



## Rapport Final

Etude sur les potentiels des Energies Renouvelables pour la production de l'électricité destinée à la consommation nationale en Tunisie ainsi que pour l'exportation vers l'UE

**Publié par:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**Siège social:**

Bonn and Eschborn, Germany  
T +49 228 44 60-0 (Bonn)  
T +49 61 96 79-0 (Eschborn)

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn, Germany  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Germany  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Nom du projet:**

Appui au Plan solaire méditerranéen (PSM) (GIZ PN 10.9061.2)

**Crédits photos de couverture**

© Alan Radecki Akradecki, centrales solaires III-VII de Solar Energy Generating Systems au désert de Mojave, en Californie. Ce fichier est sous licence Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Unported, 2.5 Générique, 2.0 Générique et 1.0 Générique.

© Olivier Tétard, Petit parc éolien près de Caen en Normandie. Ce fichier est sous licence Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Unported, 2.5 Générique, 2.0 Générique et 1.0 Générique.

© Owen Allen, Parc solaire fournit de l'électricité à l'Université de San Bernardino. Ce fichier est sous la licence Creative Commons Paternité 2.0 Générique.

The geographical maps are for informational purposes only and do not constitute recognition of international boundaries or regions; GIZ makes no claims concerning the validity, accuracy or completeness of the maps nor assumes any liability resulting from the use of the information therein.

Toutes les cartes géographiques sont à titre d'information uniquement et ne constituent pas une reconnaissance des frontières internationales ou des régions; GIZ n'affirme pas la précision des cartes ni n'assume aucune responsabilité résultant de l'utilisation des informations qui s'y trouvent.

Tunis, 2013

# SOMMAIRE

## Introduction.....7

### I. Le cadre réglementaire du secteur électrique .....8

1. Loi sur la production.....	9
2. Loi sur la cogénération .....	9
3. Loi sur les énergies renouvelable pour la production de l'électricité.....	10
4. Loi sur l'auto-production.....	11
5. Loi sur la création du « fonds national de maîtrise de l'énergie (fnme) » .....	12
6. La production indépendante .....	13
7. Autorisations et permis .....	14
8. Marché régional des énergies renouvelables.....	16

### II. La structure du secteur de l'électricité.....18

1. La production d'électricité .....	18
2. Le combustible utilisé pour la production électrique.....	21
3. Le transport et la distribution .....	22
4. Situation financière du secteur électrique .....	25
5. Le marché de l'électricité en tunisie .....	26
6. Les prix et les tarifs.....	30
7. Construction de nouvelles centrales .....	34
8. Évaluation des technologies utilisées.....	35
9. Historique des investissements dans le secteur électrique.....	35
10. Viabilité financière des projets d'ee/er .....	35
11. Besoins en amélioration du système électrique .....	36
12. Besoins en investissements dans le secteur électrique.....	37
13. Évaluation des barrières pour le développement des énergies renouvelables et besoin d'assistance.....	37
14. Projets d'énergies renouvelables et efficacité énergétique .....	38

### III. Potentiel des énergies renouvelables en tunisie.....42

1. Présentation des technologies .....	42
2. Le potentiel eolien.....	44
3. Le potentiel solaire.....	46
4. Critères de sélection des sites .....	50
5. Répertoire des sites.....	50

### IV. Etat des infrastructures en tunisie.....55

1. Le réseau routier de la tunisie.....	55
2. L'infrastructure portuaire.....	61
3. L'infrastructure aéroportuaire .....	63
4. Le transport ferroviaire .....	63

5. Le secteur logistique en tunisie .....	64
6. Les ressources en eau .....	66
7. L'infrastructure gazière .....	70
<b>V. Evaluation des impacts environnementaux et socio-économiques.....</b>	<b>72</b>
1. Hypothèses de l'étude d'impact.....	72
2. Les paramètres de l'étude d'impact.....	73
3. Evaluation des impacts environnementaux .....	77
4. Evaluation des impacts socio-économiques.....	79
<b>Annexes.....</b>	<b>86</b>

## Table des Figures :

<i>Figure 1: Structure du Parc pour 2010 et 2011 .....</i>	<i>19</i>
<i>Figure 2: Production Totale .....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 3: Consommation Spécifique .....</i>	<i>21</i>
<i>Figure 4: Réseau de Production et Transport STEG 2011.....</i>	<i>24</i>
<i>Figure 5: Répartition des ventes HT-MT par secteur économique .....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 6: Répartition des ventes par niveau de tension .....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 7: Courbes de charge. ....</i>	<i>29</i>
<i>Figure 8: Les tarifs de l'électricité en millimes (2011) .....</i>	<i>31</i>
<i>Figure 9: Postes horaires .....</i>	<i>31</i>
<i>Figure 10: Evolution du Prix de Vente Moyen.....</i>	<i>32</i>
<i>Figure 11: Prix de Vente Moyen du kWh .....</i>	<i>33</i>
<i>Figure 12: Principales Technologies CSP.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 13: Projets CSP dans le monde à l'horizon 2015.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure 14: Potentiel Eolien MENA.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure 15: Atlas Eolien de la Tunisie. ....</i>	<i>45</i>
<i>Figure 16: Aperçu du DNI dans la région MENA.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure 17: Aperçu du DNI en Tunisie.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure 18: Aperçu du GHI dans la région MENA.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure 19: Aperçu du GHI pour la Tunisie. ....</i>	<i>48</i>
<i>Figure 20: Aperçu du GHI pour la Tunisie. ....</i>	<i>49</i>
<i>Figure 21: Carte des sites identifiés .....</i>	<i>51</i>
<i>Figure 22: Carte des stations météorologiques .....</i>	<i>54</i>
<i>Figure 23: Carte routière Tunisie .....</i>	<i>57</i>
<i>Figure 24: Trajet Bizerte -Site Douar Dar Ramel .....</i>	<i>58</i>
<i>Figure 25: Trajet Rades- Site Bir Mcherga .....</i>	<i>59</i>
<i>Figure 26: Trajet Rades- Site de Tagerouine.....</i>	<i>59</i>
<i>Figure 27: Trajet Sousse-Site Oueslatia .....</i>	<i>60</i>
<i>Figure 28: Trajet Sfax-Site Fériana .....</i>	<i>60</i>
<i>Figure 29: Trajet Zarzis - Sites Tataouine et Tataouine Sud .....</i>	<i>61</i>
<i>Figure 30: Systèmes de production eau Nord et Centre .....</i>	<i>67</i>
<i>Figure 31: Systèmes de production eau Sud .....</i>	<i>68</i>
<i>Figure 32: Nappes profondes Feriana.....</i>	<i>69</i>

<i>Figure 33: Nappes profondes Tataouine .....</i>	69
<i>Figure 34: Infrastructure gaz en Tunisie .....</i>	71
<i>Figure 35: Emissions évitées par Technologie .....</i>	77
<i>Figure 36: Superficie par Technologie .....</i>	78
<i>Figure 37: Répartition économies d'énergie primaire par technologie.....</i>	80
<i>Figure 38: Economie d'énergie primaire.....</i>	81
<i>Figure 39: Evolution du prix du gaz en Europe .....</i>	82
<i>Figure 40: Emplois créés par filière.....</i>	83
<i>Figure 41: Classement WEF selon l'indice de compétitivité .....</i>	84
<i>Figure 42: Estimation de la proportion des composants susceptible d'être fabriqués dans la région MENA.....</i>	85

### Table des Tableaux :

<i>Tableau 1: Parc de production actuel.....</i>	19
<i>Tableau 2: Production nationale. ....</i>	20
<i>Tableau 3: Consommation spécifique du parc. ....</i>	21
<i>Tableau 4: Production en GWh par type de combustible. ....</i>	22
<i>Tableau 5: Réseau par niveau de tension .....</i>	22
<i>Tableau 6: Longueurs Réseaux et Nombre d'Abonnés .....</i>	23
<i>Tableau 7: Résultats financiers STEG 2009 et 2010 .....</i>	25
<i>Tableau 8: Demande Totale 2000-2010. ....</i>	27
<i>Tableau 9: Ventes HT-MT par Secteur Economique. ....</i>	27
<i>Tableau 10: Evolution du nombre de client .....</i>	28
<i>Tableau 11: Prix de Vente Moyen par Niveau de Tension. ....</i>	32
<i>Tableau 12: Investissements STEG pour 2005-2010.....</i>	35
<i>Tableau 13: Étude de faisabilité "Parc éolien auto-producteur" en Tunisie .....</i>	36
<i>Tableau 14: Projets Cogénération. ....</i>	41
<i>Tableau 15: Sites identifiés .....</i>	52
<i>Tableau 16: Réseau Routier .....</i>	56
<i>Tableau 17: Situation des sites .....</i>	58
<i>Tableau 18: Dépenses en logistique par secteur .....</i>	64
<i>Tableau 19: Sociétés de Transport .....</i>	65
<i>Tableau 20: Investissements par sous-secteur .....</i>	65
<i>Tableau 21: Liste des professionnels maritimes .....</i>	66
<i>Tableau 22: Paramètres des Centrales par Technologie .....</i>	73
<i>Tableau 23: Ratios par Technologie .....</i>	74
<i>Tableau 24: Répartition création d'emplois PV .....</i>	75
<i>Tableau 25: Répartition création d'emplois CSP .....</i>	76
<i>Tableau 26: Répartition création d'emplois éolien.....</i>	76
<i>Tableau 27: Employabilité par Technologie .....</i>	77
<i>Tableau 28: Superficies occupées (en ha).....</i>	78
<i>Tableau 29: Production d'électricité .....</i>	80

## Acronymes

<b>ADEME</b>	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
<b>ANME</b>	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
<b>ANPE</b>	Agence Nationale de Protection de l'Environnement
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>CESI</b>	Italian Electrical and Technical Experimental Center
<b>CIPIE</b>	Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité
<b>CPC</b>	Carthage Power Company
<b>CPV</b>	Concentrated Photovoltaic
<b>CSP</b>	Concentrated Solar Power
<b>CSPIE</b>	Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité
<b>Dii</b>	Desertec industrial initiative
<b>DNI</b>	Direct Normal Irradiance
<b>DGE</b>	Direction Générale de l'Energie
<b>DT</b>	Dinar Tunisien
<b>ER</b>	Energie Renouvelable
<b>ETAP</b>	Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières
<b>FNME</b>	Fond National pour la Maîtrise de l'Énergie
<b>GHI</b>	Global Horizontal Irradiance
<b>GIZ</b>	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
<b>GWh</b>	Gigawatt heure
<b>HAT</b>	Haute Tension
<b>HVDC</b>	High Voltage Direct Current
<b>IAA</b>	Industrie Agroalimentaire et Agricole
<b>ICH</b>	Industries Chimiques
<b>ID</b>	Industries Diverses
<b>IFI</b>	International Financial Institutions
<b>IMCCV</b>	Industriel des Matériaux de Construction, de la Céramique et du Verre
<b>IME</b>	Industrie Mécanique et Electrique
<b>INM</b>	Institut National de Météorologie
<b>IPP</b>	Independent Power Producer
<b>ISCC</b>	Integrated Solar Combined Cycle
<b>ITHC</b>	Industrie Textile Habillement et Confection
<b>kWh</b>	kilowattheure
<b>MENA</b>	Middle East North Africa
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawattheure
<b>NREL</b>	National Renewable Energy Laboratory
<b>PST</b>	Plan Solaire Tunisien
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>TEP</b>	Tonne Equivalent Pétrole
<b>TIR</b>	Transport International Routier
<b>TRI</b>	Taux de Rentabilité Interne
<b>TTF</b>	Title Transfer Facility
<b>SONEDE</b>	Société Nationale d'Exploitation et de Distribution de l'Eau
<b>STEG</b>	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
<b>STIR</b>	Société Tunisienne des Industries du Raffinage

## Introduction

Dans le cadre de sa stratégie de développer des projets d'énergies renouvelables, l'initiative industrielle européenne Dii (Desertec industrial initiative) envisage de promouvoir la réalisation de plusieurs projets d'envergure dans la région MENA (Afrique du Nord Moyen Orient). La réalisation de ces projets nécessite la mise en place d'un ensemble de pré-requis techniques et réglementaires. Dii se propose de réaliser une étude de préfaisabilité pour l'implantation d'un projet pilote de 1 000 MW à partir des Energies Renouvelables, en Tunisie. Les ambitions de la Tunisie et les objectifs de Dii peuvent converger pour la promotion de projets d'intérêt commun. C'est dans ce cadre que s'inscrit la présente étude sur les potentiels des énergies renouvelables pour la production de l'électricité destinée à la consommation nationale, en Tunisie, ainsi que pour l'exportation vers l'UE.

L'objectif de cette étude est de préparer les bases pour l'étude de préfaisabilité de centrales solaires et éoliennes d'une capacité de production électrique de 1 000 MW (400MW CSP, 300 MW Photovoltaïque et 300 MW Eolien), que Dii élaborera par la suite.

Au cours de la conduite de cette étude, initialement prévue pour un projet pilote de 500MW, il s'est avéré qu'il était possible, sans contraintes majeures, de développer une capacité de production de 1000 MW, selon un calendrier à convenir mais qui pourrait s'étaler sur la période 2014-2020 (certains projets pourraient être inclus dans le plan solaire tunisien, en cours de révision). En effet, une étude sur le réseau électrique tunisien menée conjointement par CESI et Dii a montré que vu les extensions et renforcements de réseau prévus par la STEG à l'horizon 2016, l'installation de 1000 MW d'ER, même dans le cas où 80% de l'électricité produite serait destinée à l'export (soit le cas le plus défavorable pour la gestion du réseau), ne nécessiterait que des renforcements de réseau minimes. Par ailleurs, une telle capacité de production pourrait justifier à elle seule l'implantation d'un câble transméditerranéen.

Les principales tâches qui seront développées dans le cadre de ce rapport comprennent la collecte et l'évaluation des informations concernant :

- Le cadre réglementaire dans le domaine de l'électricité et des énergies renouvelables en Tunisie
- L'analyse du secteur énergétique et plus particulièrement le secteur électrique tunisien
- La quantification du potentiel des ressources énergétiques renouvelables (en particulier l'éolien et le solaire) et leur exploitabilité technique et économique
- L'état des infrastructures du pays et leur adéquation avec des projets de grande envergure d'énergies renouvelables
- Les impacts environnementaux et socio-économiques

## I. Le cadre réglementaire du secteur électrique

Plusieurs institutions interviennent sur les politiques et les stratégies de la production électrique et le développement des énergies renouvelables, dont notamment l'énergie éolienne. Il s'agit principalement de:

- Ministère de l'Industrie: élaboration et mise en œuvre de la politique du gouvernement dans les domaines se rapportant à l'énergie. Le Ministère de l'Industrie comprend une Direction Générale de l'Énergie (DGE) chargée notamment du suivi et de l'analyse de l'évolution de la production et de la consommation énergétique du pays ainsi que du développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.
- STEG: Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, établissement public dont la principale mission est la satisfaction des besoins du pays en énergies électrique et gazière. Les activités de la STEG couvrent la production, le transport et la distribution de l'électricité. Le développement des projets d'énergies renouvelables est géré par la DEP (Direction des Etudes et de la Planification) et plus précisément le PEREE (Projets Energies Renouvelables et Efficacité Energétique).
- ANME: Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie, la mission de l'ANME consiste à mettre en œuvre la politique de l'État dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et ce par l'utilisation rationnelle de l'énergie, la promotion des énergies renouvelables et la substitution de l'énergie. L'intervention de l'ANME englobe toutes les initiatives et actions visant à améliorer le niveau d'efficacité énergétique et à diversifier les sources d'énergie.
- Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE) : commission interministérielle principalement chargée de se prononcer, pour chaque projet de production indépendante d'électricité, sur le mode et conditions de choix du concessionnaire, le choix du producteur indépendant et les avantages à accorder au concessionnaire (Décret N°96-1125 du 20/06/96). La CSPIE est notamment composée du Premier Ministre (Président), du Ministre de la Coopération Internationale, du Ministre des Finances, du Ministre du Commerce, du Ministre de l'Industrie, du Secrétaire Général du Gouvernement et du Gouverneur de la Banque Centrale.
- Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité (CIPIE) : commission au sein du Ministère de l'Industrie chargée des projets de production indépendante d'électricité : appel d'offres, négociations avec le producteur Indépendant, proposition des avantages à accorder au concessionnaire. Cette Commission soumet, pour décision, ses conclusions et ses recommandations à la CSPIE. La CIPIE est présidée par le

Ministre de l'Industrie et composée d'un représentant de chaque membre de la CSPIE et de la STEG.

- Groupe IPP : il a pour mission de préparer les cahiers des charges, dépouiller les offres, négocier les accords de projets, relatifs aux concessions dans le secteur de l'énergie. Il est composé de représentants du Ministère de l'Industrie et de la STEG.

### **1. Loi sur la production**

Le monopole de la production de l'électricité a été levé par la loi n°96-27 du 1<sup>er</sup> avril 1996 qui autorise l'état à octroyer à des producteurs indépendants, les IPP, des concessions de production d'électricité en vue de la vente exclusive à la STEG.

### **2. Loi sur la cogénération**

Depuis 2001, la Tunisie s'est dotée de dispositions règlementaires favorisant le développement de la cogénération et autorisant la vente d'électricité à la STEG. Le cadre réglementaire relatif à la cogénération est régit par les textes suivants:

- Décret 2002-3232 du 3 décembre 2002, complété et modifié par le décret n° 2009-3377 du 2 novembre 2009
- Arrêté du ministre de l'industrie et de la technologie du 24 décembre 2007, portant approbation du cahier des charges relatif aux conditions techniques de raccordement et d'évacuation de l'énergie électrique des installations de cogénération sur le réseau électrique national.
- La loi n° 2009-7 du 9 février 2009 modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 et qui a introduit des éléments importants de promotion de la cogénération, notamment pour la production, le transport et la vente d'électricité.
- Arrêté du 18 juin 2009 fixant les tarifs de transport et de vente de la production excédentaire d'électricité à la STEG, aux conditions techniques de raccordement au réseau national d'électricité.

Dans ce cadre, l'ANME a mobilisé des efforts considérables pour le développement de cette technologie et a mis à la disposition des promoteurs intéressés un certain nombre de mesures incitatives, dont :

- L'octroi d'une prime à l'investissement d'un montant de 20% du montant de l'investissement avec un plafond de 500.000 DT, par projet, servie par le Fond National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME);

- La possibilité de souscription à des crédits bancaires avec des conditions avantageuses sur la ligne de crédit pour la maîtrise de l'énergie, gérée par l'ANME et financée par l'Agence Française de Développement (AFD) ;
- La possibilité de souscription à des crédits bancaires sur la ligne de crédit « Efficacité Énergétique dans l'Industrie & Cogénération » de la Banque mondiale, gérée par l'ANME en complémentarité avec les autres outils de financement (FODEC/FNME, Fonds de garantie en cas de recours à une ESE).

Toutefois, les projets de cogénération sont soumis aux conditions suivantes, qui seraient susceptibles d'affecter la vitesse de développement de ce marché en Tunisie :

- La nécessité pour tout promoteur de parvenir à un rendement annuel global de l'installation de cogénération d'au moins 60 %.
- La cession des excédents d'électricité à la STEG se fait 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 du renforcement du réseau national pour l'évacuation des excédents d'électricité sur le réseau, ainsi que les frais de raccordement de l'installation au réseau national.
- Le prix de vente de l'excédent de l'énergie électrique produite est indexé au prix d'achat du gaz naturel (prix de la thermie de gaz naturel) appliqué à l'entreprise en question et fixé suivant les 4 postes horaires (jour, pointe, soir et nuit)

### **3. Loi sur les énergies renouvelables pour la production de l'électricité**

Parmi les principaux textes réglementaires régissant la maîtrise de l'énergie on site notamment :

- La loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie, ouvrant la voie à la publication de nouveaux textes d'application pour le soutien aux actions de maîtrise de l'énergie.
- La loi n° 2005-82 du 15 août 2005 qui a permis de créer le Fonds National de Maîtrise de l'Énergie, un acquis et un outil de financement durable dans le domaine de la maîtrise de l'énergie
- Le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005 fixant les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par le FNME ainsi que les modalités de leur octroi.
- La loi n° 2009-7 du 9 février 2009 modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 et qui a introduit des éléments importants de promotion des énergies renouvelables, notamment pour la production, le transport et la vente d'électricité.

- Le décret n° 2009-362 du 9 février 2009 modifiant et complétant le décret n° 2005-2234 du 22 août 2005, introduisant notamment les aides à l'investissement pour la réalisation des projets de production de l'électricité de source renouvelable.
- Le décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009 fixant les conditions de transport de l'électricité, de la vente des excédents à la STEG et des limites supérieures de ces excédents. Les prix de ces ventes sont fixés par décision du ministre chargé de l'énergie.

Les aides directes octroyées par le FNME sont complétées par des avantages fiscaux spécifiques à la maîtrise de l'énergie :

- Application de droits de douane minimum et suspension de la TVA sur les équipements et produits utilisés pour la maîtrise de l'énergie et qui n'ont pas d'équivalents fabriqués localement.
- Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits économiseurs en énergie acquis localement.

Ces avantages s'ajoutent au régime général régi par le code des investissements et qui accorde un certain nombre d'avantages et d'aides à l'investissement selon les secteurs et les zones d'investissement.

#### **4. Loi sur l'auto-production**

La loi 2004-72 relative à la maîtrise de l'énergie modifiée et complétée par la loi 2009-7, dispose le suivant :

- Article 7 : dispose que les établissements ou groupements d'établissements qui s'équipent d'une installation de cogénération économe en énergie pour leur consommation propre, bénéficient du droit de transport de l'électricité produite jusqu'au point de consommation, ainsi que du droit de vente des excédents de leur production à la STEG dans une limite fixé par décret et ce dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie (DGE).
- Article 14 bis : dispose que les établissements ou groupements d'établissements qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour leur consommation propre, bénéficient du droit de transport de l'électricité produite jusqu'au point de consommation (si les lieux de production et consommation sont distants), ainsi que du droit de vente des excédents de leur production à la STEG dans une limite fixée par décret et ce dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie. Ces projets sont approuvés par décision du ministre chargé de l'énergie prise sur avis d'une commission technique consultative. Cette commission technique consultative est créée en vertu du décret numéro 2005-2234 du 22 Août 2005. Elle est présidée par le Directeur Général de l'ANME et composée de représentants du Ministre de l'Industrie, du Ministre des Finances, du Ministre de la Coopération Internationale, du Ministre de l'Environnement et de la STEG.

Le décret 2009-2773 fixe les conditions du transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG. Ce décret dispose entre autres que :

- Article 1 : La limite d'énergie pouvant être vendue est de 30% de l'électricité produite annuellement. Cette limite peut être dépassée par les installations de biomasse ayant une capacité installée ne dépassant pas 15 MW.  
« Le transport de l'électricité et la vente des excédents s'effectuent dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie sur la base de tarifs de transport et de vente fixés par décision du ministre chargé de l'énergie ».
- Article 3 : L'auto-producteur prend à sa charge les frais de raccordement de l'installation au réseau et ceux de renforcement du réseau en cas de besoin. Les conditions de raccordement et d'évacuation d'énergie sont définies par un cahier de charges.
- Article 4 : La commission technique consultative donne son avis sur la réalisation des projets d'autoproduction et le Ministre chargé de l'énergie qui les approuve en se basant sur l'avis de la commission. L'avis de la commission repose sur un dossier technique qui inclut :
  - Un extrait du registre de commerce de la société,
  - Une étude de faisabilité technico-économique,
  - Le site d'implantation du projet et la puissance électrique à installer,
  - Le site de consommation de l'électricité,
  - La consommation annuelle électrique de l'établissement,
  - La production annuelle prévisionnelle de l'électricité.

## 5. Loi sur la création du « Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME) »

Loi n°2005-106 du 19 Décembre 2005, portant loi de finance pour l'année 2006 et notamment les articles 12 et 13, portant création du Fonds National de la Maîtrise de l'Energie (JORT n°101 publié le 20 décembre 2005).

Ce fonds est destiné au financement des opérations visant la rationalisation de la consommation de l'énergie, la promotion des énergies renouvelables et la substitution de l'énergie. Ledit fonds accorde des subventions pour la réalisation des opérations prévues par l'article premier de la loi n°2005-82 du 15 août 2005 relative à la création d'un système de maîtrise de l'énergie.

Le fonds national de maîtrise de l'énergie est financé par :

- les ressources provenant des interventions du fonds
- les ressources prévues par l'article 2 de la loi n° 2005-82 du 15 août 2005 portant création d'un système de maîtrise de l'énergie
- les dons et subventions des personnes physiques et personnes morales au profit du fonds
- toutes autres ressources qui peuvent être affectées au profit du fonds en vertu de la législation en vigueur.

Pour l'année 2010, le FNME a financé jusqu'à concurrence de 21 Millions de Dinars.

## 6. La production indépendante

Depuis sa création en 1962 par le décret loi n° 62-08, la STEG disposait du monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sur l'ensemble du territoire tunisien, par ailleurs, ce décret permet à certains producteurs indépendants de produire de l'électricité pour leur consommation propre et céder les excédents à la STEG (régime des auto-producteurs). Ce monopole a été levé partiellement par la loi n°96-27 du 1<sup>er</sup> avril 1996 qui autorise l'état à octroyer à des producteurs indépendants « IPP » des concessions de production d'électricité en vue de la vente exclusive par un (PPA) de l'énergie électrique 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 ouvert ou par appel d'offres restreint précédé d'une phase de pré-qualification, un groupe ad hoc (groupe IPP) est chargé par le Ministère de l'Industrie de procéder à l'appel d'offre.
- La Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité (CSPIE), est une commission interministérielle chargée de se prononcer principalement, pour chaque projet de production indépendante d'électricité, sur le choix du concessionnaire.
- La Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité (CIPIE), auprès du Ministère de l'Industrie a pour mission principale 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 CSPIE.
- la CIPIE 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. 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 Ministère de l'Industrie et les informations que devra fournir le concessionnaire<sup>1</sup>.
- Les critères, le barème de notation et les conditions de l'appel d'offres sont fixés par la CIPIE en accord avec l'avis de la CSPIE.

C'est dans ce cadre que la première centrale privée (IPP Rades) a été réalisée et mise en service en 2002 selon le mode BOO (Build, Own and Operate) ;

Par ailleurs, le code des hydrocarbures promulgué par la loi n°99-93 du 17 août 1999 complété et modifié par la loi n°202-23 du 14 février 2002, autorise le titulaire d'une Concession d'exploitation pétrolière à valoriser le gaz issu de ses gisements d'hydrocarbures en vue de la production d'électricité et la vente exclusive de celle-ci à la STEG.

