES en Tunisie

Le graphique fait apparaître clairement 3 phases qui ont caractérisé le développement du marché du CES en Tunisie.

La période 1980 – 1996

Cette période a été caractérisée par la situation suivante :

- Une stratégie basée sur l'intégration industrielle à travers la mise en production de CES par la société SIAME (filiale de la STEG) en 1982, puis la création de la Société publique SEREPT ENERGIES NOUVELLES (SEN) en 1985.
- Une forte protection de la SEN à travers l'application d'un droit de douane maximum sur l'importation des CES (31%)
- Des privilèges fiscaux spécifiques pour la SEN dans le cadre d'une convention signée avec le Ministère des Finances : les importations de matières premières par la SEN sont totalement exonérées de droit de douane.
- La SEN bénéficiait d'un mécanisme de financement avant-gardiste pour la commercialisation de ses chauffe-eau. Ce mécanisme est basé sur la vente à crédit de CES sur une durée de 7 ans avec un taux bonifié²⁶. La STEG se charge ensuite du recouvrement des mensualités via la facture d'électricité.

Toutefois, malgré ce cadre fort favorable, l'expérience de la SEN s'est soldée par un échec qui s'est traduit par la faillite de la société en 1994, avec un passif dépassant les 7 MDT. Cet échec est dû à la conjonction de plusieurs facteurs dont on cite essentiellement : le surinvestissement initial et la faiblesse en dotations initiales de fonds de roulement, la faible maîtrise technologique et la mauvaise qualité du produit, le coût élevé des systèmes, l'absence d'infrastructure de proximité pour assurer un service après vente de bonne qualité.

Ainsi, au début des années 90, le CES se retrouvait avec une image de marque négative, avec une perte de confiance totale du consommateur dans la technologie solaire. Il en découle que le marché était en pleine disparition.

Un changement stratégique dans le développement de la filière a été alors décidé par les autorités tunisiennes :

- Donner une place centrale au secteur privé avec désengagement de l'Etat en tant qu'opérateur ;
- Ouvrir le marché à la concurrence nationale et internationale ;
- Relancer le marché à travers le lancement de projet de grande envergure en s'appuyant sur la coopération internationale.

Concrètement ses choix stratégiques se sont matérialisés par les actions suivantes :

²⁶ Dans le cadre de la procédure crédit à la production mis en place par la Banque centrale. Cette procédure existe toujours mais sa mise en place se heurte à l'absence de mécanisme de recouvrement au niveau des entreprises de vente de CES.

- L'assainissement puis la cession de la SEN au groupe français privés GIORDANO en 1996 ;
- La levée des barrières douanières sur l'importation des CES par l'application d'un droit de douane minimum (10%). Le CES fait une exception car la règle générale ne prévoit pas ce genre de privilèges pour les produits ayant un similaire fabriqué en Tunisie ;
- La suspension de la TVA sur les CES importés, les mettant ainsi au même pied d'égalité que les CES produits localement ;
- La préparation et la signature du projet de développement du marché de CES avec un financement GEF et coopération belge.

La période 1997- 2001

Cette période a été marquée par la forte dynamique introduite par le projet GEF sur le marché local du solaire thermique. Ce projet doté d'un montant de 7,3 MUSD a été financé conjointement par le GEF (4 MUSD) et la coopération belge (3,3 MUSD). Il visait l'installation de 60.000 m² de capteurs solaires thermiques sur la période du projet (1995-2003). A travers cet objectif, le projet vise à ramener le marché du solaire thermique en Tunisie à une situation de viabilité commerciale en faisant jouer les effets d'échelle. Le projet GEF comporte deux principales composantes:

- Une subvention directe au prix du CES à hauteur de 35% afin de baisser la barrière de l'investissement initial pour le consommateur et de réduire le différentiel de prix avec les autres chauffe-eau conventionnels (électrique, GPL, Gaz). Cette composante est dotée d'un montant total de 6,6 MUSD
- Des mesures d'accompagnement qui visent à renforcer les capacités des acteurs de la filière, mais aussi de garantir une qualité satisfaisante du CES et du service après-vente pour le consommateur. Le montant alloué à cette composante est de 0,7 MUSD.

Le projet a connu des difficultés de démarrage, liées essentiellement à la lourdeur des procédures de mise en œuvre et au ciblage d'un marché restreint qui est celui des installations collectives. Son décollage réel a été en 1997 avec l'allègement des procédures de mise en œuvre du projet et l'extension de sa cible au secteur résidentiel.

Ainsi, le projet a permis un réel décollage du marché du CES en Tunisie en passant d'un marché de moins de 2000 m² en 1996 à plus de 17.000 m² en 2001. Durant la période 1997-2001, le projet a permis l'installation d'environ 50.000 m² de capteurs.

Mais, au-delà de l'importance du parc installé, le projet a permis d'une part de redonner confiance au consommateur dans le CES et d'autre part de créer un véritable tissu opérationnel d'opérateurs privés : 9 fournisseurs de CES (dont 3 fabricants et 6 importateurs) et quelques 130 installateurs répartis sur l'ensemble du territoire national.

Le marché créé par le projet GEF présente les principales caractéristiques suivantes :

- Une prédominance du marché résidentiel qui constitue environ 80% des ventes ;
- Une prédominance du secteur hôtelier dans le marché collectif. Il représente environ 64% du marché tertiaire (soit environ 13% du marché total) ;
- Une prédominance du secteur privé dans le marché des installations tertiaires qui représente environ 70% des réalisations.

La période 2002 à ce jour

En fin mars 2002, et deux ans environ avant la date prévue de la fin du projet FEM (2003), les fonds disponibles pour la subvention du CES se sont épuisés. Comme le montre le graphique précédent, la disparition de la subvention a eu un effet de dépression clair sur le marché du CES. Ainsi, les ventes de CES en Tunisie sont passées de plus de 17.000 m² en 2001 à environ 15.000 m² en 2002. Il faudra toutefois mentionner que sur l'année 2002, environ 8.000 m² ont bénéficié de la subvention du GEF car il correspondent à des ventes contractées avant fin mars 2002. Sur les neuf derniers mois de 2002, les ventes de CES n'étaient que de 7000 m². Pendant le premier trimestre 2003, les ventes enregistrées sont estimées à 2000 m² de capteurs, soit une prévision de 8000 m² en 2003.

