

Etude de faisabilité
“Parc Éolien Auto-Producteur”
en Tunisie

Client:

GIZ GmbH

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn
Germany

Entrepreneur:

**Arbeitsgemeinschaft German ProfEC
/DFIC**

Ahornstr. 10
49744 Geeste
Germany

Project Nr.: Pro-3-7-0210

Report Nr.: Pro-3-7-0210-214-V3

Version: 3

Date: 10 mars 2011

SYNTHÈSE DU PROJET

Contexte

Le gouvernement de la Tunisie favorise le développement de l'énergie éolienne. Non seulement dans le contexte du plan solaire, mais aussi par le développement du cadre réglementaire pour la promotion des énergies renouvelables, notamment la Loi n°2009-7 du 9 février 2009, permet l'autoproduction d'électricité à base des énergies renouvelables par d'établissements exerçant dans le secteur industriel. La loi permet à un groupement de s'équiper d'une installation énergétique à base des énergies renouvelables pour sa consommation propre.

L'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) a été chargée de préparer les conditions de mise en place de ce programme et d'accompagner et d'assister les industriels intéressés durant les principales étapes de réalisation des projets. À cette fin, une convention de coopération a été signée en 2009 entre les plusieurs grands consommateurs (EGCElec) intéressées et l'ANME. De plus, l'ANME assistera ces établissements au développement d'un projet commun éolien et à bénéficier des financements offerts par le Mécanisme de Développement Propre (MDP).

L'ANME est soutenue par la Coopération Technique Allemande (GTZ, depuis 2011 GIZ) dans le cadre du projet « Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique » (ER-EE). Dans ce cadre, la GTZ s'est engagée à assister les EGCElec dans la mise en œuvre des projets d'autoproduction d'électricité à travers l'énergie éolienne. En outre, l'ANME a réalisé en 2009 le premier atlas éolien du pays.

Objectif de la mission

L'objectif de la présente mission a été l'étude de faisabilité pour la réalisation par les EGCElec d'un parc éolien de capacité totale d'au moins 60 MW. A partir d'une analyse profonde des 4 sites considérés, c'est le site de Thala au Nord Est de la Tunisie qui a été choisi pour le projet.

Cadre réglementaire et structure du projet

Le parc éolien sera mis en œuvre par un groupement d'au moins quatre EGCElec sous la forme de financement du projet. Les différentes EGCElec participent dans une société de projet et sont en même temps responsables pour l'exploitation. Chaque EGCElec remplace, conformément à la répartition des capacités, l'électricité achetée à la STEG. Un surplus allant jusqu'à 30 % de la production éolienne peut être vendu à la STEG. La société de projet devrait agir comme «Groupement », ainsi que mentionné dans le décret.

L'analyse du cadre réglementaire a montré que certains thèmes doivent être clarifiés et d'autres nouvellement pris en compte. Ceci concerne entre autre le terme « groupement », les procédures de revente d'électricité, les spécifications techniques et le contrat type avec la STEG.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Étude

Pendant la première phase de la mission l'identification du site le plus approprié, pouvant abriter au moins 60 MW éoliens, était prioritaire. La seconde phase a consisté en une étude de faisabilité, qui fait état des ressources éoliennes potentielles et des estimations des quantités d'énergie productibles pour le site choisi. L'étude et l'analyse des gisements éoliens du site sont basées sur les mesures du vent effectuées dans le cadre du projet ER-EE et dans le cadre du projet d'élaboration de l'atlas éolien, effectués entre 2007 et 2008.

Le site de Thala est situé dans la partie ouest de la Tunisie, à environ 240 km vers le sud-ouest de la capitale Tunis et à environ 30 kilomètres à l'est de la frontière algérienne. Thala est entouré par des terres non cultivées. La surface est couverte de sable, d'herbe et souvent d'autres végétations pouvant atteindre jusqu'à 20 cm de hauteur. Près du site, on trouve une station météo avec une expérience de 30 ans de mesures journalières du vent. Le mât de mesure a été placé à 2 kilomètres au sud-est du village de Thala. La station météorologique utilisée pour la corrélation à long terme se trouve à 3 km du village dans la direction nord-ouest.

La vitesse mesurée et vérifiée du vent y est de 7,31 [m/s] à une hauteur de 40 m. Le site se trouve à une distance de 40 km du réseau de haute tension qui n'a pas besoin d'être renforcé et pourra être exploité pour une capacité aussi bien de 60 MW que de 120 MW.

Le coût d'investissement pour le parc éolien de la capacité choisie de 60 MW chiffre à 65 millions d'EUR. Un changement de la taille du parc n'a que très peu d'impact sur l'économie du projet car le coût des turbines domine les coûts d'investissement.

La production d'électricité chiffre à 207 GWh par an, avec le niveau P50 assumé.

Assumant un niveau pondéré de coût de capital de 6,8 %, le coût total de production de l'énergie éolienne est calculé à 0,0452 EUR/kWh et 0,0850 TND/kWh. Par conséquent, le coût de production du parc éolien au début du projet est 0,0086 EUR/kWh moins cher que le coût moyen effectif de l'électricité remplacée. Cet avantage augmente chaque année avec l'augmentation des tarifs d'électricité attendue. La différence avec les coûts de production d'électricité éolienne va augmenter jusqu'à 25 % à la fin du projet ce qui équivaut à l'augmentation du prix du gaz et par conséquent à l'augmentation des tarifs d'électricité.

Le TRI du projet chiffre à 7,6 %, ce à quoi il faut, dans la perspective des industries qui investissent, ajouter le rendement de 10% sur les fonds propres.

Dans un scénario plus optimiste le TRI monte à 12%.

Tenant compte du fait que le gouvernement Tunisien doit dans les prochaines années ajuster le niveau des tarifs pour prendre en compte le niveau international du prix du gaz, l'économie du parc éolien va être très favorable pour les industries impliquées.

Pour la réalisation du projet les industries doivent maintenant assumer leur rôle d'investisseur et s'engager dans un groupement qui prendra le contrôle du processus. Le gouvernement de son côté doit clarifier et adapter quelques détails dans le cadre réglementaire et assurer la réalisation du contrat type avec la STEG ainsi que les spécifications techniques pour le raccordement au réseau.

TABLE DES MATIERES

SYNTHÈSE DU PROJET	1
1 INTRODUCTION	15
1.1 Contexte du projet.....	16
1.2 Cadre de ce rapport.....	16
2 RÉGIME ÉOLIEN ET PLAN D'EMPLACEMENT	18
2.1 L'énergie en Tunisie.....	18
2.1.1 Aperçu du bilan énergétique.....	18
2.1.2 Axes de la politique énergétique.....	19
2.1.3 Cadre institutionnel.....	21
2.2 Secteur électricité.....	23
2.2.1 Puissance électrique installée.....	23
2.2.2 Structure de production.....	24
2.2.3 Le réseau de transport de l'électricité.....	26
2.3 Développement mondial de l'énergie éolienne.....	28
2.3.1 Secteur de l'énergie éolienne en Tunisie.....	31
2.4 Tarifs d'électricité.....	35
3 CADRE RÉGLEMENTAIRE DU SECTEUR D'ÉLECTRICITÉ	39
3.1 Cadre réglementaire d'électricité / Énergies Renouvelables.....	39
3.2 Autoproduction d'électricité.....	39
3.2.1 Législation relative à l'autoproduction d'énergie éolienne.....	39
3.2.2 Suppléments, renforcements, clarification et interprétations nécessaires.....	40
3.2.2.1 « Groupement d'auto-producteurs ».....	40
3.2.2.2 Cession d'électricité.....	42
3.2.2.3 Autres réglementations.....	42
3.2.3 Cadre économique.....	43
3.3 Cadre réglementaire de la protection de l'environnement.....	45
3.3.1 Etudes d'impact sur l'Environnement.....	45
3.3.2 Cadre réglementaire pour les zones de protection.....	46
4 DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET D'AUTO-PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR LES EGCELEC	47
5 PERMIS ET AUTORISATIONS NÉCESSAIRES AU PROJET	48
6 ORGANISATION DU PROJET	51
7 FINANCEMENT / ANALYSE DES POSSIBILITÉS DE FINANCEMENT DES PARCS ÉOLIENS	53
7.1 Logique de financement de projet.....	53

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

7.2	Financement du projet / Structure du projet	53
7.3	Bailleurs de fonds / prêts concessionnels	55
7.3.1	Banque Européen d'investissement (BEI)	55
7.3.2	Banque Africaine de Développement (BAD)	57
7.3.3	Groupe Banque Mondiale (BM)	58
7.3.4	Le groupe KfW (KfW)	59
7.3.5	Agence Française de Développement (AFD)	61
7.3.6	Fonds publics tunisiens	62
7.4	Fonds internationaux	63
7.4.1	EGCElec	63
7.4.2	Fonds d'investissement	63
7.5	Banques commerciales	64
7.5.1	Banques nationales	65
7.5.1.1	Banque Internationale Arabe de Tunisie BIAT	65
7.5.1.2	Banque Attijari	65
7.5.1.3	Amen Bank	65
7.5.2	Banques internationales	66
7.6	Financement crédits MDP (Mécanisme de Développement Propre)	66
7.6.1	Volume de REC attendus du projet	67
7.6.2	Timing du processus MDP	69
7.6.3	Stratégies de commercialisation des REC	70
7.6.4	Paiements par anticipation	70
7.6.4.1	Prix préalablement indexés ERPA	70
7.6.4.2	Prix préalablement indexés ERPA avec plancher	71
7.6.4.3	Commerce de marché concret (OTC)	71
7.6.5	Coûts de développement de projets MDP	73
7.6.6	Stratégie recommandée pour le MDP	73
7.6.7	Acheteurs / financiers possibles	74
8	GARANTIES ET ASSURANCES	76
9	ÉVALUATION DES RESSOURCES DE VENT A THALA	80
9.1	Description de l'installation de mesure du vent à Thala	81
9.1.1	Installation de mesure	90
9.1.1.1	Description générale du mât de mesure	90
9.1.1.2	Description des données enregistrées	92
9.1.2	Analyse et nettoyage des données	92
9.1.2.1	Analyse des données mesurées	92
9.1.2.2	Analyse de données, nettoyage et processus de synthèse	92

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

9.2	Résultats de nettoyage et de synthèse des données	93
9.2.1	Couverture des données	93
9.2.2	Mesure et évaluation de la vitesse de vent.....	94
9.2.3	Mesures et évaluation de la direction du vent	94
9.2.4	Rafales de vent	95
9.2.5	Analyse de cisaillement du vent (Wind Shear).....	95
9.2.6	Données auxiliaires: densité de température de l'air, de pression, d'humidité et d'air	96
9.3	Extrapolation des données mesurées du vent aux hauteurs de moyeu des éoliennes ..	97
9.4	Analyses des corrélations à long terme	98
10	MODÉLISATION DE LA RESSOURCE DE VENT ET DE LA RESSOURCE ÉNERGÉTIQUE ÉOLIENNE.....	100
10.1	Description de la procédure de l'Atlas Européen du Vent	100
10.2	Conception de la disposition du parc éolien.....	100
11	RENDEMENT D'ÉLECTRICITÉ POUR 3 TURBINES DIFFÉRENTES	103
11.1	Tailles des éoliennes et leur disponibilité sur le marché.....	103
11.2	Types d'aérogénérateurs.....	105
12	PRÉVISION D'ÉNERGIE ANNUELLE.....	106
12.1	Courbes de puissances et coefficient de poussée.....	106
12.2	Résultats bruts de la prédiction d'énergie annuelle	106
13	PERTES ET ANALYSES D'INCERTITUDES.....	108
13.1	Incertitude de la mesure de vitesses de vent.....	108
13.2	Incertitude de la modélisation de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.....	109
13.3	Incertitude de la prédiction de l'énergie annuelle.....	110
13.4	Pertes.....	111
13.5	Niveaux de dépassement de la PEA brute.....	112
13.6	Résumé.....	114
14	COÛTS DU PROJET DE FERME ÉOLIENNE	117
14.1	Coûts d'investissement pour un parc éolien de 60 MW à Thala	117
14.1.1	Coûts des éoliennes	118
14.1.2	Transformateur de l'éolienne.....	118
14.1.3	Fondations pour les éoliennes	118
14.1.4	Commutation à la sous-station existante	118
14.1.5	Prolongation du réseau à la sous-station.....	119
14.1.6	Réseau interne du parc éolien	120
14.1.7	Transformateur sur-élévateur de tension du parc éolien	120
14.1.8	Equipement de contrôle des aérogénérateurs « SCADA »	120
14.1.9	Essais de mise en service	121

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.1.10	Autres services et composants	121
14.1.11	Loyer et transport de grues.....	121
14.1.12	Expédition des aérogénérateurs et transport routier	121
14.1.13	Accès internes du parc éolien	121
14.1.14	Couverture d'incertitude.....	122
14.2	Consultant, coûts relatifs à la gestion du projet, développement, supervision et IAC..	122
14.2.1	Gestion du projet EGCElec	123
14.2.2	Ingénieur du propriétaire EGCElec	124
14.2.3	Etude et analyse de sol.....	124
14.2.4	Transport et étude logistique.....	124
14.2.5	Étude d'impacts sur l'environnement	125
14.2.6	Bancabilité de l'évaluation des ressources de vent et des prévisions de production d'énergie.....	125
14.2.7	Acquisition des terrains, établissement légal et travaux cartographiques	125
14.2.8	Étude de raccordement au réseau	125
14.2.9	Autres	126
14.2.10	Contrat IAC.....	126
14.3	Récapitulatif des dépenses globales d'investissement	126
14.4	Coûts opérationnels.....	126
14.4.1	Entretien des équipements	127
14.4.2	Gestion technique du parc éolien (exploitation jour à jour).....	127
14.4.3	Location des terrains de mise en place des turbines.....	128
14.4.4	Réserves pour la réparation.....	128
14.4.5	Coûts de télécommunications	128
14.4.6	Assurances	128
14.4.7	Gestion économique.....	129
14.4.8	Autres	129
14.4.9	Coûts administratifs MDP.....	129
14.4.10	Entretien du site (accessibilité, apparence, etc.).....	129
15	ANALYSE ÉCONOMIQUE	130
15.1	Méthodes et hypothèses.....	130
15.1.1	Méthodes.....	130
15.1.2	Hypothèses	130
15.2	Valeur de l'électricité.....	130
15.2.1	Développement des tarifs d'électricité	134
15.3	Coûts de production de l'électricité	137
15.4	Rentabilité de l'investissement.....	139

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

15.5	Analyse de flux de trésorerie	141
15.6	Analyse de sensibilité	143
15.7	Analyse de scénarios	146
15.1.1	Présentation des scénarios	147
15.1.2	Synthèse de l’analyse économique	150
15.8	Risques	150
15.8.1	Rappel des risques réglementaires	151
15.8.2	Autres risques	151
15.8.2.1	Risques liés à l’État tunisien	151
15.8.2.2	Risques liés au projet en soi	151
16	IMPACT SOCIO CULTUREL	152
17	RECOMMANDATIONS ET PROPOSITION D’UN PLANNING POUR LA RÉALISATION DES PROJETS	155
17.1	Planning et réalisation	155
17.2	Phase d’initiation	155
17.3	Phase de développement et planning	155
18	ANNEXES	157

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

TABLEAUX

Tableau 1 : Parc de production et puissance développable	23
Tableau 2 : Évolution de la production électrique	24
Tableau 3 : Ventes d'électricité.....	24
Tableau 4 : Répartition des ventes d'électricité (MWh) par secteur d'activité économique ...	25
Tableau 5 : Capacité éolienne installée et planifiée en Tunisie (chiffres indicatifs)	32
Tableau 6 : Tarifs appliqués depuis le 01.06.2010.....	35
Tableau 7 : Le taux annuel de croissance des tarifs HT enregistré durant la période 2009-2010.....	38
Tableau 8 : Financement du projet	55
Tableau 9 : Prévisions de génération des REC pendant la vie du projet, scénario : 75 x GE 1.6-100 (60 MW).....	68
Tableau 10 : Caractéristiques des différents modèles	72
Tableau 11 : Coûts prévus de transaction de MDP.....	73
Tableau 12 : Revenu du MDP	74
Tableau 13 : Coordonnées du site de Thala	81
Tableau 14 : Caractéristiques du site de mesure de Thala	85
Tableau 15 : Résumé des caractéristiques principales du site de mesure de Thala	90
Tableau 16 : Information de la campagne de mesure du vent à Thala.....	91
Tableau 17 : Informations relatives à la campagne de mesure du vent à Thala, mât de mesure à 40 m	91
Tableau 18 : Disponibilité des données de l'anémomètre supérieur	94
Tableau 19 : Paramètres de Weibull et vitesse du vent V pour les différents niveaux de mesure du mât de Thala	94
Tableau 20 : Mesures atmosphériques auxiliaires de Thala	97
Tableau 21 : Paramètres de Weibull et vitesse du vent V pour les hauteurs extrapolées (toute la période de mesure, pas de corrélation appliquée à long terme)	98
Tableau 22 : Références analysées pour la station long terme proche de Thala	98
Tableau 23 : PEA brute optimisée pour 6 différents lay-out de la ferme éolienne de Thala.....	107
Tableau 24 : Incertitude de la vitesse de vent mesurée à Thala (période d'un an 2003)	109
Tableau 25 : Incertitude de ressource extrapolée de vent à Thala (période d'un an 2003)	109
Tableau 26 : Incertitude de la PEA prévue pour trois scénarios de Thala.....	111

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 27 : Pertes estimées pour les scénarios de ferme éolienne à Thala	112
Tableau 28 : Probabilité de dépassement de la PEA brute pour les scénarios de parc éolien à Thala	114
Tableau 29 : Probabilité de dépassement de la PEA nette pour les scénarios de parc éolien à Thala	114
Tableau 30 : Paramètres de Weibull corrigés et modelés au site de mesure.....	115
Tableau 31 : Prévision de la production d'énergie pour le parc éolien sur le site de Thala.....	115
Tableau 32 : Heures équivalentes brutes et nettes du site de Thala.....	116
Tableau 33 : Coût représentatif d'investissement de matériel par MW et pour 60 MW à Thala	117
Tableau 34 : Possibilités de raccordement au réseau et besoin d'extension du réseau.....	119
Tableau 35 : Coûts de raccordement au réseau pris en compte.....	120
Tableau 36 : Coûts représentatifs de gestion de projet, planning, supervision interne.....	122
Tableau 37 : Coûts représentatifs pour permis et consultants	123
Tableau 38 : Coûts représentatifs d'IAC	123
Tableau 39 : Investissement global représentatif d'une ferme éolienne de 60 MW à Thala.....	126
Tableau 40 : Coûts opérationnels représentatifs d'une ferme éolienne de 60MW à Thala.....	127
Tableau 41 : Tarif général moyen de la STEG à compter du 01/06/2010	131
Tableau 42 : Tarif moyen effectif des EGCElec	132
Tableau 43 : kWh produits par poste horaire	132
Tableau 44 : Calcul du tarif pondéré d'énergie éolienne	133
Tableau 45 : Différence entre les tarifs (mlm/kWh)	133
Tableau 46 : Valeur de l'électricité produite par énergie éolienne.....	133
Tableau 47 : Hypothèse pessimiste pour l'augmentation de la valeur d'énergie	134
Tableau 48 : Extrapolation de la valeur de l'électricité comme base de calcul (EUR/kWh) .	135
Tableau 49 : Développement de la valeur de l'électricité	136
Tableau 50 : Développement des coûts [60 MW]	137
Tableau 51 : Coûts de production du parc éolien.....	138
Tableau 52 : Coûts de production du parc éolien [60 MW]	138
Tableau 53 : Bénéfices comptabilisables.....	140
Tableau 54 : Rentabilité de l'investissement.....	141
Tableau 55 : Flux de trésorerie opérationnel	142

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

Tableau 56 : Scénario de 120 MW	147
Tableau 57 : Scénario optimiste	148
Tableau 58 : Scénario pessimiste.....	149
Tableau 59 : Comparaison des différents scénarios	149
Tableau 60 : Possibilités d’emploi local liées à la ferme éolienne	153
Tableau 61 : Planification du projet.....	156

FIGURES

Figure 1 : Répartition de la consommation d'énergie finale (2007)	19
Figure 2 : Carte du réseau HT	26
Figure 3 : Croissance annuelle des installations d'énergie éolienne dans le monde 1998-2009	28
Figure 4 : Développement des installations éoliennes dans les 10 pays en tête du développement éolien – Les barres indiquent la capacité totale installée en 2008 et 2009	29
Figure 5 : Capacité actuelle et prévue de l'énergie éolienne dans le monde 1997-2020.....	30
Figure 6 : Développement des coûts de projets éoliens clés en main aux États Unis	31
Figure 7 : Zones à potentiel éolien	33
Figure 8 : Évolution de la capacité installée en éolien entre 2000 et 2030	34
Figure 9 : Taux de pénétration de l'éolien en % de la production électrique	1
Figure 10 : Evolution des tarifs de l'électricité : HT – 4 postes horaires	37
Figure 11 : Evolution des tarifs de l'électricité : HT – 3 postes horaires	37
Figure 12 : Structure de projet.....	54
Figure 13 : Prévision de génération des REC pendant la vie du projet	69
Figure 14 : Nombre et prix de REC commercialisés au marché concret	72
Figure 15 : Cartes topographiques montrant la complexité du terrain au site de mesure de Thala (croix rouge).....	84
Figure 16 : Vues panoramiques prises au site de mesure de Thala	88
Figure 17 : Vue d'ensemble de l'orographie autour du mât de Thala (rouge) et de la station météorologique (couleur turquoise).....	89
Figure 18 : Détails de l'unité de mesure installée à Thala.....	90
Figure 19 : Rose des vents mesurés. rouge: 40m, vert: 30m et pourpre: 10m.....	95
Figure 20 : Carte de ressources du vent sur le site de Thala.....	101
Figure 21 : Distribution de probabilité pour un rendement énergétique annuel net pour l'exemple 37*GE 1.6	113
Figure 22 : Différence entre le coût de production et la valeur de l'électricité.....	139
Figure 23 : Analyse du flux de trésorerie opérationnel.....	143
Figure 24 : Analyse de sensibilité du coût de production du parc éolien	144
Figure 25 : Analyse de sensibilité du coût d'investissement.....	144
Figure 26 : Analyse de sensibilité du tarif pondéré des EGCElec	145
Figure 27 : Analyse de sensibilité de la production d'énergie éolienne	145
Figure 28 : Résumé d'analyse de sensibilité.....	146