---

<sup>1</sup> Une des principales remarques pouvant être faite sur le cadre institutionnel est l'absence d'un organe unique de régulation. Ce rôle est actuellement assumé implicitement par le Ministère de l'industrie.

## 7. Autorisations et permis

Il n'existe aucun texte spécifique relatif aux autorisations et permis nécessaires à la réalisation d'un projet de centrale électrique à partir des Energies Renouvelables.

La réalisation d'un projet Energie Renouvelable doit être approuvée par le Ministre chargé de l'énergie sur avis de la commission technique consultative (présidée par le Directeur Général de l'ANME) qui donne son avis sur la base d'un dossier technique comprenant :

- Extrait du registre du commerce de la société
- Etude de faisabilité technico-économique
- Site d'implantation du projet et puissance à installer
- Site de consommation de l'électricité
- Consommation annuelle électrique de l'établissement
- Production annuelle prévisionnelle

Le délai au bout duquel la commission donne son avis n'est pas précisé mais il peut être évalué à environ 1 mois.

Par ailleurs, plusieurs autres autorisations ou permis peuvent s'avérer nécessaires :

### ➤ Ministère de l'Agriculture

Les terres agricoles telles que définies par la loi sont réparties en 3 catégories : zones d'interdiction, zones de sauvegardes et zones agricoles. Le changement de vocation de ces zones n'est possible que par la publication d'un décret sur proposition du Ministre de l'Agriculture, sur avis de la commission technique consultative régionale des terres agricoles. Une demande comprenant les pièces suivantes doit être adressée au Ministère de l'Agriculture :

- localisation exacte de la terre située dans la zone agricole
- caractéristiques techniques du projet et ses implications en matière de pollution des eaux, des sols et de l'air
- accord de principe sur le projet délivré par le ministère technique concerné (Ministère de l'Industrie et de la Technologie)

Après étude, le dossier est transmis au gouverneur concerné pour le soumettre à l'étude et l'avis de la commission technique consultative régionale.

Le gouverneur procède, dans un délai ne dépassant pas deux semaines, à l'affichage de la demande au siège du gouvernorat, de la délégation ou de la commune concernée et du commissariat régional au développement agricole pendant un mois et à la publication d'un avis dans un quotidien à l'attestation de tout intéressé qui peut, pendant cette période,

présenter des observations éventuelles à ce sujet. Ces observations sont présentées soit directement au gouverneur soit par lettre recommandée avec accusé de réception.

Après expiration d'un délai de 1 mois, le gouverneur convoque la commission pour examiner les observations éventuelles et émettre son avis au sujet de la demande dans un délai de 15 jours, après la fin du délai d'affichage. Il transmet immédiatement le dossier au ministre de l'agriculture. Le changement de la vocation agricole des terres classées en zones de sauvegarde ou en autres zones agricoles est effectué par décret pris sur proposition du ministre de l'agriculture.

Dans le cas de non commencement de la réalisation du projet, objet du changement de la vocation agricole, dans un délai d'une année renouvelable une seule fois, le décret portant sur le changement de vocation du terrain est abrogé.

#### ➤ **Ministère du Transport**

Une autorisation du Ministère du transport peut éventuellement s'avérer nécessaire. En effet, toute création de nouveaux objets ou surélévation d'objets existants à l'intérieur des zones grevées de servitudes aéronautiques de dégagement et de balisage d'obstacles doit être soumise à l'accord préalable des services compétents du ministère du transport en se basant sur des données numériques conformément aux procédures fixées par arrêté du ministre du transport.

Une demande accompagnée d'une présentation du projet devrait être adressée au Ministre du Transport pour avoir son accord en cas de l'implantation du projet dans ces zones.

#### ➤ **Ministère de la Défense**

Les cas nécessitant le recours à l'autorisation du Ministère de la Défense ne sont pas bien définis. Il serait donc préférable d'adresser une demande, accompagnée d'une présentation du projet, au Ministre de la Défense.

#### ➤ **Permis environnementaux**

Le décret N°2005-1991 du 11/07/2005, qui complète et abroge le décret N°91-362 du 13/03/1991, stipule que les études d'impact sur l'environnement sont obligatoires pour les installations de production d'électricité d'une puissance supérieure à 300 MW.

Les études d'impact environnemental sont réalisées par des bureaux d'études ou des experts spécialisés, puis approuvées par l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE), qui siège au Ministère de l'Environnement. Le délai dont dispose l'agence pour donner son avis est de 3 mois ouvrables. Si à la fin de ce délai l'ANPE ne s'est pas prononcée, l'accord pour la réalisation du projet est considéré tacite.

Les installations électriques d'une puissance inférieure à 300MW ne nécessitent pas un permis environnemental, il est cependant d'usage qu'une étude d'impact soit réalisée.

### ➤ **Permis de raccordement au réseau**

Le décret N°64-9 du 17/01/1964 portant approbation du cahier des charges relatif à la fourniture de l'énergie électrique, met à la charge de l'abonné les frais de raccordement au réseau national d'électricité.

L'autorisation de raccordement au réseau est gérée par la STEG. Un dossier technique doit lui être présenté. Lorsque le raccordement se fait en Basse Tension, la STEG dispose d'un délai de 25 jours à compter de la date de dépôt du dossier. Si le raccordement se fait en Moyenne ou Haute Tension, le délai est de 60 jours. Le coût de raccordement au réseau sera déterminé par la STEG suite à une étude technique.

### ➤ **Permis fonciers**

Le porteur du projet peut s'installer sur un terrain qu'il possède ou sur un terrain qu'il loue à une personne privée ou encore sur un terrain relevant du domaine public (domaine de l'Etat).

Dans cette dernière hypothèse, le producteur est appelé à conclure un contrat de concession à titre d'occupation du domaine public. Ce contrat doit préciser le sort des équipements installés après l'expiration de la durée de la concession et ce conformément à la loi N°2008-23 du 01/04/2008, relative au régime de la concession.

### ➤ **Autorisation pour les lignes électriques**

Pour pouvoir traverser des parcs nationaux ou des réserves naturelles, les lignes électriques sont soumises à l'autorisation du Ministre de l'Agriculture et ce dans le cas où l'opération suscite un intérêt public suprême et la traversée des parcs nationaux ou des réserves naturelles s'avère indispensable pour le transport de l'énergie électrique produite.

Une demande accompagnée d'une étude sur le transport d'électricité doit être déposée au bureau d'ordre central du Ministère de l'Agriculture - Direction Générale des Forêts. Une réponse peut être attendue dans les 15 jours à partir de la date de dépôt de la demande.

## **8. Marché régional des Energies Renouvelables**

### ➤ **Marché des ER au Maroc**

Le Maroc a mis en place le Plan Solaire Marocain comme stratégie nationale pour le développement des Energies Renouvelables. Ce plan a pour objectif l'installation d'une capacité de production électrique utilisant l'énergie solaire de 2 GW d'ici 2020. Le plan prévoit également la mise en place d'une nouvelle législation pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique ainsi que la création d'un fonds spécialement créé à cet effet.

L'objectif à l'horizon 2020 est d'atteindre 40% d'énergies renouvelables, soit environ 6 GW répartis entre 2 GW solaire, 2 GW éolien et 2 GW hydraulique.

La loi 13-09 sur les Energies Renouvelables indique les dispositions relatives notamment à l'autoproduction, au raccordement au réseau et à la possibilité d'exporter l'électricité. Il est possible de vendre l'électricité produite à l'opérateur national ou directement à un consommateur ou groupement de consommateurs. Il n'est pas prévu de tarification favorisant les ER.

#### ➤ **Marché des ER en Algérie**

L'Algérie a mis en place un programme ambitieux de développement des Energies Renouvelables avec l'objectif d'installer une puissance de 22 GW à l'horizon 2030 dont 10 GW sont destinés à l'export.

L'Algérie souhaite devenir un acteur majeur dans le domaine des ER et vise notamment l'implantation d'une industrie locale importante, créatrice d'emplois.

Les mesures incitatives qui seront mises en place sont la réduction des droits et taxes (douane, TVA...) sur les équipements, des crédits d'impôts destinés aux industriels qui souhaitent devenir auto-producteurs par les ER ainsi que la facilitation de l'accès au foncier pour de tels projets.

#### ➤ **Cadre réglementaire UE**

Le cadre réglementaire européen actuel encourage le développement des énergies renouvelables. L'Union Européenne soutient également le développement des ER dans le bassin sud de la Méditerranée par l'engagement de partenariat dans le cadre de l'Union Pour la Méditerranée ou le Plan Solaire Méditerranéen.

La Directive 2009/28/EC pour la promotion des énergies renouvelables peut contribuer au développement de projets ER en dehors des frontières de l'UE. L'article 9 de cette directive prévoit que l'énergie produite dans un pays tiers pourra être comptabilisée sur le compte de l'un des pays membres afin de lui permettre d'atteindre les objectifs d'ER qu'il s'est fixé à l'horizon 2020.

Les pays membres de l'Union Européenne, à l'instar de l'Allemagne, l'Espagne, la France ou l'Italie ont mis en place un système de Feed in Tarif, spécifique à chaque pays et à chaque technologie (éolien, PV, CSP...) afin de subventionner et encourager le développement des ER.

## II. La structure du secteur de l'électricité

La structure du secteur de l'électricité en Tunisie est constituée par :

- Une société nationale (STEG) disposant de la plus grande part de la production (85% de la puissance du parc) et du monopole du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz sur tout le territoire.
- Une société à responsabilité limitée (Carthage Power Compagnie :CPC) appartenant à deux actionnaires (Marubini et BTU Ventures, un groupe à capitaux propres), CPC dispose d'une seule centrale à cycle combiné de 471 MW, mise en service en 2002 dans le cadre de la loi n°96-27 du 1<sup>er</sup> avril 1996 qui autorise l'état à octroyer à des producteurs indépendants « IPP » des concessions de production d'électricité en vue de la vente exclusive par un (PPA) de l'énergie électrique à la STEG.
- Une société à responsabilité limitée : Société d'Electricité d'El Bibane SEEB disposant de deux turbines à gaz d'une puissance totale de 27 MW, mises en service en 2003 dans le cadre de la loi n°202-23 du 14 février 2002, qui autorise le titulaire d'une Concession d'exploitation pétrolière à valoriser le gaz issu de ses gisements d'hydrocarbures en vue de la production d'électricité et la vente exclusive de celle-ci à la STEG.
- Des industriels auto-producteurs ou co-générateurs qui peuvent produire de l'électricité pour leur consommation propre et qui peuvent céder une partie de leur production à la STEG.

En termes de production pour l'année 2010, la part de la STEG a été de 73.8% et celle de CPC et SEEB a été de 20.6%, l'énergie produite par les auto-producteurs représente environ 5.6%.

### 1. La production d'électricité

Le parc de production tunisien totalise environ 3960 MW (2012) et est composé de :

- Quatre centrales principales qui fonctionnent en base et qui totalisent 2 271 MW.
- Cinq centrales équipées de turbines à gaz de puissance unitaire 120 MW qui fonctionnent essentiellement en pointe et qui totalisent 1080 MW.
- Un ensemble de petites turbines à gaz de puissances unitaires 22 ou 34 MW et de puissance totale 440 MW, réparties sur huit sites et fonctionnant en pointe le cas échéant.
- Une centrale éolienne de 54 MW, à Sidi Daoud au nord-est du pays.
- Six centrales hydrauliques de puissance totale 66 MW.
- Une centrale éolienne, dans la région de Bizerte, de 120MW (50 MW déjà mis en service début 2012) et extension en cours pour atteindre une puissance de 190 MW.

Le parc de production tunisien se caractérise par une part importante de turbines à gaz fonctionnant en cycle ouvert et essentiellement pour satisfaire la demande pendant la pointe.

Les graphiques suivants montrent la répartition de la puissance installée par type de moyen de production pour les années 2010 et 2011.

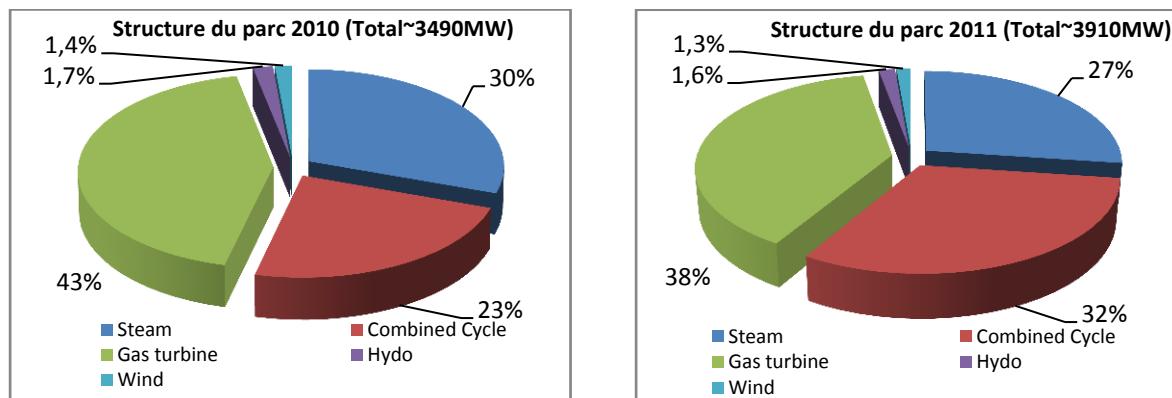


Figure 1: Structure du Parc pour 2010 et 2011. Source : STEG

### Le parc de production actuel (puissance installée brute)

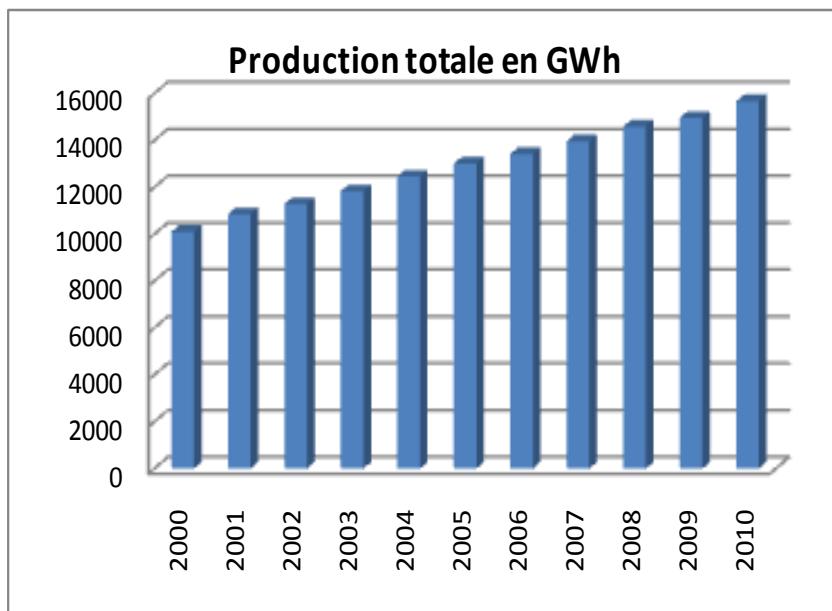
Centre de production	Nom de la centrale	Type	Puissance installée (MW)	Combustible	Nombre d'unités	Année de Mise en Service	rendement (%) 2010
Rades I	Rades A	Vapeur	170	Gaz/oil	2	1985	33
	Rades B		180		2	1998	35
Ghannouche	TV	Vapeur	30		2	1972	28
Sousse	Sousse A	Vapeur	160	Gaz	2	1980	32.5
	Sousse B	Cycle combiné	120		1		
			120		1	1994	44
			124		1		
IPP Rades II	Rades II		471		1	2002	44
IPP El Biben	Biben		13,5		2	2003	22
Ghannouche			416		1	2011	52.5
Tyna	TG1/2/3	Turbines à Gaz	120	Gaz	3	2004/2010	29
Feriana	TG1/2		120		2	2005/2009	29
Goulette	TG1		120		1	2004	30
Bir Mcherga	TG1/2		120		2	1997	28
Bouchemma	TG1		120		1	1999	28
20 MW	TG		22		3+1+1+2	1975 - 1978	21
30 MW	TG		34	Gaz	2+1+2	1977 - 1984	22
20-30	TG		22-34		2+1+1	1978 - 1984	20
Hydraulique			66		6 centrales		
Eolien	Sidi Daoud		54		1	2001-2009	

Tableau 1: Parc de production actuel. Source : STEG

### La production nationale (GWh)

ANNEE	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Thermique	5343,6	5688,4	4291,8	4659,9	4625,8	5343,9	5173,7	5926,2	6410,6	6017,3	5799
Hydraulique	64,4	54,4	64,2	166,0	153,5	145,2	91,7	48,6	38,0	78,9	50
Gas turbine	1 195,1	1 909,4	1 678,3	1 525,0	1 244,2	1 209,2	1 505,3	1 806,8	2 120,8	2 390,9	2 786
Comb. Cycle	2 595,7	2 111,2	2 206,1	1 918,6	2 597,0	2 422,3	2 823,2	2 211,2	1 641,6	2 228,9	2 795
Eolien	23,1	23,6	30,1	33,4	43,7	42,4	37,6	42,9	39,4	97,5	139
<b>Total STEG</b>	<b>9221,9</b>	<b>9 787,0</b>	<b>8 270,5</b>	<b>8 302,9</b>	<b>8 664,2</b>	<b>9 163,0</b>	<b>9 631,5</b>	<b>10 035,7</b>	<b>10 250,4</b>	<b>10 813,5</b>	<b>11 569</b>
Auto production	873,7	906,1	940,8	928,8	946,5	938,8	925,1	877,6	894,5	871,9	876
CPC	----	160,8	2 070,1	2 459,7	2 716,0	2 765,2	2 864,0	3 054	3 338,3	3 154,6	3 223,8
SEEB	---	---	---	139,2	127,6	139,7	0,0	0,0	101,7	114,3	2,3
<b>Total Tunisie</b>	<b>10 096</b>	<b>10 854</b>	<b>11 281</b>	<b>11 831</b>	<b>12 454</b>	<b>13 006</b>	<b>13 420</b>	<b>13 968</b>	<b>14 585</b>	<b>14 954</b>	<b>15 671</b>

**Tableau 2: Production nationale.** Source: STEG



**Figure 2: Production Totale.** Source : STEG

### La consommation spécifique

La consommation spécifique du parc de production national a connu une amélioration notamment suite à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Rades II (CPC) en 2002, au renforcement du réseau d'évacuation de la plateforme de Rades (en 2006) et à une meilleure gestion du parc de production. Par ailleurs, la mise en service du cycle combiné mono arbre de 416MW de Ghannouche en 2011 aura aussi un impact positif sur l'amélioration de l'efficacité du parc.

#### Consommation spécifique du parc (Tep/GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>STEG</b>	253,2	259,7	262,8	264,3	256,5	255,4	252,3	255,3	259,9	258,7	256,3
<b>CPC</b>		255	196,5	195,8	193,6	196	194	198,9	197,7	198,3	197,2
<b>TOTAL</b>	<b>253,2</b>	<b>259,6</b>	<b>249,4</b>	<b>248,4</b>	<b>241,2</b>	<b>241,3</b>	<b>238,8</b>	<b>241,9</b>	<b>244,5</b>	<b>244,8</b>	<b>243,3</b>
<b>Variation</b>	-	+2,5%	-3,9%	-0,4%	-2,9%	-	-1%	+1,3%	+1,1%	+0,1%	+0,6%

Tableau 3: Consommation spécifique du parc. Source : STEG

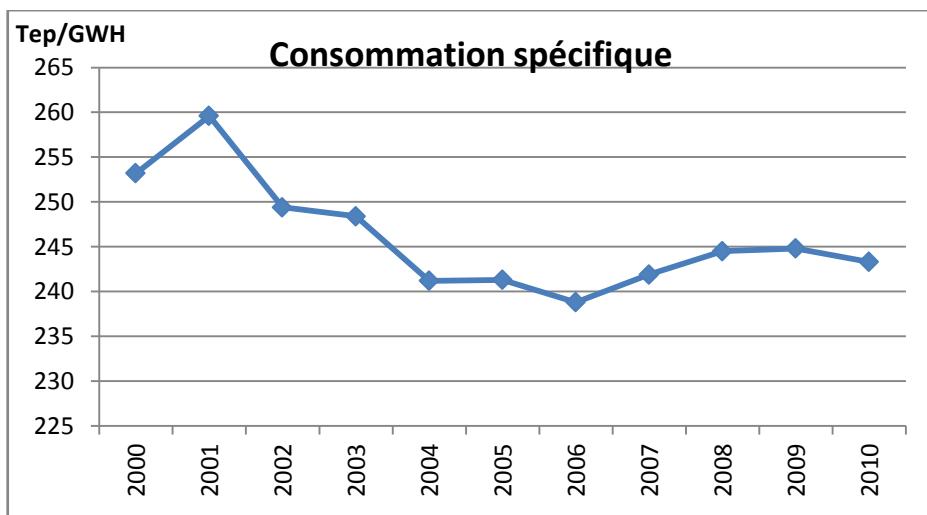


Figure 3: Consommation Spécifique

La faible consommation spécifique pour l'année 2006 était conjoncturelle et a coïncidé avec le renforcement du réseau d'évacuation de la plateforme de Rades, ainsi qu'une très bonne gestion et utilisation des équipements.

## 2. Le combustible utilisé pour la production électrique

Bien que les turbines à vapeur de Rades I et de Sousse soient prévues pour fonctionner au gaz ou au fuel lourd, le combustible utilisé pour la production de l'électricité est essentiellement le gaz naturel, le tableau suivant donne la structure de la production par combustible pour 2008, 2009 et 2010.

Année	2008	2009	2010
<b>Combustible</b>			
Gaz Naturel	9 490.3	10 135.5	11 376.7
Fuel Lourd	682.1	501.1	1.98*
Gas-Oil	0.6	0.5	1.33
Sous-total (GWh)	10 173	10 637	11 380
<b>Autres ressources</b>			
Hydraulique	37.9	78.9	50.1
Eolienne	39.4	97.5	138.6
<b>Total Général (GWh)</b>	<b>10 250.3</b>	<b>10 813.5</b>	<b>11 568.7</b>

**Tableau 4: Production en GWh par type de combustible.** Source : Rapport d'activité STEG 2010

\*Sur demande du Ministère chargé de l'énergie, et lorsque le prix du gaz sur le marché international est intéressant, la STEG opère certaines centrales (principalement Rades) au fuel lourd. L'équivalent gaz étant vendu sur le marché international.

### 3. Le transport et la distribution

Les niveaux tensions utilisés pour le réseau à haute tension sont 400, 225, 150 et 90 kV, le réseau est essentiellement constitué de lignes aériennes sauf dans la capitale, où, pour des considérations d'urbanisme et de servitude, certaines liaisons sont souterraines.

Le réseau haute tension est bouclé et relie l'ensemble des centrales de production aux centres de consommations.

Le réseau tunisien est interconnecté avec le réseau algérien avec deux lignes en 90kV, une ligne en 150 kV, deux lignes en 225 kV, une nouvelle interconnexion en 400 kV est en cours de mise en service. Deux interconnexions en 225kV avec le réseau libyen sont construites et non fonctionnelles actuellement.

Le tableau suivant indique les longueurs des réseaux pour les différentes tensions :

LIGNES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
225 kV	1 236	1 302	1 742	2 049	2 431	2 532	2 574	2 624	2 741	2 767	2 792
150 kV	1 490	1 516	1 518	1 529	1 567	1 728	1 728	1 728	1 812	1 812	1 883
90 kV	968	962	965	1 007	986	1 071	1 121	1 141	1 108	1 188	1 189
<b>TOTAL</b>	<b>3 694</b>	<b>3 782</b>	<b>4 225</b>	<b>4 585</b>	<b>4 984</b>	<b>5 331</b>	<b>5 423</b>	<b>5 493</b>	<b>5 661</b>	<b>5 767</b>	<b>5 864</b>
<b>Variation</b>	-	2.4%	11.7%	8.5%	8.7%	6.9%	1.7%	1.3%	3.1%	1.9%	1.7%

**Tableau 5: Réseau par niveau de tension** Source: STEG (Statistiques rétrospectives) / Rapport d'activité STEG 2010

La STEG utilise le CPL (courant porteur ligne) pour les besoins de la télé-conduite du système électrique, actuellement elle généralise l'utilisation des câbles de garde équipés de fibres optiques pour son système de transmission de données, notamment après la mise en service du nouveau dispatching national.

Le réseau de distribution est composé essentiellement de lignes aériennes en 30 kV sauf dans les villes où il existe des câbles souterrains en 30kV, en 15 kV et en 10kV.

Le tableau suivant indique les longueurs des réseaux de distribution et le nombre d'abonnés:

DESIGNATION	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ligne HTA(km)	40235	41760	43219	44823	46311	47020	47700	49309	50654	50634
Ligne BT(km)	73951	76609	78745	81705	84003	85377	87000	89489	91859	92860
ABONNES (BT)	2 312 424	2 417 775	2 513 153	2 588 376	2 675 059	2 768 174	2 857 168	2 949 001	3 041 233	3 145 392
Variation	-	4.6%	3.9%	3%	3.3%	3.5%	3.2%	3.2%	3.1%	3.4%
ABONNES (MT-HT)	11927	12 379	12 860	13 352	13 906	14 400	14 946	15 106	15 124	15 671
Variation	-	3.8%	3.9%	3.8%	4.1%	3.6%	3.8%	1.1%	0.1%	3.6%

**Tableau 6: Longueurs Réseaux et Nombre d'Abonnés**

La STEG a entrepris depuis les années 2000 un vaste programme de réhabilitation de ses réseaux de distribution dans un double objectif (amélioration de la qualité de service et réduction des pertes techniques).