Le marché de CES n'a pas atteint encore la maturité commerciale et nécessite encore des mécanismes de soutien des prix. La disparition de la subvention, peut avoir de lourdes conséquences sur la filière et sur les acquis réalisés grâce au projet GEF :

- Mettre en péril l'existence même du marché ;
- Mettre en difficulté le tissu des opérateurs et des sociétés ayant investi dans le secteur ;
- Provoquer la désintégration d'une grande partie des compétences et du savoir-faire acquis grâce au GEF.

Pour faire face à cette situation l'ANER est entrain de prospecter différentes pistes pour mettre en place de nouveaux mécanismes de soutien à la filière, tels que :

- La mise en place d'un fonds pour la maîtrise de l'énergie qui bénéficierait également au CES.
- La recherche de fonds de coopération pour la mise en place de nouveaux projets de soutien direct au CES (de type GEF) pour faire amener le marché à un stade de maturation et d'autonomie commerciale.
- La création d'une commission consultative, suite au Conseil Interministériel de mars 2003, pour faire des propositions pour le développement de la filière, etc.

Enfin, conformément à la décision présidentielle concernant l'obligation d'équiper les nouveaux bâtiments publics utilisant l'eau chaude sanitaire par des CES, une circulaire d'application a été diffusée en juin 2001 à l'ensemble des ministères. Cette disposition pourrait constituer un facteur important de relance de la filière par l'émergence d'un nouveau type de marché.

4.1.2. L'énergie solaire photovoltaïque

L'électrification rurale par kits PV

L'expérience tunisienne en matière d'électrification solaire a commencé à la fin des années 80 avec un projet pilote de démonstration, appuyé financièrement et techniquement par coopération allemande dans la région du Kef. Cette première étape correspond à une phase de vulgarisation de la technologie et de renforcement de capacités au sein de l'Agence Nationale des Energies Renouvelables (ex-AME) et aussi dans le secteur privé.

Depuis, le solaire PV a été intégré comme une solution d'électrification complémentaire au développement du réseau électrique de la STEG. Cela correspond à la phase de diffusion proprement dite de la technologie solaire en Tunisie.

Jusqu'au fin 2002, environ 11.000 ménages ruraux ont été équipé de kits individuels de 100 Wc, soit une capacité totale de 1,1 MWc. La plus grande partie des projets réalisés sont financés sur budget de l'Etat dans le cadre du programme national d'électrification rurale solaire. Les autres projets sont, soit financés par la coopération bilatérale (essentiellement allemande et espagnole), soit par le Fonds de Solidarité Nationale (FSN) dans le cadre de ses projets de développement des zones rurales démunies (dites zone d'ombres).

La figure 15 présente l'évolution du nombre de ménages équipés selon les programmes et les sources de financement (ANER, Fonds de solidarité Nationale et Coopération Internationale) :

Evolution du nombre de systèmes PV installés en Tunisie

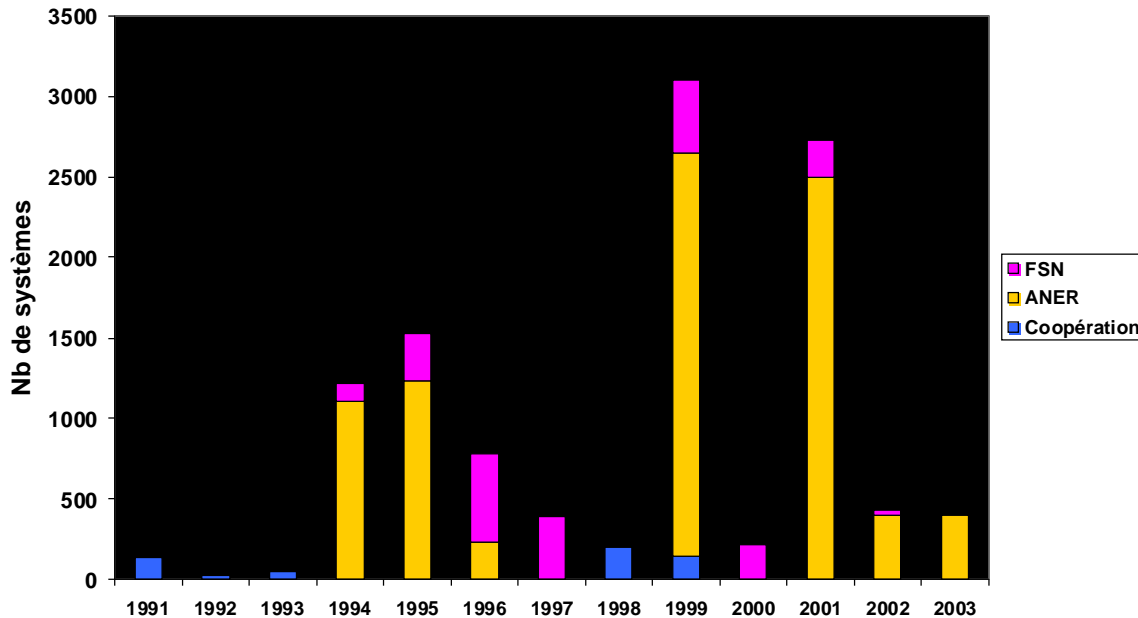


Figure 15 : Evolution des installation photovoltaïques en Tunisie

Comme, nous pouvons le remarquer sur la figure précédente, il y a eu un ralentissement des programmes à partir de 2002. L'ANER a revu en effet le potentiel à la baisse, compte tenu de la rapidité de l'extension du réseau interconnecté de la STEG et le dépeuplement des zones rurales éloignées.

Le pompage photovoltaïque

Le pompage solaire est resté relativement peu développé en Tunisie. L'ANER n'a pas, en effet, mis en place un programme ambitieux pour la diffusion de cette technologie. On compte aujourd'hui une cinquantaine de pompes photovoltaïques installées. Ces pompes, utilisées pour l'exhaure de l'eau potable, totalisant une puissance d'environ 100 kWc.

Parmi ces pompes, 14 ont été installées entre 1992 et 1995 dans le cadre de projets de démonstration financés par la coopération allemande (GTZ), avec un coût total de 1,3 MDT. Cette étape correspond à une phase de démonstration pour convaincre les institutions concernées par le secteur de l'eau potable en zones rurales, notamment les Commissariats Régionaux de Développement Agricoles (CRDA).

Les autres pompes ont été installées ensuite dans le cadre des programmes d'équipement des CRDA, notamment dans les régions sud de la Tunisie.