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

ABRÉVIATIONS

AFD	Agence Française de Développement
AND	Autorités Nationales Désignées
ANME	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
APD	Aide Publique au Développement
BAD	Banque Africaine de Développement
BDCE	Banque de Développement du Conseil de l'Europe
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BERD	Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement
BIAT	Banque Internationale Arabe de Tunisie
BM	Banque Mondiale
BMD	Banques Multilatérales de Développement
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ministère Fédéral de l'Environnement, de la Conservation de la Nature et du Nucléaire)
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (Ministère Fédéral pour la Coopération et le Développement Economique)
BT	Basse tension
CA	Chiffre d'affaires
CEI	Commission électrotechnique internationale (IEC International Electrotechnical Commission)
CETIME	Centre Technique des Industries Mécaniques et Electriques
CFU	Carbone Finance Unit
CIPIE	Commission Interdépartementale de la Production Indépendante d'Électricité
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CNME	Centre National du Mouvement de l'Energie
CO ₂	Gaz carbonique
COMELEC	Coopération énergétique dans le Bassin Méditerranéen
CPG	Compagnie de Phosphates de Gafsa
CSPIE	Commission Supérieure de la Production Indépendante d'Électricité
CTC	Commission Technique Consultative
CTF	Clean Technology Fund
DEG	Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH (Société allemande d'investissement et de développement)
EBIT	Earnings before Interest and Taxes
ECF	European Carbon Fund

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

EEPCo	Ethiopian Electric Power Corporation
EIE	Etudes d'Impact sur l'Environnement
EGCElec	Entreprises Grosses Consommatrices d'Electricité
ER-EE	Energies Renouvelables et Efficacité Energétique
EPRA	Emission Reduction Purchase Agreement
EUR	Euro
Euribor	Euro InterBank Offered Rate
FAD	Fonds d'Aide au Développement
FEM	Fonds pour l'Environnement Mondial
FIC	Fonds d'Investissements Climatiques
FIV	Facilité d'Investissement pour le Voisinage
FNME	Fonds National pour la Maîtrise de L'Energie
GTZ	Coopération technique allemande
GWh	Giga Watt heures
HT	Haute tension
IAC	Ingénierie, approvisionnement, construction (EPC Engineering Procurement Construction)
IFC	International Finance Corporation (société financière internationale)
IKI	Internationale Klimaschutzinitiative (Initiative internationale pour le Climat)
IKLU	Initiative für Klima und Umweltschutz (Initiative pour le Climat et l'Environnement)
INM	Institut National de la Météorologie
IPP	Independent Power Producer
kTND	Mille Dinars tunisiens
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
km	Kilomètre
kV	Kilovolt
m	Mètre
MARH	Ministre de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques
MDP	Mécanisme Développement Propre
MIGA	Agence Multilatérale de Garantie des Investissements
Mil.	Million
MIT	Ministère de l'Industrie et de la Technologie
mlm	Millime = 0,001 Dinar

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

MT	Moyenne tension
MTND	Million de Dinars
MW	Mégawatt
NIB	Nordic Investment Bank
ODA	Official Development Assistance
OTC	Over the Counter
PDD	Project development document (document de conception de projet)
PEA	Production d'énergie annuelle
PEV	Politique Européenne de Voisinage
PME	Petite-Moyenne Entreprise
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PPP	Public-Private-Partnership
PST	Plan Solaire Tunisien
REC	Réduction Certifiée des Emissions
ROE	Return on Equity
s	Seconde
SA	Société Anonyme
SARL	Société Anonyme à Responsabilité Limitée
SCE	Société des Ciments d'Enfidha
SCG	Société Cimenterie de Gabès
SIMEST	Società Italiana per le Imprese all'Estero
SNCFT	Société Nationale des Chemins de Fer Tunisiens
SOTACIB	Société Tuniso- Andalouse de Ciment Blanc
SPV	Special Purpose Vehicle
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
STEG-RE	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz - Énergie Renouvelable
TCD	Taux de couverture de la dette
Tep	Tonnes Equivalent Pétrole
TG	Turbines à Gaz
TND	Dinar tunisien
TRI	Taux de rentabilité interne
UBCI	Union Bancaire pour le Commerce et l'Industrie
UCC	Services Publics et de Changement Climatique
UE	Union Européenne
USD	Dollar US

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

1 INTRODUCTION

Depuis 1990, la Tunisie enregistre une croissance moyenne annuelle d'environ 5 % de son PIB. En raison de sa croissance économique et de sa stabilité politique, la Tunisie est l'un des pays partenaires les plus importants dans le Processus de Barcelone et de la Politique Européenne de Voisinage.

Ces indicateurs positifs de développement sont cependant accompagnés de tendances problématiques. Le développement économique et démographique du pays, l'urbanisation rapide, l'industrialisation gourmande en ressources et l'expansion de l'agriculture irriguée ont créé une pression considérable sur l'environnement et les ressources naturelles. Le développement économique et social a été à l'origine d'une augmentation soutenue au niveau de la consommation d'énergie en Tunisie. Cependant, l'approvisionnement énergétique est actuellement coûteux et engendre la pollution de l'environnement. La dépendance de la Tunisie vis-à-vis des sources d'énergie fossile, dont une part importante est importée, s'avère préjudiciable pour le budget de l'état et l'économie nationale. Bien que la Tunisie dispose d'un potentiel important pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ce potentiel demeure insuffisamment exploité.

Le gouvernement tunisien tente d'amortir ces tendances grâce à la mise en œuvre de plans de réforme et de développement. A cet effet le programme "Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique" (ER-EE) a été lancé par le Ministère Fédéral Allemand de la Coopération Economique et du Développement (BMZ) pour la période 2003-2013. L'établissement chargé de l'exécution du programme est l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME), sous tutelle du Ministère de l'Industrie et de la Technologie (MIT). L'approche du programme est de fournir une assistance technique et organisationnelle à l'ANME. Les domaines d'interventions prioritaires sont le développement et l'utilisation des instruments promotionnels pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

Par ailleurs, le gouvernement tunisien s'est attelé à faire évoluer le cadre institutionnel et réglementaire sur la maîtrise de l'énergie. A cet effet, la loi sur la maîtrise de l'énergie a été actualisée en février 2009 en ouvrant de nouveaux horizons au développement des énergies renouvelables en général et de l'éolien en particulier.

Cette loi permet désormais aux opérateurs économiques privés de couvrir, sous certaines conditions, leurs propres besoins d'énergie électrique à partir d'énergies renouvelables et d'utiliser le réseau électrique de la STEG pour le transport de l'électricité ainsi produite vers les points de consommation. Les effets de la nouvelle loi et le potentiel éolien confirmé se conjuguent aujourd'hui pour permettre une accélération dans la réalisation des installations éoliennes au profit de l'économie tunisienne.

La promotion de l'autoproduction de d'électricité à partir de l'énergie éolienne au niveau des EGCElec, lancé par le MIT, figure parmi les activités du programme ER-EE. L'ANME a été chargée de préparer les conditions de mise en œuvre de ce programme et de fournir aide et assistance aux EGCElec intéressées par les projets éoliens. L'ANME est à son tour appuyée par la Coopération Technique Allemande, GTZ, qui travaille au nom du BMZ en Tunisie depuis 1975 et dispose d'un bureau la représentant à Tunis depuis 1999.

Dans ce contexte, le consortium German ProfEC / DFIC, soutenu par le bureau d'étude tunisien ACTION, a été sélectionné par une procédure d'appel d'offres pour effectuer les travaux suivants:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Description du contexte, des opportunités et des contraintes pour la réalisation d'un projet d'autoproduction d'énergie éolienne par les EGCElec
- Sélection d'un site pour l'implantation du parc éolien
- Elaboration d'une étude de faisabilité technico-économique pour un parc éolien d'une capacité totale de 60 à 120 MW sur le site choisi.

Le présent rapport présente les résultats obtenus par le consortium, sachant qu'un rapport séparé est consacré à l'évaluation du site.

1.1 Contexte du projet

Le gouvernement tunisien favorise le développement de l'énergie éolienne en adaptant le cadre réglementaire dédié à la maîtrise de l'énergie et la promotion des énergies renouvelables et en établissant le Plan Solaire Tunisien (PST), qui intègre l'ensemble des domaines de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables selon la démarche adoptée par le Plan Solaire Méditerranéen. Ce plan s'étale sur la période 2010-2016.

Le MIT a décidé de lancer un programme qui vise l'autoproduction de l'électricité à partir de l'énergie éolienne par les EGCElec.

La Loi n°2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie, et notamment l'article 7, permet à un groupement d'établissements exerçant dans le secteur industriel de s'équiper d'une installation énergétique pour sa consommation propre. En outre, le groupement bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG dans des limites supérieures et ce, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie.

L'ANME a été chargée de préparer les conditions de mise en place de ce programme et d'accompagner et d'assister les EGCElec durant les principales étapes de réalisation des projets. De plus, l'ANME aidera ces établissements à bénéficier des financements offerts par le Mécanisme de Développement Propre (MDP).

1.2 Cadre de ce rapport

Une première part de l'étude décrit la situation actuelle en Tunisie en ce qui concerne l'implantation d'un projet d'autoproduction d'électricité par les EGCElec. Le cadre réglementaire ainsi que les formes possibles de financement sont les principaux aspects étudiés. Cette partie servira de base d'orientation pour le gouvernement tunisien, les investisseurs, les fabricants potentiels et les autorités impliquées. Elle fait également la lumière sur les problèmes qui sont à résoudre lors du développement et la réalisation de tels projets.

Cette partie fait également état de rapports précédents. Des mâts de mesure ont été installés et exploités durant des périodes antérieures dans chacun des sites visités. Référence est faite à ces rapports édités durant les périodes de mesure du vent par les entités correspondantes impliquées dans le programme de mesure du vent et de collecte des résultats enregistrés. Ces rapports décrivent la sélection du site, la conception des mâts et les caractéristiques des équipements utilisés :

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

➤ CENER – ANME

Projet: Appui institutionnel en Tunisie en matière d'énergies renouvelables au travers de l'élaboration d'une carte éolienne et la réalisation d'activités annexes; “Rapport d'installation des tours météorologiques”, No: 21.0052.0; 12.2007

Projet: Renforcement institutionnel en Tunisie en matière d'énergies renouvelables à travers l'élaboration d'une carte éolienne et la réalisation d'activités annexes; “Rapport de suivi de la campagne de mesures”, No: 21.0052.0; 02.2008

Période de mesure : septembre 2007 – novembre 2008

➤ PNUD / FEM – ANME:

Projet: 01-3-7-002; “Rapport d' Analyse annuelle des observations de Sept Mâts de Mesure en Tunisie”; 02.2004

Période de mesure : décembre 2002 – février 2004

➤ GTZ – ANME

Projet: VW03114; “Projet de rapport - Evaluation de sites pour projets de centrales éoliennes proches de sites industriels en Tunisie”; Rapport-No.: PWG04045; 03.2007

Période de mesure : juin 2007 – mars 2009

Pendant la mission d'évaluation des sites effectuée en Tunisie du 27.06.2010 au 9.07.2010 (voir le rapport n° Pro-3-7-0210-198 du 01.09.2010), l'équipe de consultants a procédé à la visite de neuf sites où des mâts de mesure du vent ont déjà été installés durant les années antérieures. Lors de l'évaluation des sites, neuf différents sites de mesure de vent ont été visités et étudiés dans quatre régions de la Tunisie dans le but de fournir, présenter et proposer des recommandations sur le site le plus approprié pour une éventuelle planification de réalisation de parc éolien selon deux scénarios: 60 MW et 120 MW.

L'évaluation inclut la justification du choix du site adéquat ainsi qu'une estimation des coûts d'investissement prévus pour les puissances optimales du parc éolien ainsi qu'une évaluation de la rentabilité économique du projet.

Enfin, une étude de faisabilité technico-économique a été réalisée pour un parc éolien de 60 à 120 MW sur le site choisi. Elle fait état des ressources éoliennes potentielles et des estimations des quantités d'énergie productibles pour le site choisi. L'étude et l'analyse des gisements éoliens des sites sont basées sur les mesures du vent effectuées entre 2007 et 2008 dans le cadre du projet ER-EE et du projet d'élaboration de l'atlas éolien. Les données météorologiques existantes et les caractéristiques aérauliques et topographiques des sites concernés sont prises en considération. Il en va de même pour l'analyse des accès routiers, les possibilités d'accès au réseau électrique et des recommandations pour le niveau de tension de raccordement au réseau. Les obstacles potentiels et les contraintes liées à la construction de ces parcs y sont également traités.

2 RÉGIME ÉOLIEN ET PLAN D'EMPLACEMENT

2.1 L'énergie en Tunisie

2.1.1 Aperçu du bilan énergétique

Jusqu'au milieu des années 80, la Tunisie a bénéficié d'une situation énergétique favorable caractérisée par une balance énergétique largement excédentaire. Par conséquent, le secteur de l'énergie a joué durant cette période un rôle important dans la croissance économique de la Tunisie. Ainsi, en 1980, le secteur de l'énergie a représenté à lui seul environ 13% du PIB du pays et 16% des exportations nationales.

Depuis 1986, cette situation favorable a commencé à s'altérer et la contribution du secteur énergétique à la croissance économique n'a cessé de baisser. Aujourd'hui, le secteur énergétique représente moins de 5% du PIB du pays.

En effet, la croissance économique qu'a connue la Tunisie ainsi que l'amélioration des services et des conditions de vie ont engendré une croissance soutenue de la demande intérieure pour différents produits énergétiques. La consommation d'énergie primaire est passée de 3 Mtep en 1980 à environ 8,1 Mtep en 2009, soit un taux de croissance annuel de 4 %.

D'autre part, le déclin de la production de pétrole a été compensé en partie par une hausse des ressources de gaz naturel, et plus spécialement du gaz correspondant aux redevances du gazoduc transméditerranéen dès 1984, relayé et renforcé ensuite par les apports du gisement de Miskar dès 1996. La disponibilité de cette ressource a connu une véritable croissance en passant de 1.300 ktep en 1987 à environ 4.770 ktep en 2008. Cette évolution résulte de la mise en exploitation de nouveaux gisements nationaux, de l'augmentation des redevances du gazoduc transméditerranéen et des importations directes de quantités de gaz algérien.

La stabilisation des ressources nationales en pétrole brute et la flambée enregistrée au niveau des cours de pétrole et produits pétroliers ont incité la Tunisie à recourir davantage au gaz naturel qui assure actuellement environ 50 % de la demande. Le gaz naturel est utilisé principalement au niveau des centrales de production de l'électricité. Ces centrales consomment plus de 70 % des quantités annuelles disponibles de gaz.

En ce qui concerne la consommation finale d'énergie, l'industrie demeure l'activité économique la plus énergivore du pays avec environ 36 % des quantités consommées en 2007.

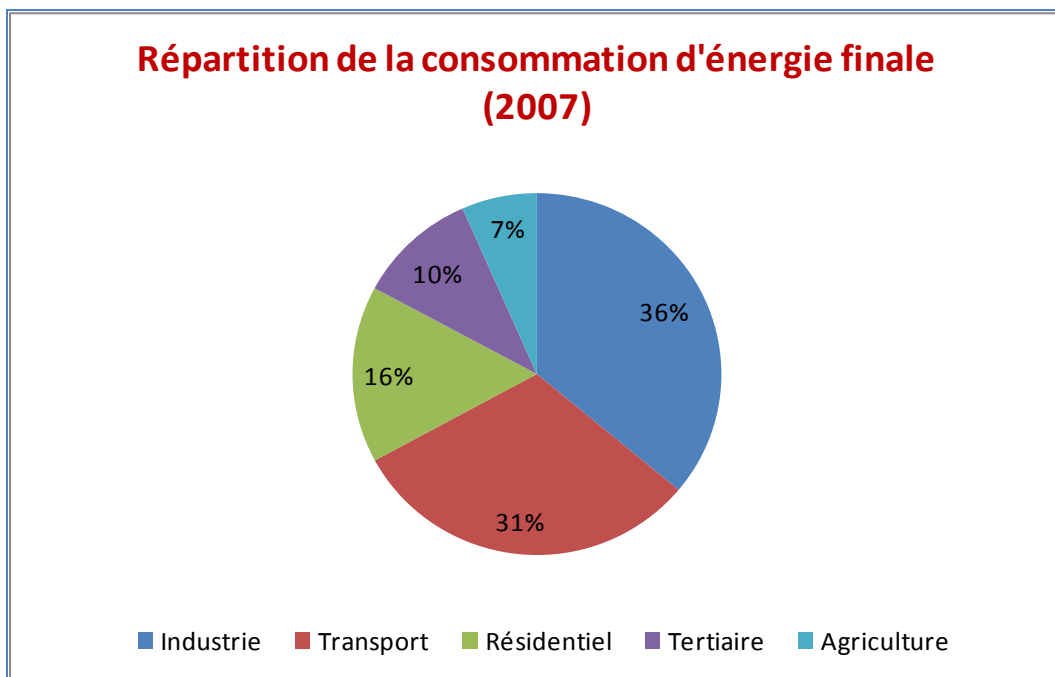


Figure 1: Répartition de la consommation d'énergie finale (2007)

Les EGCElec, dont la consommation par établissement est supérieure à 5.000 tep/an, accaparent à elles seules le tiers de l'électricité et plus de 90 % du gaz consommés par l'industrie tunisienne.

En ce qui concerne le bilan énergétique de la Tunisie, il faut signaler que les projets gaziers réalisés en 2009, à l'instar du champ Hasdrubal ou le projet « gaz du sud », ainsi que le développement de l'infrastructure du transport du gaz vont permettre à la Tunisie de dégager un excédent du bilan gazier, estimé à environ 2 Mtep en 2012 et pourra offrir éventuellement au pays l'opportunité d'écouler ce produit sur d'autres marchés.

Grâce aux programmes prévus pour le développement du gaz naturel, la Tunisie espère marquer la fin d'une décennie caractérisée par un déficit continu au niveau de sa balance énergétique.

2.1.2 Axes de la politique énergétique

Les énergies renouvelables représentent une composante importante de la politique tunisienne de développement durable en raison de leur relation étroite avec la croissance économique, le progrès social et la protection de l'environnement.

Depuis les années 80 la Tunisie a mis en place une politique volontariste d'utilisation rationnelle de l'énergie et de promotion des énergies renouvelables.

Progressivement, la maîtrise de l'énergie est devenue l'un des piliers de la politique énergétique du pays. Cette position s'est traduite par :

- 1- Le renforcement du rôle de l'ANME et l'émergence, à son côté, de plusieurs autres acteurs impliqués à des degrés divers dans les programmes de maîtrise de l'énergie constituent l'essentiel de l'outil institutionnel. On cite notamment la STEG qui constitue un acteur majeur et un véritable partenaire de l'ANME dans ces programmes.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- 2- L'évolution du cadre réglementaire spécifique à la maîtrise de l'énergie, où les nouveaux textes et les nouvelles mesures d'incitation en faveur de la maîtrise de l'énergie viennent confirmer le soutien de l'Etat aux investissements dans ce domaine. A ce niveau, la loi n°2009-7 du 9 février 2009, modifiant et complétant la loi n°2004-72 du 2 août 2004, relative à la maîtrise de l'énergie, a ouvert la voie à l'autoproduction de l'énergie par les énergies renouvelables et le décret n°2009-2773 du 28 septembre 2009 a fixé les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente des excédents à la STEG.

L'opérationnalisation de cette politique s'est traduite par la mise en place de différents programmes et plans d'action dont notamment le programme national triennal de maîtrise de l'énergie pour la période 2005-2007 et le plan quadriennal Juillet 2007-2011 dont les impacts se sont reflétés en une baisse moyenne de l'intensité énergétique de 2,5 % par an sur la période 2000-2007 atteignant 0,323 kTND/Tep en 2007 (la Tunisie dispose du meilleur indicateur de la région) et de 3% par an sur la période 2007-2011 (prévisions).

Au niveau de l'intégration industrielle et commerciale, la politique de maîtrise de l'énergie a contribué au développement d'un tissu industriel dans les filières d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, notamment dans la fabrication des chauffe-eau solaires et des composants photovoltaïques et éolien. Elle a pu également capitaliser des compétences dans les différents domaines de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables favorisant ainsi l'émergence d'un marché industriel et de services, notamment dans le cadre de partenariat international.