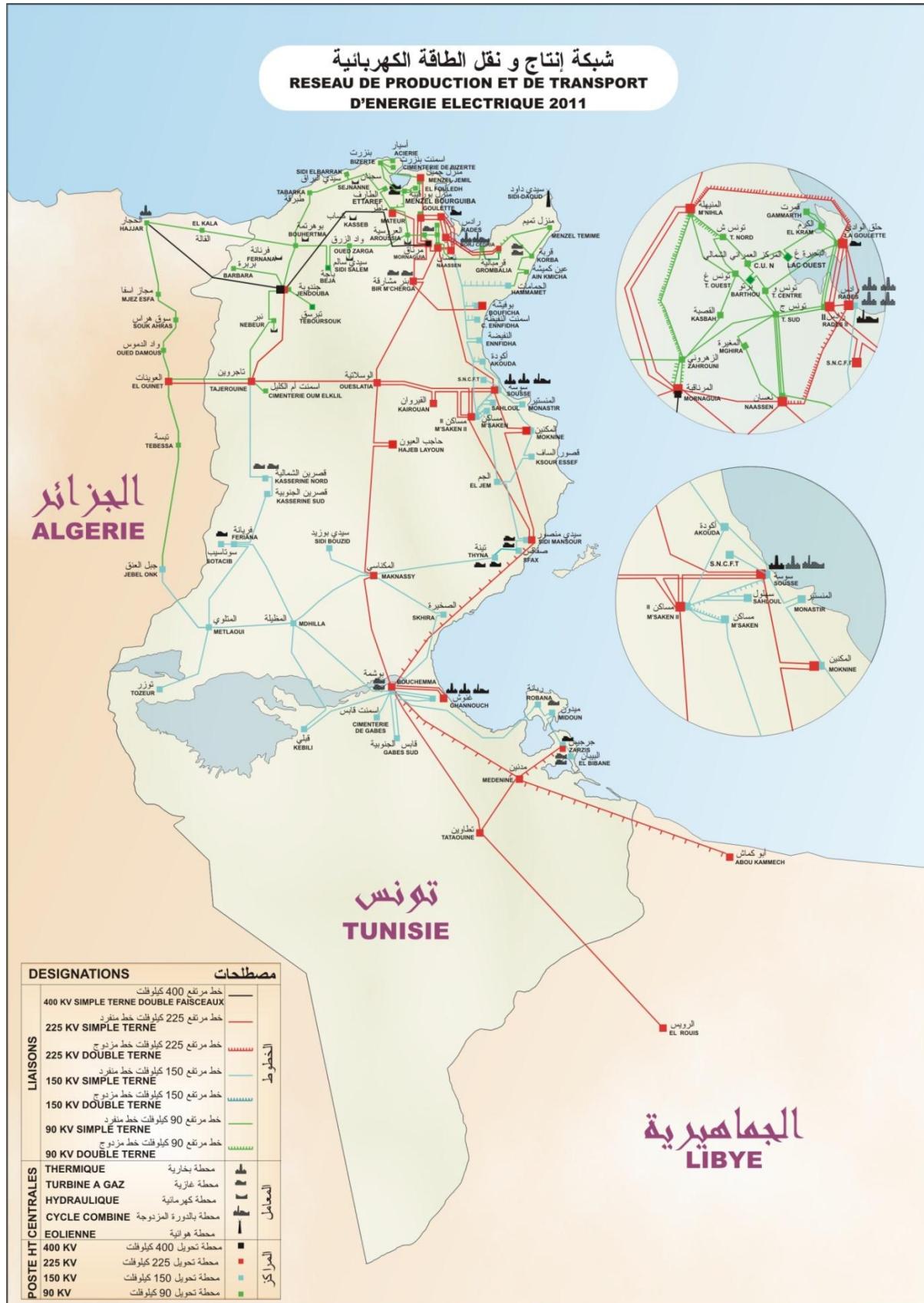


Figure 4: Réseau de Production et Transport STEG 2011. Source : STEG

#### 4. Situation financière du secteur électrique

Bien que la situation financière de la STEG soit formellement acceptable (en termes de ratios Dette/Fonds propres ou Dette/EBITDA), la société dépend fortement des subventions : les tarifs ne couvrent pas les coûts, même dans le contexte tunisien où les prix internes du gaz sont inférieurs aux prix internationaux.

Ci-après les résultats financiers de la STEG pour les années 2009 et 2010

ANNEE	31/12/2010	31/12/2009
<b>REVENUS</b>	2 308 918 452	2 064 710 795
Subvention d'exploitation	1 108 291 536	560 300 119
Coût des ventes (Prix de Revient)	-3 267 066 657	-2 517 167 205
<b>MARGE BRUTE</b>	150 143 331	107 843 709
Autres produits d'exploitation	52 195 334	56 399 674
Frais d'administration	-36 243 605	-37 478 223
Autres charges d'exploitation	-22 781 114	-19 685 319
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>	143 313 946	107 079 841
Charges financières nettes	-136 374 613	-87 087 473
Produits des placements	1 787 580	187 179
Autres gains ordinaires	7 731 555	4 011 998
Autres pertes ordinaires	-14 140 920	-6 271 163
<b>RESULTATS des activités ordinaires avant impôts</b>	2 317 548	17 920 382
Impôt sur les bénéfices	-11 465 103	-9 010 607
<b>RESULTAT NET DE L'EXERCICE</b>	-9 147 555	8 909
Effets des modifications comptables	-28 309 256	
<b>RESULTAT APRES MODIFICATIONS COMPTABLES</b>	-37 456 811	8 909

*Tableau 7: Résultats financiers STEG 2009 et 2010 . Source: Rapport d'activité de la STEG 2010*

## 5. Le marché de l'électricité en Tunisie

Actuellement le marché de l'électricité est caractérisé par :

- La société nationale (STEG), verticalement intégrée, disposant du monopole du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz, et de près de 80% de la capacité de production électrique, elle est l'acheteur unique de l'électricité produite par les deux IPP et des excédents de l'électricité produite par les auto-producteurs et les co-générateurs.
- La loi 2004-72 complétée et modifiée par la loi n° 2009-7 du 9 février 2009 applicable au secteur de l'autoproduction à partir des énergies renouvelables et à la cogénération.
- La régulation du secteur est effectuée par le Ministère de l'Industrie.

Bien que le marché de l'électricité soit actuellement relativement fermé, le contexte régional laisse prévoir une évolution vers une ouverture du marché, en effet, la Tunisie, l'Algérie, le Maroc, et la Commission Européenne (comme promoteur non participant) ont signé à Rome en décembre 2003 un protocole d'accord visant l'intégration progressive des marchés de l'électricité de ces trois pays dans le marché intérieur de l'électricité de l'UE.

Les projets d'interconnexions électriques et gazières, entre la Tunisie et l'Italie d'une part et l'Algérie et l'Espagne d'autre part, est de nature à accélérer le processus d'intégration des marchés de l'énergie euromaghrébins.

### La demande électrique

La consommation nette d'électricité en Tunisie s'est élevée à environ 13,67 TWh en 2010, intégrant à la fois l'électricité fournie par la STEG et celle produite et autoconsommée par les entreprises industrielles essentiellement.

Les ventes d'électricité par la STEG de l'année 2010 (y compris l'énergie aux compteurs) ont progressé de 6,2%, passant de 12 254 GWh en 2009 à 13 015 GWh en 2010.

La structure de la demande d'électricité selon le niveau de tension a évolué comme suit :

- La demande Haute Tension (HT : 90/150/225/400kV) en augmentation de 3,5 % en moyenne par an a perdu du poids au cours des 10 dernières années et représente 10% de la demande d'électricité en 2010 contre 12% en 2000.
- La demande Moyenne Tension (MT : 10/15/30kV), en augmentation de 5% en moyenne par an a enregistré une stagnation de poids autour de 47% de la demande en 2010.
- La demande Basse Tension (BT : 400/230V), qui a évolué plus vite, avec une augmentation de 5,1% en moyenne par an, représente 43% de la demande en 2010, contre 40% en 2000.

### Demande Totale (Vente + Auto production) GWh

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Haute Tension	908.6	946.0	926.2	915.8	963.9	1030.0	1106.7	1141.3	1192.1	1201.8	1292.9
Moyenne Tension	3904.6	4248.4	4367.8	4525.0	4801.0	4934.6	5039.8	5341.0	5556.6	5620.4	6042.4
Basse tension	3340.3	3544.3	3792.1	4107.1	4227.2	4390.3	4673.1	4815.1	5085.6	5392.3	5532
<b>Ventes STEG</b>	<b>8153.5</b>	<b>8738.7</b>	<b>9086.1</b>	<b>9547.9</b>	<b>9992.1</b>	<b>10354.9</b>	<b>10819.6</b>	<b>11297.4</b>	<b>11834.3</b>	<b>12214.5</b>	<b>12867.3</b>
Auto production	826.1	858.2	876.8	873.0	891.7	879.5	874.0	822.0	827.0	805.0	805.3
<b>Total Tunisie</b>	<b>8979.6</b>	<b>9596.9</b>	<b>9962.9</b>	<b>10420.9</b>	<b>10883.8</b>	<b>11234.4</b>	<b>11693.6</b>	<b>12119.4</b>	<b>12661.3</b>	<b>13019.5</b>	<b>13672.6</b>
<b>Variation (%)</b>	<b>-</b>	<b>6.9%</b>	<b>3.8%</b>	<b>4.5%</b>	<b>4.6%</b>	<b>3.2%</b>	<b>4.1%</b>	<b>3.6%</b>	<b>4.5%</b>	<b>2.8%</b>	<b>5%</b>

*Tableau 8: Demande Totale 2000-2010. Source STEG*

### Les ventes HT-MT par secteur économique en GWh

SECTEURS ECONOMIQUES	2008	2009	2010
Industries extractives	366	330	355
Industries alimentaires & du tabac	530	551	583
Industries du textile & de l'habillement	537	503	543
Industries du papier & de l'édition	132	132	141
Industries chimiques & du pétrole	289	307	333
Industries des matériaux de construction	1292	1386	1443
Industries métallurgiques de base	219	241	288
Industries diverses	764	781	889
<b>SOUS -TOTAL (1)</b>	<b>4129</b>	<b>4231</b>	<b>4576</b>
Pompage agricole	452	432	496
Pompage (eaux & services sanitaires)	515	488	536
Transport & communications	268	280	306
Tourisme	641	634	632
Services	709	757	790
<b>SOUS -TOTAL (2)</b>	<b>2585</b>	<b>2591</b>	<b>2760</b>
Énergies aux compteurs, proratas et autres	33	17	9
<b>TOTAL</b>	<b>6747</b>	<b>6839</b>	<b>7345</b>

*Tableau 9: Ventes HT-MT par Secteur Economique. Source : STEG Rapport d'activité 2010*

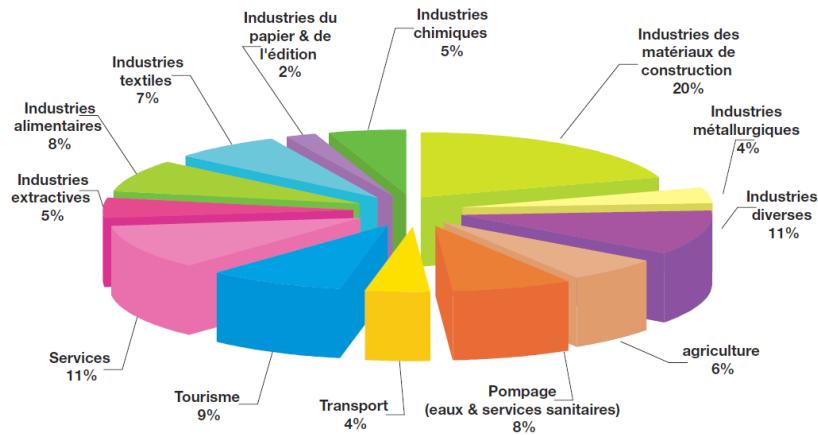


Figure 5: Répartition des ventes HT-MT par secteur économique Source : STEG

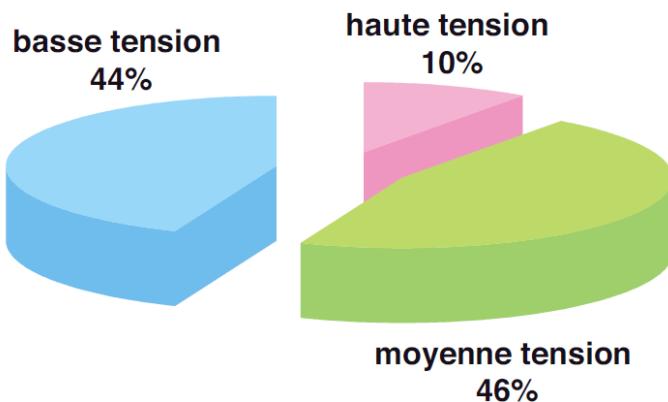
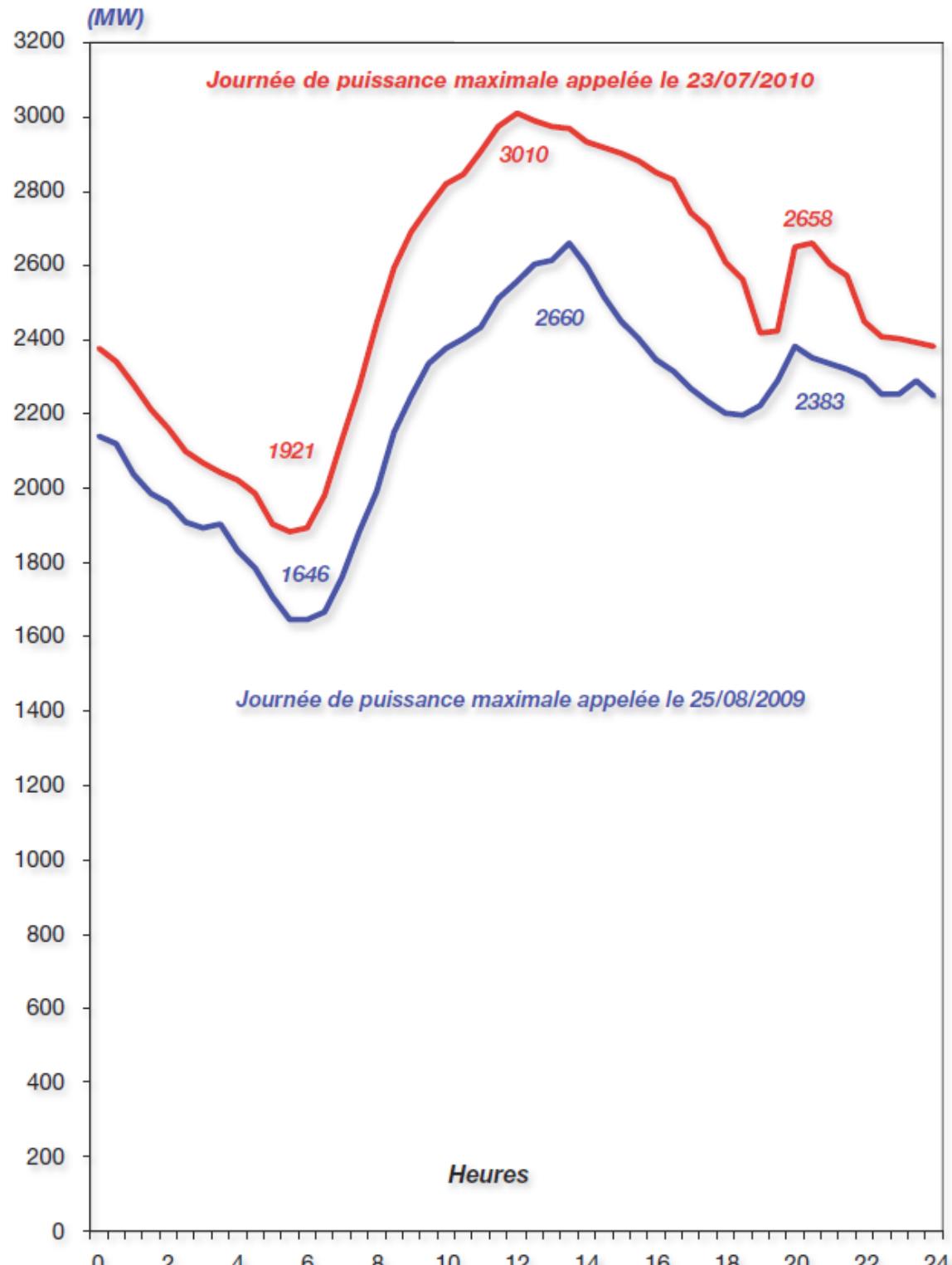


Figure 6: Répartition des ventes par niveau de tension Source : STEG

Tension	2008	2009	2010
Haute Tension (HT)	17	18	18
Moyenne Tension (MT)	14848	15106	15653
Basse Tension (BT)	2 949 001	3 041 233	3 145 392

Tableau 10: Evolution du nombre de clients Source : STEG

**Courbes de charge**

**Figure 7: Courbes de charge.** Source : STEG

## 6. Les prix et les tarifs

En collaboration avec les institutions publiques concernées (DGE-Direction Générale de l'Energie, ETAP-Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, STIR- Société Tunisienne des Industries du Raffinage, Ministère du Commerce, Ministère des Finances), l'état fixe les prix de l'énergie à tous les niveaux par décision du ministre chargé de l'énergie<sup>2</sup>. Les tarifs sont fixés en fin d'année budgétaire ou selon besoins et tiennent compte du prix international du brut et du gaz, de l'équilibre financier des entreprises (STEG, ETAP, STIR) ainsi que du niveau de subvention que l'état est en mesure de prendre en charge.

L'état fixe les prix à la consommation de l'électricité et du gaz, sur proposition de la STEG et après approbation du ministère de tutelle. Les tarifs d'électricité appliqués actuellement sont résumés dans le Tableau ci-dessous.

Jusqu'en 2004, les tarifs pratiqués par la STEG reflétaient à peu près les coûts de production, et les quelques subventions (ex : électrification rurale, ou tarifs appliqués à certaines catégories de consommateurs ruraux) étaient alimentées essentiellement par des péréquations entre les tarifs.

Depuis 2004, il y a eu un triplement des prix internationaux des produits pétroliers, et pour la STEG, un doublement des prix d'achat du gaz naturel, qui entre à plus de 90% dans la combustible pour la production d'électricité.

Ces augmentations n'ayant pas été répercutées sur les tarifs pratiqués par la STEG, ceux-ci ne reflètent plus du tout la réalité des coûts de production de l'électricité, et ceci malgré les prix encore avantageux d'achat du gaz par la STEG à l'état tunisien. L'état compense donc annuellement la STEG pour maintenir les prix à un tel niveau.

Les tarifs de l'électricité sont aménagés par plages horaires pour la HT et la MT et le pompage de l'eau pour l'irrigation agricole. Il s'agit de 4 postes horaires : Jour, Pointe, Soir, et Nuit. Les abonnés de la moyenne tension peuvent cependant souscrire à un tarif uniforme, et 50 % de la consommation en MT se fait selon ce tarif uniforme.

De même, le tarif de la basse tension est divisé en trois sous-tarifs : un tarif de base appliqué jusqu'à 300 kWh consommés par mois, un tarif normal, appliqué pour tous les kWh consommés dans la tranche supérieure à 300 kWh/mois et un tarif social pour les abonnés souscrivant moins que 2kVA et consommant moins que 50 kWh par mois.

Les prix de l'électricité ont connu des hausses successives, durant les dernières années. Le taux moyen de croissance de ces prix hors taxes durant la période 2000- 2010 est d'environ :

- 10 % par an pour la haute et la moyenne tension et
- 8 % par an pour la basse tension.

---

<sup>2</sup> *Le gouvernement tunisien a décidé en 2004 le principe d'ajustement des prix. La publication des prix de l'énergie, objet des ajustements décidés, est réalisée par décision du Ministre chargé de l'Energie sur proposition de la DGE.*

Tarifs	Prix de l'électricité (mill/kWh) en HT			
	Jour	Pointe	Soir	Nuit
<b>Niveau Basse Tension (BT)</b>				
Tranche économique (1 à 2 kVA et <= 50 kwh/an)		75		
Tranche économique (1 à 2 kVA et > 50 kwh/an)	1 à 50 kwh/mois	92		
	>=51 kwh	133		
Tranche normale (>2kVA)	1 à 300 kwh/mois	133		
	>=301 kwh/mois	186		
<b>Niveau Moyenne Tension (MT)</b>				
Uniforme		125		
Postes horaires		110	168	133
Pompage eau		126	156	Délestage
Secours (Tarif appliqué aux autoproducateurs qui consomment conjoncturellement, uniquement en cas de nécessité)		128	180	150
<b>Niveau Haute Tension (HT)</b>				
4 postes horaires		106	164	129
3 postes horaires		122	150	-
Secours		124	176	146
86				

**Figure 8: Les tarifs de l'électricité en millimes (2011) Source : STEG**

Les postes horaires sont définis comme suit, pour tous les jours de la semaine, à l'exception du Dimanche dont la consommation est facturée uniformément au tarif « Nuit » :

- Tarifs à quatre postes horaires

MOIS	JOUR	POINTE	SOIR	NUIT
1 <sup>er</sup> Septembre au 31 Mai	de 7h à 18h	de 18h à 21h	-	de 21h à 7h
1 <sup>er</sup> Juin au 31 Août	de 6h 30 à 8h 30 et de 13h 30 à 19h	De 8h 30 à 13h 30	de 19h à 22h	de 22h à 6h 30

- Tarifs à trois postes horaires

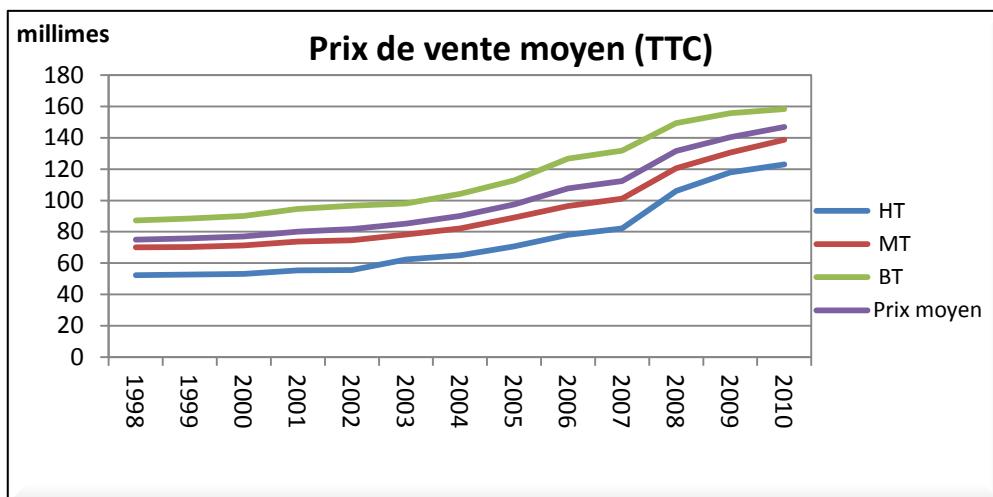
MOIS	JOUR	POINTE	NUIT
1 <sup>er</sup> Octobre au 31 Mars	de 6h30 à 17h30	de 17h30 à 21h30	de 21h30 à 6h30
1 <sup>er</sup> Avril au 30 septembre	de 8h à 19h	de 19h à 23h	de 23h à 8h

**Figure 9: Postes horaires Source : STEG**

Le tableau suivant donne les prix de vente moyens (TTC) par niveau de tension pour la période 2000 - 2010.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>HT</b>	53.2	55.3	55.6	62.3	64.9	70.7	78.1	82.2	106.0	117.8	123.1
<b>MT</b>	71.4	73.7	74.6	78.3	82.2	89.1	96.4	101.2	120.6	130.5	138.7
<b>BT</b>	90.1	94.6	96.6	98.0	104.3	112.7	126.7	131.7	149.3	155.6	158.4
<b>Prix moyen</b>	77.0	80.2	81.8	85.2	90.1	97.4	107.6	112.3	131.5	140.3	146.9
<b>Variation</b>	-	4.2%	2.0%	4.2%	5.8%	8.1%	10.5%	4.4%	17.1%	6.7%	4.7%

**Tableau 11: Prix de Vente Moyen par Niveau de Tension.** Source : STEG



**Figure 10: Evolution du Prix de Vente Moyen**

## La taxation

Les taxes appliquées sur les prix de vente du kWh sont les suivantes :

La TVA est à appliquer aux taux de :

- 18 % sur toutes les redevances et sur le prix d'énergie (hors taxes) des usages autres que domestiques et irrigation.
- 12 % sur le prix de l'énergie (hors taxes) des usages domestiques et irrigation.

Une majoration (surtaxe municipale) de 0,003DT est appliquée au prix de chaque kWh pour tous les usages.

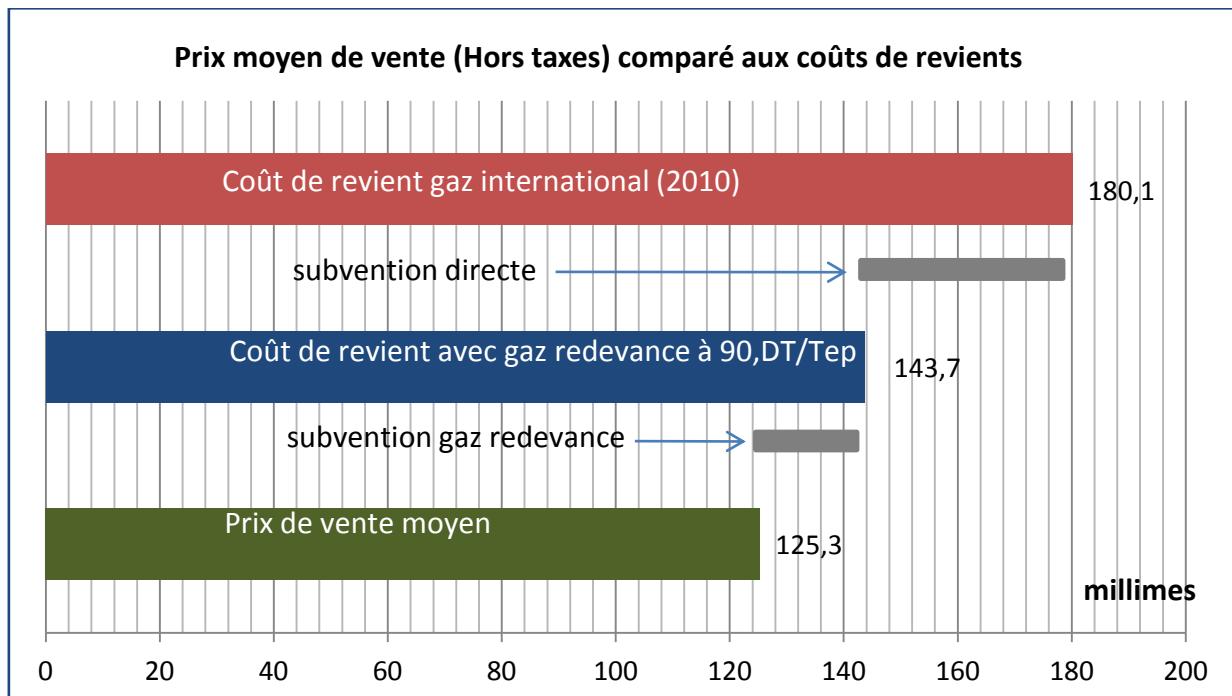
## Les subventions

Les prix de ventes de l'électricité et du gaz naturel sont administrés et décidés par le Ministère de l'Industrie, la dernière révision des tarifs a été effectuée en juin 2010. Les tarifs de ventes de l'électricité et du gaz naturel ne couvrent pas les coûts de production et de distribution, l'état octroie une subvention directe à la STEG, et lui cède le gaz provenant des redevances du Gazoduc trans-tunisien à 90,8 DT/Tep. Ce prix est très inférieur à sa valeur actuelle et ceci pour maintenir les tarifs de l'électricité et du gaz à un "prix socialement acceptable".