4.1.3. La production électrique à base d'énergie éolienne

L'expérience tunisienne en matière de production électrique à base d'énergie éolienne est relativement récente.

Ce n'est qu'au début des années 90, avec la maturation de la technologie éolienne et la baisse des coûts²⁷, que l'Etat tunisien a commencé à s'intéresser significativement à l'éolien de grande puissance.

Le parc éolien de Sidi Daoud

Cet intérêt a abouti à la mise en service en août 2000 du premier parc éolien en Tunisie, celui de Sidi Daoud dans la région du Cap Bon, avec une capacité installée de 10,56 MW. Le parc est composé de 32 éoliennes de 330 kW chacune et de 30 m de hauteur.

La réalisation du projet a été confiée à l'entreprise espagnole MADE, avec un coût global d'environ 12 millions de DT dont 2,3 MDT ont été financé sur fonds propres de la STEG et le reste sur crédit espagnol à des conditions concessionnelles.

En février 2002, la STEG a signé un marché pour un projet d'extension comprenant 12 autres éoliennes de capacités différentes, du même fournisseur MADE. Dix éoliennes sont d'une puissance de 660 kW, une de 800 kW et une autre de 1320 kW, totalisant une capacité additionnelle du projet de 8.72 MW. Cette extension devrait être mise en service mi-2003.

Cette extension traduit en quelque sorte un changement positif d'attitude de la STEG en faveur de cette technologie et son acceptation en tant que solution pouvant répondre en partie aux besoins de production électrique.

Du point de vue intégration industrielle, on estime le taux d'intégration locale en terme d'équipement du projet autour de 8%. Cela comprend essentiellement les transformateurs, le câblage, les équipements électriques, etc. Il faut ajouter ensuite les travaux de génie civil, voirie et aménagement qui sont estimés à plus de 8% du coût total d'investissement.

Il à noter que l'exploitation du parc de Sidi Daoud est assurée directement par la STEG qui prend en charge tous les risques d'exploitation (qualité du gisement, fiabilité des équipements, etc.). Par ailleurs, la STEG a continué dans le même type de montage institutionnel pour l'extension du projet, en assurant elle-même le rôle d'investisseur et d'exploitant.

L'étude du site de Sidi Daoud prévoyait pour le parc installé de 10,56 MW un productible annuel de 20 GWh. Selon les évaluations faites en 2000, la production du

²⁷ Les coûts de production électrique éolienne variaient au début des années 80 de 0,20 à 0,30 USD par kWh

parc d'éoliennes de Sidi Daoud s'est élevée à 23 GWh, alors que le parc n'avait pas encore été mis en service à plein temps. Selon les mesures portant sur les années 2000-2002, la production réelle du parc s'élèverait à environ 30-35 GWh par an.²⁸

Le graphique 16 présente les résultats de la production réelle entre septembre 2000 et janvier 2002.

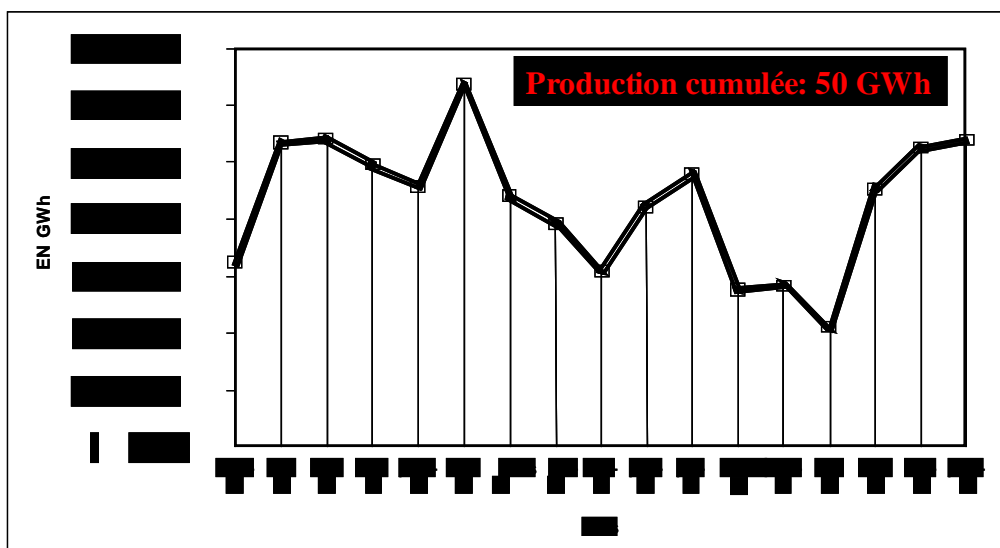


Figure 16 : Production d'électricité du parc éolien de Sidi Daoud (GWh) entre 2000 et 2002

Selon des informations encore non officielles, le coût du kWh (tenant compte du mode concessionnel de financement) est estimé à *environ 0,055 DT/kWh*, dont la structure se présente comme suit :

²⁸ Septembre 2000 à Août 2001, selon la STEG.