D'autre part, la Tunisie dispose d'un potentiel important de maîtrise de l'énergie estimé par les études stratégiques réalisées, à près de 100 Millions de Tep sur la période 2005 - 2030 provenant à la fois de l'utilisation rationnelle de l'énergie et des énergies renouvelables (notamment l'éolien et le solaire). Au niveau de l'éolien, la Tunisie dispose d'un potentiel estimé à environ 4000 MW selon l'étude stratégique de développement des énergies renouvelables.

L'ensemble de ces acquis et des résultats et impacts des programmes antécédents ainsi que l'importance du potentiel ont conduit à la mise en place de nouveaux programmes de changement d'échelle dans la maîtrise de l'énergie, ciblant d'une manière plus rigoureuse les filières renouvelables et les gisements d'économies les plus intéressants. Il s'agit notamment de:

Programme quadriennal de maîtrise de l'énergie (2008-2011) qui couvre les domaines de l'efficacité et de la substitution énergétique ainsi que des énergies renouvelables, il devrait permettre d'atteindre, à l'horizon 2011, les principaux objectifs suivants:

- Réduction de la demande en énergie de 20 % ;
- Augmentation de la part des énergies renouvelables pour atteindre 4% de la production totale en énergie électrique.

Mesures présidentielles de rationalisation de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables figurant dans le point 11 du programme électoral du Président de la République pour la période 2009-2014 et qui concernent dans le domaine des énergies renouvelables :

- La multiplication par cinq de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie, en 2014, et la production de 535 MW de ce type d'énergies (telles que les éoliennes, les gaz organiques, l'énergie solaire concentrée et la cogénération de l'énergie) ;

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- La mise en place de 350.000 m² de capteurs supplémentaires, au terme de 2014 :
- La réalisation de 5.000 habitations à énergie solaire à l'horizon 2014.

Plan solaire tunisien, couvrant la période 2010-2016 et comprenant 40 projets concrets, et dont le coût global est estimé à 3.600 millions TND. Ses principaux objectifs en matière d'énergies renouvelables sont :

- Accroître la contribution des énergies renouvelables notamment l'énergie solaire dans la production d'électricité. La capacité envisagée en 2016 est de 480 MW dont notamment 140 MW pour le Solaire Thermique à concentration et 280 MW pour l'éolien.
- Réaliser l'interconnexion avec le réseau électrique européen permettant l'exportation de l'électricité vers l'Europe en se basant sur l'article 9 de la directive Européenne sur les énergies renouvelables adoptée le 17 Décembre 2008. En 2016, la capacité d'exportation devrait atteindre 1000 MW dont 800 MW provenant d'énergies fossiles et 200 MW d'énergies renouvelables.

2.1.3 Cadre institutionnel

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 et Technologie (MIT): élaboration et mise en œuvre de la politique du gouvernement dans les domaines se rapportant à l'énergie. Le MIT comprend une Direction Générale de l'Energie 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.
- Secrétariat d'Etat auprès du MIT chargé de l'énergie renouvelable et des industries agroalimentaires: stratégies et politiques de développement des énergies renouvelables.
- ANME: la mission de l'ANME consiste à mettre en œuvre la politique de l'Etat 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 chargée de se prononcer principalement pour chaque projet de production indépendante d'électricité sur le choix du concessionnaire.
- 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.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- STEG: 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.

D'autre part, dans les différentes phases des projets de développement des parcs éoliens d'autres institutions et établissements pourraient intervenir, telles que :

- L'Institut National de la Météorologie (INM) : L'INM offre toutes les données pratiques sur les produits météorologiques standards destinés au secteur de l'énergie. L'institut dispose d'une banque de données climatologiques regroupant les observations météorologiques effectuées sur l'ensemble des réseaux de l'INM.
- Le Centre Technique des Industries Mécaniques et Electriques (CETIME) : Les prestations offertes par ce centre couvrent différents volets: assistance technique de mise à niveau, assistance technique spécifique, analyses, essais et contrôles divers, formation continue...
- L'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE) : L'intervention de cette agence est en relation avec les impacts sur l'environnement des projets de parcs éoliens.
- Ministère des Domaines de l'Etat et des Affaires Foncières : Ce ministère pourrait avoir un rôle important en cas d'implantation des parcs éolien sur des sites relevant des domaines de l'état
- Ministère de l'Agriculture, des Ressources Hydrauliques et de la Pêche : Il est chargé de conserver les ressources forestières et de protéger les sols et les terres agricoles par conséquent son rôle est déterminant pour avoir les autorisations nécessaires pour l'implantation des parcs éoliens dans les régions agricoles
- Institut National de la Normalisation et de la Propriété Intellectuelle (INNORPI) : Etablissement chargé de la normalisation, la qualité des produits et services, la métrologie, la protection de la propriété industrielle et la tenue du registre central du commerce.
- STEG Energies Renouvelables (STEG RE) : acteur principal dans le secteur de l'électricité / énergie renouvelable, la STEG RE est une Société Anonyme régie par la législation en vigueur en Tunisie et notamment par le Code des Sociétés Commerciales. Cette société dont le capital social est fixé à cinq millions (5.000.000) de TND a pour objet :
 - L'étude et la supervision de la réalisation de centrales électriques produisant de l'électricité à partir des énergies renouvelables ou à partir de la cogénération,
 - Le suivi et la supervision du fonctionnement ainsi que la gestion pour le compte de tiers de centrales électriques de production de l'électricité à partir des énergies renouvelables, telles l'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse et la cogénération
 - Les opérations d'audit et d'expertise énergétiques dans le domaine des énergies renouvelables, et notamment :
 - la réalisation des prestations de services d'étude et de conseil dans le domaine des énergies renouvelables tant en Tunisie qu'à l'étranger,

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- l'élaboration d'études spécifiques aux nouveaux ouvrages relatifs aux énergies renouvelables,
- le renforcement des capacités de la Tunisie dans le domaine des énergies renouvelables et particulièrement dans le domaine de l'énergie solaire,
- o La prise de participation ou d'intérêt dans toutes sociétés ou opérations quelconques par voie de fusion, apports, souscription, achat de titres et droits sociaux, constitution de sociétés nouvelles ou de toute autre manière,
- o Et généralement toutes opérations commerciales, financières, industrielles, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement aux objets ci-dessus ou à tout autre objet similaire ou connexe.

2.2 Secteur électricité

2.2.1 Puissance électrique installée

La puissance totale installée des unités de production de l'énergie électrique en Tunisie est de 3.465 MW actuellement, ce qui a permis une production totale d'énergie électrique de 14.148 GWh en 2009.

La puissance maximale développable du parc thermique existant est de 3.350 MW. Cette puissance est réduite à 3.070 MW pendant l'été et est répartie comme suit:

- Equipements de base qui représentent 60 % du parc (1.846 MW) :
 - o le cycle combiné de Sousse et celui de cycle Radès II (producteur d'électricité indépendant - IPP),
 - o les groupes thermiques vapeur de Sousse, Radès et Ghannouch.
- Les 40 % restants sont des équipements de pointe (1.504 MW) :
 - o les turbines à gaz (TG) du palier 20-30 MW
 - o les TG de 120 MW de Goulette, Bir M'charga, Thyna, Bouchemma et Feriana.

Le parc de production comprend aussi des centrales hydrauliques d'une puissance totale de 66 MW et la centrale éolienne de Sidi Daoud d'une puissance totale de 54 MW.

Tableau 1 : Parc de production et puissance développable

Equipements	Puissance en hiver (MW)	Puissance en été (MW)
Thermique vapeur (Radès A+B, Sousse A et Ghannouch)	1.010	1.010
Cycles combinés (Sousse B et Radès II IPP)	836	760
Turbines à gaz (TG 20/30 et TG 120)	1.504	1.300
TOTAL	3.350	3.070

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

2.2.2 Structure de production

En analysant la participation de chaque type de production dans la production totale de l'énergie électrique de l'année 2009, il ressort que les centrales thermiques vapeurs ont assuré plus de 55% des besoins énergétiques du pays alors que la participation de l'éolien n'a même pas atteint 1% de la production de l'année 2009.

L'évolution de la production électrique (exprimée en GWh) et sa répartition par type de centrale sont données dans le tableau suivant :

Tableau 2 : Évolution de la production électrique

TYPE	Année 2008		Année 2009		Evolution %	
	Quantité	Part%	Quantité	Part%	Quantité	Part
Thermique vapeur	6.410,6	62,5	6.017,3	55,7	-6,1	-10,9
Cycle combiné	1.641,6	16,0	2.228,9	20,6	+35,8	+28,8
Turbine à combustion	2.120,8	20,7	2.390,9	22,1	+12,7	+6,8
Hydraulique	37,9	0,4	78,9	0,7	+107,6	+75
Eolien	39,4	0,4	97,5	0,9	+147,5	+125
TOTAL STEG	10.250,3	100	10.813,5	100	+5,5	-
IPP+ auto-producteurs	3.507,2	-	3.334,5	-	-4,9	-
TOTAL GÉNÉRAL	13.757,5	-	14.148,0	-	+2,8	-

L'électricité nationale qui est produite à plus de 76% par la STEG est vendue essentiellement au niveau de moyenne tension (46%) puis en haute tension (43,8%) alors que la basse tension ne présente qu'environ 10% des ventes de l'année 2009.

Tableau 3 : Ventes d'électricité

	2009	2008	2007	2006
PRODUCTION (GWh)				
STEG	10.813	10.250	10.036	9.632
Nationale	14.076	13.757	13.960	13.465
VENTES (GWh)	12.156	11.859	11.249	10.868

Concernant les ventes d'électricité HT-MT par secteur économique, on remarque clairement que le secteur des industries de matériaux de construction se positionne en tant que premier secteur gros consommateurs d'énergie électrique.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Le tableau suivant illustre la répartition des ventes d'électricité (en GWh) par secteur d'activité économique durant la période 2006-2009.

Tableau 4 : Répartition des ventes d'électricité (MWh) par secteur d'activité économique

Secteurs économiques	2009	2008	2007	2006
Ind. extractives	332.700	366.000	323.700	286.900
Ind. alimentaires	550.400	529.700	494.600	492.100
Industrie textiles	504.400	537.400	564.100	540.300
Ind. papier et édition	131.600	132.500	156.900	153.600
Industrie chimiques	307.600	289.500	291.900	270.900
Ind. matériaux de constructions	1.389.100	1.292.100	1.225.700	1.226.800
Ind. métallurgiques	240.100	219.000	207.400	197.600
Industrie diverses	778.300	763.100	727.100	656.700
Sous-total 1 Industrie	4.234.200	4.129.300	3.991.500	3.824.800
Agriculture	432.600	452.200	396.300	396.300
Pompage & services sanitaires	488.600	515.200	466.900	437.700
Transport	279.800	268.000	249.100	239.000
Tourisme	634.800	640.900	630.000	618.900
Services	752.300	708.700	668.800	638.100
Sous-total 2	2.588.100	2.585.000	2.411.100	2.298.200
Locaux STEG, énergie aux compteurs, GPL et autres	---	33.000	42.000	---
Total	6.822.300	6.747.300	6.444.600	6.123.000

Afin de faire face à la demande de l'électricité, la STEG a engagé et programmé les ouvrages de production suivants :

1. Une centrale à cycle combiné à Ghannouch d'une puissance totale de 416 MW, sa mise en service est prévue en 2011.
2. Une centrale à cycle combiné à Sousse d'une puissance de l'ordre de 500 MW, sa mise en service est prévue pour 2013.
3. Une centrale IPP à Bizerte (Kalaat El Indalous) d'une puissance comprise entre 380 et 450 MW, sa mise en service est prévue pour 2014.
4. Une centrale dans le cadre du projet ELMED, une puissance de 400 MW sera fournie à la STEG.
5. Un parc éolien totalisant une puissance de 190 MW dans la région de Bizerte (2010-2011).

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

2.2.3 Le réseau de transport de l'électricité

Caractéristiques du réseau

Le réseau de transport est constitué essentiellement de lignes aériennes, le réseau haute tension de transport de l'électricité totalise une longueur de 5.760 km se répartissant ainsi :

- Réseau 90 kV 1.108 km
- Réseau 150 kV..... 1.900 km
- Réseau 225 kV..... 2.752 km



Figure 2 : Carte du réseau HT

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les interconnexions

La Tunisie est actuellement interconnectée avec l'Algérie à travers une ligne 225 kV, une ligne 150 kV et deux lignes 90 kV. La capacité totale de cette interconnexion est de l'ordre de 250 MW, cependant le réglage des protections est à 150 MW à 3s et 200 MW instantané, et ceci pour des considérations de plan de défense du réseau du COMELEC (coopération énergétique dans le Bassin Méditerranéen). Ces valeurs seront revues avec la mise en service des lignes 400 kV entre les différents pays du COMELEC.

L'interconnexion avec la Libye est constituée de deux liaisons en 225 kV, elle n'est pas fonctionnelle actuellement ; les essais effectués en 2009 ont montré une instabilité du système interconnecté, notamment à la fermeture de l'interconnexion Libye-Egypte.

La distribution

Le réseau de distribution d'électricité s'étend, à fin 2008, sur 138.798 km contre 134.700 km à fin 2007, soit une progression de 3 %. Les lignes moyennes tension (MT) totalisent 49.309 km et les lignes basses tension (BT) ont atteint 89.489. Le nombre de postes MT/BT était de 56.101 en 2008.

A la fin de 2008, le nombre de clients de la STEG a atteint :

- 17 clients pour le réseau HT
- 14.848 clients en réseau MT
- 2.949.000 abonnés au réseau BT.

Le fonctionnement du réseau HT

Le réseau HT de la STEG fonctionne en boucle et généralement en respectant la règle (N-1), cette à dire l'indisponibilité d'un ouvrage ne perturbe pas le fonctionnement général du réseau ; ce principe est appliqué aussi aux postes HT notamment en ce qui concerne les transformateurs.

Le système production et transport est télé-conduit par le Centre National du Mouvement de l'Energie (CNME).

Raccordement des parcs éoliens

En fonction du site et de la puissance à évacuer, le raccordement des parcs éoliens se fera en haute tension (90, 150 ou 225 kV).

Si le site est situé à proximité d'une ligne HT, la STEG pourrait autoriser le raccordement sur cette ligne en boucle, sinon il serait nécessaire de construire une nouvelle ligne et injecter la puissance dans un poste HT existant. Le STEG indiquera en fonction du site et la puissance de la WF la ligne ou le poste HT de livraison de l'énergie électrique.

Programme de développement du réseau HT

Dans son programme de développement du réseau de transport, la STEG a programmé, pour le 12^{ème} plan (2012-2016), les ouvrages suivants :

- Une liaison en 225 kV Sousse-Bouficha.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Deux liaisons en 400 kV Mateur-Centrale Bizerte et Mornaguia-Centrale de Bizerte.
- Deux liaisons 400 kV Mornaguia-Centrale Haouaria.

2.3 Développement mondial de l'énergie éolienne

Pour des considérations liées principalement aux politiques environnementales, la filière d'énergie éolienne s'est développée dans le monde d'une manière considérable durant les 20 dernières années. Ce développement a eu lieu principalement en Europe, d'abord au Danemark et en Allemagne, plus tard en Espagne et actuellement dans toute l'Europe et ailleurs dans le monde. Depuis six ans, l'énergie éolienne s'est développée également d'une façon rapide en Amérique du Nord où 9.922 MW ont été installés en 2009. La croissance annuelle mondiale de la puissance éolienne installée est représentée en figure 4.

La capacité mondiale installée a atteint 159.213 MW, dont 38.312 MW implantés en 2009. L'énergie éolienne a continué son essor en 2009 avec un taux de croissance de 31,7 %. Les éoliennes installées dans le monde jusqu'à la fin de 2009 génèrent une quantité annuelle d'électricité de 340 TWh, soit l'équivalent de 2 % de la consommation globale d'électricité.

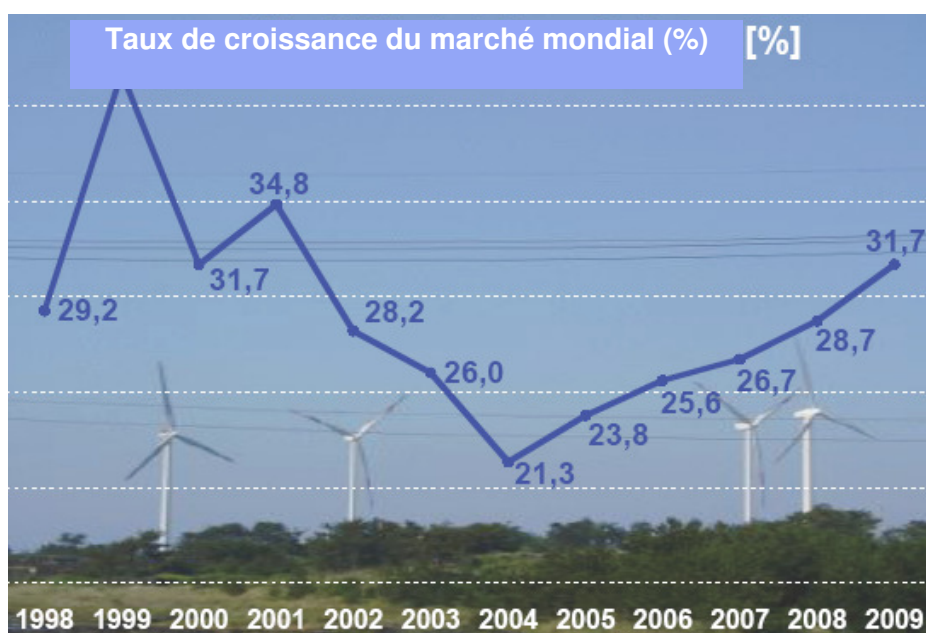


Figure 3 : Croissance annuelle des installations d'énergie éolienne dans le monde 1998-2009 ¹

Le secteur éolien représentait en 2009 un chiffre d'affaires de 50 milliards d'euros (~ 68 milliards USD).

La graphique suivant illustre la répartition des capacités éoliennes installées dans les pays en tête dans le domaine de l'éolien.

¹ World Wind Energy Report 2009, World Wind Energy Association - WWEA, February 2010, Bonn, Germany

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

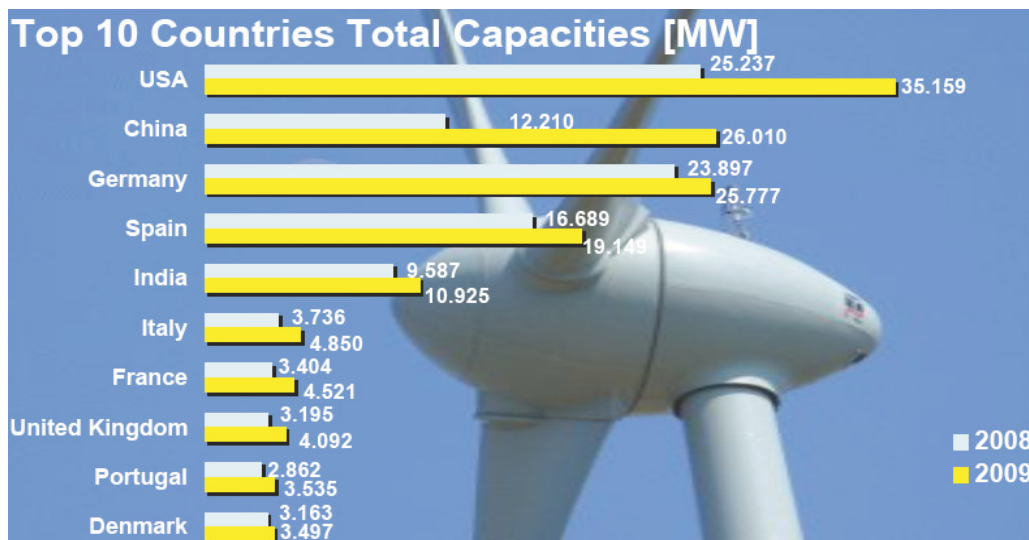


Figure 4 : Développement des installations éoliennes dans les 10 pays en tête du développement éolien – Les barres indiquent la capacité totale installée en 2008 et 2009 ²

Aujourd'hui les considérations environnementales conduisent toujours le développement du marché, mais la croissance des prix de pétrole et l'importance de la notion de sécurité énergétique ont un impact de plus en plus considérable sur le développement d'énergie éolienne.

Presque tous les pays dans le monde sont intéressés par l'installation de parcs éoliens. Dans beaucoup de pays, l'énergie éolienne est devenue économiquement compétitive. La figure 6 montre la croissance historique et prévisionnelle de l'énergie éolienne durant la période 1997 - 2020.