### Structure des subventions (année 2010)

Pour un prix du gaz estimé au prix international la subvention de l'électricité serait de :

Directe :	468,4 Millions DT
Gaz redevance :	236,8 Millions DT



**Figure 11: Prix de Vente Moyen du kWh**

Source: Ministère de l'Industrie (Direction Générale de l'Energie)

## 7. Construction de nouvelles centrales

### Le programme de production de la STEG (2012-2016)

Afin de répondre à l'évolution de la demande estimée à 5% par an sans les mégaprojets immobiliers (Sama Dubai, port financier de Tunis etc..) et à 7% par an en cas de maintien des mégaprojets, la STEG a programmé :

- Une centrale à cycle combiné de 450 MW à Sousse qui sera mise en service en 2013 ;
- Une autre centrale à cycle combiné de 450 MW à Sousse à mettre en service en 2014 ;
- Une centrale IPP de 450 MW à Kaalet Landlous à mettre en service en 2016.

Il est à préciser que la première centrale à Sousse est en cours de construction, pour la deuxième centrale de Sousse l'appel d'offres est en cours de dépouillement et pour la centrale IPP de Kaalet Landlous l'appel d'offres n'est pas encore sorti.<sup>3</sup>

### Le projet ELMED

Le projet comprend deux composantes distinctes (avec éventuellement des financements séparés)

- Interconnexion sous-marine de 1000 MW entre la Tunisie et la Sicile (400 kV, CC, environ 200 km) ;
- Production en Tunisie : 400 MW pour le marché local (contrat avec la STEG), 800 MW pour l'exportation vers l'Italie (avec des capacités de 200 MW réservées sur l'interconnexion pour les énergies renouvelables).

Le processus de sélection a été lancé pour la société ELMED, 16 soumissionnaires ont été présélectionnés (dont Mubadala, Macquarie Capital, Siemens, SNC Lavalin, Edison, Enel, Marubeni, Sumitomo, IP, BG, etc.). L'appel d'offres officiel doit être publié prochainement (juin 2012 d'après les responsables du projet).

### Le Plan Solaire Tunisien (PST)

Le PST couvre l'ensemble des secteurs de l'efficacité énergétique (transport, bâtiments et industrie) ainsi que les filières des énergies renouvelables (solaire, éolien et biomasse). Sa réalisation impliquera la mobilisation des secteurs public et privé, et sera soutenue par le recours aux dispositifs institutionnels, réglementaires et financiers.

Dans le domaine des énergies renouvelables, l'objectif visé est l'installation d'une capacité de 1000 MW en 2016 et 4,7 GW en 2030 pour la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Le PST vise aussi la poursuite du programme d'efficacité énergétique dans les différents secteurs, l'objectif étant la réduction globale de la demande d'énergie primaire de 24% en 2016 et 40% en 2030.

---

<sup>3</sup> Compte tenu de la situation actuelle (post révolutionnaire) et aux retards possibles de réalisation de la deuxième centrale de Sousse et celle de Kaalet Landlous, la STEG pourrait s'orienter vers l'achat de turbines à gaz de la taille 120 MW ou 250 MW.

Parmi les projets du PST, ceux relatifs au chauffage solaire de l'eau sanitaire, à l'isolation des toitures des bâtiments individuels et au remplacement des réfrigérateurs anciens et énergivores sont générateurs d'économie substantielles et de réductions de gaz à effet de serres.

Pour la période 2010-2016, 40 projets ont été retenus, pour un investissement estimé à environ 4,1 Milliards de Dinars.

Le Plan Solaire Tunisien est actuellement en train d'être revu. L'ANME a chargé un bureau d'étude de l'adapter pour faire ressortir des objectifs à l'horizon 2020 et identifier des projets plus concrets.

## 8. Évaluation des technologies utilisées

Les équipements de production répondent aux normes tunisiennes en matière d'efficacité et de respect de l'environnement, pour les centrales récentes (Ghannouche et Sousse), la STEG a opté pour des cycles combinés mono-arbre, qui offrent un rendement de 52%.

Les centrales sont soumises à des contrôles périodiques des performances et des rejets hydriques et atmosphériques.

## 9. Historique des investissements dans le secteur électrique

Le tableau suivant indique les investissements de la STEG pour la période 2005/2010 (Milliers DT)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Production</b>	56 000	61 000	85 600	76 800	662 000	484
<b>Transport</b>	133 000	179 000	113 100	93 600	63 000	69
<b>Distribution</b>	73 000	74 000	81 300	105 900	96 000	106
<b>Gaz</b>	33 000	63 000	53 500	62 500	95 000	130
<b>Divers</b>	5 000	5 000	8 500	8 400	10 000	13
<b>TOTAL</b>	300 000	382 000	342 000	347 000	926 000	802 000

*Tableau 12: Investissements STEG pour 2005-2010. Source STEG*

## 10. Viabilité financière des projets d' EE/ER

Une étude pour l'autoproduction à partir de l'éolien, réalisée par l'ANME et financée par GIZ donne les résultats suivants pour un parc à Thala :

Scenario	Scenario de base	Scenario de 120MW	Scenario optimiste	Scenario pessimiste
<b>Les variables:</b>	60 MW	120 MW	60 MW	60 MW
Coût d'investissement [EUR]	65 316 464	122 203 896	65 316 464	71 848 110
Taux d'intérêt A	5,5%	5,5%	4,8%	6,5%
Taux d'intérêt B	6,0%	6,0%	5,5%	7,0%
Production d'énergie (kWh/p.a.)	206 999 400	399 393 600	206 999 400	188 444 400
Augmentation de la valeur pondérée d'énergie éolienne	1,2%	1,2%	5,0%	0,0%
Prix des certificats MDP	5,0 EUR	5,0 EUR	12,0 EUR	0,0 EUR
<b>Les résultats</b>				
Coût Moyen Pondéré du Capital	6,8%	6,8%	6,4%	7,6%
TRI	8,2%	9,2%	12,0%	2,6%
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452	0,0444	0,0450	0,0545
Coût de production du parc éolien (TND/kWh)	0,085	0,083	0,084	0,102

**Tableau 13: Étude de faisabilité “Parc éolien auto-producteur” en Tunisie.** Source : (ANME)

Dans le cadre de cette étude, l'investissement pour l'évacuation de l'énergie a été calculé sur la base de lignes 150kV de 40km, soit environ 7 800 000 DT.

## 11. Besoins en amélioration du système électrique

L'analyse de la courbe de charge montre un taux d'évolution de la puissance de pointe supérieur à celui de la demande d'où une dégradation du taux d'utilisation de la puissance, un effort doit être fait par la STEG pour lisser la courbe de charge et réduire la demande pendant la pointe.

Cet objectif peut être atteint en introduisant des tarifs particuliers du type effacement pendant la pointe et la gestion intelligente des charges (Smart Grid).

Par ailleurs, et afin d'augmenter la puissance développable par les turbines à gaz, en été, il est possible d'introduire la technique de refroidissement de l'air d'admission (Chiller).

Le changement d'échelle du programme d'installation de toits solaire (capteurs photovoltaïques) peut réduire la demande pendant la pointe d'été et améliorer l'efficacité du système électrique.

D'après des études réalisées par l'ANME, le potentiel technico-économique de la cogénération en Tunisie est estimé à environ 600 MW dont environ 430 MW dans le secteur industriel (soit l'équivalent d'une centrale à cycle combiné de 450MW). Toutefois ce potentiel est resté jusqu'ici peu mobilisé ; fin 2010 huit unités de cogénération ont été mises en place ou étaient en cours de construction, d'une puissance électrique totale d'environ 37MW avec l'objectif d'atteindre 70 MWe à l'horizon 2012.

## 12. Besoins en investissements dans le secteur électrique

Pour le financement des programmes de production et du réseau de transport et de distribution, la STEG a toujours eu recours à des IFIs (International Financial Institutions).

Les investissements pour la période 2012-2016 sont estimés à :

Centrale de Sousse (Cycle combiné 450 MW)*	800 Millions DT
Centrale Kalet Landlous (Cycle combiné 450 MW)*	800 Millions DT
Elmed (400MW pour le marché tunisien)*	1000 Millions DT
Lignes HT 400kV (sortie centrales, interconnexion env. 250 km)*	250 Millions DT
Projets du Plan Solaire Tunisien	4100 Millions DT

\* investissements à la charge de la STEG

## 13. Évaluation des barrières pour le développement des énergies renouvelables et besoin d'assistance

- Manque de cadre réglementaire pour la production électrique privée à partir des énergies renouvelables à grande échelle (IPP) en dehors des auto-producteurs.
- Manque de visibilité dans les coûts des investissements à la charge du promoteur de projet pour l'évacuation de l'électricité produite.
- Les données disponibles pour le potentiel éolien et solaire n'offrent pas une précision suffisante pour réduire les risques d'investissement, chaque promoteur doit réaliser une campagne de mesure complémentaire à sa charge (ex : cas de l'autoproduction).
- Manque de procédure claire pour la gestion des priorités de placement des producteurs à partir des énergies renouvelables (code réseau).
- Besoin de compléter l'atlas éolien établi par l'ANME par des mesures à haute altitude (installation de mats de mesure et traitement des données).

- Renforcement de capacité de l'ANME pour l'évaluation des projets ER (formations, stages, moyens d'investigation...).
- Amélioration des procédures et des délais d'obtention des autorisations pour les projets de production à partir des énergies renouvelables.
- Mise en place de procédures transparentes de gestion des centres de production (code réseau).

#### **14. Projets d'énergies renouvelables et efficacité énergétique**

Centrale CSP 50 MW (4h de stockage) à réaliser par STEG, l'étude de faisabilité en cours par le bureau allemand Lahmayer, coût estimé à 300 millions €.

Centrale ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), centrale à cycle combiné de 20 à 40MW associée à un CSP de 5MW à réaliser à la plateforme pétrolière d'El Borma, étude de faisabilité en cours.

Centrale photovoltaïque 10 MW à réaliser par STEG, l'étude de faisabilité en cours par le bureau allemand Lahmayer, coût estimé à 20 millions €.

Centrales éoliennes dans le cadre de la production ER des établissements gros consommateurs de l'énergie électrique (ANME : programme EGCE), puissance estimée à 120MW, étude de faisabilité réalisée par l'ANME.

Projets de cogénérations : dans le cadre du programme national d'efficacité énergétique piloté par l'ANME, une liste de projets de cogénération sont retenus pour la période 2010-2014. Certains sont réalisés ou en cours de réalisation, d'autres sont en phase d'étude de faisabilité, comme indiqué dans le tableau suivant.

N°	Établissements	Branche d'activité	Potentiel (MW)	Economie prévue (tep/an)	Investissement Prévu (MDT)	Avancement des projets
1	RANDA + SMT	IAA	4,5	3600	8,1	En cours de négociation des contrats avec les constructeurs
2	Tunisie Lait	IAA	2	1600	4	Première phase de l'étude détaillée réalisée
3	CLC DELICE	IAA	2	1600	3,6	Première phase de l'étude détaillée réalisée
4	AI KIMIA	Chimie	5	4000	9	Etude achevée
5	SITEX KASRA HELAL avec transport vers SITEX Sousse	ITHC	4,5	3600	8,1	Etude détaillée mise à jour tenant compte du transport d'électricité- projet relancé
6	Couscousserie Du Sud	IAA	3,5	2800	6,3	Etude détaillée réalisée- Décision d'investissement tributaire du financement
7	BRIQ. MAZDOUR	IMCCV	2	1600	3,6	Etude détaillée réalisée : Décision d'investissement tributaire du financement
8	TUNISIE OUATE	Papier	3,5	2800	6,3	Etude détaillée réalisée : Décision d'investissement tributaire du financement
9	SOMOCER	IMCCV	4,5	3600	8,1	Etude détaillée réalisée
10	STIAL - DELICE DANONE	IAA	3	2400	5,4	Etude de pré-faisabilité détaillée réalisée
11	LA ROSE BLANCHE (PATES WARDA)	IAA	4,4	3520	7,92	Etude de faisabilité détaillée en cours
12	UNPA	IAA	4,5	3600	8,1	Etude de faisabilité détaillée en cours
13	BCM - BRIQUETERIE DU CENTRE MENZEL HAYET	IMCCV	7,6	6080	13,68	Etude de faisabilité détaillée en cours
14	BRIQUETERIE KALAA SGHIRA - BKS	IMCCV	5	4000	9	Etude de faisabilité détaillée en cours
15	BRIQUETERIE BENI KHIAR - BMB	IMCCV	3,5	2800	6,3	Etude de faisabilité détaillée en cours
16	SNCPA	Papier	11	8800	19,8	Etude de faisabilité détaillée en cours

17	Complexe briquetterie BBM (GP) :Groupement avec transport de l'électricité vers d'autres	IMCCV	5	4000	9	Etude de faisabilité détaillée en cours
18	Crystal Pet	ICH	5	4000	7	Etude de faisabilité en cours
19	SARTEX	ITHC	1	800	1,8	Etude préfaisabilité réalisée
20	Carthage Grains	Raffinage d'huile	7	5600	7	Etude préfaisabilité réalisée
21	TUNFIB	Plastique	5	4000	7,5	Etude sommaire en cours de réalisation,
22	Société maghrébine des produits céramiques - SMPC	IMCCV	2	1600	4	Etude de faisabilité détaillée en cours
23	SLD	lait	1	800	2	Etude de faisabilité détaillée en cours
24	SIAM	Pâtes	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
25	IAT (Industrie alimentaire de Tunis)	Fromages	1	800	2	Etude de faisabilité détaillée en cours
26	GCCB	carreaux ceramique	1	800	2	Etude de faisabilité détaillée en cours
27	MPC ESSID	carreaux ceramique	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
28	KHARRAZ GRES CERAME	carreaux ceramique	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
29	CICERAM	carreaux ceramique	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
30	TUNISIE PORCELAINE	carreaux ceramique	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
31	SANIMED	articles sanitaires	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
32	Briquetterie Jemmel	Briquetterie	1	800	2	Etude de faisabilité détaillée en cours
33	Briquetterie Lahmar & compagnie BLC	Briquetterie	10	8000	20	Etude de faisabilité détaillée en cours
34	Briquetterie El Faouz	Briquetterie	1	800	2	Etude de faisabilité détaillée en cours
35	Briquetterie SMPC	Briquetterie	2,5	2000	5	Etude de faisabilité détaillée en cours

36	ICF	Chimie	1,5	1200	3	Etude de faisabilité détaillée en cours
37	SFBT	IAA	0,4	320	1	Etude détaillée Réalisée- Projet en cours d'installation
38	COMPLEXE GIPA-AL MAZRAA (GP)	IAA	5	4000	9	Turbine commandée
39	Vitalait	IAA	2	1600	4	Etude de faisabilité achevée Lancement AO
40	AZUR-Groupe LILAS	Papier	3,5	2800	6	Commande en cours
41	SOCIETE MAKLADA MPS	IME	4	3200	6	Commande en cours
42	MAKLADA	IME	2	1600	4	Etude de faisabilité réalisée - LANCEMENT DE L'AO
43	Cartonnerie tunisienne	Papier	2	1600	3	Etude de faisabilité réalisée - LANCEMENT DE L'AO
44	GBNA	ID	1,1	880	2	En cours d'installation
45	SLAMA FRERES	IAA	1,13	1250	2,3	Projet réalisé mise en service 2011
46	Aeroport Enfidha- TAV	Tertiaire	4	1700	9,1	Projet réalisé mise en service 2011
47	briqueterie BBM (GP)	IMCCV	5	3900	3,5	Projet réalisé mise en service 2011
48	CARTHAGO CERAMIC	IMCCV	5	3800	6	Projet réalisé
49	SOTIPAPIER	Papeterie	10	6200	5,878	Projet réalisé
50	SNA	ID	1,5	1100	1,25	Projet réalisé
51	TEC TPAP	Papeterie	5	4000	3,35	Projet réalisé
52	CARTHAGO GRES	IMCCV	5	3500	3,714	Projet réalisé
TOTAL			180,13	140 250,0	289,7	

Tableau 14: Projets Cogénération. Source ANME

### III. Potentiel des Energies Renouvelables en Tunisie

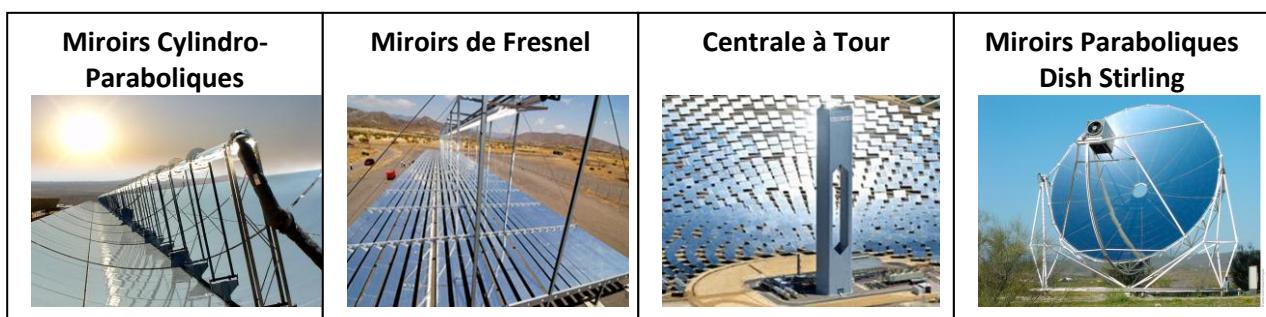
#### 1. Présentation des technologies

La présente étude se focalisera principalement sur les 3 technologies à plus fort potentiel, à savoir le CSP, le PV et l'Eolien. D'autres technologies telles que la biomasse ou la géothermie ne seront pas abordées.

##### Le CSP (Concentrated Solar Power)

Le principe de base d'une centrale CSP est de convertir l'énergie solaire en chaleur, qui sera utilisée pour entraîner des turbines. Le rayonnement solaire sera concentré afin d'atteindre les températures de fonctionnement nécessaires.

Il existe une variété de techniques de concentrateurs solaires. On distingue celles avec focalisation linéaire (miroirs cylindro-paraboliques, miroirs de Fresnel) de celles avec des concentrateurs ponctuels (système à tour ou Dish Stirling). La figure suivante montre les 4 principaux systèmes de concentration.



**Figure 12: Principales Technologies CSP**

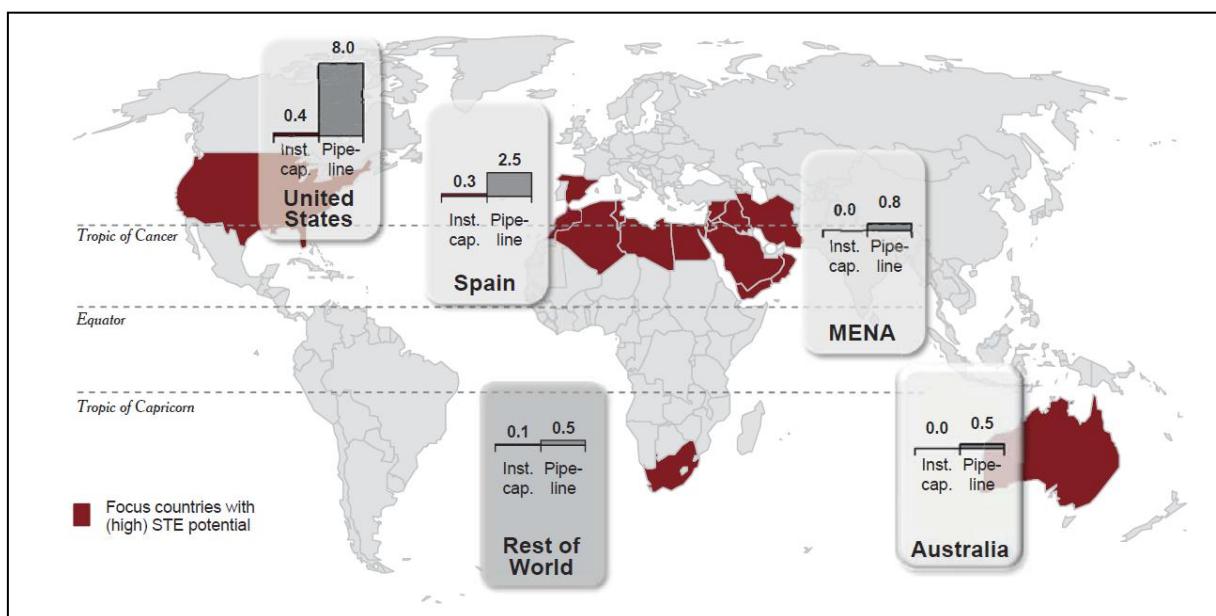
La technologie des miroirs cylindro-paraboliques est la technique CSP la plus répandue et la plus éprouvée, à ce jour. Les rayons solaires sont reflétés par le miroir cylindrique pour converger vers un tube collecteur, situé le long de la ligne focale du réflecteur, et dans lequel circule un fluide caloporteur (huile, sels fondus, eau...). La chaleur ainsi accumulée sert à créer de la vapeur qui sera injectée dans une turbine afin de générer de l'électricité.

La technologie des miroirs de Fresnel à focalisation linéaire est assez proche de celle des miroirs cylindro-parabolique. L'idée est d'approximer la forme parabolique du collecteur à l'aide d'une succession de miroirs plans. L'un des avantages de cette technique est la faible complexité du système.

Dans les centrales CSP à Tour, on utilise de nombreux miroirs (héliostats) qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur placé au sommet de la tour solaire. Chaque héliostat traque le soleil individuellement et réfléchit les rayons en direction du récepteur dans lequel circule un fluide caloporteur (huile, sels fondus, eau, air...). Le facteur de concentration varie de 600 à quelques milliers, ce qui permet d'atteindre des températures élevées (800°C à 1000°C).

Le miroir parabolique (Dish Stirling) réfléchit les rayons du soleil vers un point de convergence, le rayonnement solaire est alors concentré sur le récepteur qui monte en température. Le récepteur en question est un moteur Stirling qui fonctionne grâce à la montée en température et en pression d'un gaz contenu dans une enceinte fermée. Ce moteur convertit l'énergie solaire thermique en énergie mécanique et ensuite en électricité. La performance de l'ensemble du système est étroitement liée à la qualité optique de la parabole et au rendement du moteur Stirling.

La figure suivante indique les pays à fort potentiel de production d'énergie CSP et les projets réalisés ou en cours de réalisation.



**Figure 13: Projets CSP dans le monde à l'horizon 2015**

Source: A.T. Kearney SOLAR THERMAL ELECTRICITY 2025

### Le photovoltaïque (PV)

Les modules photovoltaïques transforment directement le rayonnement solaire en électricité (courant continu). Un onduleur transforme le courant produit par les modules en courant alternatif compatible avec le réseau de distribution de l'électricité.

Il existe différentes technologies de modules photovoltaïques, la prédominante étant la technologie cristalline qui compte 90% de la capacité PV installée. Les modules commercialisés disposent d'un rendement aux alentours de 14-15%, alors que certains prototypes ont atteints des rendements de l'ordre de 20%.

La deuxième technologie la plus répandue est celle des couches minces. Le principe consiste à déposer, sous vide, sur un substrat une couche uniforme de semi-conducteurs. Ce type de cellules est moins couteux mais les rendements sont également moindres (11 à 13%).

Il existe d'autres technologies telles le CPV (Concentrated Photovoltaics - photovoltaïque à concentration) ou les cellules organiques.

Les cellules à concentration (CPV) sont placées au sein d'un foyer qui concentre la lumière. Leur rendement dépasse les 30-35%, mais elles doivent absolument disposer d'un système de tracking, pour suivre la trajectoire du soleil.

Les cellules organiques sont composées de semi-conducteurs organiques, disposés sur un substrat de plastique ou de verre. Cette technologie, encore au stade expérimental, a un rendement modéré (10%) mais présente des perspectives de réduction des coûts intéressantes.

### L'éolien

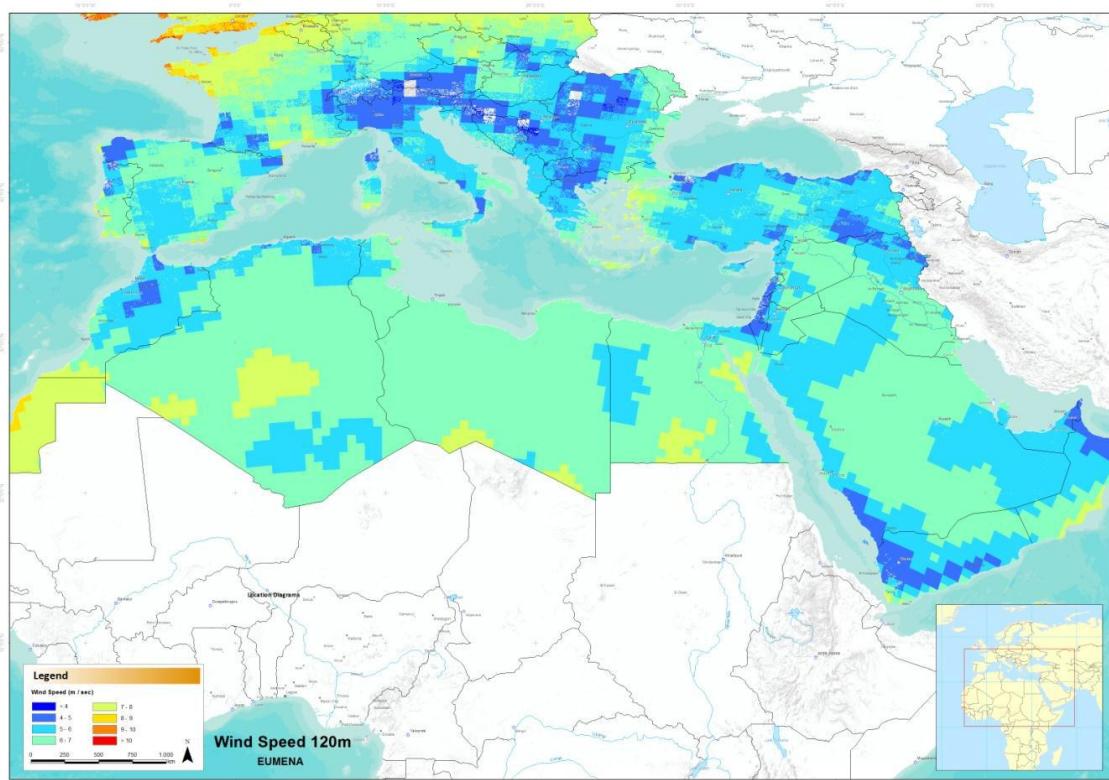
Une éolienne est une machine permettant de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Le principe de fonctionnement d'une éolienne est relativement simple: le vent fait tourner des pales (généralement trois) qui font elles-mêmes tourner le générateur situé dans la nacelle. Ce générateur transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique.