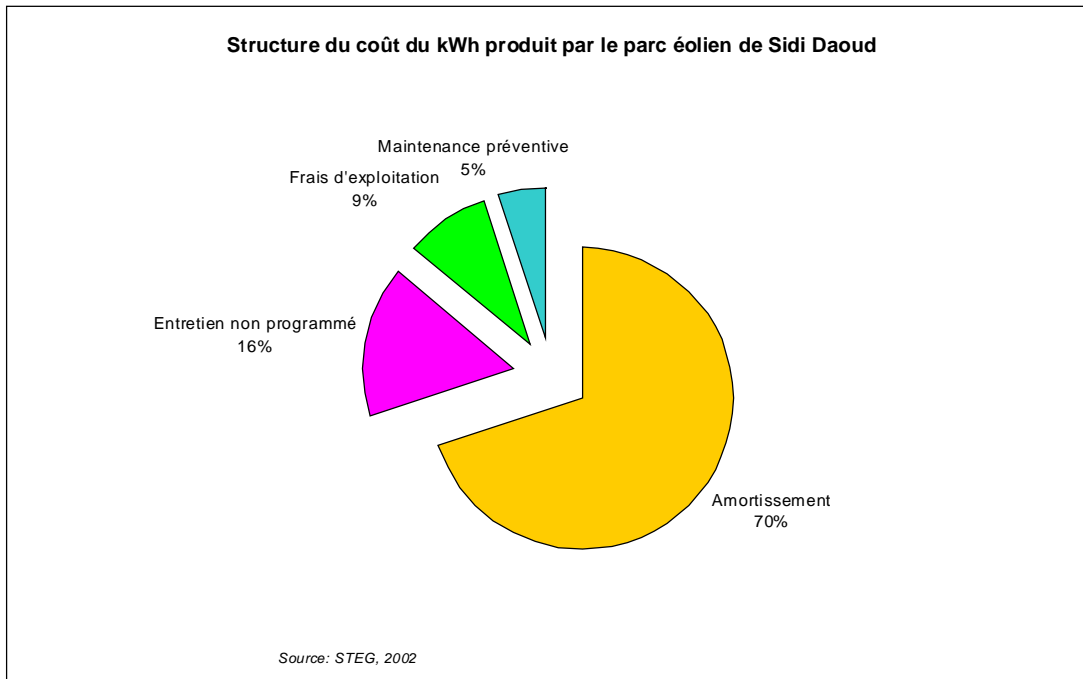


Figure 17 : Structure de coût de la centrale éolienne de Sidi Daoud (%)

Perspectives du développement de la filière

Comme nous l'avons déjà mentionné, la Tunisie a inscrit dans le 10^{ème} Plan de développement (2002-2006), l'installation de 100 MW. Par ailleurs, la capacité installée devrait être portée à 200 MW à l'horizon 2010. Pour le moment, le choix concernant le type de montage institutionnel de ces projets n'est pas encore arrêté : Investissement et exploitation directe par la STEG et/ou production indépendante. Il semble toutefois que les débats en cours au sein de la Commission Nationale de Développement de l'Energie Eolienne s'orientent vers la production indépendante.

Toutefois, la Commission bute pour le moment sur le problème majeur de la fixation des tarifs de rachat auprès des producteurs indépendants. La position de la STEG est en effet d'acheter le kWh éolien sur la base du coût évité pour elle. Ce dernier correspondrait au coût du combustible évité, puisque l'éolien ne garantit de puissance. Sur la base d'informations encore non officielles, ce coût serait d'environ 0,040 DT/kWh, ce qui reste bien en dessous du tarif permettant de garantir une rentabilité satisfaisante pour les investisseurs dans la production éolienne indépendante. Les discussions actuelles au sein de la commission se focalisent sur la prise en charge du différentiel de coût.

Le rythme de développement du marché éolien en Tunisie dépendra largement des décisions qui seront prises sur ce point.

4.2. PROFILE OF TYPICAL COMPANIES IN EACH RE AREA

4.2.1. Identification des entreprises du secteur

Compte tenu de l'étroitesse du marché actuel des énergies renouvelables, le nombre des entreprises opérant dans le secteur est relativement modeste. Aussi, pour les mêmes raisons, ces entreprises sont le plus souvent de petite taille employant une dizaine ou une vingtaine d'employés essentiellement de techniciens et d'agents de maîtrise. Par ailleurs, la plupart des entreprises ont tenté ces dernières années de diversifier leurs activités pour faire face à la contrainte de l'étroitesse de marché.

Le nombre et le dynamisme de ces entreprises varient toutefois d'une filière à l'autre.

Le solaire thermique

La filière qui dispose du tissu d'opérateurs le plus important est celle du solaire thermique.

ⓐ Les fournisseurs de CES

La filière du CES en Tunisie repose actuellement sur 9 fournisseurs dont les produits sont reconnus et acceptés par l'ANER. Les plus importants sont les suivants :

- Les fabricants locaux : SOFTEN

Le seul fabricant local est SOFTEN avec un taux d'intégration d'environ 50%. La SOFTEN est issue de l'acquisition de la société SEN par le groupe Giordano en 1996. Elle assure une fabrication locale et emploie aujourd'hui une cinquantaine de personnes. Elle dispose de bonnes capacités techniques grâce au transfert technologique assuré par le groupe Giordano. Elle développe également un marché de plus en plus croissant à l'export à travers le réseau commercial du groupe Giordano. Ce marché à l'export représente aujourd'hui environ 25% de ses ventes.

- Les ensembliers :

Les sociétés SIER et Rayon Solaire, créées toutes les deux en 1994, fabriquent partiellement des CES. Les ballons sont souvent importés et les capteurs fabriqués localement.

- Les importateurs :

- SES, qui assure la représentation de la marque australienne Solahart ;
- AES, qui commercialise la marque australienne EDWARDS ;
- SINES, qui représente les marques MEGASUN et le SHE d'origine grecque ;
- FUTENER, dont l'activité est limitée surtout à la réalisation des installations solaires collectives. Elle n'a pas de produits propres à elle ;
- Capsolaire, d'origine marocaine, est présente sporadiquement sur le marché.

Comme le montre le graphique suivant, le fabricant local, SOFTEN, représente à lui seul environ 45% du marché.

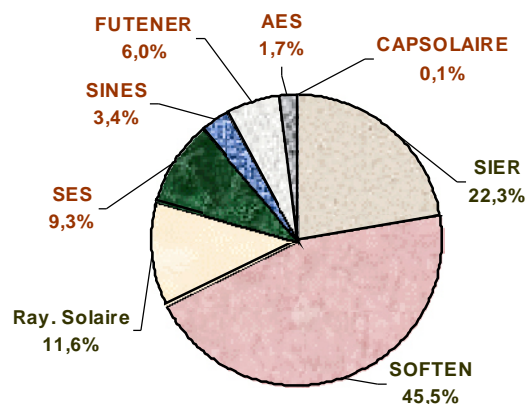


Figure 18 : Structure du marché de chauffe-eau solaires par opérateur (%)

Ces entreprises vivent toutes sur un marché commercial direct avec des clients qu'elles démarchent elles-mêmes. Très peu de marchés sont en effet attribués par voie d'appels d'offres. C'est pour cette raison que l'activité de ces sociétés a été sérieusement touchée depuis 2002, avec la fin de la subvention du projet GEF.

Les importateurs ont quasiment arrêté leurs activités de ventes de CES depuis la disparition de la subvention. La seule société qui semble maintenir un bon niveau d'activité est la SOFTEN. Ceci s'explique d'une part par ses prix compétitifs et d'autre part, par la relance de son marché à l'export qui vient compenser la baisse du marché local.

- Les installateurs

Il faut rappeler que le projet GEF a obligé les fournisseurs de constituer leurs propres réseaux d'installateurs pour assurer les services après-vente. Ainsi, la filière du CES, compte aujourd'hui environ 130 installateurs présents majoritairement dans la région côtière. Les régions intérieures et sud du pays sont moins couvertes.