² World Wind Energy Report 2009, World Wind Energy Association - WWEA, February 2010, Bonn, Germany

Total Installed Wind Capacity 1997-2020 [MW] Development and Prognosis

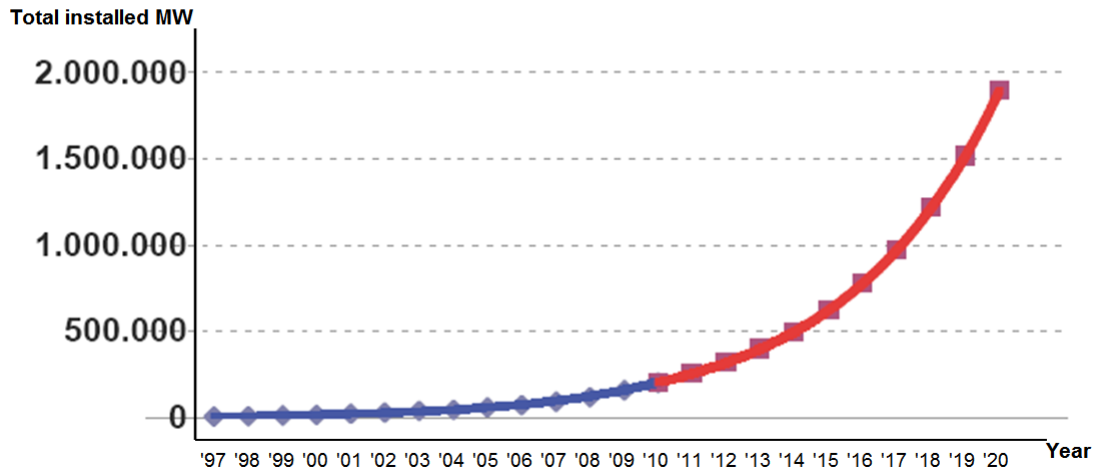


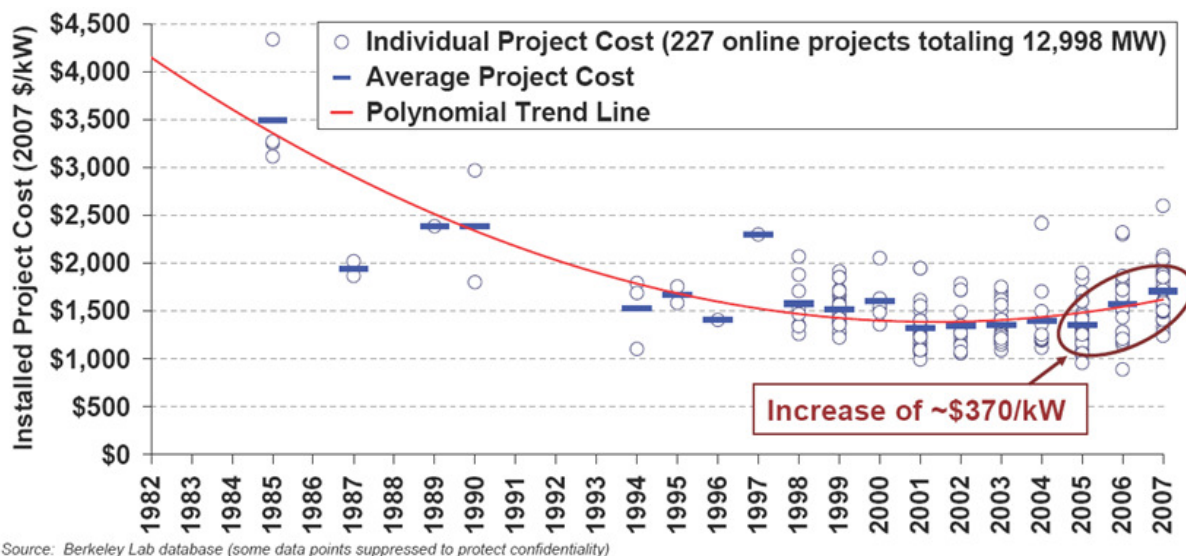
Figure 5 : Capacité actuelle et prévue de l'énergie éolienne dans le monde 1997-2020³

Le graphique suivant illustre les coûts d'investissement pour le développement de projet éoliens clés en main dans les récentes années suivant une analyse exécutée par le ministère de l'énergie des États Unis. L'industrie américaine ne disposant pas d'un nombre significatif de fabricants de turbines, celles-ci ont été principalement importées d'Europe.

L'équipement complet, y compris transformateur, fondations et équipement auxiliaire, représente 70-75% (voir tableau 33) des coûts de projets clés en main. Les chiffres cités par le ministère américain sont également représentatifs pour beaucoup d'autres pays dans le monde. Par conséquent 70-75% des coûts ne sont pas influencés de façon significative par les circonstances particulières nationales. Les 25-30% restants ne peuvent être sujets qu'à de faibles variations, résultants principalement de la taille des projets et du parcours administratif national individuel pour le développement de projets.

³ World Wind Energy Report 2009, World Wind Energy Association - WWEA, February 2010, Bonn, Germany

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie



Source: Berkeley Lab database (some data points suppressed to protect confidentiality)

Figure 6 : Développement des coûts de projets éoliens clés en main aux États Unis

Le graphique représente une légère tendance à la hausse des coûts après le creux de 2003. La crise économique en 2008 et 2009 cependant a empêché cette tendance à la hausse des coûts ; ceux-ci sont aujourd'hui à un niveau proche de celui des années 2003.

Les coûts d'infrastructure, les salaires et autres coûts sont certainement plus élevés aux États-Unis que dans beaucoup d'autres pays et certainement qu'en Tunisie.

Les coûts de développement de projet éoliens clés en main spécifiques globaux atteignent environ 1.100 - 1.300 EUR/MW installé, ce qui correspond assez bien à d'autres expériences et autres exemples de travaux et projets. En prenant ces ordres de grandeur comme référence pour la Tunisie, les risques de sous-estimation des coûts sont minimes.

2.3.1 Secteur de l'énergie éolienne en Tunisie

La Tunisie dispose d'un parc éolien opérationnel de 55 MW, installé sur le site de Sidi Daoud, au nord-est de la Tunisie, dans la région du Cap-Bon.

Avant l'entrée en fonctionnement de la troisième extension (35 MW) du parc en 2009, la centrale éolienne de Sidi Daoud a produit de 40 GWh, ce qui représente environ 0,4 % de la production de la STEG en 2008.

La STEG est actuellement en cours d'installer une puissance éolienne de 120 MW dans la région de Bizerte. Cette puissance est répartie sur deux sites : Kchabta (58 MW) et Metline (62 MW). Les deux centrales éoliennes totaliseront une capacité installée de 120 MW, avec un délai de réalisation de 30 mois. Leur coût est de l'ordre de 200 millions d'euros (environ 380 MTND) financé dans le cadre d'un projet intégral par un crédit du Fonds d'aide au développement (FAD) du gouvernement espagnol. A cet effet, 91 aérogénérateurs seront implantés dont 46 sur le site de Métline et 45 à Kchabta. D'autre part, deux postes de haute tension (HT) de 90 kilovolts (kV) seront installés sur chacun des deux sites, outre l'extension du poste HT de Menzel Jémil, la pose d'une ligne HT et de 90 kV entre Métline et Menzel Jémil et la création d'une entrée-sortie de la ligne HT de 90 kV existant entre Menzel Bourguiba et Menzel Jémil sur Kchabta. Les installations et les équipements devront servir à la transformation en électricité de la quantité d'énergie produite, qui sera de l'ordre de 120 MW, et à l'intégration, en vue de sa commercialisation, au réseau de la STEG.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Il est attendu que ces deux parcs soient fonctionnels en 2011. Leur production en électricité attendue est d'environ 360 GWh par an. La STEG prévoit en outre l'extension du projet avec l'installation de 26 aérogénérateurs supplémentaires sur chacun des deux sites en vue d'augmenter la capacité des deux centrales de 120 à 190 MW. Cette extension devrait être financée par le FAD, moyennant un coût de l'ordre de 105 millions d'euros. Ainsi, il est prévu que le parc éolien total installé par la STEG soit d'une puissance totale de 205 MW à la fin de l'année 2012.

Tableau 5 : Capacité éolienne installée et planifiée en Tunisie (chiffres indicatifs)

Site	Capacité	Mise en service	Production annuelle moyenne (GWh)	Financement	Exploitant
Sidi Daoud Phase I	10,6 MW	2000	30	STEG (20%) crédit espagnol (80%)	STEG
Sidi Daoud Phase II	20 MW Total	2003	42,4	n.d.	STEG
Sidi Daoud Phase III	55 MW Total	2008	n.d.	n.d.	STEG
Mètlina	62 MW	pour 2010/11	n.d.	n.d.	STEG
Kchabta	58 MW	pour 2010/12	n.d.	n.d.	STEG

n.d = non disponible

Dans le cadre de la production privée de l'électricité par l'éolien, il est à noter que le gouvernement tunisien et le PNUD ont signé le document relatif au projet « Développement par le secteur privé de l'électricité éolienne connectée au réseau en Tunisie », financé par le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM). L'objectif principal de ce projet est d'encourager l'électricité éolienne connectée au réseau par l'introduction d'un cadre réglementaire et institutionnel propice aux investissements privés dans le secteur des énergies renouvelables. Un deuxième objectif vise à apporter une assistance au gouvernement tunisien pour le lancement d'un programme de concessions éoliennes privées.

Les résultats attendus du projet PNUD-FEM sont:

- l'élaboration d'un cadre réglementaire et institutionnel propice aux énergies renouvelables connectées au réseau
- le développement d'un mécanisme arbitral du secteur de l'électricité
- le renforcement des capacités techniques et organisationnelles des principaux intervenants, y compris l'ANME, la STEG les auto-producteurs, les bureaux d'études et les entreprises tunisiennes opérant l'éolien
- le lancement d'un programme éolien développé par les privés.

Côté ressources éoliennes, la Tunisie a élaboré en 2009 avec la coopération espagnole un atlas éolien sur la base des résultats enregistrés durant plus qu'une année de mesure du vent dans 18 sites répartis sur le territoire tunisien.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les résultats obtenus au niveau de l'atlas éolien ont démontré que la Tunisie compte plusieurs régions disposant de bonnes conditions de vent, parmi lesquelles on peut citer :

- les régions de Bizerte, Nabeul, Kasserine, Tataouine, Médenine et Gabes disposent de plusieurs zones bien ventées (vitesse du vent dépassant les 7 m/s à une hauteur de 60 m).
- les régions de Tozeur, Kebili et Monastir (vitesse du vent dépassant 6.5 m/s à 60 m).



Figure 7 : Zones à potentiel éolien

Le développement de l'éolien en Tunisie est tributaire de la capacité du réseau de la STEG à absorber une production électrique d'origine éolienne donnée. Selon une étude réalisée par la STEG il y a 2 ans, la capacité d'absorption du réseau avoisine les 300 MW d'énergie éolienne. Cette étude est en cours d'actualisation par la STEG.

En se basant sur les résultats de cette étude et sur l'ampleur du parc éolien en cours de construction par la STEG, la capacité des parcs éoliens restante aux auto-producteurs devrait être inférieure à 100 MW.

D'autre part et en se référant aux résultats de l'étude stratégique sur les énergies renouvelables réalisée au milieu des années 2000, le potentiel éolien développable selon le scénario volontariste, qui prévoit un taux de pénétration de l'éolien de l'ordre de 20 % à l'horizon 2030, se présente comme suit.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

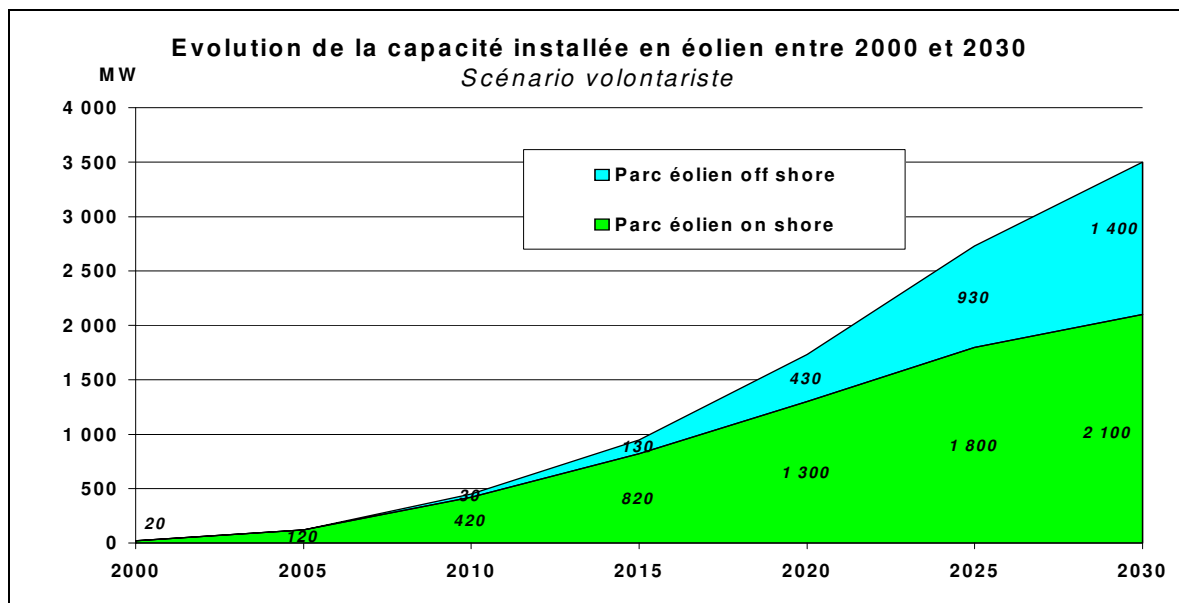


Figure 8 : Évolution de la capacité installée en éolien entre 2000 et 2030

Ce Scénario se distingue par une accélération plus aiguë du rythme de développement de la filière à partir de 2015, échéance de compétitivité de l'éolien et de l'interconnexion électrique de la Tunisie avec l'Europe à travers l'Italie.

Le taux de pénétration de l'éolien dans la production électrique tel que défini dans l'étude sus-indiquée évolue comme indiqué dans le graphique suivant :

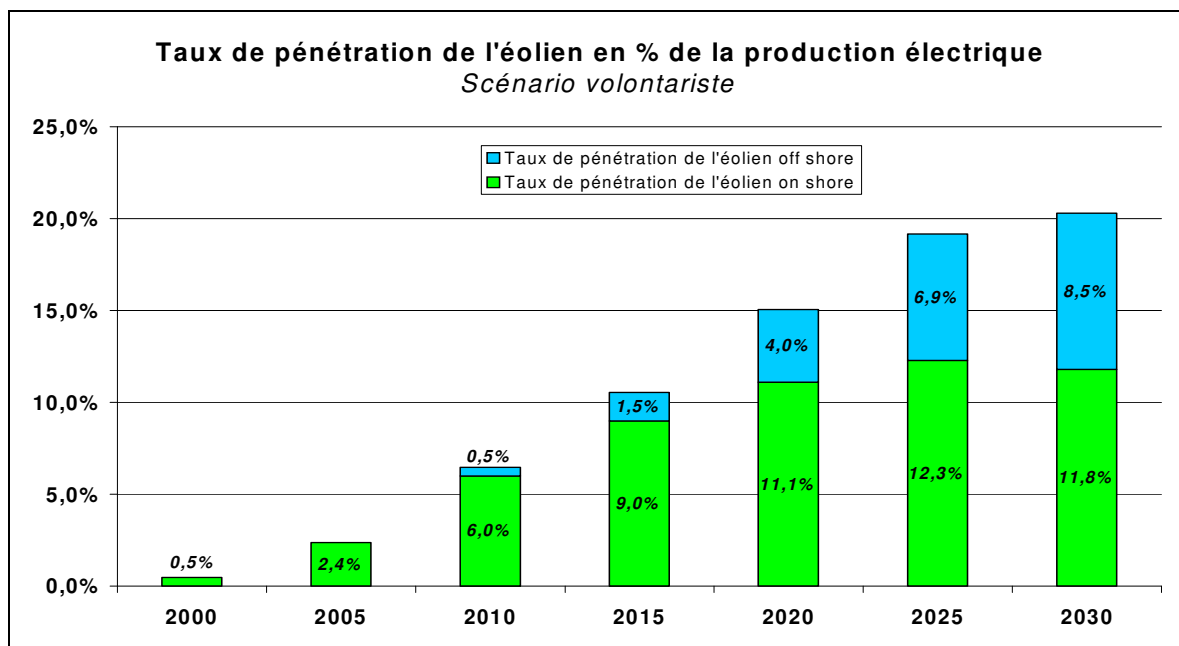


Figure 9 : Taux de pénétration de l'éolien en % de la production électrique

2.4 Tarifs d'électricité

Les tarifs de l'électricité sont fixés par une commission interministérielle des prix, réunissant notamment le Ministère des Finances et le Ministère de l'Industrie et de la Technologie, et ce suite à une proposition de la STEG.

Dans la structure du coût de production de l'électricité, l'énergie pèse dans les 70 %.

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 87 % dans la structure de 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'Etat tunisien. L'Etat 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 deux sous-tarifs : un tarif de base appliqué jusqu'à 300 kWh consommés par mois, et un tarif normal, appliqué pour tous les kWh consommés dans la tranche supérieure à 300 kWh/mois.

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

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

Toutes les entreprises appartenant aux EGCElec sont des abonnés du réseau HT de la STEG. Pour le réseau HT, on distingue deux régimes de tarifs : le régime trois postes horaires et le régime quatre postes horaires.

Les tarifs appliqués, depuis le 01.06.2010, à ces deux régimes sont donnés dans le tableau suivant.

Tableau 6 : Tarifs appliqués depuis le 01.06.2010

Tarifs	Redevance sur la puissance (mlm/kW/mois)	Prix de l'énergie (mlm/kWh)			
		Jour	Pointe	Soir	Nuit
Quatre postes horaires	3.000	106	164	129	81
Trois postes horaires	3.000	122	150	81	

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Une TVA à un taux de 18 % est appliquée sur les redevances et sur le prix de l'énergie. En plus, le prix de l'électricité est majoré par une surtaxe municipale de 3 mlm/kWh

Les postes horaires des tarifs HT, diffèrent selon l'horaire et la période de consommation. Pour les dimanches, la consommation est facturée uniformément au tarif « nuit ». Pour le reste des jours de la semaine, les postes horaires sont définis comme suit :

- *Pour le régime 4 postes horaires*

Mois	Jour	Pointe	Soir	Nuit
1er Septembre au 31 Mai	de 7h à 18h	de 18h à 21 h		de 21h à 7h
1er Juin au 31 Aout	de 6h30 à 8h 30 et de 13h30 à 19h00	de 8h30 à 13h30	de 19h00 à 22h	de 22h à 6h30

- *Pour le régime 3 postes horaires*

Mois	Jour	Pointe	Nuit
1er Octobre au 31 Mars	de 6h30 à 17h30	de 17h30 à 21 h30	de 21h30 à 6h30
1er Avril au 30 Septembre	de 8h à 19h	de 19h à 23h	de 23h à 8h

Depuis l'année 2000, les tarifs de l'électricité, au niveau de son composant prix de l'énergie, ont connu une croissance continue. L'évolution de ces tarifs, pour les deux régimes de trois et quatre postes horaires, est donnée dans les graphiques suivants :

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

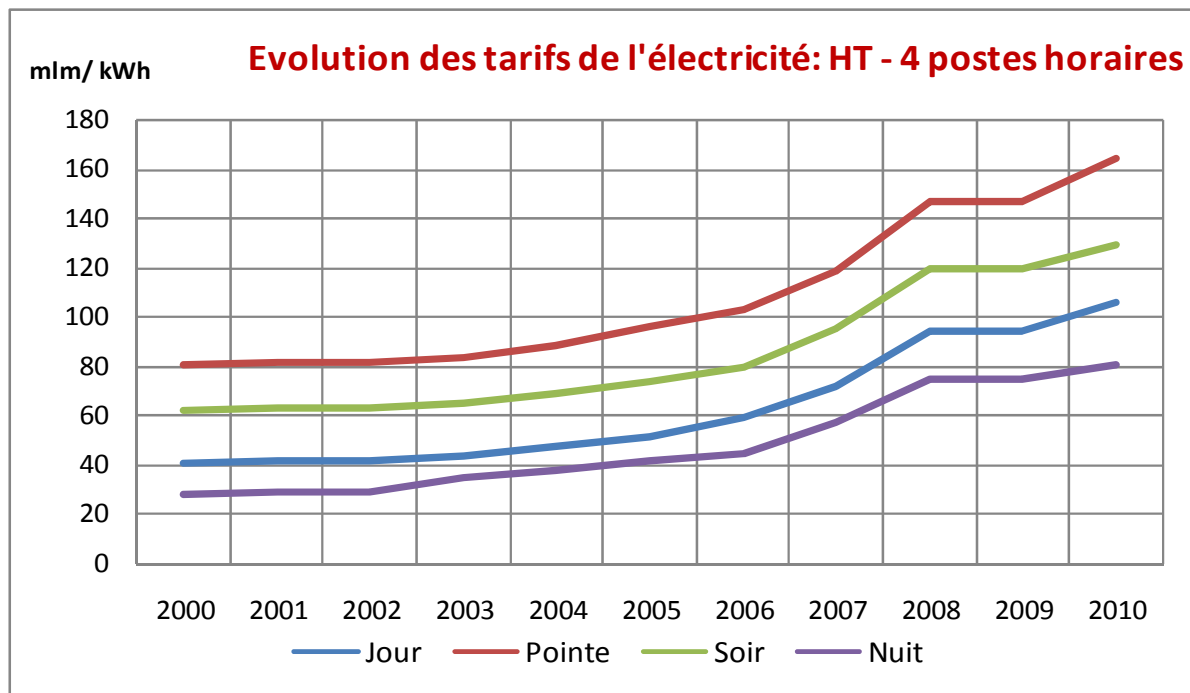


Figure 10 : Evolution des tarifs de l'électricité : HT – 4 postes horaires

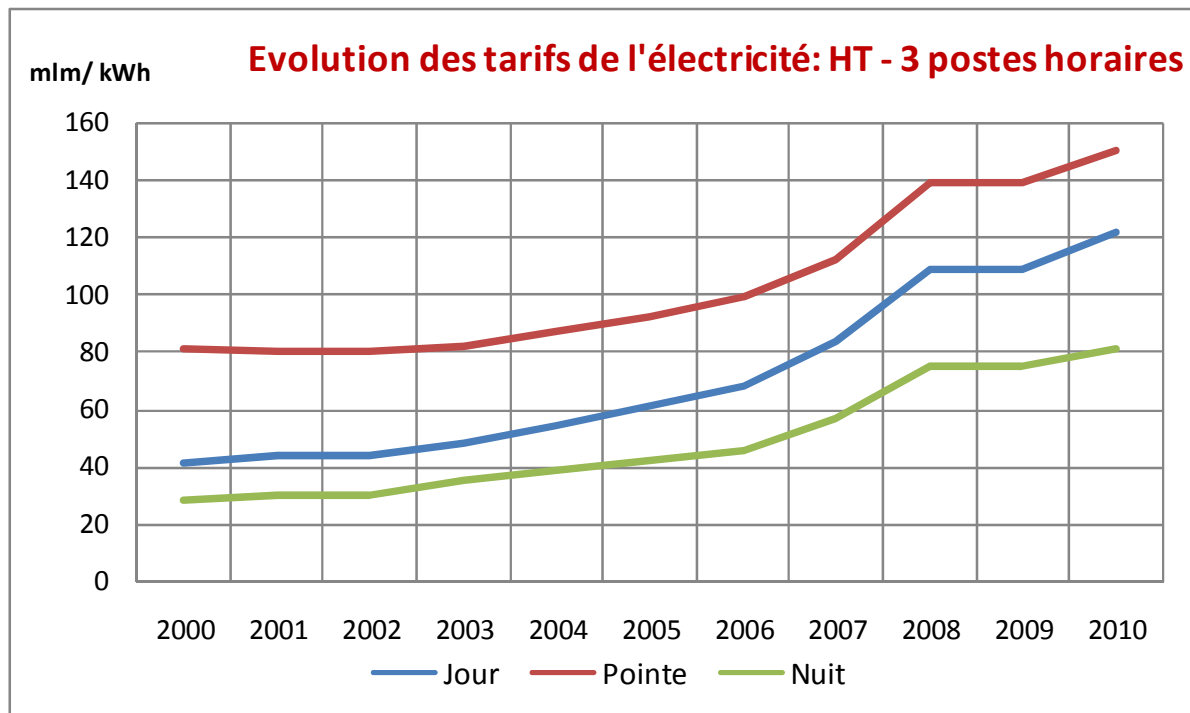


Figure 11 : Evolution des tarifs de l'électricité : HT – 3 postes horaires

Le taux annuel de croissance des tarifs HT enregistré durant la période 2009-2010 est donné dans le tableau suivant :