L'avantage de cette technologie est qu'elle est déjà compétitive en comparaison aux technologies conventionnelles. Les inconvénients étant son intermittence et le fait qu'elle n'offre pas de possibilités de stockage à un coût intéressant.

## 2. Le Potentiel Eolien

La figure suivante représente, pour la région MENA, les sites présentant le potentiel éolien le plus intéressant.

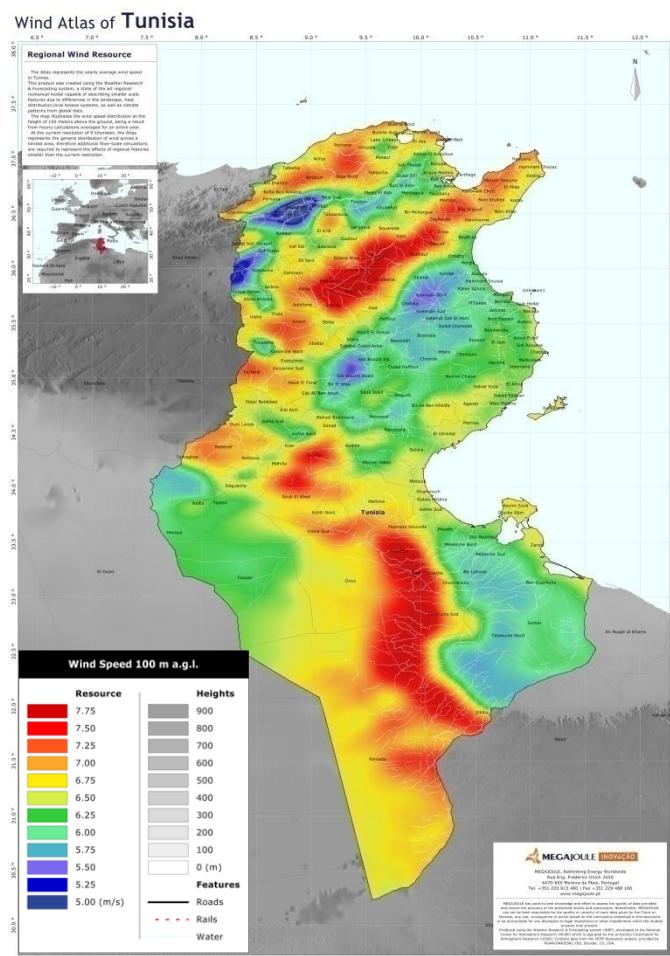


**Figure 14: Potentiel Eolien MENA.** Source: Dii

Dans le cadre de la promotion de l'énergie éolienne en Tunisie, ainsi que de la mise en œuvre de l'état en matière d'exploitation des énergies renouvelables, un Atlas éolien Tunisien a été établi fin 2009. Il fournit des données sur le gisement éolien en Tunisie et permet d'identifier le potentiel par région. Les mesures ont été effectuées à 20 et 40m. L'atlas est présenté en format SIG (Système d'information géographique) et les données sont disponibles en calques superposables à 10m, 60m, 80m et 100m. L'atlas montre qu'il y a de bonnes conditions de vent (vitesse supérieure à 7m/s à 60 m de hauteur) dans les régions de Nabeul et Bizerte, dans les régions centrales (Kasserine) ainsi que dans les régions du sud (Tataouine, Médenine, Gabès, Kebili).

La réalisation de l'atlas a nécessité la mise en place de mats de mesure du vent dans 17 sites différents, ainsi que l'utilisation de statistiques et de données fournies par l'institut national de la météorologie. Le financement a été pris en charge par l'Agence espagnole de coopération internationale pour le développement, l'AECID, le CENER et la Communauté de Navarre, en partenariat avec l'ANME qui a piloté le projet.

En tenant compte des ratios en termes de MW installés par unité de surface, et pour une occupation de 1% du territoire national, le potentiel éolien brut de la Tunisie est estimé à plus de 8000 MW.



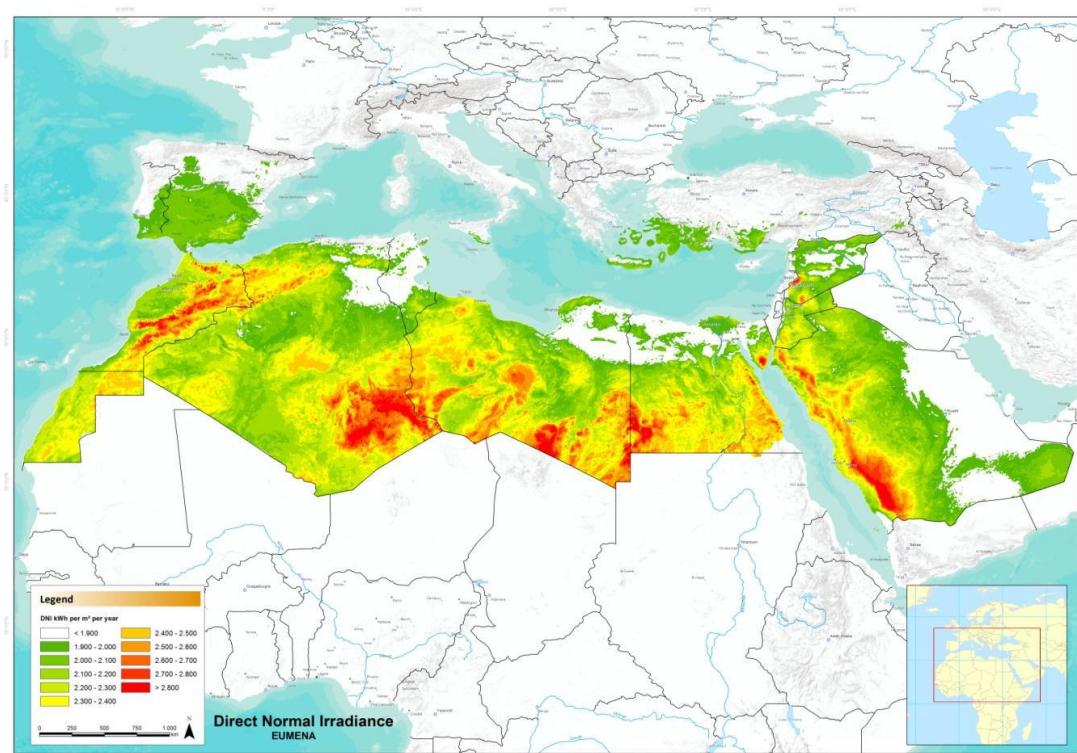
**Figure 15: Atlas Eolien de la Tunisie. Source : ANME**

### 3. Le Potentiel Solaire

La Tunisie bénéficie d'un taux d'ensoleillement important dépassant les 3000 heures par an. Il n'existe pas, pour le moment, d'évaluation précise du potentiel solaire, en Tunisie, du fait de l'absence d'études poussées réalisées dans ce sens. En particulier, il n'existe pas d'atlas solaire suffisamment précis pour évaluer ce gisement. Néanmoins dans le cadre de la valorisation et la qualification des sites solaires tunisiens, plusieurs stations météo sont en cours d'installation, ce qui nous permettra d'obtenir des estimations plus précises sur ce gisement.

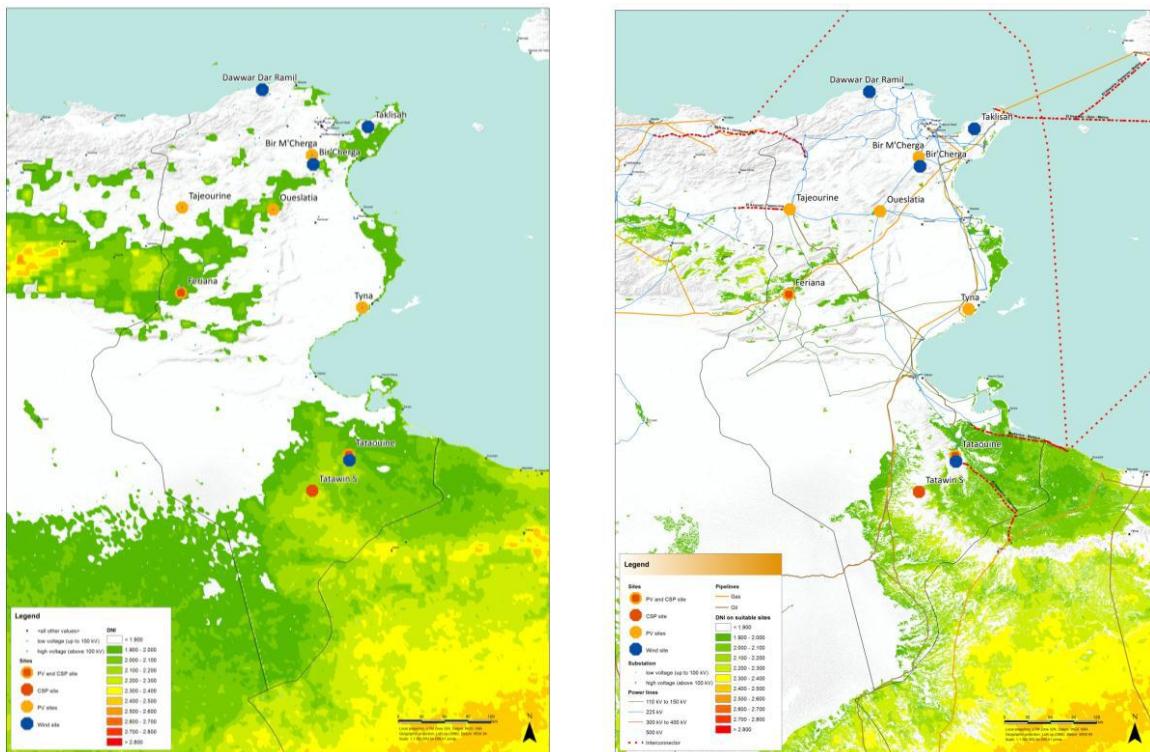
Une station météo a déjà été installée dans le cadre de la coopération entre STEG ER et l'Agence Aérospatiale Allemande DLR, qui permet actuellement la collecte de données (ensoleillement, irradiations, température, pression...) dans la région de Tataouine. Une autre station météo a été installée par la STEG dans le cadre de la réalisation du projet CSP 50MW. Une troisième a été installée dans le cadre de la collaboration tuniso-nipponne.

En compilant les données recueillies avec les données satellitaires disponibles, il nous a été possible, avec la collaboration de Dii, d'élaborer les cartes d'ensoleillement présentées dans ce qui suit. La figure suivante représente un aperçu des radiations directes DNI (Direct Normal Irradiance), mesurées dans la région MENA. La carte indique les régions disposant d'un DNI supérieur à 1900 kWh/m<sup>2</sup>.a



**Figure 16: Aperçu du DNI dans la région MENA.** Source: Dii

La carte suivante représente, pour la Tunisie, les zones les plus adaptées à l'implantation de centrales CSP. La première carte indique les zones à forte irradiation DNI. Dans la deuxième carte sont indiquées les zones offrant le meilleur potentiel, en excluant les zones protégées, les terres agricoles ou ayant un dénivelé supérieur à 2%.

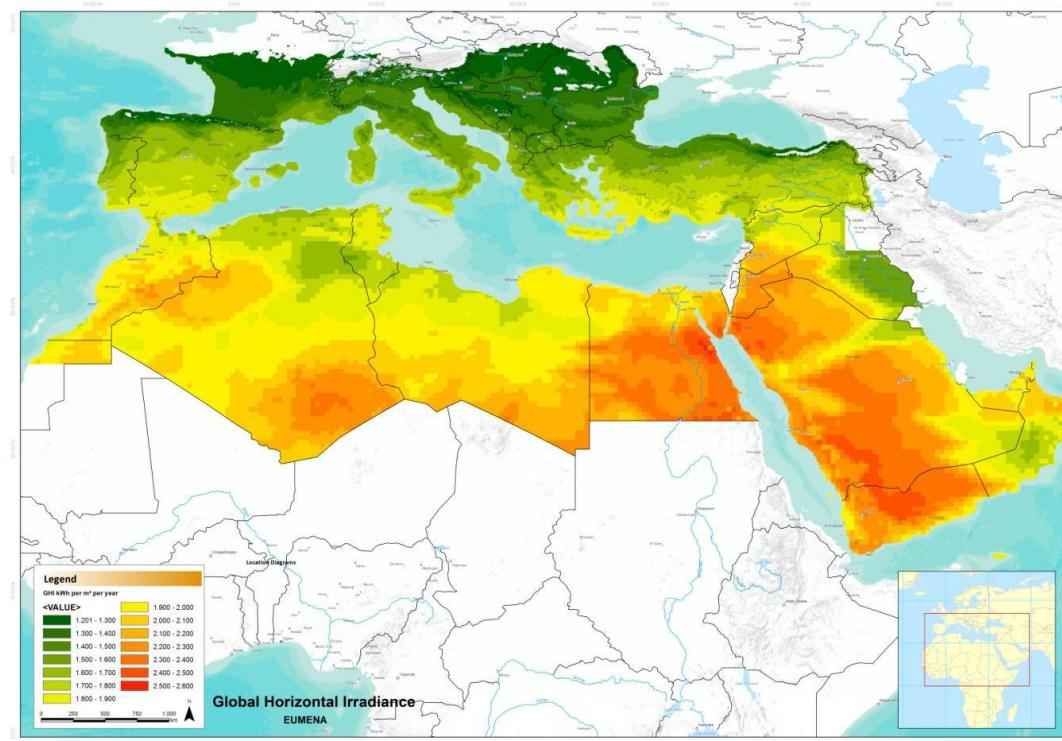


**Figure 17: Aperçu du DNI en Tunisie.** Source: Dii

Les valeurs les plus élevées sont mesurées dans les régions sud ainsi que dans certaines zones montagneuses du centre ouest du pays. Dans les régions Nord, on peut identifier des sites ayant un rayonnement direct DNI atteignant les  $2100 \text{ kWh/m}^2$  par an et dépassant les  $2400 \text{ kWh/m}^2$  par an, dans le Sud.

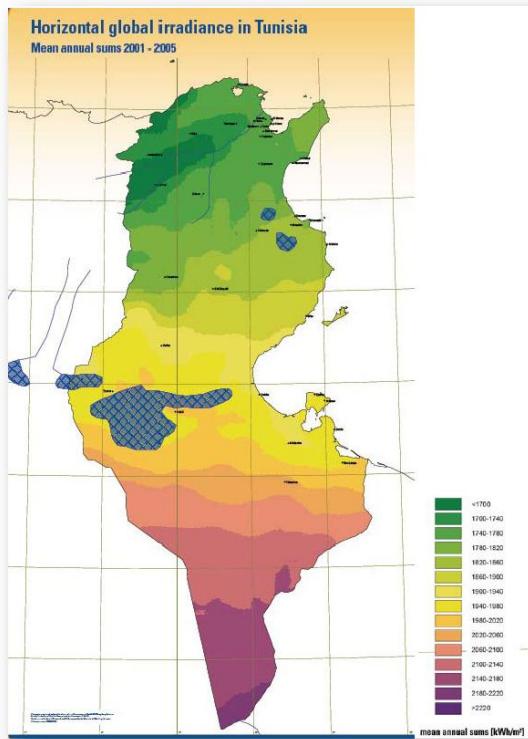
Pour la sélection des sites, seront exclues, les zones urbaines ou agricoles, les zones protégées, les dunes ainsi que les terres ayant une dénivellation supérieure à 2%.

La figure suivante représente un aperçu des radiations globales GHI (Global Horizontal Irradiance), mesurées dans la région MENA. La carte indique les régions disposant d'un GHI supérieur à  $1200 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ .



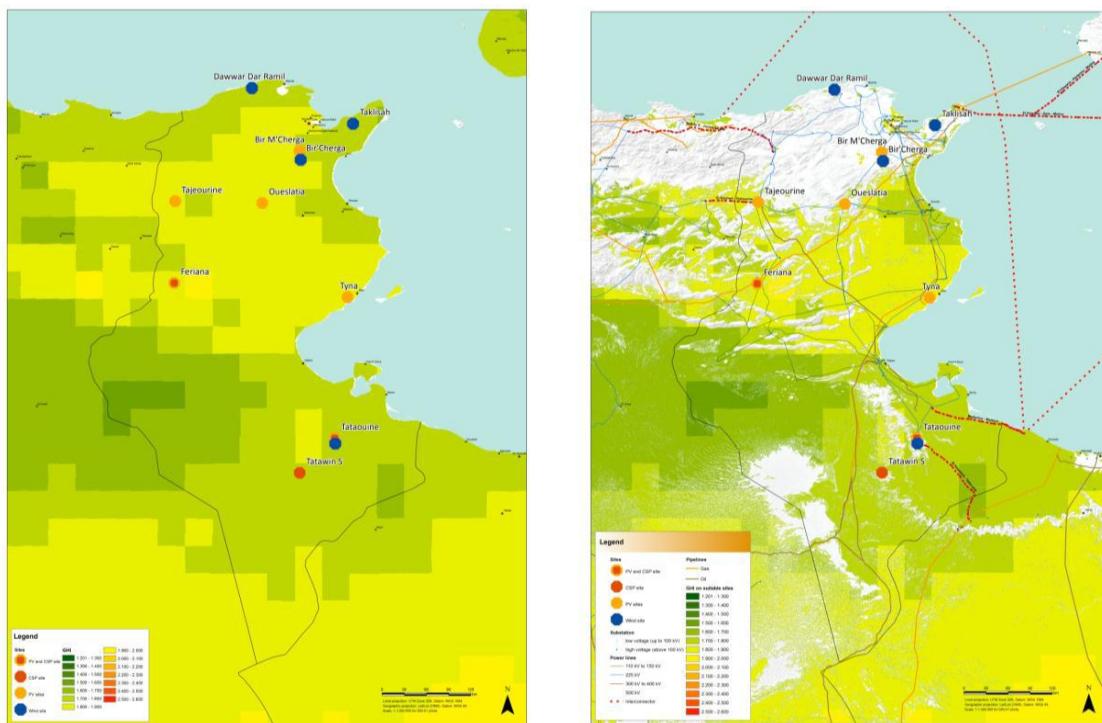
**Figure 18: Aperçu du GHI dans la région MENA.** Source: Dii

Pour la Tunisie, le GHI varie entre 1700kWh/m<sup>2</sup>.a et 1800kWh/m<sup>2</sup>.a dans le centre du pays et dépasse les 2000kWh/m<sup>2</sup>.a dans le Sud.



**Figure 19: Aperçu du GHI pour la Tunisie.** Source: ANME

La figure suivante représente les régions bien adaptées à l'implantation de centrales PV. La première carte indique les zones à forte irradiation GHI. Dans la deuxième carte sont indiquées les zones offrant le meilleur potentiel, en excluant les zones protégées, les terres agricoles ou ayant un dénivélé supérieur à 4%.



**Figure 20: Aperçu du GHI pour la Tunisie. Source: Dii**

Les zones disposant des niveaux de GHI les plus élevées sont situées dans le sud du pays ainsi que dans certaines régions montagneuses.

Pour la sélection des sites, seront exclues, les zones urbaines, agricoles, les zones protégées, les dunes ainsi que les terres ayant une dénivellation supérieure à 4%.

Contrairement au CSP qui nécessite des terrains assez vastes et ayant un dénivélé inférieur à 2%, les sites adaptés à l'implantation de centrales PV (plus modulaires) sont très répandus.

#### 4. Critères de sélection des sites

Afin d'identifier les sites les plus adaptés, pour chaque technologie, les critères de sélection suivants ont été adoptés :

- **Pour le CSP :**

DNI> 2000 kWh/m<sup>2</sup>.a

Zones exclues : réserves naturelles, forets, dunes...

Dénivellation : <2%

Proximité accès routier

Proximité du réseau électrique : sous station à moins de 75km

Disponibilité de l'eau

Superficie: 8km<sup>2</sup>

- **Pour le Photovoltaïque :**

GHI> 1800 kWh/m<sup>2</sup>.a

Zones exclues : réserves naturelles, forets, dunes...

Dénivellation : <15%

Proximité accès routier

Proximité du réseau électrique : sous station à moins de 50km

Disponibilité de l'eau

Superficie: 1km<sup>2</sup>

- **Pour l'Eolien**

Vitesse de vent > 6m/s

Zones exclues : réserves naturelles, forets, dunes...

Proximité accès routier

Proximité du réseau électrique : sous station à moins de 50km

#### 5. Répertoire des sites

L'analyse de ces données a permis d'identifier des sites adaptés à l'installation de centrales électriques à partir de sources renouvelables (CSP, PV et Eolien) pour une puissance pouvant atteindre 1000 MW. Ces sites sont représentés sur la carte suivante.



Figure 21: *Carte des sites identifiés*

Les puissances potentielles pour chaque site et par technologie sont résumées dans le tableau suivant.

Technologie	Site	Puissance MW	Puissance MW
CSP	Tataouine Sud	250	400
	Feriana	150	
Eolien	Bir M'Cherga	60	300
	Douar Dar Ramel	60	
	Takilsa	120	
	Tataouine	60	
PV	Bir M'Cherga	50	300
	Tataouine	50	
	Oueslatia	50	
	Tyna	50	
	Tajerouine	50	
	Feriana	50	
<b>Total</b>		<b>1 000</b>	<b>1 000</b>

**Tableau 15: Sites identifiés**

Afin d'identifier avec précision le potentiel exact de ces sites, il serait judicieux de procéder à une campagne de mesures complémentaires plus poussée. L'installation de stations météo pour la mesure des irradiations solaires et de mats de mesure du vent pour les sites éoliens est un pré-requis au lancement des projets.

Comme évoqué précédemment, la Tunisie ne dispose ni d'un atlas solaire ni d'une évaluation précise de son potentiel solaire (DNI). Nous proposons que comme cela a été le cas lors de l'élaboration de l'atlas éolien tunisien, l'ANME, en partenariat avec les organismes concernés, lance une telle initiative.

Par ailleurs, il est important de signaler que l'ANME est en train d'affiner l'atlas éolien. Une nouvelle version plus précise, incluant plus de données sur les spécificités des sites, est en cours d'élaboration.

Le recours à l'institut National de Météorologie (INM) lors de tels travaux serait bénéfique. En effet, l'INM est représenté au niveau régional par six subdivisions (Tunis, Jendouba, Sousse, Sfax, Tozeur et Medenine).

Ces subdivisions représentent l'INM à l'échelle régionale et sont appelées à:

- Fournir l'assistance météorologique nécessaire à la sécurité de la navigation aérienne et maritime à l'échelle régionale.
- Mettre en œuvre les directives de la Direction Générale de l'Institut National de la Météorologie.
- Participer aux études des facteurs météorologiques pouvant contribuer au développement économique régional.
- Gérer les activités des stations météorologiques rattachées à la subdivision.

En plus, l'INM dispose d'un réseau d'observation classé par type de station:

- Réseau synoptique : 26 Stations
- Réseau agrométéorologique : 31 Stations
- Réseau Climatologique : 58 Stations
- Réseau Pluviométrique : 208 stations
- Réseau " Radar " : 1 Radar
- Réseau Sismologique : 15 Stations
- Réseau de Station de mesure de la pollution de fond : 1 Station
- Réseau de Stations maritimes : 7 Stations

Les principales stations météorologiques sont représentées sur la carte suivante :



Figure 22: Carte des stations météorologiques

## IV. Etat des infrastructures en Tunisie

### 1. Le réseau routier de la Tunisie

Le réseau routier en Tunisie est régi par la loi 86-17 du 7 mars 1986 portant refonte de la législation relative au Domaine Public Routier de l'État (DPR). Les dispositions de cette loi s'appliquent à toutes les voies de communication routière faisant partie du DPR de l'État à l'exception des routes militaires.

Cette loi a défini:

- La consistance du Domaine Public Routier de l'État ;
- Les alignements (limites d'emprise et constructions en bordure des routes d'État) ;
- L'occupation temporaire du DPR ;
- Les dispositions spéciales aux Autoroutes ;
- Les droits et obligations des riverains ;
- La police et la conservation du DPR.

D'après cette loi, les routes sont classées en trois catégories :

- Les Routes Nationales (RN) ;
- Les Routes Régionales (RR) ;
- Les Routes Locales (RL).

Les RN et les RR sont classées par décret, les RL le sont par arrêté du Ministre de l'Équipement, de l'Habitat et de l'Aménagement du Territoire.

Selon la loi 86-17 du 7 mars 1986 on peut retenir les définitions suivantes :

1. Les Routes Nationales : sont toutes voies destinées à assurer les liaisons entre les frontières du territoire de la République. Les autoroutes sont classées routes nationales
2. Les Routes Régionales : sont toutes voies destinées à assurer les communications entre deux ou plusieurs régions du territoire de la République.
3. Les Routes Locales : sont toutes voies destinées à assurer les communications d'intérêt local ou agricole.

Le réseau routier Tunisien est constitué dans sa totalité d'environ 19 412,6 km de routes dont 13139,8 km revêtues et 6 272,8 km non revêtues qui se décomposent comme suit :

Route Nationale : 4078,7 km  
 Route Régionale : 6521,8 km  
 Route Locale : 5849,4 km  
 Autoroutes : 400 km  
 En cours de classification : 2562,7 km

Largeur	Routes revêtues			Non revêtues	TOTAL
	< 7 m	> 7 m	TOTAL		
<b>Routes Nationales (RN)</b>	537.4	3392.6	3930	148.7	4078.7
<b>Routes régionale (RR)</b>	2012.9	3103.5	5116.7	1405.1	6521.8
<b>Routes Locales (RL)</b>	1862.6	588.9	2451.5	3397.9	5849.4
<b>En cours de classification</b>	806.4	435.2	1241.6	1321.1	2562.7
<b>Autoroutes</b>		400	400		400
<b>TOTAL (km)</b>	5219.3	7920.2	13139.8	6272.8	19412.6

**Tableau 16: Réseau Routier (km)**



**Figure 23: Carte routière Tunisie**

### Situation des sites:

Site	Région	Latitude	Longitude	Technologie	Puissance (MW)
Dawar Dar Remal	Bizerte	9°-19'48"	37°-00'00"	Eolien	60
Takilsa	Nabeul	10°-46'.1-19"	36°-49'.15-59"	Eolien	120
Bir Mcharga	Zaghouan	10°-3'.2-99"	36°-27'.3-0"	Eolien	60
Bir Mcharga	Zaghouan	10°-3'.2-99"	36°-27'.3-0"	PV	50
Ouelatia	Ouelatia	9°-36'.18-00"	35°-49'.51-60"	PV	50
Tajerouine	Kef	8°-32'.45-59"	35°-51'.10-80"	PV	50
Tyna	Sfax	10°-38'.27-60"	34°-41'.16-80"	PV	50
Fériana	Kasserine	8°-32'.23-99"	34°-55'.22-80"	PV	50
Fériana	Kasserine	8°-32'.23-99"	34°-55'.22-80"	CSP	150
Tataouine	Tataouine	10°-29'.50-99"	32°-58'.3-00"	Eolien	60
Tataouine	Tataouine	10°-29'.50-99"	32°-58'.3-00"	PV	50
Tataouine Sud	Tataouine	10°09'.7-29"	32°-36'.14-35"	CSP	250

Tableau 17: Situation des sites

Les figures suivantes montrent les routes de desserte des sites à partir des ports pour l'acheminement des équipements lourds.