- ◊ **Les bureaux d'études**

L'étroitesse du marché d'études dans ce secteur n'a pas aidé à faire émerger des compétences spécialisées au sein des bureaux d'études. Les installations réalisées dans le cadre du projet GEF pouvant faire l'objet de prestations d'études, comptent en effet moins d'une centaine. D'autre part, les fournisseurs apportent le plus souvent à leurs clients une prestation clé en main et font eux-mêmes les études de dimensionnement et d'exécution.

L'éolien

- ◊ **Les investisseurs privés**

Un groupe international privé est présent en Tunisie depuis quelques années et prospecte différents sites dans le nord du pays en vue d'investir comme producteur indépendant. Ce dernier se dit prêt à réaliser un ou plusieurs projets éoliens et sollicite la STEG et l'État tunisien pour la signature d'une concession de production d'électricité à base d'énergie éolienne.

Il semble également que plusieurs investisseurs privés internationaux ont manifesté leur intérêt auprès des autorités tunisiennes en vue de se faire attribuer des concessions de production indépendante d'électricité à partir d'énergie éolienne.

L'absence de cadre réglementaire spécifique pour l'éolien bloque aujourd'hui l'intervention de ces investisseurs.

- ◊ **Les fabricants locaux**

Il existe en Tunisie des fournisseurs locaux capables de fournir quelques composants des projets éoliens : tours, câblage électriques, génie civil, aménagement des sites, etc.

Toutefois, comme nous l'avons déjà mentionné, la part locale dans les projets éoliens ne dépasse pas potentiellement les 15% à 20% de l'investissement total. Les pièces maîtresses, telles que les pales, les turbines et les systèmes de régulations, sont à importer.

- ◊ **Les bureaux d'études spécialisés en éolien**

Au niveau des bureaux d'études, les compétences spécifiques en matière d'éolien sont jusqu'ici quasi-inexistantes. Toutefois, l'ANER dans le cadre d'un projet de renforcement de capacité en matière d'éolien, financé par le PNUD, l'IEPF et la coopération canadienne, prévoit un volet de formation pour les bureaux d'études.

Le solaire photovoltaïque

Actuellement, le tissu industriel est constitué essentiellement de 6 sociétés :

- Trois sociétés d'ensembliers et d'installations, assurant l'importation de différentes marques (Isophoton, BP, Siemens, Total Energie, Naps, etc.). Il s'agit des sociétés SES, SINES et AES.

La société SES est la plus ancienne et est celle qui a assuré la fourniture et l'installation de la plus grande partie des projets publics d'électrification rurale et de pompage solaire. Avec la baisse de l'activité du solaire PV en Tunisie, la société SES tente de valoriser son savoir-faire à l'étranger. Elle vient de signer un contrat pour la réalisation d'un grand projet d'électrification et de pompage solaire de 24 villages au Bénin, financé par la Banque Islamique de Développement.

- Une société d'assemblage de composants électroniques (régulateurs et ballastes essentiellement) : Société ELSI
- Une société d'importation et d'installation de pompes solaires : Société Eau Pure
- Deux sociétés de fabrication de batteries, assurent également une petite exportation de batteries destinées à des kits photovoltaïques, vers les pays du Maghreb et d'Afrique. Il s'agit des sociétés ASAD et TUDOR.

Ces entreprises interviennent essentiellement sur des marchés publics attribués par l'ANER dans le cadre des programmes d'électrification rurale ou de pompage PV.

Là aussi les compétences techniques dans les bureaux d'études sont relativement limitées du fait de l'étroitesse du marché.

4.2.2. Besoins des entreprises en matière d'appui financier

Comme nous l'avons déjà mentionné, la plupart de ces sociétés sont de faible taille avec des capacités financières limitées. L'une des contraintes majeure de ces entreprises est notamment le besoin en fonds de roulement pour financer leur développement :

- Pré-financer les marchés contractés, sachant que ces entreprises n'ont pas véritablement accès à des conditions favorables de financement auprès du secteur bancaire. Les banques considèrent encore que ces activités sont à haut risque d'une part et d'autre part, les entreprises n'ont pas les moyens de présenter des garanties matérielles solides.
- Financer la prospection de nouveaux marchés, notamment à l'export. Ces prospections sont en effet coûteuses en égard des capacités de ces entreprises
- Financer la diversification de l'activité pour faire face au caractère encore irrégulier du marché (car dépendant encore en grande partie des budgets de l'Etat).

- Enfin, un autre besoin qui nous semble important est celui de disposer de trésorerie suffisante pour mettre en place des stratégies commerciales agressives en vers des consommateurs directs. Il s'agit typiquement de l'idée de vente à crédit (ou en leasing) de chauffe-eau solaire au particulier. Cela permettrait de compenser du moins en partie la disparition de la subvention accordée par le projet GEF.

En résumé, les besoins financiers des opérateurs du secteur sont essentiellement de type court terme pour financer des fonds de roulement. Traditionnellement, les banques sont très réticentes pour financer de tels besoins surtout pour des entreprises qui ne déposent pas de garanties matérielles suffisantes, comme la plupart de celles opérant dans le secteur des EnR.

Sur ce point, le projet MED RE peu être d'un grand apport. Différents mécanismes financiers pourraient être envisagés:

- Mettre à disposition des entreprises du secteur des fonds rotatifs, alimenté notamment via des lignes de crédit extérieures ;
- Cofinancer ces lignes avec des banques nationales ;
- Constituer un fonds de garantie permettant aux entreprises d'accéder à des crédits de gestion auprès des banques nationales, etc.
- Financer pour les entreprises du secteur certaines actions de prospection ou de développement de nouveaux marchés.

Bien évidemment des critères d'éligibilité des entreprises à ces financements doivent être définis préalablement.