Tableau 7 : Le taux annuel de croissance des tarifs HT enregistré durant la période 2009-2010

Tarifs	Taux moyen de croissance annuelle des tarifs HT			
	Jour	Pointe	Soir	Nuit
Quatre postes horaires	11%	8%	8%	12%
Trois postes horaires	12%	7%	11%	

Développement futur des tarifs

La Tunisie a adopté une politique d'augmentation des prix du gaz pour atteindre le niveau international.

L'augmentation des prix du gaz est prévue avec une croissance de 6 % par an. Ces 6 % sont un objectif fixé par la politique afin de ramener le prix national du gaz au niveau du prix mondial. Le prix mondial du gaz est actuellement stable et le restera dans un futur proche. Il existe donc une incertitude quant aux 6% et au temps nécessaire pour atteindre le niveau mondial du prix du gaz. Afin de réduire cette incertitude et afin d'avoir une valeur constante sur la durée du projet, un taux de croissance du prix du gaz a été calculé sur la base des expériences passées. Ce point est traité au chapitre 15.2.

3 CADRE RÉGLEMENTAIRE DU SECTEUR D'ÉLECTRICITÉ

3.1 Cadre réglementaire d'électricité / Énergies Renouvelables

Le secteur de l'électricité en Tunisie est caractérisé par le monopole de la STEG en ce qui concerne le transport et la distribution.

La production d'électricité est autorisée pour les tiers dans le cadre de concessions IPP. Cependant, elle reste dominée par la STEG. Deux IPP sont actuellement opérationnels en Tunisie : la centrale de Rades II, avec une puissance de 471 MW, et celle d'El Bibène d'une capacité de 35 MW. L'appel d'offre lancé pour le troisième IPP de capacité 350-500 MW à Bizerte a été récemment arrêté et il est fort probable que cette capacité soit réalisée par la STEG. Les concessions pour les IPP sont attribuées par la commission ministérielle CSPIE sur proposition de la commission CIPIE créée auprès du MIT.

Les secteurs de l'électricité et des énergies renouvelables sont régis par les lois et les décrets suivants :

- Décret-loi n°62-8 du 3 avril 1962 portant sur la création et l'organisation de la STEG, ratifié par loi n°62-16 du 24 mai 1962. Conformément à ces textes réglementaires, la STEG disposait du monopole de production, de transport et de distribution de l'électricité.
- Loi n° 96-27 du 1er avril 1996 relative à la production indépendante d'électricité : cette loi autorise l'octroi à des producteurs indépendants des concessions de production d'électricité en vue de sa vente exclusive à la STEG. Cette loi ouvre la voie à production d'électricité au secteur privé tout en maintenant la STEG comme étant le monopole de transport et de la distribution d'électricité.
- Décret no96-1125 du 20 juin 1996, fixant les conditions et les modalités d'octroi des concessions de production d'électricité. Ce décret stipule que le choix du concessionnaire est effectué après mise en concurrence par voie d'appel d'offres.
- Loi n° 2004-72 du 2 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie. Elle représente la principale référence réglementaire de la maîtrise de l'énergie en Tunisie.

Cette loi, comprenant huit chapitres, insiste sur l'importance de la maîtrise de l'énergie et la considère comme étant l'une des priorités nationales et un élément important de développement durable. Elle définit également les principales composantes de la maîtrise de l'énergie : l'utilisation rationnelle de l'énergie, la promotion des énergies renouvelables et la substitution énergétique.

3.2 Autoproduction d'électricité

3.2.1 Législation relative à l'autoproduction d'énergie éolienne

A côté des projets réalisés par la STEG, l'Etat tunisien encourage l'autoproduction de l'électricité par l'énergie éolienne. La Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 (voir Annexe 1) autorise tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire à produire l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour couvrir sa consommation propre en énergie électrique.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les EGCElec, dont en particulier les cimenteries, représentent les établissements les plus concernés par le recours à l'énergie éolienne. Des conventions entre des EGCElec et l'AMNE ont été signées en 2008 et récemment après l'apparition de la loi de 2009. Ces conventions concernent entre autre l'assistance des EGCElec dans les différentes phases des projets éoliens et leur accompagnement dans les démarches relatives au MDP. Les EGCElec signataires de conventions en 2008 avec l'ANME sont: la CPG, la CIOK, la Cimenterie de Bizerte, la CJO, la SOTACIB, la Cimenterie de Gabes et El Fouledh. Récemment une convention a été signée entre l'ANME et la Cimenterie d'Enfidha.

Le programme de l'encouragement à l'autoproduction éolienne vise l'installation de 60 MW à l'horizon de 2012. Les établissements ciblés par ce programme sont les cimenteries et la Compagnie de Phosphates Gafsa.

L'article 19 de la loi n°2004-72 a établi le principe de faire bénéficier les actions de maîtrise de l'énergie de primes spécifiques, dont les taux et les modes d'octroi sont fixés par décret (Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie, modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004 - cette loi a autorisé la production indépendante d'électricité à partir des énergies renouvelables pour l'autoconsommation).

3.2.2 Suppléments, renforcements, clarification et interprétations nécessaires

3.2.2.1 « Groupement d'auto-producteurs »

Depuis l'apparition de la Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie il est permis à un groupement d'établissements exerçant dans le secteur industriel de s'équiper d'une installation de production d'énergie électrique pour sa consommation propre. Dans l'article 14 (bis) de cette loi on parle d'un groupement d'auto-producteurs.

Les articles 14 (bis) et 14(ter) de cette loi stipulent que:

Art. 14 (bis) : *Tout établissement ou groupement d'établissements exerçant dans les secteurs industriel, agricole ou tertiaire et qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz, dans des limites supérieures et ce, dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie.*

Les conditions de transport de l'électricité, la vente des excédents et les limites supérieures sont fixées par décret.

Les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, raccordés au réseau électrique national et réalisés par les établissements prévus au premier paragraphe du présent article, sont approuvés par décision du ministre chargé de l'énergie prise sur avis d'une commission technique consultative.

Art. 14 (ter) : *Tout producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, dont les installations sont connectées au réseau électrique national en basse tension, bénéficie du droit de vente de ses excédents d'énergie électrique exclusivement à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz qui s'engage à les acheter dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie et ce, selon des conditions fixées par décret.*

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- La notion de groupement/groupe d'établissements mentionnée dans la Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie n'est pas interprétée de la même façon par les différentes institutions opérant dans le secteur de l'énergie, ce qui nécessite de la clarification. En effet selon la STEG, la version française mentionne le groupement et la version arabe qui fait foi parle de groupe.
- Il est à noter aussi qu'au niveau du décret 2009-2773 :
 - on parle d'établissement ou de groupement d'établissements pour l'autoproduction de l'électricité à partir d'énergies renouvelables au niveau de l'article premier
 - et on exige au niveau de l'article 4 un extrait du registre de commerce de l'établissement (il n'y a pas mention d'un groupement d'établissement) parmi les documents composants le dossier à déposer auprès de l'ANME pour avoir l'avis de la Commission Technique Consultative (CTC).

Cette contradiction pourrait engendrer le refus de la CTC d'émettre son avis sur les dossiers déposés par les groupements d'établissements.

- Le groupement d'établissements est interprété dans le sens du code des sociétés comme « groupement d'intérêt économique » doté selon la réglementation tunisienne de la personnalité morale et de la pleine capacité à dater de son immatriculation au registre du commerce. Par conséquent, si son objet social était la production d'électricité, il y aurait enfreinte à la Loi n°96-27 du 1er avril 1996 relative à la production indépendante d'électricité qui n'autorise la production de l'électricité en tant qu'activité principale qu'à travers des concessions, ce qui n'est pas le cas pour ce projet de parc éolien (voir aussi les alternatives en section « 8 Organisation ».)
- Les sociétés en participation, qui sont selon le code des sociétés commerciales un contrat par lequel les associés déterminent librement leurs droits et obligations réciproques et fixent leurs contributions aux pertes et leurs droits aux bénéfices et dans l'économie qui pourrait en résulter, ne peuvent pas résoudre le problème étant donné qu'elles n'ont pas de personnalité morale et qu'elles ne peuvent être connues des tiers et donc elles ne peuvent ni présenter un dossier à la CTC, ni contracter la STEG. En effet si une société en participation se révèle aux tiers de quelque manière que ce soit, les associés seront tenus dans les mêmes conditions que ceux d'une société en nom collectif d'où la contradiction par rapport à la Loi n°96-27 du 1er avril 1996 sus indiquée. Les sociétés en participation ne peuvent même pas présenter un dossier complet à la CTC faute d'inscription au registre du commerce.

La question qui se pose est de savoir jusqu'à quel point cette législation permettra une interprétation menant à l'inclusion de développeurs et de fonds d'investissements dans ce type de projet. En effet, dans la bonne pratique internationale du financement de projets pour les parcs éoliens aussi bien les développeurs que les fonds d'investissements sont souvent impliqués. L'inclusion de ces deux types de partenaires dans les groupements aidera substantiellement à la réalisation de ce type de projets et est fortement recommandée.

Les textes législatifs doivent donc être interprétés et éventuellement adaptés. La clarté du cadre réglementaire est très importante pour les financiers qui doivent analyser les risques réglementaires.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

3.2.2.2 Cession d'électricité

Le projet vit de la valeur de l'électricité produite. L'idée est que le ou les auto-producteurs consomment la plupart de l'électricité produite. La structure porteuse du projet éolien devrait donc revendre l'électricité produite aux auto-producteurs.

Toutefois le cadre législatif tunisien ne prévoit pas une (re)vente d'électricité autre qu'à la STEG. La structure à créer doit donc trouver une solution administrative pour redistribuer l'électricité aux auto-producteurs. Cette solution doit être officialisée d'une façon juridiquement valable car elle constitue la base des revenus de cette structure et donc du financement du projet.

En raison de toutes les considérations pratiques, un parc éolien tel que prévu dans le cadre de la présente mission peut seulement être réalisé comme un projet unique pour un groupement d'auto-producteurs et non pas comme plusieurs projets parallèles. Les établissements concernés bénéficient du droit de transport de l'électricité produite à travers le réseau électrique national depuis le site de production jusqu'aux points de consommation. De plus ces projets bénéficient du droit de vente des excédents de production exclusivement à la STEG, dans la limite de 30 % de la production annuelle. Les tarifs de vente des excédents et de transport de l'électricité sont fixés par décision du ministre chargé de l'énergie.

Pour les projets raccordés aux réseaux en HT et MT le prix de revente est le prix de l'énergie du tarif général d'électricité en HT à quatre postes horaires.

3.2.2.3 Autres réglementations

Les autres dispositions importantes de la législation régissant l'autoproduction de l'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent se résumer comme suit :

- Selon les termes du décret n° 2009-2773 du 28/09/2009, l'établissement ou le groupement d'établissements qui envisage de raccorder ses équipements au réseau électrique national prend à sa charge les frais résultant:
 - du raccordement de l'installation au réseau y compris les appareils de mesure, de contrôle, de surveillance et de sécurité,
 - du renforcement du réseau national d'électricité en cas de besoin, et ce, pour l'évacuation de l'énergie électrique.
- L'arrêté du Ministre chargé de l'énergie pour l'approbation du cahier des charges qui fixe les conditions techniques relatives au raccordement et à l'évacuation de l'énergie électrique conformément aux dispositions du Décret n° 2009-2773 du 28/09/article 3, alinéa 2 est à faire apparaître en urgence.
- De même il est indispensable de faire apparaître en urgence le contrat type qui devrait définir les conditions de transport de l'électricité et de cession des excédents de production à la STEG conformément au Décret n° 2009-2773 du 28/09/2009, article 1er, alinéa 2.
- Les frais de l'utilisation du réseau STEG pour le transport ont été fixés à 5 mlm/kWh. Pour les financiers il est important d'éliminer les risques d'une augmentation inadéquate pendant le temps de vie du projet. Soit le gouvernement précise que ce tarif reste constant pendant la période d'amortissement du projet, soit les mécanismes d'augmentation sont précisés au préalable.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

En conclusion, on peut dire qu'il y a une incohérence entre la réglementation régissant la production d'électricité et celle autorisant l'autoproduction de l'électricité de source renouvelable. Cette incohérence ne pourrait être levée définitivement que par l'amendement de la loi n°96-27 du 1er avril 1996 relative à la production indépendante d'électricité par un article autorisant l'autoproduction de l'électricité à partir d'énergies renouvelables par les établissements et les groupements d'établissements.

Cet amendement devrait être accompagné par la clarification des contradictions au niveau des textes de la Loi n° 2009-7 du 9 février 2009 relative à la maîtrise de l'énergie et du Décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009, fixant les conditions de transport de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG.

3.2.3 Cadre économique

Le Décret n° 95-744 du 24 avril 1995 porte sur les avantages fiscaux accordés au titre de l'acquisition des matières premières, produits semi-finis et équipements utilisés dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. Ces avantages consistent en la suspension de la TVA et la réduction au taux de 10 % des droits de douane y afférents.

Depuis la publication du décret n° 95-744, les listes des produits et équipements bénéficiant des avantages fiscaux ont connu un élargissement important grâce à leur actualisation et modifications apportées par les décrets suivants :

- Décret n° 96-859 du 1er mai 1996
- Décret n° 96-2520 du 30 décembre 1996
- Décret n° 97-995 du 26 mai 1997
- Décret n° 2003-2112 du 14 octobre 2003
- Décret n° 2006-996 du 3 avril 2006
- Décret n° 2007-1098 du 2 mai 2007

Cadre incitatif et fiscal des projets d'autoproduction d'électricité par l'énergie éolienne

Les projets d'autoproduction d'électricité de source éolienne peuvent bénéficier des incitations et des avantages fiscaux suivants :

1- Durant la phase études et planification

- Incitation financière : une prime de 70 % du coût des investissements immatériels avec un plafond de soixante dix mille dinars (70 000), accordée conformément au Décret n° 2009-362 du 9 février 2009, portant sur les primes relatives aux actions concernées par le régime pour la maîtrise de l'énergie. Cette subvention est accordée selon les procédures internes de l'ANME à la signature du contrat-programme d'investissement avec l'ANME.
- Les études sont soumises à une TVA au taux de 12 %.

2- Durant la phase acquisition des équipements et exécution des travaux :

- **Incitations fiscales :**
 - Paiement de droits de douanes au taux minimum au titre d'importation des aérogénérateurs et d'autres équipements n'ayant pas de similaires fabriqués localement.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Suspension de la TVA au titre d'importation des aérogénérateurs et d'autres équipements n'ayant pas de similaires fabriqués localement.
- Suspension de la TVA sur les biens d'équipement et les produits acquis localement

Il est à noter que ces équipements devraient figurer sur les listes fixées par le décret n° 95-744 du 24 avril 1995 ainsi que les différents décrets qui l'ont modifié. Afin de bénéficier des avantages accordées pour les équipements importés, une demande devrait être déposée auprès de l'ANME afin d'avoir une attestation de privilèges fiscaux qui sera présentée aux services des douanes.

Si les équipements ne figurent pas sur les listes spécifiques à la maîtrise de l'énergie, le promoteur du projet pourrait recourir aux avantages accordés dans le cadre du Code d'Incitations aux Investissements, à savoir :

- Exonération des droits de douane et des taxes d'effet équivalent et paiement de la TVA (10 %) pour les équipements importés et n'ayant pas de similaires fabriqués localement.
- Suspension de la TVA pour les équipements fabriqués localement et acquis avant l'entrée en production.
- **Taxation :**
 - Les travaux d'installation sont soumis à une TVA d'un taux de 18 %
 - Le transport des équipements sur site est soumis à une TVA d'un taux de 12 %.
- **Exonérations d'impôts :**
 - Dégrèvement des revenus ou bénéfices réinvestis par la société industrielle pour la réalisation du parc éolien et ce dans la limite de 35 % des revenus ou bénéfices de la société soumis à l'impôt.
 - La possibilité de choix du régime de l'amortissement dégressif au titre du matériel et des équipements de production dont la durée d'utilisation dépasse sept ans.
- **Incitations financières** (Décret n° 2009-362 du 9 février 2009) :
 - une prime de 20 % du coût de l'investissement avec un plafond de :
 - cent mille dinars (100.000 TND) pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie ne dépasse pas 4 000 tep ;
 - deux cents mille dinars (200.000 TND) pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie varie entre 4 000 tep et 7 000 tep
 - deux cent cinquante mille dinars (250.000 TND) pour les établissements dont la consommation globale annuelle moyenne d'énergie dépasse 7 000 tep
 - Remarque : Les primes accordées dans le cadre du développement régional ne pourraient pas être applicables aux projets d'autoproduction d'électricité par l'éolien vu que :
 - Ces primes ne couvrent pas les travaux d'infrastructure relevant de l'activité normale et des attributions des organismes nationaux (qui est

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

le cas vu que la STEG opère dans le domaine de la production d'électricité) ;

- La participation de l'Etat à la prise en charge des travaux d'infrastructure est accordée uniquement aux investissements à réaliser dans les zones industrielles agréées ou aménagées conformément aux plans d'aménagement approuvé alors que les parcs éoliens seraient implantés en dehors de ces zones.

3- Durant la phase exploitation

• Amortissements des parcs éoliens

Le taux maximum des amortissements linéaires fixés par le code de l'impôt sur les sociétés relatifs aux actifs et leurs composantes propriété de l'entreprise est fixés à 5 % pour les équipements de production, de transport et de distribution de l'électricité et ce, comme suit :

- Première année : valeur d'acquisition (y compris les frais d'installation) * 5 % *
(nombre de mois restant de la première année/12)
- Les années suivantes : valeur d'acquisition * 5 %

D'autre part, les entreprises adhérentes à ce projet, peuvent réinvestir une partie de leurs bénéfices comptables dans la limite de 35 % de la valeur initiale de la base imposable en respectant des conditions et procédures spécifiques telles que: déclaration API, augmentation du capital et réalisation de l'investissement prévu avant la clôture de l'exercice n+1.

• Autres

- Les tarifs fixés de rachat par la STEG de l'énergie électrique excédentaire sont majorés de la TVA dont le taux s'élève à 18 %
- Les tarifs de transport de l'électricité d'origine éolienne sont soumis à une TVA de 18 %.

3.3 Cadre réglementaire de la protection de l'environnement

3.3.1 Etudes d'impact sur l'Environnement

Les Etudes d'Impact sur l'Environnement (EIE) sont régies par la loi n°14-2001 du 30 janvier 2001.