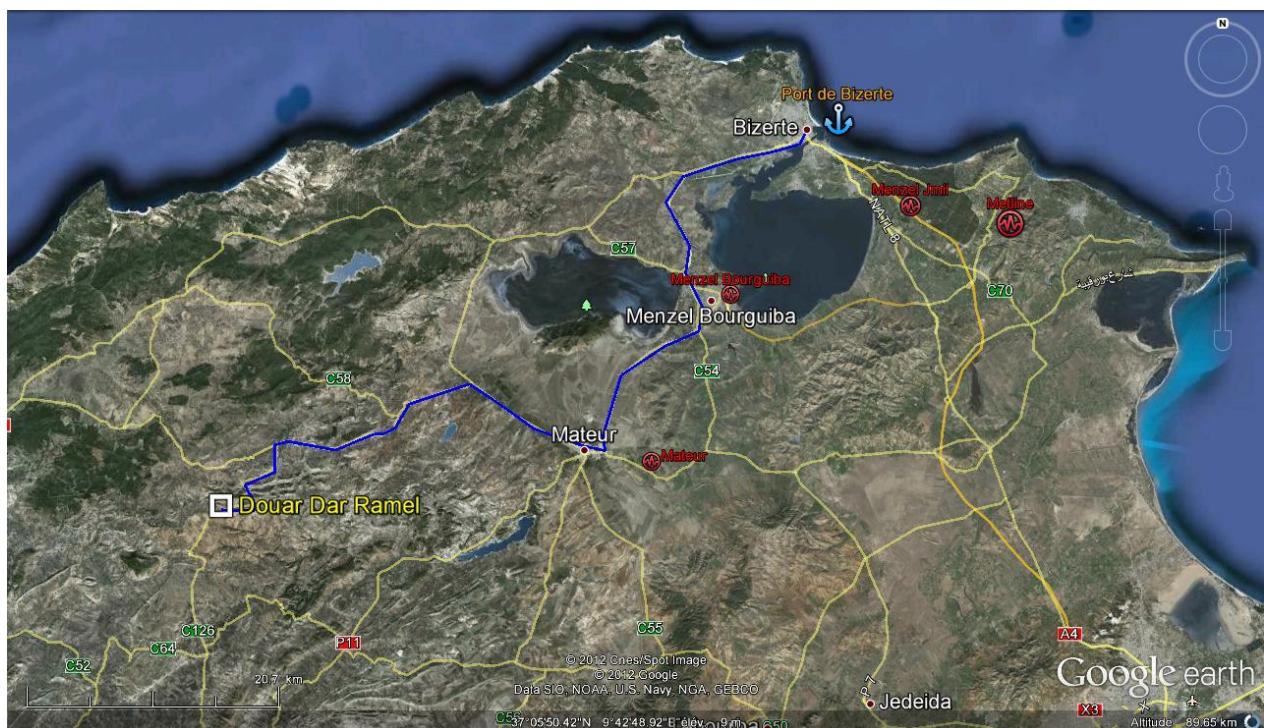
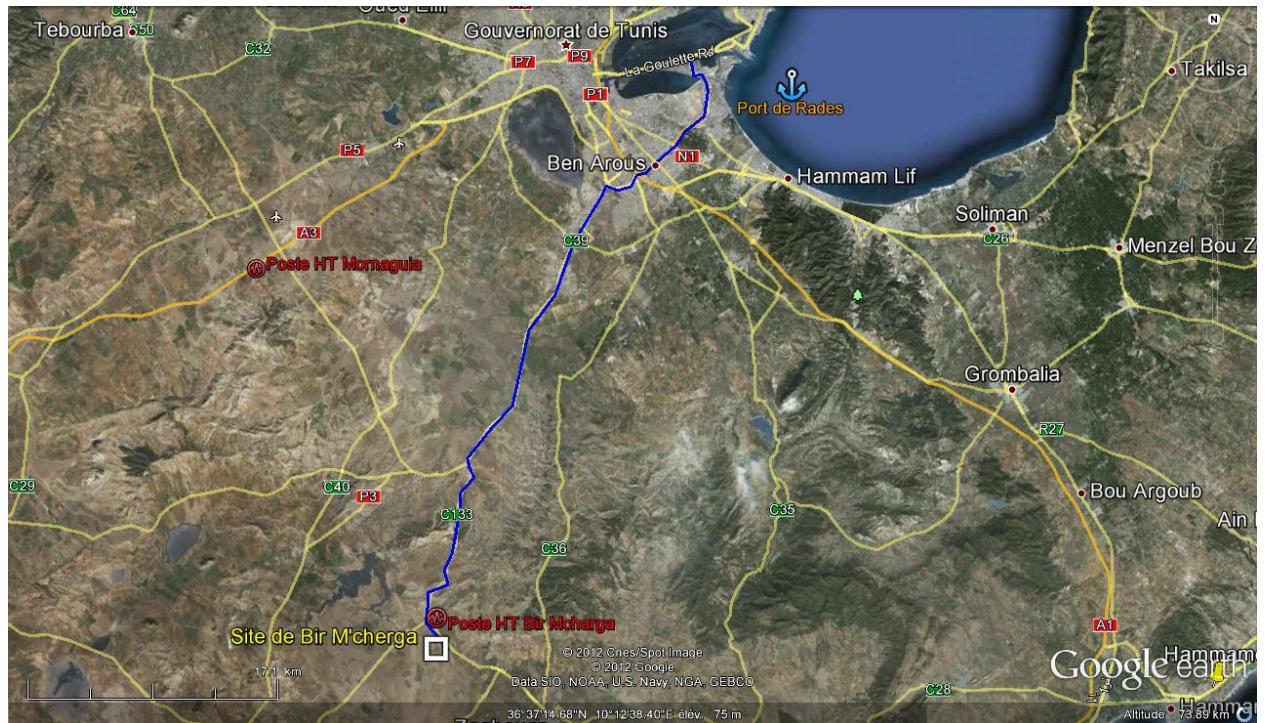


Figure 24: Trajet Bizerte -Site Douar Dar Ramel



**Figure 25: Trajet Rades- Site Bir Mcherga**



**Figure 26: Trajet Rades- Site de Tajerouine**

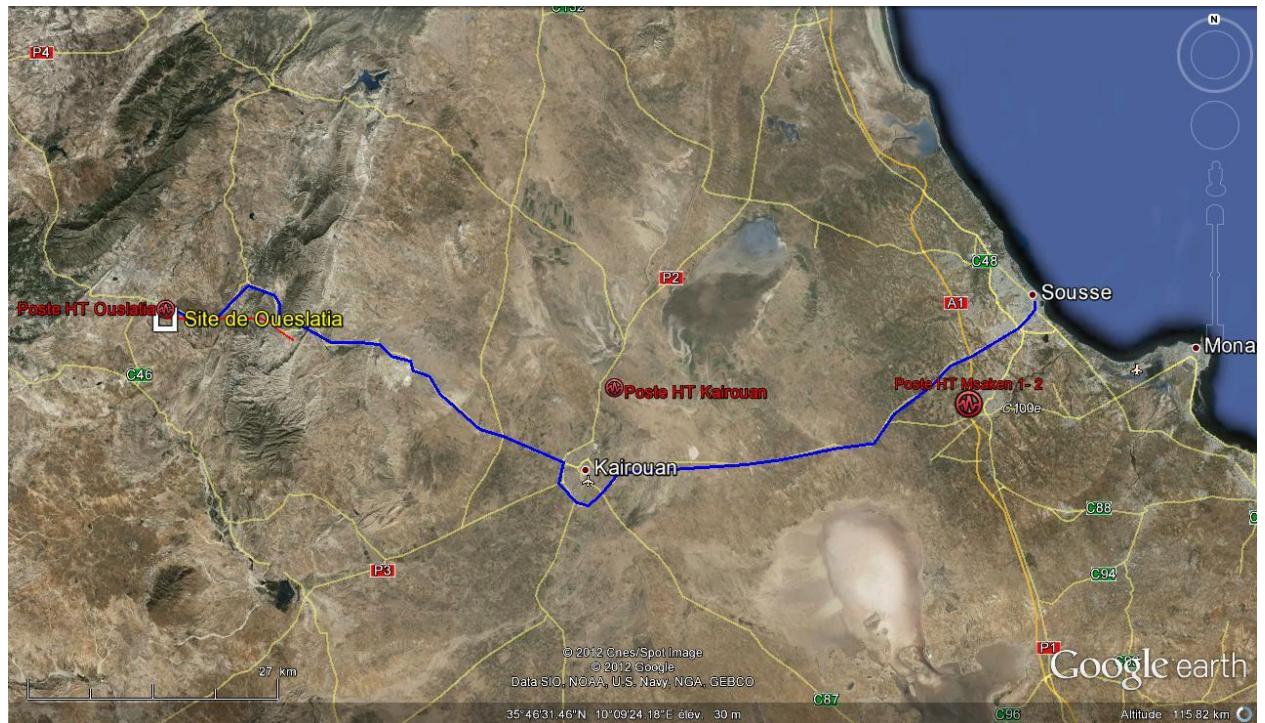


Figure 27: Trajet Sousse-Site Oueslatia

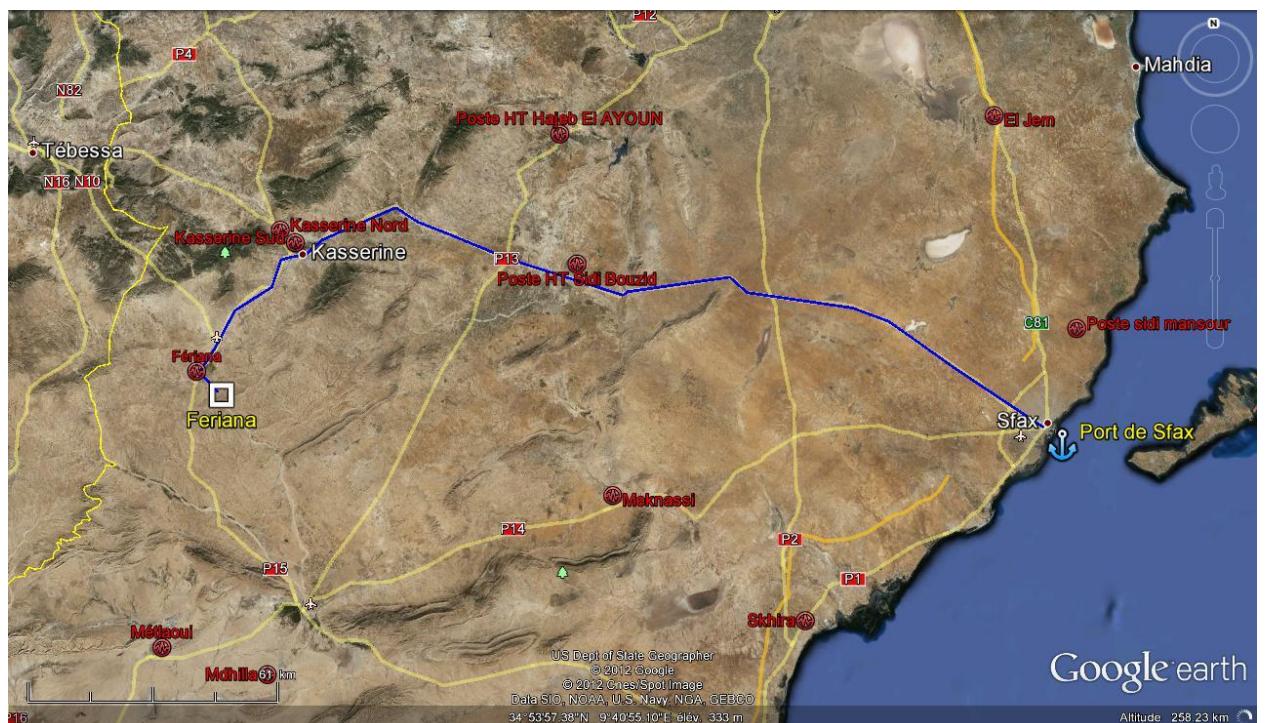


Figure 28: Trajet Sfax-Site Fériana



**Figure 29: Trajet Zarzis - Sites Tataouine et Tataouine Sud**

## 2. L'infrastructure portuaire

Les échanges commerciaux tunisiens effectués par voie maritime représentent 98% du total, et environ 20 % de ces échanges sont des marchandises générales, transportées en conteneur, en semi-remorque ou seules. Les 23 lignes maritimes qui relient la Tunisie aux principaux ports méditerranéens permettent, entre autres connexions, un départ quotidien de flux vers Marseille et Gênes.

- Le port de Bizerte-Menzel Bourguiba : situé au nord du pays, traite essentiellement le trafic pétrolier.
  - Quais: 10 postes à quai; tirant d'eau de 8m à 11m; linéaire total de quai 1.390m.
  - Superstructure: 14 magasins d'une superficie totale de 8.680m<sup>2</sup>, terre-pleins: 22.000m<sup>2</sup>.
- Le port de Radès : traite pratiquement l'ensemble du trafic roulier et conteneurisé de la Tunisie ainsi qu'une part du trafic de vrac (céréales, hydrocarbures).
  - Quais: 11 postes à quai; tirant d'eau de 8,40m à 10,60m; linéaire total de quai 2.020m.
  - Superstructure: 5 magasins d'une superficie totale de 30.000m<sup>2</sup> (dont 1.200m<sup>2</sup> isotherme +4°C); terre-pleins: 18,5 ha.

- Le port de la Goulette : traite, depuis l'ouverture du port de Radès au commerce international, les navires conventionnels ainsi que les car-ferries et les navires de croisière.
  - Quais: 7 postes à quai; tirant d'eau 9,00m; linéaire total de quai 1.090m.
  - Superstructure: 11 magasins d'une superficie totale de 48.200m<sup>2</sup>; terre-pleins: 12,5ha.
- Le port de Sousse : est un port de marchandises diverses.
  - Quais: 10 postes à quai; tirant d'eau 9,00m à 10,50m; linéaire total de quai 980m.
  - Superstructure: 5 magasins d'une superficie totale de 13.000m<sup>2</sup>; terre-pleins: 14,7 ha.
- Le port de Sfax-Sidi Youssef : est un port polyvalent.
  - Quais: 13 postes à quai; tirant d'eau 10,50m; linéaire total de quai 2.590m.
  - Superstructure: 9 magasins d'une superficie totale de 23.500m<sup>2</sup>; terre-pleins: 24 ha.
- Le port de Skhira : spécialisé dans le trafic pétrochimique essentiellement pour les produits pétroliers et les produits des usines chimiques de Skhira.
- Le port de Gabès : est spécialisé dans le trafic des produits des usines chimiques de Gabes.
  - Quais: 10 postes à quai; tirant d'eau 10,50m à 12,50m; linéaire total de quai 1.830m.
  - Superstructure: un hangar d'une superficie totale de 4.000m<sup>2</sup>; terre-pleins: 15 ha.
- Le port de Zarzis : assure actuellement l'exportation du crude-oil du gisement Ezzaouia, relié au port par un pipe-line de sept kilomètres. L'activité de ce port est liée au démarrage et au développement des projets de la Zone Franche de la région.
  - Quais: 4 postes à quai; tirant d'eau 10,00m à 12,00m; linéaire total de quai 950m.
  - Superstructure: un hangar d'une superficie totale de 5.000m<sup>2</sup>; terre-pleins: 32 ha.
- Le port projeté d'Enfidha : prévu pour être réalisé au cours du XIIème plan de développement économique, ce projet sera réalisé en Full BOT. D'une surface de 1000 hectares, il comprendra 3600m de quai pour conteneurs, 1400m pour le vrac, dragué à moins 17m, d'une capacité totale de 5 millions de TEU et 4 millions de tonnes vrac.

En ce qui concerne le transport de marchandises, la principale connexion du pays avec l'extérieur s'effectue à travers le port de Radès (port le plus important) et celui de la Goulette (port de marchandises diverses et de passagers).

Il manque actuellement à la Tunisie un réseau de plates-formes logistiques en fonctionnement et elle souffre d'un déficit important d'infrastructures d'entreposage. Néanmoins, il était prévu dans le XI<sup>e</sup> plan de développement économique (2007-2011) d'établir des zones prioritaires pour la création de zones logistiques, qui seront exploitées en régime de concession, comme celle de Djebel Ouest, qui servira la zone de la capitale tunisienne, et celle qui servira le port de Radès. En outre, le plan de la logistique du ministère du Transport inclut un certain nombre de mesures stratégiques, tactiques et opérationnelles pour le développement de la logistique dans le pays, entre autres: la création d'une zone logistique (ZL), qui servira le futur port d'eaux profondes d'Enfidha, la

connexion des ZL au chemin de fer, l'encouragement des "opérateurs logistiques" nationaux à participer à cette augmentation des affaires, l'intégration physique de la chaîne en termes de facilitation de flux.

### **3. L'infrastructure aéroportuaire**

Le secteur aéroportuaire en Tunisie, placé sous la tutelle du Ministère du Transport, est considéré comme l'un des secteurs stratégiques pour le développement de l'économie Tunisienne. Le Ministère du Transport intervient, à travers la Direction Générale du Transport Aérien (DGTA), dans la planification et la programmation des infrastructures aéroportuaires, via l'Office de l'Aviation Civile et des Aéroports (OACA) et les compagnies aériennes. L'état actuel des infrastructures aéroportuaires se caractérise par la présence de 9 aéroports internationaux, répartis sur tout le territoire :

- L'aéroport international de Tunis-Carthage
- L'aéroport international d'Enfidha
- L'aéroport international de Monastir
- L'aéroport international de Jerba-Zarzis
- L'aéroport international de Tabarka
- L'aéroport international de Tozeur-Nefta
- L'aéroport international de Sfax
- L'aéroport international de Gafsa-Ksar
- L'aéroport international de Gabès

### **4. Le transport ferroviaire**

Sur le plan national, le chemin de fer est régi par la loi n°98-74 du 19 août 1998 relative aux chemins de fer, la loi n°98-89 du 2 novembre 1998, sur la réorganisation de la situation financière de la SNCFT (Société Nationale des Chemins de Fer Tunisiens) et la loi n°98-90 du 2 novembre 1998, relative à la SNCFT. Cette dernière porte sur la révision de la loi n°69-31 de mai 1969, d'approbation des statuts de la SNCFT, qui inclut l'adoption du régime de concession du domaine public à la SNCFT ainsi que l'exploitation des services ferroviaires sur la base d'un cahier des charges.

Sur le plan international, la Tunisie est signataire du Protocole de Vilnius (2006) relatif à la Convention de transport international ferroviaire (COTIF).

Le réseau ferroviaire est composé de 2 165 km de voies (dont 1 991 km sont en régime d'exploitation et 673 km pour le fret seulement).

La largeur des voies est un handicap: 471 km de ligne ont une largeur de voie standard et 1 686 km ont une largeur de voie métrique. La ligne Tunisie-frontière de l'Algérie ne présente aucun problème, au contraire des lignes nord-sud en liaison avec la Libye, qui ont une largeur de voie métrique.

## 5. Le secteur logistique en Tunisie

Les indicateurs macro-économiques les plus récents, publiés par le Ministère du Transport, sont les suivants:

- Le secteur logistique représente 7 % du PIB et 15 % des investissements du pays.
- Son taux de croissance annuel moyen prévu durant la période (2007-2011) est de 6,1%.
- Le montant des investissements prévus par le secteur, pour la période (2007-2011), est de 6 528 millions TND dont 42% par le secteur privé.
- Il compte 120 000 emplois directs (sans compter les emplois indirects).

La Tunisie est pionnière en développement logistique parmi les pays qui ont son niveau économique ou ceux qui appartiennent à l'ensemble de la région MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord). La Banque Mondiale a élaboré à partir des données de 2007 un outil de comparaison du rendement logistique de différents pays au niveau mondial, le Logistics Performance Index (LPI). Dans ce classement, la Tunisie est en 60e position sur 150 pays. Actuellement les dépenses associées à la logistique représentent environ 20% du PIB du pays (voir tableau suivant).

### Dépenses en logistique par secteur

\* en Millions de DT (2007)

	PIB*	Logistique*	% du PIB
Industries manufacturières	7 333	4 900	67 %
Industries non manufacturières	5 415	1 200	22 %
Services commerciaux (hors transport)	12 175	1 800	15 %
Agriculture et pêche	4 809	675	14 %
Transports	4 000	175	4 %
Activités non commerciales	5 980	100	2 %
Impôts	4 530		
<b>Total</b>	<b>44 242</b>	<b>8 850</b>	<b>20</b>

**Tableau 18: Dépenses en logistique par secteur**

Source : Stratégie de développement des services et infrastructures logistiques en Tunisie, Banque Mondiale

### Sociétés de transport

	Effectif	Sociétés de transport intérieur	Sociétés TIR (Trans. Int. Routier)	Total sociétés	Total
<b>Nombre</b>	1 070	515	63	578	1 648
<b>Semi-remorques</b>	490	5207	340	5 547	6 037
<b>Tracteurs</b>	486	4 619	385	5 004	5 490
<b>Camions</b>	150	715	14	729	879
<b>Remorque</b>	8	115	4	119	127
<b>Parc total</b>	1 134	10 656	743	11 399	12 533
<b>Charge utile (CU)</b>	15 061	155 553	9 285	164 837	179 898
<b>%CU</b>	8%	86%	5%	92%	100%

**Tableau 19: Sociétés de Transport**

Source: Ministère du Transport, direction générale des Transportes terrestres (2008)

### Investissements dans le secteur des transports (Millions de DT)

Sous-secteur	Xème Plan (2000-2006)	XIème Plan (2007-2011)
<b>Ferroviaire</b>	692	1 782
<b>Routier</b>	1 691	2058
<b>Maritime</b>	1 127	1 004
<b>Aérien</b>	1 090	1 684
<b>Total transports</b>	4 600	6 528
<b>Total transports (par rapport au total du Plan)</b>	8,4%	8.1%

**Tableau 20: Investissements par sous-secteur**

Source: Ministère du Transport, direction générale des Transportes terrestres

### Liste des professionnels maritimes au 31/12/2009

Profession	Nombre
Consignataires de navires	308
Consignataires de la cargaison	17
Courtiers d'affrètement	71
Ravitailleurs de navires	98
Entreprises de gestion des navires de commerce	12
Entreprises d'assistance, de sauvetage et de remorquage en mer	3
Bureau de représentation des entreprises étrangères de classification des navires	1
Transitaires	87
<b>Total</b>	<b>597</b>

*Tableau 21: Liste des professionnels maritimes*

*Source: Ministère du Transport, direction générale des Transportes terrestres*

## 6. Les ressources en eau

Le climat de la Tunisie est un climat méditerranéen. On peut distinguer 3 grands ensembles d'étages climatiques :

- au Nord, une zone « humide » (400 à 600 mm/an) qui alimente le vaste réseau hydrographique de la Medjerda ;
- au centre, de part et d'autre de la « dorsale », les précipitations s'échelonnent de 250 à 400mm ;
- au sud, une zone aride (moins de 250mm/an voire moins de 150 mm au sud de Douz) ;

Le pays dispose d'environ 4,6 milliards de m<sup>3</sup> d'eau mobilisable : 60 % coule en surface, 40% sont souterraines mais 80% des ressources en eau sont situées dans le nord du pays tandis que 70% des eaux souterraines sont au sud. Chaque tunisien dispose donc théoriquement de 450m<sup>3</sup>/an soit un seuil en dessous du « stress hydrique », fixé communément à 500m<sup>3</sup>/an/hab.

Le pays est aussi doté de nappes phréatiques au nord et d'un énorme potentiel constitué par les nappes d'eau fossiles (aquitaine) au sud. On fera remarquer que la salinité est plus élevée (1,5g de sel/litre) au nord.

La Tunisie est équipée de 29 barrages classiques, 221 autres barrages et 741 lacs de montagne, de 5 200 forages profonds et 130 000 forages de surface (données de 2004).

La distribution de l'eau potable est assurée par la Société Nationale d'Exploitation et de Distribution de l'Eau (SONEDE), elle a été créée par la loi n°68-22 du 02 juillet 1968. Elle est sous la tutelle du Ministère de l'Agriculture. Son statut est défini par la loi qui la qualifie

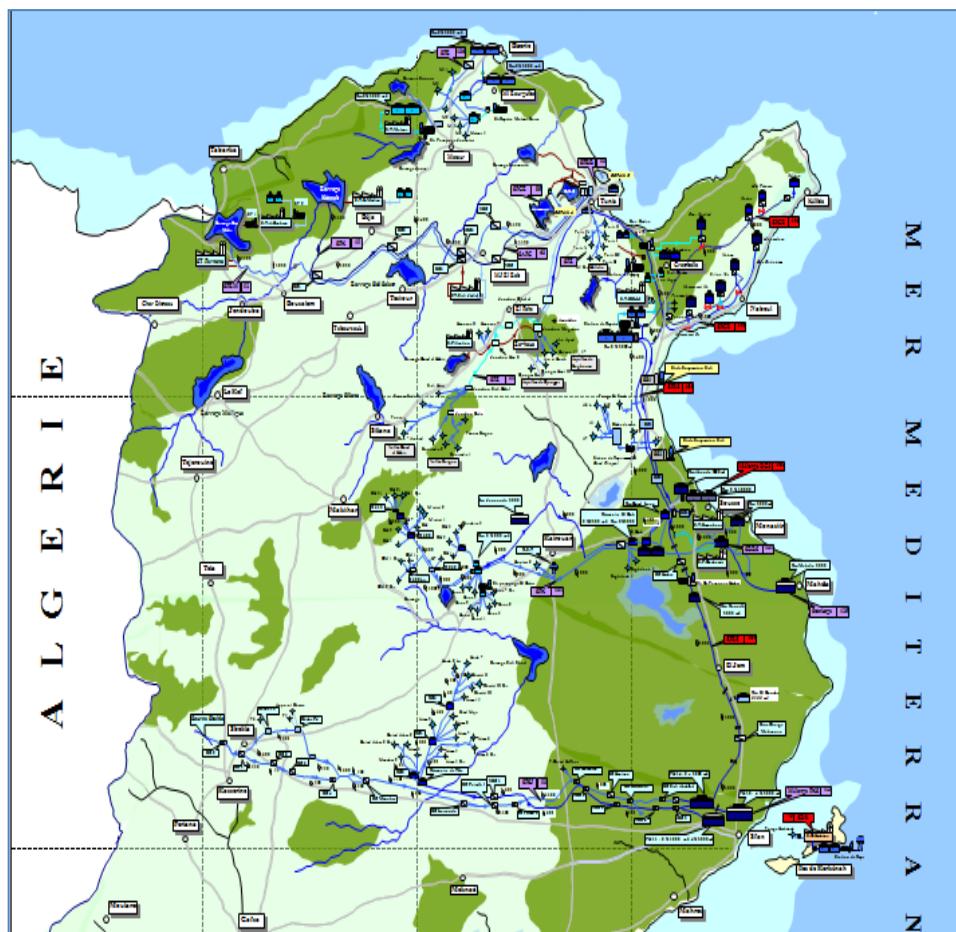
d'établissement public à caractère industriel et commercial et la répute commerçante à l'égard des tiers.