Table 16 List of RE companies active in the Tunisian market

Entity Name	RE Sector	Activity	Contact Information
Société Franco-Tunisienne d'Énergies Nouvelles (SOFTEN : Groupe Giordano)	Solaire Thermique	Fabrication de chauffe-eau solaire Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	Rue des mathématiques Z.I 8030 Grombalia Tél : (216) 72 255 548 / 72 210 600 / 72 255 339 Fax : (216) 72 256 183
Solar Energy Systems	Solaire PV Solaire Thermique Climatisation gaz Cogénération	Représentation de matériels étrangers Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	18, rue le Niger 1002 Tunis – Belvédère Tél : (216) 71 798 405 / 71 780 033 Fax : (216) 71 798 143
LE RAYON SOLAIRE	Solaire thermique	Fabrication capteurs solaires et importation ballons	33, rue Amara Soltani 1001 Tunis Tél : (216) 71 386 429 Fax : (216) 71 381 522
Alternative Energy Systems	Solaire thermique Solaire PV	Représentation de matériels étrangers Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	29, rue Tahar Sfar 4002 Sousse Tél : (216) 73 212 908 Fax : (216) 73 212 909
Société Internationale de l'Energie et des Sciences	Solaire thermique Solaire PV	Représentation de matériels étrangers Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	5, rue Ibn Rachik Immeuble N°30 1001 Tunis Tél : (216) 71 342 902 Fax : (216) 71 333 660
FUTENER Solaire :	Solaire thermique	Représentation des matériels étrangers Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	51, Avenue Jean Gerès 1001 Tunis Tél : (216) 71 330 032 Fax : (216) 71 333 387
Société Industrielle des Énergies Renouvelables	Solaire thermique	Fabrication capteur solaire thermique et importation ballons	7, rue 8610 Z.I la Charguia 2035 Tunis Tél : (216) 71 801 727 / 71 800 130 Fax : (216) 71 802 311
ELSI	Electronique	Fabrication de composantes électroniques pour le solaire PV (régulateurs, ballastes, etc.)	Tél : (216) 71 708 454 Fax : (216) 71 708 454
EAU PURE	Pompage solaire	Représentation de matériels étrangers Etude de faisabilité Etude d'exécution Installation	Tél : (216) 71 344 970 Fax : (216) 71 348 987
ASAD	Solaire PV	Fabrication de batteries solaires	Tél : (216) 71 327 707 Fax : (216) 71 733 512

TUDOR	Solaire PV	Fabrication de batteries solaires	Tél : (216) 71 381 688 Fax : (216) 71 380 970
ENERCIEL (filiale du groupe international UAP)	Eolien	Identification de sites Développement de sites Montage de projets éoliens Investissement	Tél : (216) 71 732 636 Fax : (216) 71 730 828 Mail : o.bhb@planet.tn

5. OVERVIEW OF PAST AND CURRENT COMMERCIALY ORIENTED RE PROGRAMS

5.1. LISTING OF RELEVANT RE PROGRAMS (SORTED BY TECHNOLOGY)

5.1.1. Solaire thermique

- **Programme de développement du chauffe-eau solaire en Tunisie**
 - ✓ **Objectif :** 1) Installation de 60.000 m² de capteurs solaires entre 1995 et 2003 ; 2) Favoriser la viabilité commerciale du marché du CES
 - ✓ **Parties prenantes:** GEF, Coopération belge, ANER, opérateurs privés
 - ✓ **Financement:** Don du GEF et la coopération belge
 - ✓ **Rôle du secteur privé:** fabrication et importation de CES, Démarchage des clients, fourniture des CES, installation et service après-vente.
- **Obligation d'utilisation des chauffe-eau solaires dans les nouveaux bâtiments publics, Etat tunisien**
 - ✓ **Objectif:** Promouvoir l'utilisation des CES dans les bâtiments publics
 - ✓ **Parties prenantes:** Ministère de l'Équipement, de l'habitat et de l'Aménagement du Territoire, ANER
 - ✓ **Financement:** Budget de l'Etat
 - **Rôle du secteur privé:** fabrication des CES, Fourniture des équipements, installation et service après-vente.

5.1.2. Eolien

- **Centrale pilote de production électrique de Sidi Daoud, STEG/coopération espagnole**
 - ✓ **Objectif :** Installation d'une ferme pilote de 10,5 MW (mise en service fin 2000). Une deuxième tranche de cette centrale est actuellement en cours de construction. Celle-ci permettra de doubler la capacité installée du parc éolien.
 - ✓ **Parties prenantes:** STEG/Ministère de l'Industrie et de l'Énergie/coopération espagnole

- ✓ **Financement:** Fonds propres STEG / crédit concessionnel de la coopération espagnole
- ✓ **Rôle du secteur privé:** Fourniture des équipements, travaux d'installation
- **Programme d'installation de 90 MW à l'horizon 2006**
 - **Objectif :** Faire passer la capacité éolienne installée en Tunisie à 100 MW
 - **Parties prenantes:** STEG/Ministère de l'Industrie et de l'Energie
 - **Financement:** Investisseurs privés potentiels
 - **Rôle du secteur privé:** Investissements, Fourniture des équipements, travaux d'installation, exploitation
- **Programme pilote d'éoliennes individuelles pour la production décentralisée d'électricité, ANER**
 - ✓ **Objectif:** Démonstration et vulgarisation de la technologie de petites éoliennes
 - ✓ **Parties prenantes:** ANER
 - ✓ **Financement:** Budget de l'Etat
 - ✓ **Rôle du secteur privé:** Fourniture des équipements, travaux d'installation
- **Projet de renforcement des capacités en matière d'énergie éolienne, GEF/ACDI/IEPF/ANER**
 - ✓ **Objectif :** 1) Renforcement de capacité de l'ANER et du secteur privé en matière d'éolien, 2) Amélioration de la connaissance du gisement éolien en Tunisie, 3) Mise en place d'un cadre réglementaire pour le développement de l'éolien
 - ✓ **Parties prenantes:** GEF/ACDI/IEPF/ANER
 - ✓ **Financement:** Budget de l'Etat, dons GEF, ACDI et IEPF.
 - ✓ **Rôle du secteur privé:** aucun

5.1.3. Electrification rurale photovoltaïque

- **Programme national d'électrification rurale PV, Etat Tunisien**
 - ✓ **Objectif :** Desservir les zones rurales non accessibles au réseau électrique en service d'électricité à partir d'énergie solaire (2000 ménages entre 2002 et 2006).
 - ✓ **Parties prenantes:** ANER / Gouvernorat
 - ✓ **Financement:** Budget de l'Etat
 - ✓ **Rôle du secteur privé:** Fourniture des équipements, travaux d'installation

- **Projets d'électrification des zones d'ombre, Fonds de Solidarité Nationale**
 - ✓ **Objectif** : Desservir les zones rurales pauvres en service d'électricité à partir d'énergie solaire.
 - ✓ **Parties prenantes**: FSN/ANER
 - ✓ **Financement**: FSN
 - ✓ **Rôle du secteur privé**: Fourniture des équipements, travaux d'installation