Le décret n°362-91 du 31 mars 1991 a réglementé les procédures d'élaboration et d'approbation des EIEs. Ce décret a été modifié par le décret N°1991 du 11 juillet 2005 relatif aux études d'impacts et fixant les catégories d'unités soumises à l'étude d'impact sur l'environnement et les catégories d'unités soumises aux cahiers des charges qui fixent les mesures environnementales que le maître de l'ouvrage ou le pétitionnaire doit respecter.

L'annexe 1 du décret détaille les unités soumises obligatoirement à l'étude d'impact sur l'environnement et mentionne en particulier les unités de production d'électricité d'une puissance d'au moins 300 MW. Il est à noter qu'on s'attend à une actualisation du décret avec une révision à la baisse de la puissance minimale des centrales électriques nécessitant l'élaboration d'une étude d'impact.

L'annexe 2 du décret liste les unités soumises aux cahiers de charges, parmi ces unités figurent les projets de transport d'énergie

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Conformément à ce qui a été stipulé dans l'article 6 du décret 2005-1991, le contenu de l'EIE doit refléter l'incidence prévisible de l'unité sur l'environnement et doit comprendre au minimum les éléments suivants :

1. Description de l'état initial du site et de son environnement portant, notamment sur les éléments et les ressources naturelles susceptibles d'être affectés par la réalisation de l'unité.
2. Une analyse des conséquences prévisibles, directes et indirectes, de l'unité sur l'environnement, et en particulier les ressources naturelles, les différentes espèces de la faune et la flore et les zones bénéficiant d'une protection juridique, notamment les forêts, les zones et les paysages naturels ou historiques, les zones sensibles, les espaces protégés, les parcs nationaux et les parcs urbains.
3. Les mesures envisagées par le maître de l'ouvrage ou le pétitionnaire pour éliminer ou réduire et, si possible compenser les conséquences dommageables de l'unité sur l'environnement et l'estimation des coûts correspondants.
4. Un plan détaillé de gestion environnementale de l'unité.

L'article 10 du même décret précise que lorsque l'unité peut avoir un effet sur les zones bénéficiant d'une protection juridique, notamment les forêts, les zones et les paysages naturels ou historiques, les zones sensibles, les espaces protégés, les parcs nationaux, les parcs urbains et les différentes espèces de la faune et de la flore, l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE) demande l'avis du gestionnaire de ces zones ou ces espaces pour la réalisation de l'unité.

Le gestionnaire de ces zones ou ces espaces doit faire connaître son avis à l'ANPE dans un délai maximum de 15 jours ouvrables à compter de sa notification. A l'expiration de ce délai, l'accord est considéré tacite pour la réalisation de l'unité.

3.3.2 Cadre réglementaire pour les zones de protection

- Protection des ressources biologiques et agricoles
 1. Loi n° 61-20 du 31 mai 1961, portant interdiction de l'abattage et de l'arrachage des oliviers telle qu'elle a été modifiée par la loi n°2001-119 du 6 décembre 2001. Selon les termes de l'article I de cette loi, l'abattage et l'arrachage des oliviers sont soumis à l'autorisation du gouverneur.
 2. Loi n° 88-20 du 13 avril 1988 telle que modifiée et complétée par la Loi n° 2005-13 du 26 janvier 2005, portant refonte du Code Forestier qui comporte l'ensemble des règles spéciales s'appliquant aux forêts, nappes alfatières, terrains de parcours, terres à vocation forestière, parcs nationaux et réserves naturelles, à la faune et à la flore sauvage, dans le but d'en assurer la protection, la conservation et l'exploitation rationnelle et aussi de garantir aux usagers l'exercice légal de leurs droits.
- Protection du patrimoine historique et culturel
 3. Loi n° 94-35 du 24 Février 1994, relative au code du patrimoine archéologique, historique et des arts traditionnels.

4 DESCRIPTION GÉNÉRALE DU PROJET D'AUTOPRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR LES EGCElec

La part des entreprises grandes consommatrices d'électricité, les EGCElec, dans la consommation en gaz de l'industrie tunisienne atteint plus de 90 % ce qui justifie la création d'un projet éolien particulier pour ce groupe-cible. L'objectif fondamental du projet est un approvisionnement autonome en électricité par la construction et la mise en œuvre d'un parc éolien pour les EGCElec. Le parc éolien sera mis en œuvre par un groupement d'EGCElec, sous la forme de financement de projet. Les EGCElec sont membres d'une société de projet qui agit comme opérateur. Chaque EGCElec remplace avec l'électricité ainsi produite et conformément à la répartition des capacités, l'électricité achetée à la STEG. Le surplus peut être revendu au coût d'achat moyen à la STEG. La société de projet devrait agir comme «groupement », ainsi que mentionné dans le décret concerné.

Dans le cadre du développement de la production privée de l'énergie électrique de source éolienne l'Etat tunisien met à la disposition des auto-producteurs l'assistance nécessaire pour la concrétisation de leurs projets. Des conventions de coopération entre l'ANME et diverses EGCElec ont été signées.

Pour étudier le dimensionnement du parc éolien et l'investissement nécessaire, des informations concernant les coûts de consommation énergétique des EGCElec servent comme base de calcul. Actuellement cinq EGCElec participent activement à la planification des parcs éoliens et ont livré les données requises :

1. Société Tuniso- Andalouse de Ciment Blanc (SOTACIB)
2. Société des Ciments d'Enfidha (SCE)
3. Société InterChaux
4. Compagnie de Phosphates de Gafsa (CPG)
5. Société de Sidérurgie El Fouladh.

Pour les conditions de financement traitées par la suite, nous assumons que les EGCElec sont des entreprises privées.

5 PERMIS ET AUTORISATIONS NÉCESSAIRES AU PROJET

Les projets de parcs éoliens considérés comme des projets de centrales électriques sont soumis à des autorisations préalables des ministères techniques. Les procédures d'octroi des autorisations sont définies dans la plupart des cas, toutefois les procédures des autorisations du Ministère du Transport et du Ministère de la Défense qui sont nécessaires pour les sites proches des zones militaires et des zones grevées de servitudes aéronautiques ne sont pas encore définies.

Les principales autorisations pour l'implantation d'un parc éolien sont :

- Décision du Ministre de l'Industrie et de la Technologie
- Autorisation du Ministre de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques
- Eventuellement :
 - Autorisation du Ministre du Transport
 - Autorisation du Ministère de la Défense Nationale

Décision du Ministre de l'Industrie et de la Technologie

Les projets d'autoproduction de l'électricité à partir de l'éolien sont approuvés par décision du Ministre chargé de l'énergie (Ministre de l'Industrie et de la Technologie).

La décision du Ministre est accordée après avis d'une commission technique consultative (CTC), prévue par le décret n° 2009-362 du 9 février 2009. Cette commission est présidée par le directeur général de l'ANME et composée des membres représentants de :

- différents ministères : Industrie, Finances, Développement & Coopération Internationale, Environnement, Equipement, Tourisme et Agriculture
- l'Union Tunisienne de l'Industrie, du Commerce et de l'Artisanat (UTICA)
- l'Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche (UTAP)
- la STEG.

Pour avoir la décision du Ministre de l'Industrie autorisant la réalisation du projet d'autoproduction de l'électricité par l'énergie éolienne, le maître d'ouvrage doit déposer au bureau d'ordre central de l'ANME un dossier technique comportant notamment les documents suivants :

- un extrait du registre du commerce de l'établissement
- une étude de faisabilité technico-économique
- le site d'implantation du projet et la puissance électrique à installer
- les sites de consommation de l'électricité
- la consommation annuelle électrique de l'établissement ou du groupement d'établissements
- la production annuelle prévisionnelle d'électricité.

La commission (CTC) se réunit sur convocation de son président pour émettre son avis sur la réalisation du projet. L'avis de la CTC est transmis au Ministère de l'Industrie pour approuver le projet par l'émission de la décision du ministre.

Le délai nécessaire pour obtenir cette décision pourrait être estimé à un mois, à compter de la date de dépôt du dossier complet à l'ANME.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Autorisation du Ministère de l'Agriculture

Les terres agricoles telles que définies à par la loi sont réparties en trois catégories :

- zone d'interdiction
- zone de sauvegarde
- autres zones agricoles.

Le changement de la vocation de ces zones n'est possible que par la publication d'un décret pris sur proposition du Ministre de l'Agriculture et après avis de la commission technique consultative régionale des terres agricoles

Ainsi, Les sociétés industrielles souhaitant implanter leurs parcs éoliens dans des sites à vocation agricole, doivent présenter une demande au Ministère de l'Agriculture accompagnée des pièces suivantes :

- 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 ministère transmet le dossier relatif au changement de la vocation agricole de la terre classée en zones de sauvegarde ou en autres zones agricoles 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 concernées 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 ses observations éventuelles à son sujet. Ces observations sont présentées soit directement au gouverneur soit par lettre recommandée avec avis de réception.

Après expiration du délai (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 à partir de la fin de l'affichage et 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 le changement est abrogé.

Autorisation du Ministère du transport (cas échéant)

Conformément au Décret n° 2007-1115 du 7 mai 2007, 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.

Les zones grevées de servitudes aéronautiques de dégagement intéressent actuellement les aéroports suivants :

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Aéroport international de Tunis-Carthage
- Aéroport international Monastir - Habib Bourguiba
- Aéroport international de Djerba –Zarzis
- Aéroport international du 7 Novembre de Tabarka
- Aéroport international de Tozeur-Nefta
- Aéroport international de Gafsa – Ksar
- Aéroport international de Sfax – Thyna
- Aéroport de Gabes, Aéroport d'Enfidha.

De ce fait, une fois que le parc éolien figure dans ces zones, il doit obligatoirement avoir l'autorisation du Ministère du Transport. En absence de procédures publiées jusqu'à ce jour, une demande et une présentation du projet éolien devraient être adressées au Ministère du Transport pour avoir son accord en cas de l'implantation du projet dans ces zones.

Autorisation du Ministère de la Défense Nationale (cas échéant)

Les cas nécessitant le recours à l'autorisation du Ministère de la Défense Nationale ne sont pas bien définis (et par conséquent les procédures d'autorisation). Toutefois, le site d'implantation du parc éolien pourrait présenter une certaine sensibilité pour les activités du Ministère. De ce fait, il vaudrait mieux lui adresser une demande et une présentation du projet à réaliser.

Autorisation pour les lignes électriques dans les parcs nationaux et les réserves naturelles

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

Les pièces à fournir pour la demande d'autorisation sont :

- Une demande au nom de MARH
- Une étude sur le projet de transport d'électricité à mettre en place.

La demande doit être déposée au bureau d'ordre central du Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques, Direction Générale des Forêts – MARH. Une réponse peut être attendue dans les 15 jours à partir de la date de dépôt de la demande.

La référence réglementaire est le code forestier tel que refondu par la loi n°88-20 du 13 Avril 1988 et modifié par la loi n° 2001-28 du 19 Mars 2001 portant simplification des procédures administratives dans le secteur de l'agriculture et de la pêche (l'article 222).

Pour les parcs éoliens les considérations environnementales exigent le respect des zones protégées et la présentation d'une EIE comme détaillé en chapitre 17 ce rapport.

Vu que les projets éoliens sont à réaliser des zones non urbaines, il n'y a pas d'exigence d'autorisation de construction en plus des autorisations mentionnées ci-dessus. En effet le décret de déclassement des zones, promulgué suite à la proposition d'une commission régionale regroupant les représentants des différentes institutions concernées, en respect avec les plans d'aménagement de la zone, élimine systématiquement les autorisations de bâtir, à l'exception de celles spécifiques aux aspects sécuritaires.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

6 ORGANISATION DU PROJET

Pour l'organisation du projet, différents aspects doivent être considérés :

- Cadre réglementaire (« groupement », etc.)
- Financement
- Efficacité dans l'opération.

Concernant le cadre réglementaire tel que mentionné dans le paragraphe 5 de ce rapport la clarification et l'interprétation du terme « groupement » sont fortement recommandées.

En ce qui concerne le financement, les considérations sont les suivantes :

- Structure juridique stable et viable
- Elimination des risques dans les revenus, notamment « vente » de l'électricité produite, notamment à la STEG
- Professionnalité dans le développement et l'exploitation.

L'idée principale est que les EGCElec forment une entreprise qui porte le projet. Cette entreprise servira aussi comme société de projet pour le financement des éoliennes.

La forme juridique du projet devrait faciliter la vente des parts (actions). Ainsi un noyau dur d'EGCElec pourrait commencer le développement du parc et vendre quelques unes des parts plus tard.

Dans le code tunisien des sociétés commerciales, plusieurs formes d'entreprises pourraient être créées. Dans le contexte de ce projet éolien les entreprises ont principalement le choix entre la constitution d'un groupement d'intérêt économique (GIE), d'une SARL ou d'une SA.

GIE

Le groupement d'intérêt économique peut être constitué de deux ou plusieurs personnes, qu'elles soient physiques ou morales pour une durée déterminée dans le but de faciliter ou de développer l'activité économique de ses membres, d'améliorer ou d'accroître les résultats de cette activité. L'activité du groupement doit se rattacher à l'activité économique de ses membres et ne peut avoir qu'un caractère auxiliaire par rapport à celle-ci.

Le groupement d'intérêt économique est doté de la personnalité morale et de la pleine capacité à dater de son immatriculation au registre du commerce. Il aura un caractère commercial s'il a pour objet l'accomplissement des actes de commerce.

Les membres du groupement d'intérêt économique sont responsables solidairement et indéfiniment des dettes du groupement sur leurs propres patrimoines sauf convention contraire avec le tiers contractant.

Le ou les administrateurs du groupement sont responsables individuellement ou solidairement selon le cas, envers le groupement ou les tiers de la violation du contrat de groupement, de leurs fautes de gestion et des infractions aux dispositions ou réglementations applicables au groupement.

SARL

La société à responsabilité limitée (Sarl) est constituée entre deux ou plusieurs personnes sans dépasser cinquante qui ne supportent les pertes que jusqu'à concurrence de leurs apports.

Le capital d'une Sarl est fixé par son acte constitutif. Le capital social est divisé en parts sociales à part nominale égale.

La dénomination sociale d'une Sarl peut comprendre le nom de certains associés ou de l'un d'eux.

La Sarl est gérée par une ou plusieurs personnes physiques. Le ou les gérants de la Sarl peuvent être désignés dans le statut ou par un acte postérieur et ce, parmi les associés ou parmi les tiers.

Le gérant représente la société vis-à-vis des tiers et devant les juridictions en tant que demanderesse ou défenderesse.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

SA

La société anonyme (SA) est une société par actions dotée de la personnalité morale constituée par sept actionnaires au moins qui ne sont tenus qu'à concurrence de leurs apports. La SA est désignée par une dénomination sociale précédée ou suivie de la forme de la société et du montant du capital social. Cette dénomination devrait être différente de toute dénomination préexistante.

Le capital d'une SA ne peut être inférieur à 5 mille Dinars si la société ne fait pas appel public à l'épargne. Si elle fait appel public à l'épargne son capital devrait être supérieur à 50 mille Dinars.

Dans les deux cas le capital doit être divisé en actions dont la valeur nominale ne peut être inférieure à un Dinar.

Avant toute souscription du capital un projet de statut signé par les fondateurs devrait être déposé au greffe du tribunal de première instance du siège social. Les personnes déchues du droit d'administrer ou de gérer une société ne peuvent pas être fondateurs d'une SA.

La société anonyme n'est constituée qu'après la souscription de la totalité du capital social. L'apporteur en numéraire doit verser au moins le quart du montant des actions souscrites par lui.

La libération intégrale des actions en numéraire doit se faire dans les 5 ans qui suivent la constitution de la SA.

La SA est gérée par un conseil d'administration ou par un directoire et un conseil de surveillance.

Le conseil d'administration doit être constitué de trois membres au moins et de douze membres au plus. Les membres du conseil d'administration sont nommés par l'assemblée générale constitutive ou par l'assemblée générale ordinaire pour la durée fixée par le statut sans dépasser 3 ans. Ces membres peuvent être révoqués à tout moment par décision de l'assemblée générale ordinaire.

La SA apparaît comme l'alternative la plus attractive, spécialement au niveau du transfert d'actions. Les cimenteries ont déjà établi une SA commune pour gestion du coke de pétrole pour leur compte.

Le cadre réglementaire parle de groupe ou groupement. Il reste à clarifier si une SA peut aussi figurer dans ce cadre.

En tout cas, les EGCElec concernées auront surtout à considérer les exigences des financiers dans leur choix.

Options pour l'exploitation

La rentabilité du projet dépend de la production d'électricité. Alors que le régime éolien ne peut en aucun cas être influencé, il est d'autant plus important d'assurer la disponibilité des turbines.

Les EGCElec ont certaines compétences dans la maintenance aussi bien mécanique qu'électrique. Il se pose donc des choix de « make or buy ».

La recommandation du consultant est d'exiger l'exploitation du côté du fournisseur au moins pour les 2 à 3 premières années. Ensuite, deux options se présentent pour les différentes tâches de service et maintenance: les EGCElec forment du personnel ou un contrat de service est conclu.

Pour assurer la transparence et la gestion efficace du projet il serait préférable d'établir deux sociétés, une société propriétaire du parc et une société d'exploitation.

Pour cette construction il ne faut pas oublier de tenir compte du fait que l'électricité produite doit être redistribuée conformément au cadre juridique.

7 FINANCEMENT / ANALYSE DES POSSIBILITÉS DE FINANCEMENT DES PARCS ÉOLIENS

Pour les pays en voie de développement le financement des projets d'énergies renouvelables pose un défi de taille. Les risques associés à ces technologies étant élevés, il est difficile d'attirer des capitaux nationaux et étrangers.

La particularité de ce projet en est le caractère industriel et privé.

Une méthode classique de financement pour les énergies renouvelables est l'autofinancement sur fonds propres. Ainsi, dans l'industrie, une entreprise qui aurait gagné suffisamment d'argent pourra se procurer un nouvel équipement. Il est également possible de recourir à l'emprunt, à condition de pouvoir offrir suffisamment de garanties. Il existe des méthodes plus innovantes mais également plus complexes, faisant appel à la fois au système bancaire et à des mécanismes tels que le crédit-bail, une sorte de location d'équipement, le contrat de garantie de résultat, ou encore le tiers-financement, qui permet de faire appel à un opérateur extérieur qui investit dans l'opération et se rétribue sur les économies réalisées.

Comme le parc éolien est prévu pour un « groupement » de plusieurs entreprises, ces types de financement classiques ne paraissent pas adéquats. Le type de financement à adopter va plutôt être un financement de projet.

7.1 Logique de financement de projet

En Tunisie l'expérience en « financement de projet » est relativement limitée dans le secteur infrastructure. Il s'agit par là d'un financement à long terme d'une société de projet qui est juridiquement indépendante et économiquement durable. Propriétaire de cette société sont les promoteurs du projet (dans ce cas spécifique les EGCElec). L'emprunt nécessaire n'incombe pas aux EGCElec mais à la société de projet elle-même. C'est elle qui porte, en tant que véhicule de financement, l'essentiel des risques inhérents au projet. L'emprunt est destiné à l'usage exclusif du projet proposé. Tous les engagements de prêts seront remboursés exclusivement par les flux de trésorerie futurs du projet. La performance économique propre du projet (par exemple : tarif de vente d'électricité conforme aux études de marché, performance opérationnelle d'une centrale éolienne...) est capitale pour assurer le bon remboursement de la dette. Les prêteurs disposent à ce titre de sûretés de premier rang sur les actifs et contrats du véhicule portant le projet.

Un financement de projet est adapté à des projets à flux de trésorerie à long terme, stables et planifiables. Il s'agit donc d'un outil idéal pour l'investissement dans des projets d'énergie éolienne dont l'échéance peut aller jusqu'à 30 ans.

7.2 Financement du projet / Structure du projet

Le projet est une entreprise conjointe d'un groupe d'industries (EGCElec) qui établissent une entité à usage spécial (Special Project Vehicle - SPV) sous la forme juridique appropriée (par exemple, SA). Les industries en question (EGCElec) agissent à titre d'actionnaires qui participeront à l'équité de la SPV. En retour, les industries sont preneuses d'une part de l'électricité produite correspondant à leur part dans le SPV.

Le projet est de caractère privé. Le support du gouvernement se traduit uniquement par la facilitation et l'arrangement de l'octroi de permis et la clarification du cadre réglementaire, ceci sans garanties financières.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Le SPV agit en tant que maître d'œuvre pour la réalisation du projet.

Le contrat à signer pour la fourniture et la réalisation sera du caractère « clés en mains » avec des responsabilités très étendues pour tous les risques de la finalisation. Le fournisseur doit donc entrer dans un consortium avec des entreprises de construction locales.