Les attributions de la SONEDE sont :

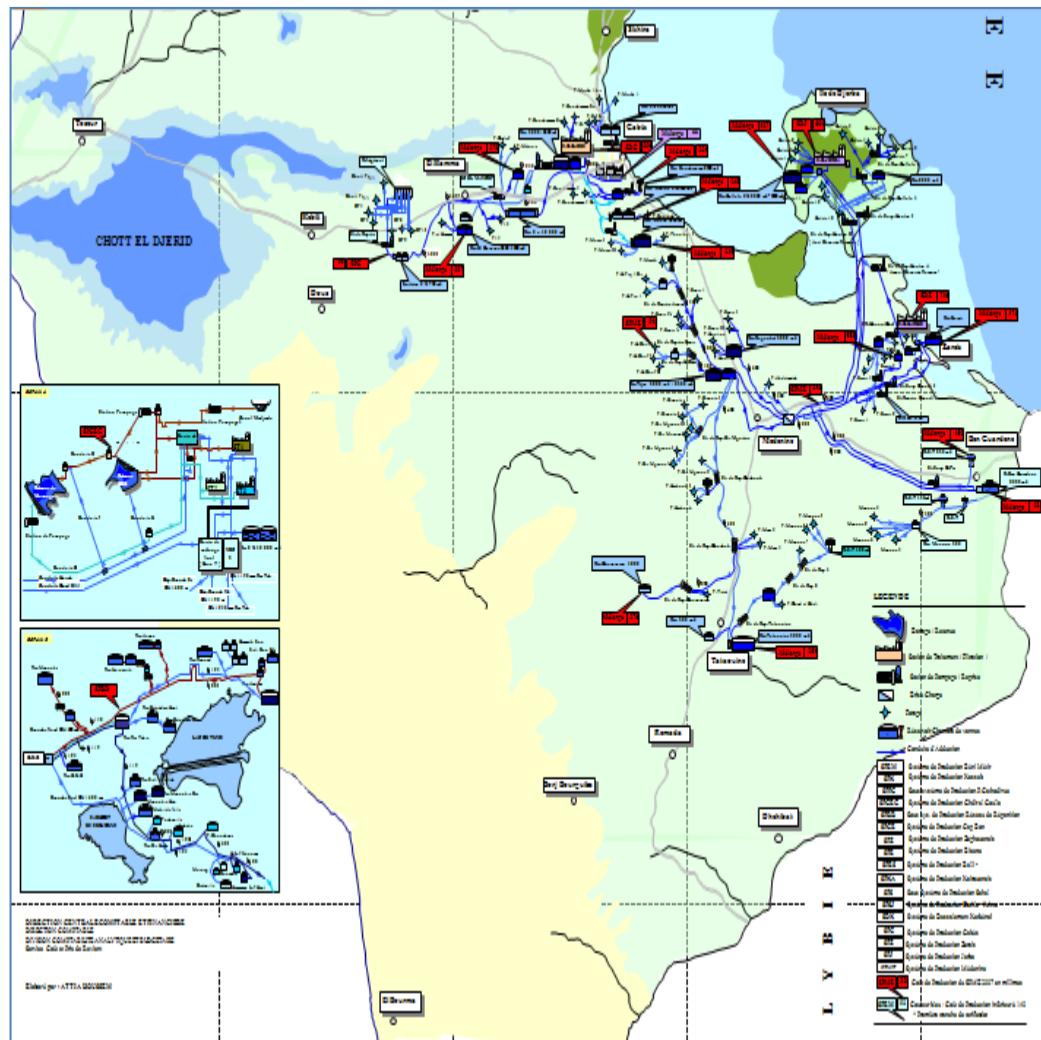
- la fourniture de l'eau potable sur tout le territoire national;
  - l'exploitation, de l'entretien et du renouvellement des installations de captage;
  - le transport, de traitement et de distribution de l'eau.

Pour ce faire, la SONEDe s'est dotée de structures centrales, régionales et locales. Elle occupe actuellement 7500 agents et gère 1,4 millions d'abonnés alimentés en eau à travers 30.000km de canalisations faisant transiter une production d'eau de 317 millions m<sup>3</sup> par an.

Pour les sites éloignés de son réseau la SONEDE peut ne pas raccorder les centrales à son réseau de distribution d'eau, auquel cas il faut obtenir l'autorisation du Ministère de l'Agriculture pour réaliser les forages nécessaires pour satisfaire les besoins des installations, en eau industrielle.



**Figure 30: Systèmes de production eau Nord et Centre**



**Figure 31: Systèmes de production eau Sud**

Les figures suivantes représentent les nappes d'eaux dans les zones des sites sélectionnés pour la réalisation de centrales CSP.

➤ Site de Fériana (Gouvernorat de Kasserine)

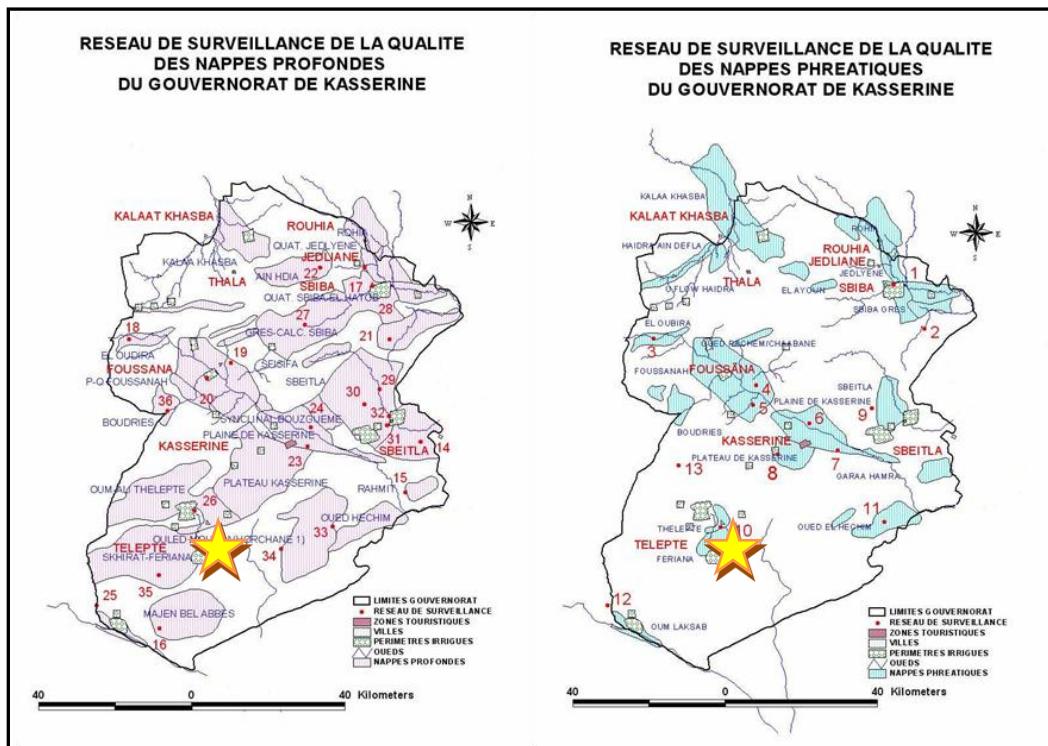


Figure 32: Nappes profondes Feriana

➤ Site de Tataouine Sud (Gouvernorat de Tataouine)

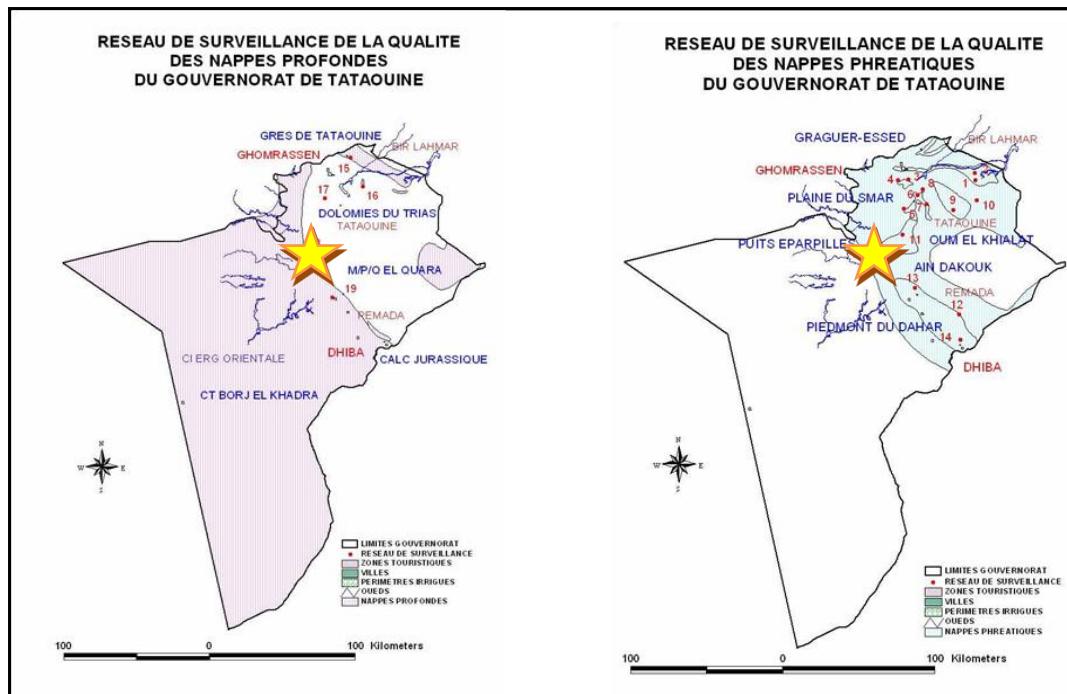


Figure 33: Nappes profondes Tataouine

## 7. L'infrastructure gazière

L'infrastructure gazière a connu un développement considérable durant les dernières années. En effet, la longueur du réseau de transport et de répartition gaz a atteint 2140 km en 2010.

La réalisation la plus importante au niveau du réseau de transport a eu lieu en 1994 avec la mise en place du gazoduc Msaken-Gabès qui a d'abord permis l'acheminement du gaz algérien vers Gabès, puis en 1996, le transport du gaz Miskar vers le nord et le sud. Il y a eu également en 1999, la construction des gazoducs Nabeul-Tunis et Mornag-Rades pour secourir et renforcer l'alimentation de la plate forme de Tunis.

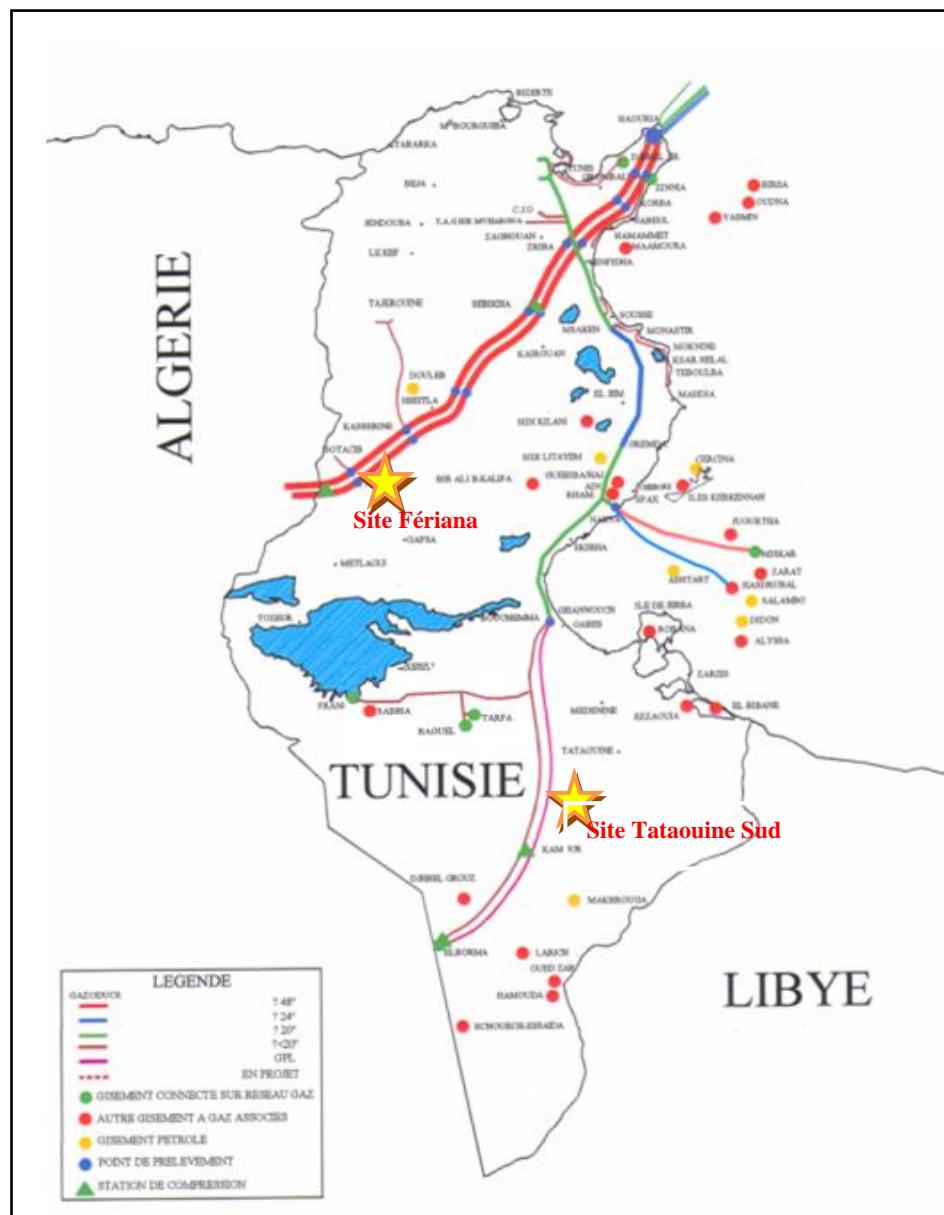
L'année 2003, a été marquée par le projet de réalisation d'unités de compression à Gabès permettant l'optimisation du gaz du sud par le refoulement de l'excès du gaz vers le Nord.

En 2007, il y a eu le démarrage de l'exploitation de la nouvelle usine GPL à Gabès qui a permis une meilleure valorisation du gaz du sud et une amélioration de la production des produits GPL.

D'un autre côté, le dédoublement en 1994 du gazoduc TRANSTUNISIEN a permis de renforcer les disponibilités du gaz naturel grâce à l'augmentation des quantités transitées. En 2008, il y a eu aussi l'installation de nouvelles unités de compression au niveau de ce gazoduc qui ont permis de renforcer davantage ces disponibilités.

Cependant les estimations des disponibilités du gaz et du développement de la demande montrent un déficit gaz de 7 ktep apparaissant à partir de 2021. Ce déficit pourrait être comblé par des quantités additionnelles de gaz algérien ou par le recours à des moyens de production électrique avec un combustible de substitution.

La carte suivante montre la situation de l'infrastructure actuelle:



**Figure 34: Infrastructure gaz en Tunisie**

Remarque : les sites de Fériana et de Tataouine Sud peuvent être raccordés au réseau Gaz HP, ce qui les rend bien adaptés à l'installation de centrales CSP hybrides.

## V. Evaluation des impacts environnementaux et socio-économiques

### 1. Hypothèses de l'étude d'impact

#### Les technologies considérées :

Afin de pouvoir établir une évaluation réaliste de l'impact sur l'environnement de ce projet, il est nécessaire d'abord de procéder à l'identification des technologies qui seront mises en œuvre dans ce projet sachant qu'elles devraient représenter celles les plus adaptées au contexte tunisien.

Pour cela, nous nous sommes largement appuyés sur les choix technologiques qui ont été discutés et retenus dans le cadre de l'étude pour le mix énergétique tunisien à l'horizon 2030, réalisée en 2011 par le groupement Wuppertal Institute/ALCOR, pour le compte de la Direction Générale de l'Energie, sur financement de la GIZ.

#### ➤ Centrales éoliennes :

La technologie des éoliennes on shore est relativement mûre en Tunisie. Le standard qui s'est imposé sur le marché est aujourd'hui celui des aérogénérateurs avec rotor à trois pales intégré dans une nacelle horizontale. La puissance nominale des machines considérées est de 2 MW, compte tenu du fait que cette taille est aujourd'hui la plus utilisée.

La durée de vie des parcs a été fixée à 20 ans, ce qui est relativement conservateur, puis qu'on pourrait tabler sur une durée de vie de 25 ans, si les machines sont bien entretenues.

En ce qui concerne la qualité des sites éoliens retenus pour le projet, nous avons considéré un facteur de charge moyen de 30%, ce qui correspond à 2630 heures pleines charge, soit l'équivalent de 2,6 GWh/MW par an.

#### ➤ Centrales Photovoltaïques :

Les centrales photovoltaïques, dont la durée de vie moyenne a été fixée à 25 ans, sont composées essentiellement des éléments suivants :

- Le champ de modules solaires posés sur un support fixe. La technologie considérée pour les cellules des modules est le polycristallin, technologie la plus répandue dans le monde;
- Un ou plusieurs onduleurs convertissant le courant continu du générateur solaire en courant alternatif;
- Un transformateur pour la connexion au réseau électrique de moyenne tension ;

Comme le rayonnement du soleil est transformé directement et instantanément en électricité, la puissance d'une centrale photovoltaïque est intermittente et dépend

fortement des conditions météorologiques et plus particulièrement de l'ensoleillement des sites choisies.

A cet effet, dans ce qui suit, nous allons considérer un rayonnement horizontal global de 1850 kWh/m<sup>2</sup>, ce qui correspond à une production moyenne de 1650 kWh/kWc par an.

➤ **Centrales thermo-solaires (CSP) :**

Pour les centrales thermo-solaires, c'est la technologie des miroirs cylindro-paraboliques qui sera considérée, étant donné qu'il s'agit de la technique la plus répandue jusqu'ici.

En ce qui concerne la localisation des sites où seront installées ces centrales, nous considérons que le refroidissement des centrales sera effectué à sec.

La production annuelle d'une telle centrale de puissance nominale de 100 MW avec une capacité de stockage de 6 heures s'élève pour un site moyen en Tunisie à environ 260 GWh<sup>4</sup>, soit 2600 heures à pleine charge. La durée de vie de ces centrales est estimée à environ 30ans.

Les paramètres des différentes centrales sont récapitulés dans le tableau suivant :

	Centrale Eolienne	Centrale PV	Centrale CSP
<b>Investissement (DT/kW)</b>	2000	3250	7500
<b>Durée de vie (ans)</b>	20	25	30
<b>Facteur de charge (%)</b>	30%	18%	30%
<b>Heure de fonctionnement (h/an)</b>	2630	1650	2600

Source : Etude Mix énergétique -GIZ (2011)

**Tableau 22: Paramètres des Centrales par Technologie**

## 2. Les paramètres de l'étude d'impact

➤ **Réduction des émissions de gaz à effet de serre**

Il s'agit d'estimer le montant des gaz à effet de serre évités grâce à la réalisation d'un tel projet et ce, en substitution à des centrales classiques fonctionnant au gaz naturel. Les valeurs d'émissions seront calculées sur la durée de vie des installations et déduites à partir du facteur d'émission du réseau national d'électricité suivant le rapport de 0.55 tCO<sub>2</sub> par MWh<sup>5</sup>.

➤ **Economies d'énergie primaire et impact sur la facture énergétique**

Il s'agit d'estimer les économies d'énergies primaires, exprimées en ktep, générées grâce à la réalisation de ce projet et ce, en substitution des centrales thermiques conventionnelles

<sup>4</sup>Etude Stratégique du Mix Energétique pour la Production d'Electricité en Tunisie (2011)

<sup>5</sup>Solar Water Heating Program in Tunisia, PoA DD (UNFCCC)

fonctionnant essentiellement au gaz naturel. Pour ce faire, nous avons considéré une consommation spécifique moyenne du parc de production conventionnel de 240 tep/GWh.

#### ➤ **Consommation d'espace**

La consommation nette d'espace est un critère qui dépend directement de l'espace nécessaire pour installer 1 MW d'une technologie donnée et de la puissance installée de cette technologie. Les ratios utilisés pour les différentes technologies, exprimés en ha/MW, sont récapitulés dans le tableau suivant :

	ha/MW
<b>Centrale PV</b>	2,5
<b>Centrale éolienne</b>	0.25
<b>Centrale CSP<sup>6</sup></b>	4

*Tableau 23: Ratios par Technologie*

#### ➤ **Consommation d'eau**

La consommation d'eau dépend directement de la consommation spécifique d'eau pour fournir 1 kWh d'électricité pour une technologie donnée et de la quantité d'électricité produite par cette technologie.

#### ➤ **Influence du bruit (Pollution sonore)**

Ce paramètre ne concerne que les centrales éoliennes qui émettent du bruit lorsqu'elles sont en fonctionnement et en conséquence représente une pollution sonore pour les habitations avoisinantes. Néanmoins, les éoliennes sont de plus en plus silencieuses et les nuisances sonores, au niveau des habitations, peuvent être évitées.

En Tunisie, le niveau de bruit de jour émit par un site industriel ne devrait pas dépasser 50 décibels, mesurés au droit de la façade des habitations les plus proches de la zone d'activités, ce qui correspond à des sites dont la vitesse de vent avoisine 40km/h<sup>7</sup>. La diminution du bruit peut être réalisée en gardant une distance suffisante des habitations (300 mètres au Danemark ou en Suède). Les caractéristiques topographiques, et plus particulièrement anémométriques, du site ou encore la présence d'écrans végétaux peuvent également réduire le niveau de bruit émis par les éoliennes.

#### ➤ **Taux d'intégration locale**

Le taux d'intégration locale est défini comme la contribution de l'industrie tunisienne dans l'ingénierie, la fourniture et la construction de nouvelles centrales, dont la valeur est estimée en % de l'investissement total. D'après les différentes études réalisées dans le domaine, pour le cas de la Tunisie, les hypothèses suivantes peuvent être retenues :

<sup>6</sup> *Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects (Janvier 2011)*

<sup>7</sup> *Source : Eoliennes et impact sonore (ADEME)*

- Pour l'éolien, seules les turbines et les pales sont importées et le reste des travaux peut être réalisé localement. Le taux d'intégration local pour un parc éolien est estimé à environ 43%.
- Pour le photovoltaïque, la contribution locale dans la réalisation des centrales PV est considérée comme élevée, étant donné que les compétences nécessaires pour l'installation existent déjà en Tunisie. Pour ce type de centrales, seules les modules et les onduleurs sont importés, sachant qu'une industrie locale est en train d'être mise en place pour la production des modules. Au vu de ces faits, le taux d'intégration locale pour les centrales PV pourrait avoisiner les 70%.
- Pour le CSP, cette technologie tarde à se positionner en Tunisie et c'est la raison pour laquelle on considère qu'une large partie de l'installation sera importée, du moins pour les premières centrales. Le taux d'intégration locale est estimé dans ce cas à environ 20%.

### ➤ **Création d'emplois**

Il s'agit d'estimer le nombre d'emplois créés grâce à la réalisation de ce projet sur la base des ratios d'employabilité qui ont été déterminés dans le cadre de l'étude sur l'emploi réalisée par le groupement GWS/ALCOR en 2011.

Cette étude a utilisé un modèle d'estimation de type input-output qui considère la contribution des 19 secteurs économiques (selon nomenclature INS) dans la valeur ajouté créée par une unité d'investissement dans les renouvelables. Les simulations donnent les résultats suivants :

Pour les centrales PV, un MW installé permettrait de créer environ 30,5 hommes-ans d'emplois répartis comme suit :

	<b><i>h.ans/MW</i></b>
<i>Services</i>	<b>1,7</b>
<i>Installation</i>	<b>15,7</b>
<i>Production</i>	<b>1,2</b>
<i>Exploitation</i>	<b>11,9</b>
<b><i>Total</i></b>	<b><b>30,5</b></b>

**Tableau 24: Répartition création d'emplois PV**

Source : *Etude Emploi – GWS/ALCOR pour le compte de GIZ/ANME (2012)*

Ainsi, une centrale PV créerait environ 19 h.ans d'emplois par MW dans la phase réalisation et environ 0,6 emploi permanents par MW dans la phase d'exploitation.

Pour les centrales CSP, le modèle permet d'évaluer que l'emploi qu'un MW permettrait de créer environ 47 h.ans de travail sur sa durée de vie, répartie comme suit :

	<b><i>h.ans/MW</i></b>
<i>Services</i>	8,6
<i>Installation</i>	8,1
<i>Production</i>	1,3
<i>Exploitation</i>	28,9
<b><i>Total</i></b>	<b>46,9</b>

**Tableau 25: Répartition création d'emplois CSP**

Source : *Etude Emploi – GWS/ALCOR pour le compte de GIZ/ANME (2012)*.

Ainsi la répartition entre les emplois provisoires et permanents se présente comme suit :

<i>Emplois provisoires</i>	18	<i>h.ans/MW</i>
<i>Emplois permanent</i>	1,4	<i>emploi/MW</i>

**Enfin pour l'éolien**, les simulations conduisent aux résultats suivants :

		<b><i>h.ans/MW</i></b>
Services	100	3,0
Installation	188	5,7
Production	39	1,2
Exploitation	1094	33,2
<b>Total</b>	<b>1 420,9</b>	<b>43,1</b>

**Tableau 26: Répartition création d'emplois éolien**

Source : *Etude Emploi – GWS/ALCOR pour le compte de GIZ/ANME (2012)*.