5.1.4. Pompage solaire PV

- **Programme de pompage solaire PV, ANER/Commissariats Régionaux de Développement Agricole**
 - ✓ **Objectif** : Adduction d'eau potable des zones enclavées (30 pompes entre 2002 et 2006).
 - ✓ **Parties prenantes**: ANER/CRDA
 - ✓ **Financement**: Budget de l'Etat/CRDA
 - ✓ **Rôle du secteur privé**: Fourniture des équipements, travaux d'installation

5.1.5. Dessalement d'eau

- **Programme pilote de dessalement d'eau, ANER**
 - ✓ **Objectif**: Démonstration et vulgarisation de la technologie (5 unités entre 2002 et 2006).
 - ✓ **Parties prenantes**: ANER
 - ✓ **Financement**: Budget de l'Etat
 - ✓ **Rôle du secteur privé**: Fourniture des équipements, travaux d'installation

5.1.6. Biogaz

- **Programme pilote de construction d'unités industrielles de production de biogaz, ANER/Coopération Chinoise/secteur privé**
 - ✓ **Objectif**: Démonstration et vulgarisation de la technologie (2 unités entre 2002 et 2006).
 - ✓ **Parties prenantes**: ANER/coopération chinoise/secteur privé
 - ✓ **Financement**: Budget de l'Etat/ don de la coopération chinoise/investissement privé
 - ✓ **Rôle du secteur privé**: Investissement, fourniture des équipements, travaux d'installation, exploitation

5.1.7. Bois énergie

- **Programme de diffusion de couvercles de tabouna (four traditionnel pour cuisson de pain), ANER/ONG**

- ✓ **Objectif:** Diffusion de 20.000 couvercles entre 2002 et 2006
- ✓ **Parties prenantes:** ANER/ONGs de développement
- ✓ **Financement:** Budget de l'Etat
- ✓ **Rôle du secteur privé:** fabrication des couvercles (artisans formés par l'ANER)

5.2. SUMMARY OF RE PROGRAMS

Comme nous l'avons déjà mentionné précédemment, le cadre réglementaire et fiscal en Tunisie encouragent globalement le déploiement commercial des énergies renouvelables. En plus de ces instruments, l'ANER n'a cessé de mettre en place des actions d'accompagnement pour soutenir ce développement : formation et renforcement des capacités des acteurs, sensibilisation, etc.

Il y a lieu de distinguer deux types de programmes, selon la nature de leur objectif :

- ⓐ Les programmes pilotes dont l'objectif est essentiellement la démonstration de la technologie et sa vulgarisation.

Ces programmes sont généralement de petite taille et concernent les technologies dont l'introduction en Tunisie n'a pas encore atteint un stade de maturité.

Parmi ces programmes, on cite notamment le programme pilote de production industrielle de biogaz monté en coopération avec la république chinoise. Ce programme a commencé avec la construction d'une unité pilote dans une ferme avicole à Hammam Sousse, mise en service en 2000. L'unité a été financée conjointement par la coopération chinoise (380.000 MDT), l'ANER (120.000 DT) et le privé (30.000 DT) bénéficiaire des installations.

Il est prévu que le programme s'étalera tout au long du 10^{ème} Plan (2002-2006) avec l'implantation de deux autres unités industrielles, avec un coût global d'environ 0,7 MDT qui sera supporté à hauteur 40% par l'Etat et le reste réparti entre la coopération chinoise et le secteur privé.

Le programme prévoit également la diffusion de 20.000 couvercles métalliques pour la réduction de la consommation de bois par les Tabouna (four traditionnel pour la cuisson du pain).

Dans le même sens, le 10^{ème} plan prévoit un programme pilote de dessalement d'eau potable utilisant l'énergie solaire. Cinq petites unités pilotes seront alors installées à l'horizon 2006 avec un budget total de 0,6 MDT supporté totalement par l'Etat et les organismes publics concernés.

Enfin, le 10^{ème} plan prévoit également un programme pilote qui consiste à l'installation de 20 éoliennes individuelles de petite puissance avec un budget total de 0,3 MDT financé totalement sur budget de l'Etat.

ⓐ Les programmes diffusion visant un véritable déploiement commercial.

Les programmes à caractère commercial concernent notamment 3 principaux domaines : le solaire thermique, le solaire photovoltaïque et l'éolien.

Pour le solaire thermique, comme nous l'avons mentionné, le programme GEF qui consistait à prendre en charge 35% du coût d'acquisition du CES vient de se clôturer. Pour le secteur tertiaire la subvention du GEF est remplacée aujourd'hui par l'aide financière prévue par la réglementation et qui est de 20% du coût d'investissement plafonné à 100.000 DT.²⁹ Le programme de diffusion du solaire thermique dans le secteur tertiaire a été par ailleurs renforcé par une circulaire du premier ministre portant sur l'obligation d'utiliser les CES dans les nouveaux bâtiments publics utilisant l'eau chaude sanitaire.

Ainsi, pour la diffusion du solaire thermique dans le secteur tertiaire, même s'il n'existe pas de programmes spécifiques (au sens classique du terme), il existe aujourd'hui des instruments réglementaires et incitatifs qui permettent de soutenir le développement de ce segment de marché.

Le problème se pose par contre pour le chauffe-eau solaire individuel destiné aux usages domestiques. Depuis la fin du programme GEF en 2001, il n'existe en effet pour le moment ni programme ni mécanisme de soutien pour le développement du CES sur ce segment de marché.

En ce qui concerne le solaire photovoltaïque, comme nous l'avons mentionné, il existe depuis le milieu des années 90 un programme national d'électrification rurale photovoltaïque au même titre que les programmes d'extension du réseau. Ainsi, les projets sont programmés et budgétisés systématiquement dans les plans quinquennaux de développement. A titre d'exemple, le 9^{ème} plan de développement (1996-2001) avait prévu l'équipement de 10.000 ménages à raison de 2.000 installations par an. Toutefois, la réalisation de ces objectifs a été entravée par la lenteur des procédures d'appels d'offres pour les attributions des marchés, mais aussi par la difficulté d'identifier les ménages bénéficiaires.

Pour cela le 10^{ème} Plan de développement (2002-2006) prévoit seulement l'équipement de 2.000 ménages à raison de 400 installations par an. Le coût de ce programme est estimé à 3,4 MDT, financé totalement sur le budget de l'Etat. Il est important de mentionner que dans le cadre de ce programme, les bénéficiaires ne prennent en charge qu'environ 5% du coût des installations.