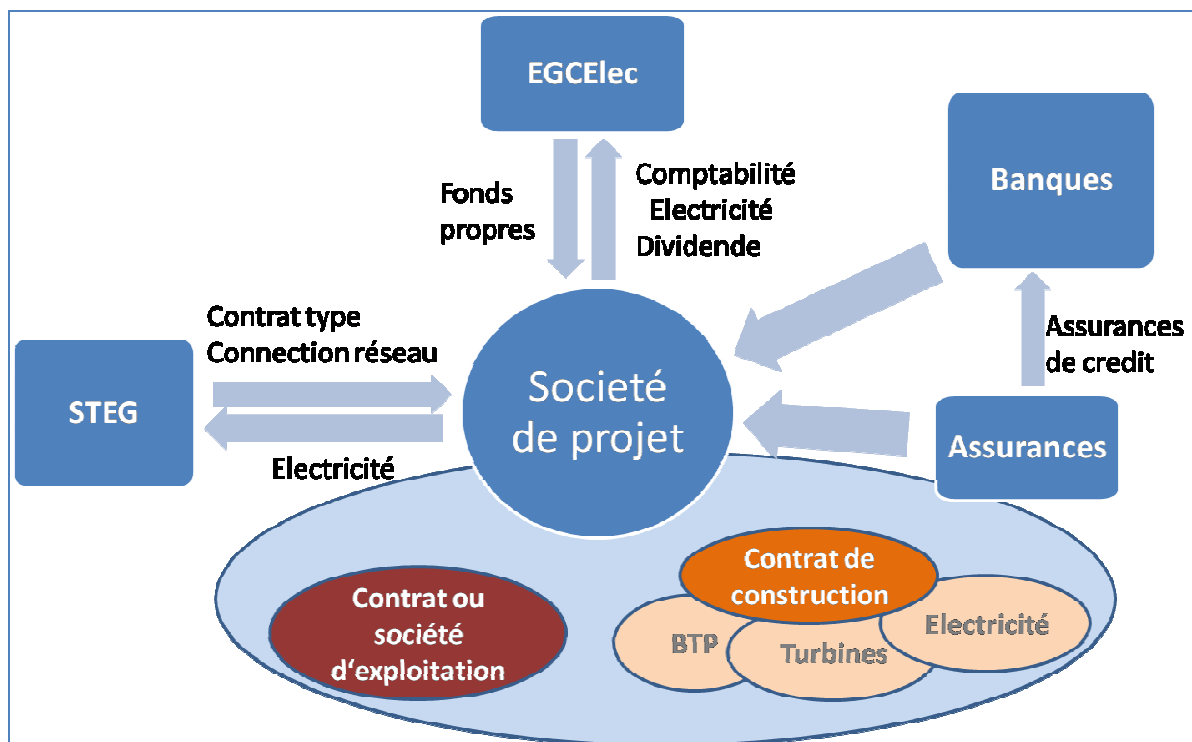


Figure 12 : Structure de projet

Pour limiter les risques d'exploitation, le fournisseur devra en prendre la responsabilité pour la maintenance. Après une période de 3-5 ans les actionnaires auront la possibilité de prendre plus de responsabilité.

Le financement est prévu comme financement de projet classique. Comme le projet est considéré comme un projet du secteur privé une garantie souveraine ne sera pas attribuée. Les fonds propres fournis par l'industrie sponsorat s'élèvent à environ 25 %. La structure des prêts est différenciée entre deux dettes. La structure des crédits pourrait être envisagée pour 15 et 14 années de maturité et 2 ans de grâce. Il serait à prévoir de séparer deux prêts pour les dépenses en monnaie locale.

Tableau 8 : Financement du projet

Financement	
Fonds propres	25%
Intérêt sur capital propre	10,0%
Dettes A	37,5%
Intérêt	5,5%
Grâce	2
Dettes B	37,5%
Intérêt	6,0%
Grâce	2
Partage du capital emprunté	75,0%
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	6,8%

Le taux d'intérêt (rendement) des fonds propres peut être calculé avec un intérêt à taux fixe, majoré d'une prime de risque raisonnable. Le taux d'intérêt d'emprunt est guidé par le taux d'intérêt de la dette à long terme sur le marché des capitaux. L'évaluation des risques dépend de la nature, de l'émission et de l'évaluation de la solvabilité. Aucune évaluation des risques des EGCElec n'a été effectuée pour le calcul de la prime de risque.

A partir d'une structure de ce type de projet on peut compter sur un financement allant jusqu'à 75% de la dette. Un taux de remboursement constant est choisi pour le remboursement de la dette.

Cette hypothèse augmente les besoins de liquidités au début du projet. Les risques de liquidité pourront être diminués par le choix des annuités.

7.3 Bailleurs de fonds / prêts concessionnels

Les bailleurs de fonds ou Institutions de Financement Internationales (IFI) sont très importants pour le financement parce que d'une part ils offrent les conditions les plus favorables, et d'autre part ils augmentent la confiance d'autres financiers.

Indépendamment du fait qu'il s'agit d'un projet des auto-producteurs / EGCElec (privées) le projet s'inscrit dans le cadre du plan solaire national qui regroupe les projets prioritaires pour les prochaines années. Des entretiens préliminaires ont eu lieu avec certains financiers.

7.3.1 Banque Européen d'investissement (BEI)

BEI – caractérisation

La BEI a investi des ressources considérables dans la mise en œuvre d'initiatives et la réalisation d'objectifs spécifiques en matière de prêts à l'appui de sources d'énergie moins polluantes, en particulier les énergies renouvelables, et l'efficacité énergétique. Outre l'appui à des projets réalisés dans les états membres, les grandes priorités de la BEI en matière de prêts portent aussi sur le financement d'investissements dans les futurs états membres et

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

dans les pays partenaires de l'UE. **La BEI ne vise pas à maximiser ses gains et prête à des tarifs proches du coût d'emprunt de ses ressources.**

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

La BEI a accordé un prêt de 300 millions d'EUR pour financer le parc éolien marin situé sur le banc de sable Bligh Bank en mer du Nord, à 46 km au large de la côte belge. Belwind sera le plus grand parc éolien marin de Belgique et contribuera à la réalisation de l'objectif fixé par les autorités belges de porter à 6 % la part de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables. La construction du parc éolien a déjà bien avancé et devrait s'achever au début de 2011.

Le groupe Iberdrola a reçu de la BEI un prêt de 78,5 millions d'EUR afin de financer la création d'un parc éolien dans le sud-ouest du Mexique. Ce concours de la BEI permettra d'appuyer la construction et le démarrage d'un parc éolien à Santo Domingo Ingenio, dans la région d'Oaxaca. Le projet comprendra la mise en place de 121 éoliennes d'une capacité totale de 103 MW, ainsi que la construction des routes d'accès et l'interconnexion au réseau à haute tension.

Compte rendu des entretiens préalables

Les points essentiels :

- La BEI est principalement très intéressée à prendre en charge une partie du financement de ce projet
- La BEI a des expériences de financement de projets éoliens (privés et publics)
- La BEI a un rôle principal dans le financement du plan solaire Méditerranée
- La BEI est plus favorable pour des conditions à long-terme
- La marge de manœuvre pour un financement est normalement au max. 50 %
- BEI offre des services de conseil financier
- Le projet peut avoir recours à la Facilité d'Investissement pour le Voisinage (FIV) – voir les détails ci-dessous.

La Facilité d'Investissement pour le Voisinage (FIV) est un instrument financier innovant de la Politique Européenne de Voisinage (PEV). Son principal objectif est de mettre rapidement sur les rails des projets infrastructurels clés qui nécessitent des ressources financières considérables tout en soutenant le développement du secteur privé.

La FIV entend mettre en place un partenariat en regroupant les ressources (sous forme de subventions) de la Commission Européenne et des états membres et en les utilisant pour optimiser les prêts des institutions financières européennes, ces ressources étant complétées par des contributions des pays partenaires.

Pour pouvoir bénéficier des fonds de la FIV, un projet doit obligatoirement être soumis par une institution financière publique européenne reconnue comme "éligible" par la conseil d'administration de la FIV (il s'agit pour le moment des institutions suivantes: la BEI, la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (BERD), la Banque de Développement du Conseil de l'Europe (BDCE), la "Nordic Investment Bank" (NIB), l'Agence Française de Développement (AFD), la "Kreditanstalt für Wiederaufbau" (KfW), la "Oesterreichische Entwicklungsbank AG" (OeEB), la "Società Italiana per le Imprese all'Estero" (SIMEST), et la "Sociedade para o Financiamento do Desenvolvimento" (SOFID).

7.3.2 Banque Africaine de Développement (BAD)

BAD – caractérisation

Le groupe de la BAD s'est donné comme priorités la lutte contre la pauvreté, l'amélioration des conditions de vie des populations africaines et la mobilisation de ressources pour le progrès économique et social de ses pays membres régionaux. Le but essentiel de la BAD est de contribuer au développement économique et au progrès social des pays africains, pris individuellement et collectivement. Dans ce cadre, le défi majeur de la banque est la réduction de la pauvreté en Afrique. A cet effet, elle cherche à stimuler et à mobiliser les ressources intérieures et extérieures, à promouvoir l'investissement, ainsi qu'à fournir une assistance technique et financière à ses pays membres régionaux.

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

Dans le cadre de son soutien au développement durable et au secteur privé, la BAD a organisé un séminaire sur l'énergie éolienne à Tunis pour encourager le développement des potentialités économiques de l'énergie éolienne sur le continent africain.

La BAD a triplé son capital de base pour investir dans des projets comme les routes et les centrales électriques. Entre autres choses, le Cap-Vert reçoit un crédit de 15 millions d'euros pour le projet éolien Cabeolica. Le prêt finance la construction, l'exploitation et la maintenance de quatre parcs éoliens on-shore. Cette ferme éolienne aura une capacité totale de 25,5 MW et sera introduite dans le réseau électrique existant des îles.

La BAD participe à la plus grande ferme éolienne en Afrique. Dans le désert autour du lac Turkana, dans le nord du Kenya, la construction est prévue pour les éoliennes 365. Le projet représente un investissement d'environ 617 millions d'EUR et est financé par des investisseurs privés en plus de la BAD. Après l'achèvement 300 MW sont disponibles, ce qui correspond à un quart de la capacité de puissance installée actuellement au Kenya.

La Banque dispose de deux experts aguerris dans l'énergie éolienne. Son chef de division « Division de l'Environnement et des Changements Climatiques », M. Lonsway, a déjà mis en œuvre certains des parcs éoliens en Afrique. L'expert en énergie, M. Arfaoui, a suivi une formation chez un fabricant de pales du rotor pour les éoliennes et a ensuite travaillé plusieurs années dans le secteur de l'énergie éolienne, entre autres, au Danemark.

Compte rendu des entretiens préalables

Les points essentiels :

- La BAD est principalement très intéressée à prendre en charge une partie du financement de ce projet
- La BAD a des expériences de financement de projets éoliens
- La « Division de l'Environnement et des Changements Climatiques » a été fondée très récemment
- La marge de manœuvre pour un financement est normalement 1/3
- Cette marge est plus élevée pour des projets PPP, préférés par la BAD
- La BAD n'offre pas un taux d'intérêt au dessous de niveau du marché, mais considère l'aspect environnemental et social (réduction CO₂ et création d'emplois)

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- La BAD a une bonne réputation qui est vue par les banques commerciales comme « une garantie ».

Procédure interne :

1. Présentation du projet (technologie, effet pour le pays, etc.) à tous les experts, évaluation des bénéfices du projet par la BAD (étude d'impact)
2. Modélisation financière et définition des différentes « milestones », en coopération entre BAD et développeur.

7.3.3 Groupe Banque Mondiale (BM)

BM – caractérisation

La BM est une source essentielle d'appui financier et technique pour les pays en voie de développement dans le monde entier. Elle a pour mission de lutter contre la pauvreté avec passion et professionnalisme pour obtenir des résultats durables et aider les populations à se prendre en charge et à maîtriser leur environnement par la fourniture de ressources, la transmission de connaissances, le renforcement des capacités et la mise en place de partenariats dans les secteurs public et privé.

La BM reconnaît que, parallèlement à des sources d'énergie fossiles conventionnelles, RE / EE peut apporter une contribution significative pour aider les populations à atteindre une nette amélioration de leur qualité de vie. Afin d'accroître RE / EE dans les pays en voie de développement, la BM reconnaît aussi la nécessité vitale de faire participer le secteur privé et d'autres partenaires commerciaux. En réponse, un large éventail d'instruments BM financiers et non financiers soutient les efforts des pays concernés pour garantir les investissements privés faisant avancer RE / EE. Parmi ceux-ci se trouvent des instruments de prêt conventionnel, d'équité et quasi-fonds propres, garanties partielles de risques, devises, matières premières et gestion des risques de taux d'intérêt, ainsi que des instruments de la finance carbone. En outre, la BM prévoit le renforcement des capacités, politiques, juridiques, et le soutien réglementaire.

La Société Financière Internationale (International Finance Corporation - IFC) est l'institution du BM chargée des opérations avec le secteur privé.

L'IFC facilite le développement durable du secteur privé dans les pays en voie de développement. Elle s'efforce en particulier de promouvoir le développement économique dans ses pays membres en favorisant l'essor d'entreprises privées productives et l'épanouissement de marchés financiers efficaces.

Les investissements de l'IFC dans les entreprises des marchés émergents et dans les institutions financières permettent de créer des emplois, de renforcer les économies et de générer des revenus fiscaux. L'IFC reconnaît aussi que la croissance économique ne peut être durable que si elle est viable sur le plan environnemental et social, et contribue à améliorer la qualité de vie des populations dans le monde en voie de développement.

L'IFC investit dans des entreprises dont le capital est détenu en majorité par des intérêts privés dans la plupart des pays en voie de développement, entre autre au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

L'IFC continue de créer de nouveaux instruments financiers afin de permettre aux entreprises de gérer les risques et d'élargir leur accès aux marchés financiers étrangers et nationaux. Elle offre, notamment, les produits financiers suivants :

- Prêts pour son propre compte

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Prêts syndiqués
- Participations
- Quasi-participations
- Fonds de participation et d'emprunt
- Produits de financement structurés
- Intermédiaires financiers
- Instruments de gestion des risques
- Financement en monnaie nationale
- Fonds d'investissement municipal
- Financement du commerce.

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

La BM a accordé un prêt à l'Egypte de 220 millions de dollars pour le soutien des projets de développement d'énergie éolienne, 150 millions de dollars provenant du Clean Technology Fund (CTF). Le projet de développement de l'énergie éolienne est le premier du genre au Moyen-Orient et Afrique du Nord, financé par le CTF. Le projet vise à développer les infrastructures et les modèles d'affaires pour un développement à grande échelle de l'énergie éolienne en Egypte. Il comprend l'édition du système d'alimentation et le soutien de la construction pour la première tranche de 250 MW éoliens dans la région de la fourche El-Zayt et dans le golfe de Suez.

La BM a mis à la disposition d'ESKOM, société nationale de production et de distribution de l'électricité en Afrique du Sud, un prêt d'US \$ 260 millions pour les énergies renouvelables (énergie solaire et éolienne).

7.3.4 Le groupe KfW (KfW)

KfW – caractérisation

Le groupe bancaire KfW donne des impulsions dans le domaine de l'économie, de la société et de l'écologie en Allemagne, en Europe et dans le monde. Il encadre les processus de changement et promeut les idées d'avenir. Le groupe procède avec un maximum de professionnalisme et d'efficacité, que ce soit dans le financement des PME et la création d'entreprises, dans la promotion du logement en propriété et de la modernisation de logements, dans la protection de l'environnement et du climat, dans le financement des exportations et des projets ou dans l'aide aux pays en voie de développement ou en transition.

La KfW sert d'instrument pour la réalisation des programmes de coopération financière de l'Allemagne. Dans le contexte présent, il s'agit de prêts concessionnels auprès du gouvernement de la Tunisie.

La KfW pourrait éventuellement imaginer une ligne de crédit, pour un parc éolien ou une série de parcs éoliens, sur la base d'une garantie de l'état tunisien.

DEG – caractérisation

La DEG, banque d'investissement et de développement, membre du groupe KfW, finance les investissements des entreprises privées dans les pays en voie de développement et en

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

transition. C'est une des banques les plus importantes du développement de l'Europe pour favoriser le développement de structures d'entreprises privées afin de contribuer à la croissance économique durable et de meilleures conditions de vie.

Pour les projets d'infrastructure de petite et moyennes entreprises et des sociétés privées, la DEG finance des fonds propres, de la capitale mezzanine ainsi que des emprunts à long terme. Elle permet de nouveaux investissements, l'expansion et la modernisation, entre autres dans le domaine de la production et la distribution d'électricité, en mettant l'accent sur les énergies renouvelables.

Compte rendu des entretiens préalables

- La DEG est principalement très intéressée à prendre en charge une partie du financement de ce projet.
- La DEG a des expériences de financement en projets éoliens
- La marge de manœuvre pour un financement est normalement entre 5 et 25 millions d'EUR
- Les engagements peuvent être rendus plus élevés par utilisation d'une forme de consortium, la DEG a de bonnes relations avec la FMO (banque de développement des entreprises des Pays-Bas) et la Propago.
- Le taux d'échéance est entre 5 et 12 années, mais pour l'énergie éolienne, il pourrait y avoir d'autres arrangements.

Procédure interne :

1. Demande de vérification (cash flow, sécurités, évaluation de commanditaires, etc.)
2. Vérification (vérifier les donnés, etc.)
3. Rapport de vérification (négociation de contrat).

KfW IPEX Bank – caractérisation

KfW IPEX-Bank est responsable au sein du groupe KfW pour les projets internationaux et le financement à l'exportation. Le champ d'application des droits pour financer les intérêts des économies allemande et européenne est dérivé du mandat légal de la KfW. L'objectif est un financement à moyen et à long terme destiné à soutenir le secteur des exportations, le développement des infrastructures économiques et sociales et des projets pour l'environnement et la protection du climat. Avec un chiffre d'affaires d'environ 60 milliards d'EUR, KfW IPEX-Bank est un acteur mondial majeur, qui est représenté dans les grandes affaires et les centres financiers du monde entier.

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

La KfW a financé plus de 60 projets éoliens. Parmi ceux-ci se trouvent des projets commerciaux et des projets de développement, des achats de certificats de projets d'énergie éolienne par la KfW Carbon Fund et les Fonds Facilité pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

La DEG finance des investissements privés grâce à des prêts à long terme, garanties, fonds propres et capital mezzanine. Le total des engagements de 53 millions d'EUR pour les petits projets hydroélectriques et le vent sont répartis dans le monde entier.

L'Initiative pour le Climat et l'Environnement (IKLU) du Ministère Fédéral allemand pour la Coopération et le Développement Economique (BMZ) a été lancé conjointement par la KfW et le BMZ. L'objectif de cette initiative est d'étendre les prêts bonifiés à un montant d'au

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

moins 2,4 milliards d'EUR durant la période 2008-2011 dans les pays en voie de développement et les économies émergentes. Jusqu'à 75% des coûts de projets sont éligibles, avec un montant de prêt minimum requis de 10 million d'EUR.

L'Initiative Internationale pour la Protection du Climat du Ministère Fédéral allemand de l'Environnement (BMU) fournit un financement annuel d'un montant de 120 millions d'EUR. Ces fonds sont générés par la vente aux enchères des quotas d'émission (REC) et principalement utilisés pour soutenir des projets pilotes dans les énergies renouvelables. L'accent est mis sur des projets innovants dans le domaine des énergies renouvelables dans les pays en voie de développement. Les projets peuvent être financés par des bonifications d'intérêts des lignes de crédit de la KfW ou une aide financière d'initiative internationale de climat du gouvernement allemand (IKI).

L'Aide Publique au Développement (APD) peut financer des projets MDP. La KfW peut également financer des projets par l'acquisition de certificats (solution globale, mais non une condition de financement). En Egypte, par exemple, une ferme éolienne de 80 MW a été cofinancée par l'achat de quotas par le Fonds Carbone de la KfW.

7.3.5 Agence Française de Développement (AFD)

AFD – caractérisation

Institution financière, l'AFD est au cœur du dispositif français de l'aide publique en faveur des pays pauvres. Sa mission : participer au financement du développement. Grâce à la large gamme d'instruments financiers qu'elle a su développer et enrichir, l'AFD soutient les pouvoirs publics, le secteur privé et les réseaux associatifs locaux pour la mise en œuvre de projets économiques et sociaux très divers. Elle intervient ainsi dans cinq continents et dans les collectivités d'Outre-mer.

Baignant trois continents et porteur de nombreuses identités, l'espace méditerranéen fait l'objet à l'AFD d'une stratégie de développement spécifique s'inscrivant dans le cadre de la Politique Européenne de Voisinage et de l'Union pour la Méditerranée.

L'AFD intervient au Maghreb (Maroc, Algérie, Tunisie) depuis 1992. Elle a depuis élargi son champ d'action à l'Egypte, la Jordanie, les Territoires Palestiniens, le Liban, la Syrie et la Turquie. Ses interventions visent à renforcer la croissance et la convergence des économies du Sud avec celles du Nord, à promouvoir le développement durable du bassin méditerranéen, bien public mondial, et à favoriser la cohésion sociale en réduisant les facteurs de conflits. Les engagements du groupe dans la région ont connu une très forte croissance (+26% par an depuis 2002) pour atteindre 1,16 milliards d'euros en 2009 et représentent environ 40% des engagements annuels de l'AFD dans les pays étrangers. Ces interventions se font presque exclusivement sous forme de prêts.

Dans le secteur de l'énergie, la stratégie de l'AFD s'inscrit dans le cadre général de ses orientations : lutte contre la pauvreté, promotion de la croissance économique, production de biens publics mondiaux. Elle se décline en trois piliers : l'accès pour tous à une énergie moderne et fiable, le développement de systèmes énergétiques compétitifs et modernisés et la construction d'économies sobres en carbone, par le recours croissant aux énergies renouvelables, à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande.