Cela permettrait de créer environ 10 h.ans d'emplois provisoires par MW et près de 1,7 emplois permanents par MW pour l'exploitation.

Le tableau suivant présente une synthèse des ratios d'employabilité des trois filières dans le contexte tunisien.

<i>Ratios employabilité</i>	<i>Fourniture &amp; Installation (hommes-ans/MW)</i>	<i>Maintenance (emplois/MW)</i>
<b>Centrale PV</b>	19	0,6
<b>Centrale éolienne</b>	10	1,7
<b>Centrale CSP<sup>8</sup></b>	18	1,4
<i>Source : Etude Emploi - GWS/ALCOR pour le compte de GIZ/ANME (2012)</i>		

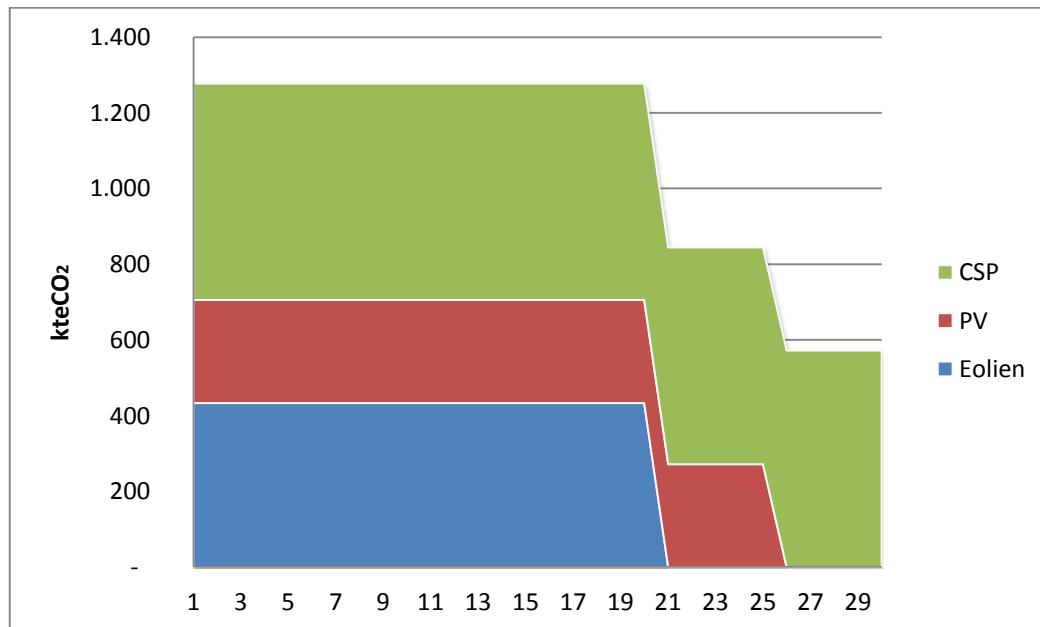
**Tableau 27: Employabilité par Technologie**

Pour les centrales CSP, en raison de la faible maturité de la technologie en Tunisie, nous estimons que la création d'emploi relative à la composante fourniture et installation ne correspond qu'aux travaux de génie civil, qui peuvent être effectués localement.

### 3. Evaluation des impacts environnementaux

#### La réduction des émissions de gaz à effet de serre

Ce projet permettra la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'environ 32645 kteCO<sub>2</sub>, cumulée sur la durée de vie des équipements, soit en moyenne l'équivalent de **1100 kteCO<sub>2</sub>/an**. La répartition des émissions évitées par centrale est présentée sur la figure suivante :

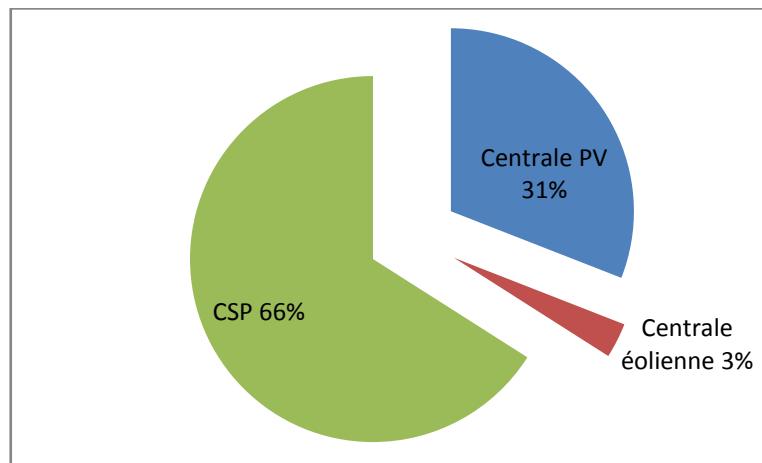


**Figure 35: Emissions évitées par Technologie**

<sup>8</sup> Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects (Janvier 2011)

### La consommation d'espace

En appliquant les ratios des taux d'occupation au sol par type de technologie établis précédemment, la superficie nécessaire pour la réalisation de ce projet est estimée à environ **2425 hectares** répartie comme suit :



*Figure 36: Superficie par Technologie*

Selon les sites, l'occupation au sol est répartie, par technologie, comme suit :

### Superficies occupées

Site	Puissance MW	CSP	Eolien	PV	Total
Tataouine Sud	250	1000			1000
Feriana	150	600			600
Bir M'Cherga	60		15		15
Douar Dar Ramel	60		15		15
Takilsa	120		30		30
Tataouine	60		15		15
Bir M'Cherga	50			125	125
Tataouine	50			125	125
Oueslatia	50			125	125
Tyna	50			125	125
Tajerouine	50			125	125
Feriana	50			125	125
<b>TOTAL</b>	<b>1000</b>	<b>1600</b>	<b>75</b>	<b>750</b>	<b>2425</b>

*Tableau 28: Superficies occupées (en ha)*

La consommation nette d'espace est cependant à relativiser. La qualité du sol ainsi que la réversibilité de la dénaturation des sols seraient également à considérer pour évaluer avec plus de précision la consommation d'espace.

### **La consommation d'eau**

La consommation d'eau peut être considérée comme négligeable pour les parcs éoliens. Pour les centrales PV, elle sera principalement destinée au nettoyage des panneaux. Elle peut être estimée à environ  $0,1\text{m}^3/\text{MWh}$ <sup>9</sup>. Pour la technologie CSP, si on considère le refroidissement à sec, la consommation d'eau peut être réduite de plus de 90% en comparaison à un système de refroidissement conventionnel. De ce fait, il suffira de prendre en compte l'appoint en eau nécessaire au circuit vapeur ainsi que l'eau nécessaire au nettoyage des miroirs cylindro-paraboliques, soit de  $0,16$  à  $0,30\text{m}^3/\text{MWh}$ <sup>10</sup>.

### **Autres impacts environnementaux**

Parmi les effets environnementaux les plus importants, dans le cas des parcs éoliens, on cite en particulier l'impact sur les oiseaux et les chauves-souris. L'ampleur et la nature des impacts restent liées aux caractéristiques locales du site choisi et de son emplacement. Ainsi, l'évaluation de ces impacts nécessite des prospections de terrain, menées par des ornithologues et des chiroptérologues dont les tâches principales seraient de :

- Faire l'inventaire des espèces présentes sur le site et analyser le niveau d'enjeu selon leur état de conservation;
- Caractériser l'utilisation du site par les oiseaux et établir les relations de sensibilité du peuplement d'oiseaux présent sur le site avec le projet.

Toutefois, compte tenu des emplacements de certains parcs éoliens (ex : Feriana et Tataouine), les enjeux d'impacts sont probablement limités du fait que les zones considérées ne sont pas situées le long d'importantes trajectoires de migration d'oiseaux.

## **4. Evaluation des impacts socio-économiques**

### **Economie d'énergie primaire et réduction de facture énergétique**

Sur la base des ratios de productivité précédemment cités, l'ensemble du projet permettra de produire environ 2328 GWh par an, répartis entre les sites comme suit:

---

<sup>9</sup> Source : NREL A Review of Operational Water consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies 2011

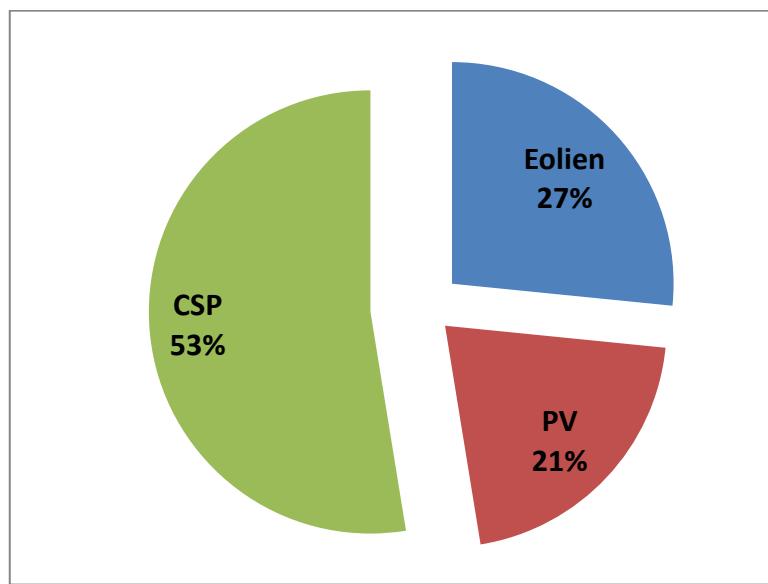
<sup>10</sup> Source : NREL A Review of Operational Water consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies 2011

*Production d'électricité en GWh/an*

Site	Puissance MW	CSP	Eolien	PV	Total
Tataouine Sud	250	650			650
Feriana	150	390			390
Bir M'Cherga	60		158		158
Douar Dar Ramel	60		158		158
Takilsa	120		316		316
Tataouine	60		158		158
Bir M'Cherga	50			83	83
Tataouine	50			83	83
Oueslatia	50			83	83
Tyna	50			83	83
Tajerouine	50			83	83
Feriana	50			83	83
<b>TOTAL</b>	<b>1000</b>	<b>1040</b>	<b>790</b>	<b>498</b>	<b>2328</b>

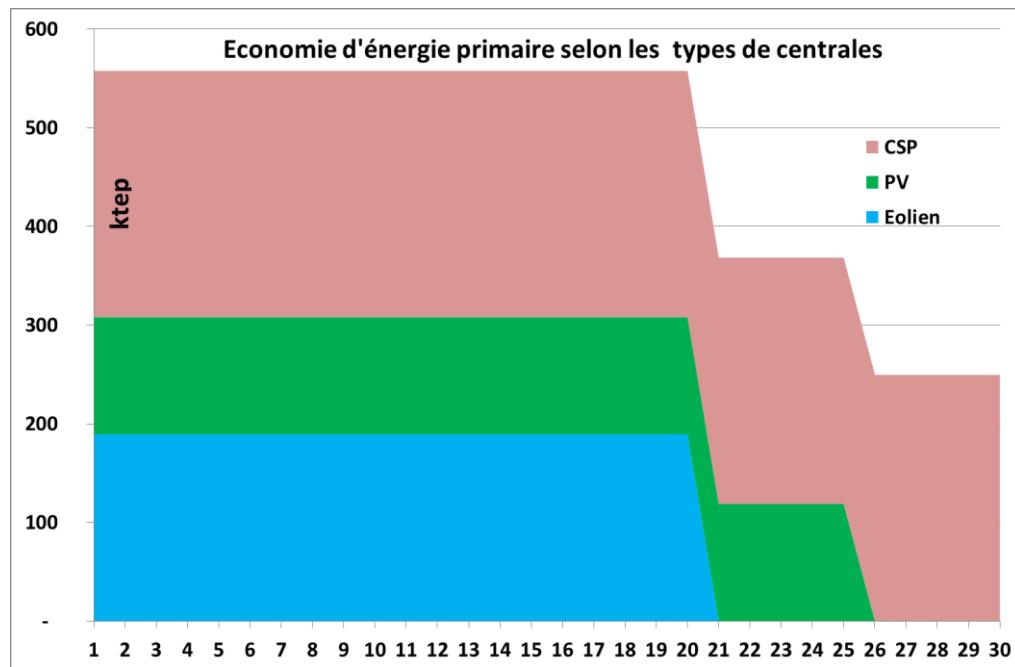
*Tableau 29: Production d'électricité*

Sur cette base, le projet permettrait des économies d'énergie primaire annuelles de l'ordre de **475 ktep/an**. Cumulées sur la durée de vie des installations, ces économies sont d'environ **14 millions de tep**, réparties comme suit :

*Figure 37: Répartition économies d'énergie primaire par technologie*

Valeurs obtenues pour : CSP pure avec 6h de stockage, 40% de la capacité installée ;  
 Eolien : 30% de la capacité installée; PV: 30% de la capacité installée

L'évolution des économies d'énergies par filière est présentée par la figure suivante :



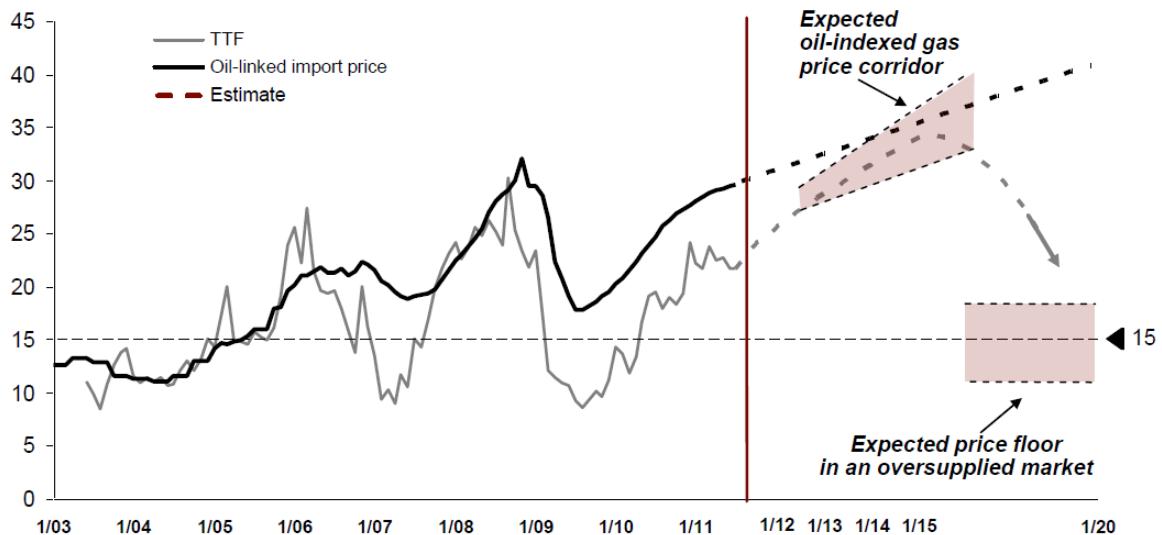
**Figure 38: Economie d'énergie primaire**

A titre indicatif, sur la base d'un coût de la tep de gaz naturel sur le marché, ces économies permettraient une diminution de la facture énergétique du pays d'environ **160 millions d'euros** par an (sur la base d'un prix international de la tep gaz naturel, en 2011, d'environ 340 €/tep).

La courbe suivante représente l'évolution du prix du gaz sur les 10 dernières années et l'évolution attendue. Le prix du marché du gaz, en Europe, devrait augmenter de 30 à 40% d'ici 2015, pour rejoindre un prix indexé sur le pétrole, avant de chuter à partir de 2015.

Cette tendance haussière du prix du gaz ne peut que constituer un argument supplémentaire justifiant l'intérêt majeur de recourir aux énergies renouvelables.

### Gas price development until 2020 (in € / MWh)



**Figure 39: Evolution du prix du gaz en Europe** Source : AT Kearney

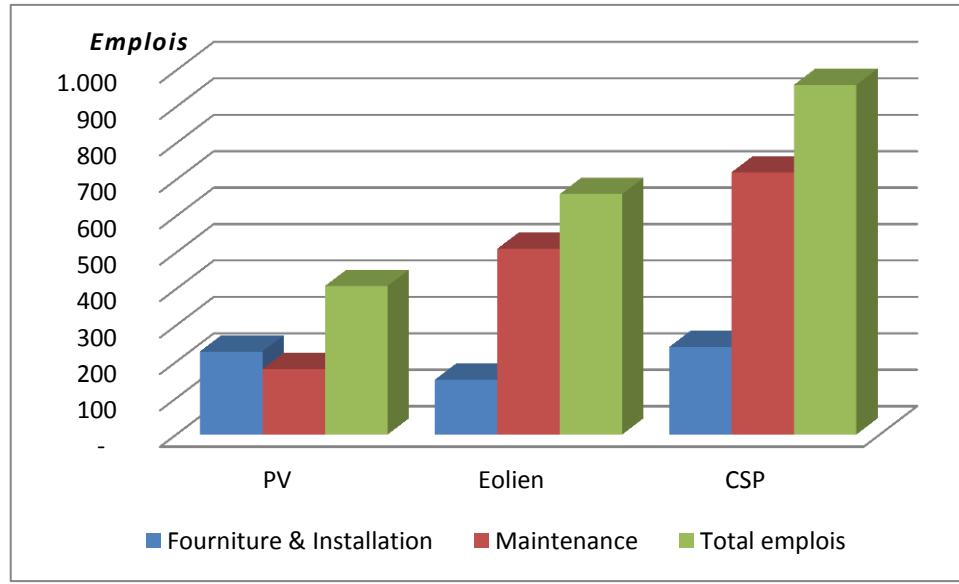
TTF : Title Transfer Facility

### Impact sur l'emploi

En termes d'employabilité, ce projet permettra la création d'environ 2028 équivalent-emplois répartis comme suit :

- 20% soit 408 équivalent-emplois pour les centrales photovoltaïques
- 33% soit 660 équivalent-emplois pour les centrales éoliennes
- 47% soit 960 équivalent-emplois pour les centrales CSP.

La répartition du nombre d'emplois créés par type de centrale et par poste est présentée dans la figure suivante :



**Figure 40: Emplois créés par filière**

### Taux d'intégration locale

Le taux d'intégration locale (TIL) est calculé par pondération des taux d'intégration spécifiques, définis pour chaque filière ( $TIL_i$ ), par rapport au montant d'investissement correspondant ( $I_i$ ). Ce taux est calculé par la formule suivante:

$$TIL = \frac{\sum_i TIL_i \cdot I_i}{\sum_i I_i} \quad \text{Avec } I_i : \text{investissement réalisé dans une technologie}$$

En application de cette formule, le taux d'intégration locale de l'ensemble du projet est estimé à **environ 34%**.

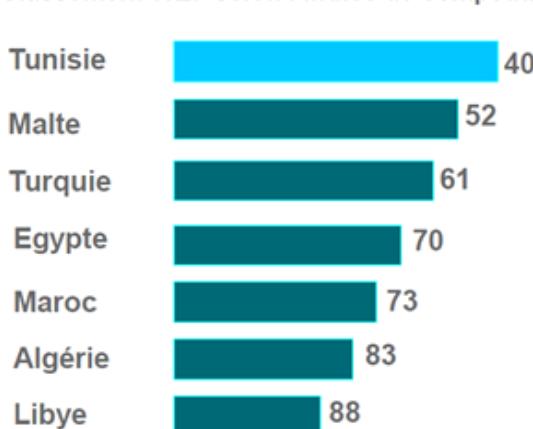
### Les entreprises et l'expertise locale

La Tunisie dispose d'un tissu industriel diversifié et bien développé permettant de soutenir le développement à grande échelle des énergies renouvelables pour la production d'électricité raccordée au réseau. En particulier, la Tunisie compte environ 5700 entreprises industrielles dont 575 dans la branche mécanique et métallurgique (dont 160 totalement exportatrices) et 350 dans la branche électrique (dont 220 totalement exportatrices). Ces entreprises sont capables d'intégrer une large partie des équipements mécaniques et électriques nécessaires pour la construction de parcs éoliens et des installations PV ou CSP. La Tunisie dispose également de plus de 20 bureaux d'ingénierie et d'experts spécialisés en matière de maîtrise d'énergie et marché carbone.

L'entrée en vigueur de l'accord de libre-échange avec l'Union Européenne, en janvier 2008, a ouvert la voie à de nombreuses opportunités de développement pour l'industrie tunisienne mais également à des enjeux forts de compétitivité. Ces opportunités sont d'autant plus réelles que la Tunisie se situe parmi les économies performantes et compétitives de la rive Sud de la Méditerranée, bénéficiant de classements exemplaires selon l'indice de

compétitivité établi par le Forum Économique Mondial de Davos : 40ème pays au niveau du classement mondial, devançant ainsi près de vingt pays de la zone Euro.

Classement WEF selon l'indice de compétitivité globale



Pays	Rang
Suisse	1
Allemagne	7
France	16
Belgique	18
Chine	29
Espagne	33
<b>Tunisie</b>	<b>40</b>
Portugal	43
Pologne	45
Afrique du sud	46
Italie	48
Malte	52
Hongrie	58
Turquie	61
Roumanie	64
Egypte	70
Grèce	71
Maroc	73
Algérie	83
Libye	88

Source : *World Economic Forum, 2009-2010*

Figure 41: Classement WEF selon l'indice de compétitivité Source:WEF

### La formation professionnelle et universitaire

Le développement des compétences en matière d'énergies renouvelables a toujours constitué une composante essentielle des programmes nationaux de maîtrise de l'énergie. Cette composante a été intégrée dans différents cursus à caractère académique ou professionnel et a fait aussi l'objet de programmes de formation continue et de renforcement de capacités.

### La formation académique

On compte 6 établissements universitaires publics et privés entre écoles d'ingénieurs et Instituts Supérieurs des Études Technologiques (ISET) qui forment des ingénieurs, des maîtrisards et des techniciens supérieurs qui devront contribuer à préparer et à réaliser des projets dans le domaine des énergies renouvelables. Aujourd'hui, environ 300 diplômés opèrent dans le secteur et plus de 700 étudiants sont en cours de formations par les établissements spécialisés publics et privés.

### La formation professionnelle

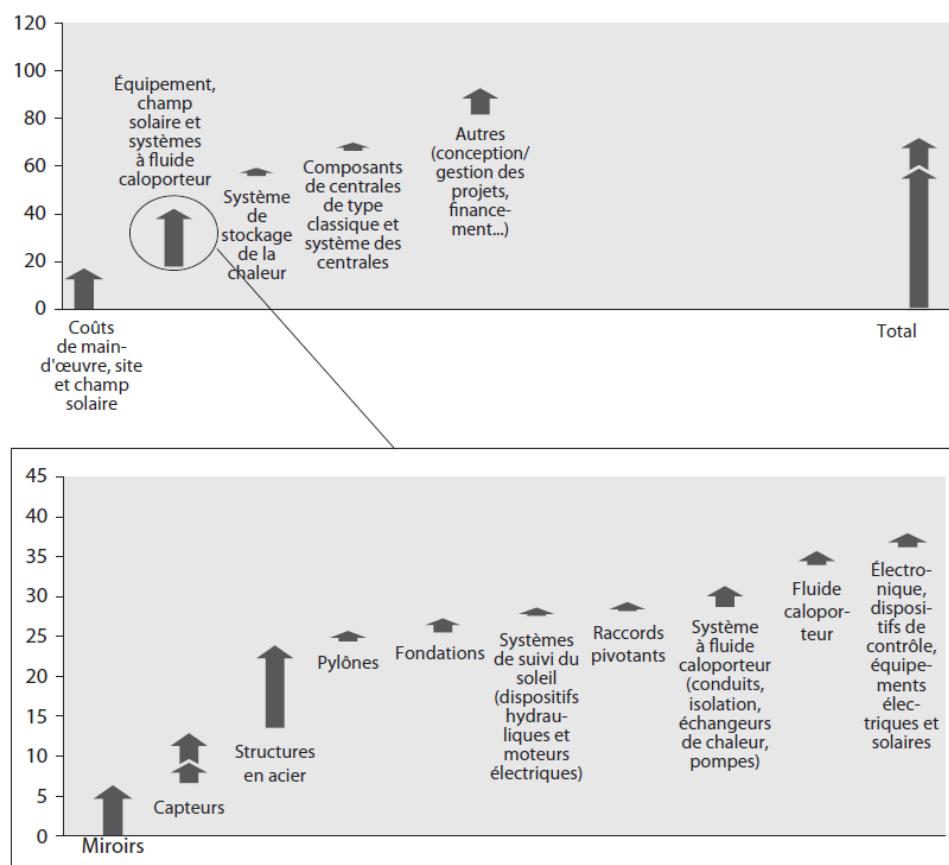
Le programme de mise à niveau de la formation (MANFORM) a visé depuis son lancement la création d'une nouvelle génération de centres sectoriels de formation qui devraient produire d'une manière ciblée de la main d'œuvre spécialisée et immédiatement opérationnelle dans différentes branches d'activité dans les différents corps de métiers, dont l'énergie. Le dispositif de formation professionnelle compte environ 150 centres appartenant aux secteurs publics et privés avec une capacité de l'ordre de 60 000 postes de formation dont plus de 90% dans les centres publics et environ 40% dans les centres sectoriels spécialisés.

A cela, s'ajoute le dispositif de la formation continue financé entre autres par une ristourne sur la Taxe de Formation Professionnelle (TFP) et l'appui aux Investissements

Technologiques (ITP). L'ANME, dans le cadre de sa mission, développe également des activités de formation continue pour les différents acteurs dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, en général, et les énergies renouvelables, en particulier. L'ensemble de ces actions a permis de capitaliser les connaissances, d'améliorer d'une manière durable la compétitivité des entreprises et de favoriser l'émergence de professionnels dans le domaine des énergies renouvelables.

### Développement de l'industrie locale

Un scénario volontariste de développement des ER pourrait justifier une implantation à grande échelle d'une industrie locale ou du moins régionale (MENA). En effet, la participation des entreprises locales aux travaux de construction et d'ingénierie liés à la mise en service de nouvelles centrales dans la région MENA pourrait offrir des perspectives prometteuses.



**Figure 42: Estimation de la proportion des composants susceptible d'être fabriqués dans la région MENA**

Source : ESMAP 2010 CSP Job Study

En prenant l'exemple du CSP, une étude mandatée par la Banque Mondiale (ESMAP - CSP Job Study) avance que le taux d'intégration locale, lors de la construction d'une centrale CSP de 50MW, pourrait atteindre les 60%.

# ANNEXES

**Registered offices**  
Bonn and Eschborn, Germany  
T +49 228 44 60-0 (Bonn)  
T +49 61 96 79-0 (Eschborn)

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Germany  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)