En plus de ce programme national, le Fonds de Solidarité Nationale intègre souvent une composante électrification solaire dans ses projets de développement des zones rurales pauvres, dites aussi « zones d'ombre ». Le nombre de ménages équipés par le FSN depuis 1995 avoisine aujourd'hui les 3000 ménages.

²⁹ Cette subvention ne concerne que les opérateurs économiques, et exclut donc les ménages.

Le 10^{ème} plan prévoit également l'équipement de 30 puits d'eau potable en pompes solaires PV, avec un investissement total de 1,5 MDT, financé à hauteur de 50% par l'Etat et le reste par les Gouvernorats.

En ce qui concerne la production électrique à base d'énergie éolienne, comme nous l'avons déjà mentionné, le 10^{ème} plan prévoit l'installation de 90 MW supplémentaire pour atteindre une puissance installée totale de 100 MW en 2006. Le coût d'investissement prévu pour la réalisation de ce programme est de 135 MDT dont 27 MDT supportés par le budget de l'Etat. Ce dernier montant correspond en fait au coût de l'extension de la centrale éolienne de Sidi Daoud, financée en totalité par la STEG. Le reste du coût du programme devrait être pris en charge par les investisseurs privés.

En conclusion, il est important de noter que la plupart des programmes sont financés grâce à l'effort budgétaire de l'Etat. En dehors du projet GEF pour le développement du solaire thermique, clôturé en 2002, la coopération internationale reste peu présente en Tunisie en matière de soutien aux énergies renouvelables.

ANNEXE BIBLIOGRAPHIQUE

Intitulé	Organisme	Auteur	Date
Analyse du bilan du bois d'énergie et identification d'un plan d'action - Ph I : Analyse de l'offre et de la demande actuelle de la filière "bois d'énergie"	Min. de l'Agriculture/Dir. Gén. Des Forêts	SCET Tunisie - SCANDIACONSULT Natura AB	1998
Analyse du bilan du bois d'énergie et identification d'un plan d'action - Ph II : Projection de l'offre et de la demande	Min. de l'Agriculture/Dir. Gén. Des Forêts	SCET Tunisie - SCANDIACONSULT Natura AB	1998
L'introduction des technologies améliorées réductrices et substitutives de bois de feu dans le milieu rural du Kef	AME/CGDR/GTZ	Michael GAJO - Jürgen USINGER	1992
Les perspectives de développement du chauffe-eau solaire en Tunisie	Min. de l'économie/AME/GTZ	STUDI	1991
Le Secteur des Energies Renouvelables en Tunisie	ANER/ONUDI	ANER/ONUDI	2001
Bois énergie au Maghreb	ADEME/ORSTOM		1998
Tests d'économie en bois de feu - enquête comparative	AME		1998
Application de l'énergie solaire thermique dans le bassin Méditerranéen: Analyse des situations locales dans les six pays bénéficiaires	ANER/ADEME	A. Ghazal	2002
Les potentiels de valorisation des énergies renouvelables en Tunisie	Inestene/World Bank/AME	Pierre Radanne	1996
Etude de marché du chauffage solaire de l'eau en Tunisie –	ANER	TECSOL/APEX	1994
Chauffage solaire de l'eau en Tunisie – Perspectives jusqu'en	ANER	TECSOL/APEX	1994

2010			
Chauffage de l'eau sanitaire dans le secteur hospitalier	ANER	ANER	1997
Mise en place d'un système de financement permettant de pérenniser le marché du chauffe-solaire en Tunisie: Fiche d'identification du projet adressée à l'AFD et au FFEM	ANER	APEX/ALCOR	2002
Electrification rurale de base "solaire" en Tunisie	GTZ/ANER	GTZ/ANER	1998
Enquête 1999 auprès des clients résidentiels de la STEG - Résultats par milieu	STEG	Dir. Etudes et Planification Département Demande d'Electricité	2000
Etude de mise en place d'un cadre réglementaire pour le développement de l'éolien en Tunisie	ANER	Hélimax	2002
Projet d'un parc éolien et assistance pour la mise en œuvre d'un programme de développement de l'énergie éolienne en Tunisie	GTZ/ANER	GTZ/ANER	2001
Creating a local wind industry : Experience from Four European Countries	Union Européenne	Soren KROHN	1998
Intégration de l'énergie éolienne dans le développement du parc de production électrique en Tunisie : 2001-2020	ENIT/STEG	ENIT/STEG	2001
Wind Force 12 : A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020	European Wind Energy Association, Greenpeace	European Wind Energy Association, Greenpeace	2001
Etude sur l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'énergie en Tunisie	MEAT/ANER	APEX	2002
Identification et évaluation des options d'atténuation des gaz à effet de serre dans le secteur des déchets en Tunisie	MEAT/Dir. De l'Environnement Industriel	Mounir Majdoub / Ilyès Abdeljaouad	2000
MDP - Identification de projets d'atténuation des gaz à effet de serre dans le secteur des déchets	Min de l'Agr. De l'Environnement et des Ressources Hydrauliques	IDEA-Tunisie	2003

Projection des émissions de gaz à effet de serre dues à l'énergie dans le cadre d'une stratégie tunisienne d'atténuation	ANER	APEX	1999
Communication Initiale de la Tunisie à la CCNUCC	Ministère de l'Environnement et de l'Aménagement du Territoire	APEX	2001
Plan de développement: 8ième , 9ième et 10ième plan	Ministère de Développement Economique		1990, 1996, 2002
Portefeuille de projets d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre en Tunisie	MEAT/ANER	SEI/APEX	2002
Le pompage photovoltaïque en Tunisie	ANER	Néji AMAMIA	2001
Programme tunisien d'électrification rurale par systèmes photovoltaïques	MEAT/ANER	Amor OUNALLI / Néjib AMAIMIA	2001
Stratégie de maintenance des systèmes photovoltaïques	ANER		2003
Tunisia - Energy Management Strategy in the Residential and Tertiary Sectors	ESMAP		1992
World Market Update 2001- Forecast 2002-2006	BTM Consult ApS	OBTM Consult ApS	2002
20 ans d'énergie	Observatoire National de l'Energie (ONE)	ONE	2002
Statistiques rétrospectives d'électricité 1990-2000	STEG	Département des études et planification	2001
Rapport annuel 2000	STEG		2001
Revue de l'énergie – N° 56/2001 Spécial Electricité	Direction Générale de l'Energie		2001