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

Le gouvernement éthiopien et la compagnie nationale d'électricité (Ethiopian Electric Power Corporation – EEP Co), affichent leur volonté de travailler sur l'objectif de 100% d'accès à l'énergie à l'horizon 2015. Les financements nécessaires à l'atteinte de cet objectif sont

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

estimés à 6,8 milliards d'EUR. C'est dans ce contexte que l'AFD, a octroyé en 2008 un premier prêt non-souverain concessionnel au profit d'EEPCo pour la construction d'une ferme éolienne, dans le nord du pays. La centrale d'Ashegoda, d'un coût total de 210 million d'EUR, disposera à terme d'une puissance installée de 120 MW et pourra produire 414 GWh par an. Le financement global de 210 million d'EUR inclut un concours (prêt non souverain concessionnel) de 45 million d'EUR octroyé par l'AFD, en complément de financements commerciaux partiellement bénéficiaires de la garantie Coface.

Ligne de crédit AFD ANME

L'AFD et l'ANME ont mis en place une ligne de crédit maîtrise d'énergie pour un montant de 30 million d'EUR. Les projets éoliens pour les auto-producteurs seront éligibles pour cette ligne de crédit, qui toutefois se termine fin 2012. D'ici là tous les paiements devraient être effectués, ce qui constitue une contrainte d'importance.

Cette ligne de crédit est ouverte auprès de banques commerciales telles que: La BIAT et l'UBCI.

Les caractéristiques en sont les suivantes :

- Durée des crédits : 5 – 12 ans
- Période de grâce : 2 – 3 ans
- Taux de sortie : Euribor -0,8% + marge de la banque commerciale, l'intérêt total sera entre 2% et 4%.
- Crédits limités à 5 millions d'EUR par projet.

Une ligne similaire pour les projets des auto-producteurs serait très utile.

7.3.6 Fonds publics tunisiens

Le gouvernement tunisien supporte certains investissements dans l'industrie par des subventions. La Loi n° 2005-82 du 15 août 2005 crée un système de maîtrise de l'énergie ayant pour but de porter l'appui des actions visant la rationalisation de la consommation de l'énergie, la promotion des énergies renouvelables et la substitution de l'énergie. La création de ce système a permis ultérieurement la mise en place du Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME) dans le cadre de la loi de finances pour l'année 2006 (Loi n°2005-106 du 19 décembre 2005). Le système de subventions est applicable à partir de mai 2010 et plafonné à TND 250.000 par projet. Ce type de financement ne peut donc pas être pris en compte pour un parc éolien de 100 millions d'EUR.

Le **Fonds National de Maîtrise de l'Energie (FNME)** est destiné à appuyer les actions d'efficacité énergétique, le développement du gaz naturel et des énergies renouvelables. Il est l'instrument public spécifique d'incitation de la politique de maîtrise de l'énergie. Il a pour objet de contribuer à l'impulsion et au développement, à terme, d'un marché de la maîtrise de l'énergie à travers, notamment :

- l'octroi de crédits en concours définitif,
- l'octroi de prêts non rémunérés ou à taux réduits,
- la garantie des emprunts pour faciliter l'accès aux crédits.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

7.4 Fonds internationaux

Le **Fonds d'Investissements Climatiques** (FIC) est un instrument de collaboration entre les banques internationales de développement (IFI), destiné à combler le financement et l'écart entre la situation présente et le prochain accord international sur le changement climatique. Le FIC se compose de deux fonds d'affectation spéciale, chacun avec un objectif spécifique et sa propre structure de gouvernance.

Le fonds des technologies propres (**Clean Technology Fund – CTF**) encourage les investissements liés à une transition vers des technologies propres. Le CTF vise à combler une lacune dans l'architecture internationale pour le financement du développement, disponible à des taux plus favorables que les termes standards utilisés par les BMD et à l'échelle nécessaire pour inciter les pays en voie de développement à adopter les mesures d'atténuation appropriées au niveau national sous forme de plans de développement durable et décisions d'investissement.

Le **Fonds Stratégique pour le Climat** (SCF) présente un fonds global pour soutenir des programmes avec un financement dédié au pilotage de nouvelles approches potentielles pour l'échelle en place, l'action de transformation visant à un défi du changement climatique spécifique ou une réponse sectorielle. Entre autre le programme de l'extension des énergies renouvelables dans les pays à faible revenu, approuvé en mai 2009, vise à démontrer la viabilité économique, sociale et environnementale des voies de développement sobre en carbone dans le secteur de l'énergie en créant de nouvelles opportunités grâce à l'utilisation des énergies renouvelables.

Les fonds ne sont pas accessible directement mais à travers les IFI. Le point de départ des opérations de développement cofinancées par le CTF sera la demande faite par un pays pour qu'une mission de programmation soit entreprise par le groupe de la Banque Mondiale et la banque de développement régionale correspondante afin de lancer le dialogue sur la manière dont le CTF peut contribuer à l'expansion d'activités à faible émission de carbone. Ces fonds sont principalement ouverts aux industries privées.

7.4.1 EGCElec

Le financement d'un parc éolien de 60 MW demande un investissement d'environ 100 millions d'EUR.

Un financement de projet requiert des fonds propres des sponsors.

Si on assume la participation de 4 EGCElec, chacune des entreprises devrait apporter un investissement sur fonds propres d'un ordre de 5-6 millions d'EUR.

D'une manière générale les EGCElec mentionnées dans ce rapport sont toutes d'une taille pour laquelle ce type d'investissement ne pose pas de problème.

Leur intérêt et volonté dépend d'une part de l'attractivité économique du projet et d'autre part de la volonté du gouvernement d'adapter le cadre réglementaire.

7.4.2 Fonds d'investissement

Les capitaux propres représentent l'argent apporté par les actionnaires à la constitution de la société ou ultérieurement, ou laissés à la disposition de la société en tant que bénéfices non distribués sous forme de dividendes. Les fonds propres aussi peuvent provenir de l'apport de biens en nature tels que les équipements et matériels ou de le financement par le biais d'une

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

réserve (autofinancement). Les bénéfices de la société ne sont pas distribués aux actionnaires mais restent dans l'entreprise pour en financer la croissance. Les fonds propres couvrent le risque total de l'entreprise. Pour cela, le rôle des capitaux propres est double. Leur première fonction est de financer une partie de l'investissement. Mais leur objet le plus important est de servir de garantie aux créanciers de l'entreprise qui financent l'autre partie de l'investissement. Le coût des capitaux propres intègre donc une prime de risque.

Il existe différents fonds d'investissement travaillant avec de capital propres spécialisés dans les énergies renouvelables. Certains d'entre eux sont décrits ici à titre d'exemple.

La **Banque Triodos** a une forte implication dans le secteur des énergies renouvelables. Depuis le début des années 1980 Triodos finance l'énergie éolienne, il s'agit actuellement d'environ 280 projets d'énergie renouvelable, qui génèrent un total de plus de 1.000 MW d'énergie durable.

Triodos propose non seulement des capitaux à risque pour les entreprises nouvelles et existantes de l'énergie durable, mais aussi la conception de solutions financières sur mesure. Les projets sont financés soit par la Banque Triodos, soit par des fonds d'investissement gérés par Triodos Investment Management, une filiale en propriété exclusive de la banque. Une unité d'affaires spécialisée dans l'énergie et le climat gère un certain nombre de fonds qui fournissent des fonds propres, le financement mezzanine et les prêts verts:

- **Triodos Renewables Europe Fund:** fait des prêts participatifs ou subordonnés fournit entre 1 et 6 millions d'EUR, partout en Europe de l'Ouest. Se concentre sur des technologies éprouvées telles que le vent on-shore, l'énergie solaire photovoltaïque, la petite hydraulique et la biomasse échelle propre.
- **Triodos Renewables PLC:** investit dans des projets d'énergie renouvelable principalement au Royaume-Uni et peut également agir en tant que co-financeur avec Triodos Renewables Europe Fund, pour des projets dans d'autres pays.
- **Triodos Groenfonds:** fournit des prêts à des projets néerlandais écologiques reconnus par le gouvernement en quête de capitaux entre 1 et 50 millions d'EUR pour de faibles taux d'intérêt.

Les fonds suivants pourraient être également disponibles:

- Domini Social Investments,
- New Alternatives Fund,
- Green Century Funds,
- Winslow Green Investment Funds,
- Clean Power Income Fund,
- Ventus VCT,
- EnergieKontor,
- The Good Bankers.

7.5 Banques commerciales

Une banque commerciale collecte les ressources du public, principalement par le biais de la tenue des comptes, et prête aux entreprises. Les banques commerciales se distinguent ainsi des banques d'affaires (cf. banques d'affaires) ou des banques d'investissement. Cette distinction est en partie révolue aujourd'hui car les banques commerciales ont développé des activités de banques d'investissement.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

7.5.1 Banques nationales

7.5.1.1 Banque Internationale Arabe de Tunisie BIAT

BIAT – caractérisation

La BIAT est la première banque privée de Tunisie et une des plus importantes institutions financières en Afrique du Nord. S'appuyant sur une force de vente performante, organisée par marché, et sur un concept moderne de merchandising de ses points de vente, la BIAT propose à sa clientèle particuliers, professionnels, PME et grandes entreprises une gamme de produits à la fois complète et innovante et ce, pour leurs activités en Tunisie et à l'international.

Compte rendu des entretiens préalables

Les points essentiels :

- La BIAT est principalement très intéressée à prendre en charge une part du financement de ce projet.
- La BIAT a des expériences de financement de projets
- La BIAT s'est engagée à la réalisation du plan solaire
- La BIAT pourrait être en mesure de créer une nouvelle ligne de crédit
- La BIAT est déjà en coopération avec la BEI, KfW, etc.
- La BIAT a une ligne de crédit pour la STEG.

7.5.1.2 Banque Attijari

Banque Attijari - caractérisation

La banque Attijari est la plus grande banque marocaine et la 3^{ième} banque africaine. 4,5 % du capital est détenu par Banco Santander. C'est grâce à ce lien que la banque Attijari peut assurer la dimension internationale du financement de projets

La banque dispose en Tunisie d'un capital de 168.750.000 Dinars. Son bilan atteint 3,477 milliards.

Compte rendu des entretiens préalables

- La banque travaille avec l'ANME et la STEG dans le cadre du programme Prosol
- La banque Attijari est intéressée à participer dans le financement du projet
- Une implication éventuelle du secteur public dans le projet aurait une influence très positive sur le financement
- La banque Attijari pourrait être un partenaire très important et disponible
- La structure du projet (nature des actionnaires, forme juridique / SA, etc.) est déterminante.

7.5.1.3 Amen Bank

Amen Bank - caractérisation

L'Amen Bank, créée en 1880, est une des grandes banques commerciales privées tunisiennes. Actuellement, il s'agit, en termes de produit net bancaire, de la 2^{ième} banque

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

privée de Tunisie après la BIAT. Ces deux banques se classent derrières les banques publiques. Le total du bilan chiffré en 2009 à 4,5 milliards TND, soit une augmentation de 24 % par rapport à 2008.

Compte rendu des entretiens préalables

- L'Amen Bank est intéressée à participer au financement de ce projet
- La participation serait probablement dans le cadre d'une syndication d'un crédit
- L'implication de la STEG ou des garanties des autorités publiques faciliteront le financement et les conditions
- Pour le financement d'un projet entièrement privé, les taux seraient autour de 7 à 8%
- Pour un projet de caractère public, le taux d'intérêt serait de 4,2 – 4,3 %.

7.5.2 Banques internationales

Plusieurs banques internationales sont engagées dans le financement de projets d'infrastructure, telles que Dexia, Macquarie, Banco Santander, Deutsche Bank et BNP Paribas.

BNP Paribas est un leader européen des services bancaires et financiers d'envergure mondiale et l'une des six banques les plus solides du monde. Le groupe possède l'un des plus grands réseaux internationaux avec une présence dans 84 pays et il est fortement implanté dans le bassin méditerranéen et aussi en Tunisie avec l'UBCI. BNP Paribas détient des positions clés dans les domaines d'activité « investment banking » et solutions d'investissement.

Expériences avec le financement d'énergie éolienne

BNP Paribas a financé des stations éoliennes en Italie, une centrale éolienne aux Pays-Bas, deux centrales solaires en Espagne, une implantation d'éthanol aux Etats-Unis et le site éolien de « La Citadelle » en France.

Boralex a conclu avec la banque BNP Paribas le financement de son nouveau parc éolien en France. Les quatre éoliennes, d'une capacité totale de 9,2 MW, sont situées dans le département de la Somme, à proximité de sites que Boralex a déjà mis en exploitation. Le financement conclu représente un peu plus de 80 % de l'investissement, et les fonds seront disponibles pour une durée de 15 ans, à un taux moyen de 5 %. Un montant de 20,3 Million de U\$ est déjà disponible pour la compagnie.

La crise financière a rendu le financement de projets plus difficile. Dans cette optique il paraît d'autant plus important d'assurer l'entrée d'un bailleur de fonds / IFI dans le financement afin de donner du confort aux banques privées.

7.6 Financement crédits MDP (Mécanisme de Développement Propre)

Le MDP permet aux propriétaires de projets manifestant une réduction des émissions (ou des émissions de retrait) dans les pays en voie de développement de vendre la réduction certifiée des émissions (REC), chacune équivalant à une tonne de CO₂. Ces REC peuvent être échangées et vendues, et sont utilisées par les pays industrialisés pour couvrir une partie de leurs obligations de réduction des émissions au titre du Protocole de Kyoto.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les projets doivent être admissibles à un enregistrement rigoureux et public et le processus de délivrance vise à assurer une véritable réduction des émissions mesurables et vérifiables qui sont complémentaires à ce qui aurait eu lieu sans le projet. Pour être pris en considération pour l'inscription, un projet doit d'abord être approuvé par les Autorités Nationales Désignées (AND).

Opérationnel en Tunisie depuis le 23 novembre 2006, le mécanisme a déjà enregistré 2 projets et il est prévu de produire des REC pour un montant de 369.664 et 317.909 de tonnes d'équivalent CO₂ par an.

Le MDP peut contribuer au financement de projets éoliens et à créer de nouvelles opportunités de rentabilité. Toutefois, le MDP devrait être considéré comme la dernière composante supplémentaire du financement et non comme un premier financement. La conception du projet et la compétence de l'opérateur MDP peuvent avoir une influence positive sur le financement:

- Augmentation des taux de rentabilité interne par le biais de certificats
- Rentabilité plus élevée éveille l'intérêt des investisseurs (additionnalité)
- Des flux de trésorerie supplémentaires améliorent les ratios
- Les crédits d'émissions représentent des sécurités supplémentaires
- Liquidités supplémentaires dans le cas des acomptes pour les certificats
- Revenus en devises
- Les écarts d'investissement peuvent être fermés par des recettes additionnelles de quotas d'émission, mais ne devraient pas être programmés à l'avance.

Tenant compte du fait que les industries n'ont pas l'expertise MDP, il est recommandé d'engager un consultant pour développer les documents nécessaires et supporter un processus de vente dans le but de fournir la meilleure relation prix-risque.

7.6.1 Volume de REC attendus du projet

Après analyse et vérification, le facteur d'émission applicable pour la génération d'électricité dans le réseau public électrique tunisien pourrait être évalué à environ 0,6 tonnes CO₂ équivalent/MWh, résultant principalement de la production d'électricité par le gaz naturel et les projets de parc éolien déjà installés ou en stade de planification.

En assumant une production d'énergie annuelle d'environ 206.999 MWh pour le scénario 75 x GE 1.6-100 (59.2 MW), on peut s'attendre à une quantité initiale évaluée à 239.636 REC par an.

En supposant une période globale d'octroi de crédits de 3x7 ans et en prenant en compte une vérification périodique tous les 7 ans, on pourrait s'attendre à ce que le facteur d'émission (FE) soit réduit d'environ 10 % chaque période de 7 ans.

Ainsi, les quantités annuelles de REC générées pendant la durée de vie du projet seraient les suivantes:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 9 : Prévisions de génération des REC pendant la vie du projet, scénario : 37 x GE 1.6-100 (60 MW)

Année	Années opération	FE	REC
2015	1	0,6	124.199
2016	2	0,6	124.199
2017	3	0,6	124.199
2018	4	0,6	124.199
2019	5	0,6	124.199
2020	6	0,6	124.199
2021	7	0,6	124.199
2022	8	0,54	111.779
2023	9	0,54	111.779
2024	10	0,54	111.779
2025	11	0,54	111.779
2026	12	0,54	111.779
2027	13	0,54	111.779
2028	14	0,54	111.779
2029	15	0,486	100.602
2030	16	0,486	100.602
2031	17	0,486	100.602
2032	18	0,486	100.602
2033	19	0,486	100.602
2034	20	0,486	100.602
2035	21	0,486	100.602

Le tableau résulte dans le graphique suivant:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

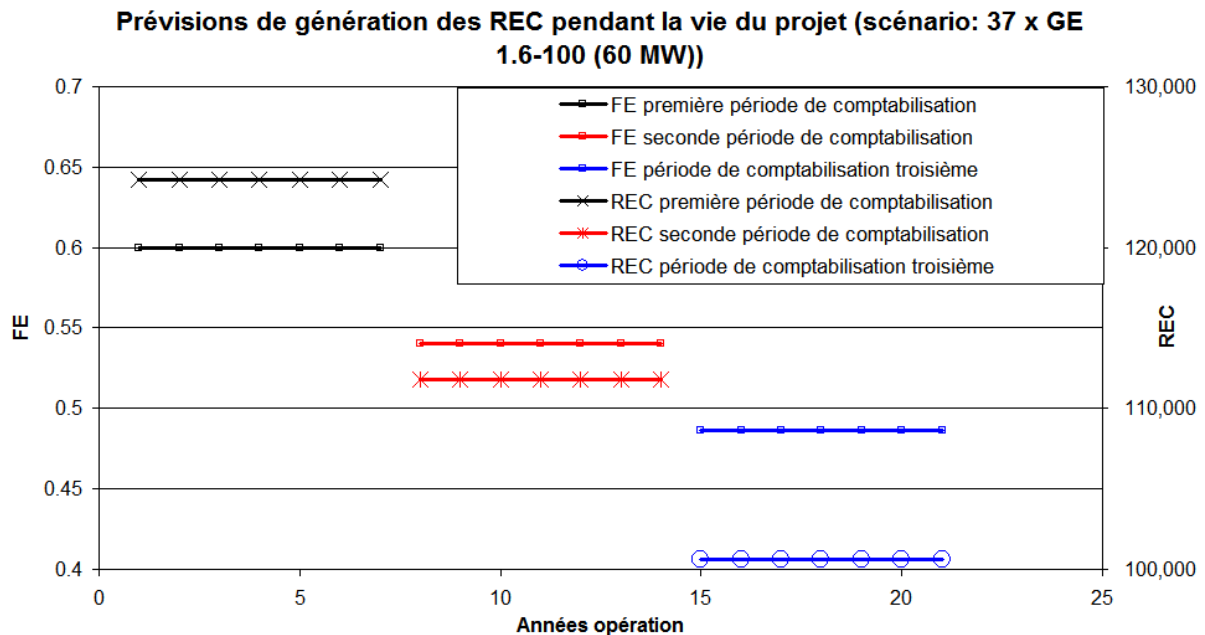


Figure 13 : Prévion de génération des REC pendant la vie du projet

7.6.2 Timing du processus MDP

Le prix par REC dépend fortement des fluctuations et des tendances du marché international. S'appuyant sur de longues années d'expérience, nous pouvons supposer qu'un prix moyen de 14 EUR par REC est raisonnable et devrait être adopté comme prix de référence surtout si on considère le cadre d'évolution du Système Européen de Commerce (SEC) jusqu'en 2020.

Le SEC prévoit que seulement les projets enregistrés après 2012 et émanant des pays les moins développés (par exemple Haïti, Laos et quelques autres pays africains) seraient éligibles au SEC. Le SEC est le marché le plus grand et le plus stable pour les REC.

Tous les projets enregistrés avant la fin de 2012 n'auront pas de problèmes pour la commercialisation des REC au sein du SEC jusqu'en 2020. Toutefois après 2012, une éligibilité au SEC sera beaucoup plus difficile pour de nouveaux projets.

Si la décision de construire une ferme éolienne peut être prise avant mi-2011, le "projet MDP" pour le parc éolien devra être lancé immédiatement, afin d'enregistrer le projet avant la fin de 2012.

En lançant le "projet MDP" pour la ferme éolienne seulement à la fin de 2011 par exemple, l'enregistrement ne sera pas réalisable avant la fin de 2012 et par conséquent le SEC n'acceptera pas ses REC. Cependant les marchés japonais ou américains pourraient accepter les REC à des prix inférieurs et dans le cadre d'un marché moins stable!

Le "projet MDP" peut être considéré séparément de l'exécution du parc éolien. Une fois que la technologie (type de l'éolienne), le planning de l'exécution et l'investissement sont définis, et après l'élaboration d'une évaluation relative au facteur d'émission, un projet MDP peut être enregistré en se référant au document de conception de projet (PDD) même si le parc éolien n'est pas encore installé, ni commandé ou payé.

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

Un projet MDP peut être enregistré déjà avant que le projet ne soit opérationnel et ce seulement sur la base des prévisions de sa planification et après la décision de réalisation.

Toutefois, les étapes et les procédures nécessaires à l'enregistrement des projets MDP pourraient demander des délais de 1,5 à 2 ans ; de nombreuses règles et de nombreux règlements doivent être suivis sans aucune erreur afin de s'enregistrer un projet avec succès.

Par conséquent, il est conseillé de faire appel dès le départ à des experts en matière de MDP qui veilleront au bon développement du projet MDP et seront garant de son exécution et enregistrement en temps voulu et avec succès.

7.6.3 Stratégies de commercialisation des REC

Les REC sont commercialisées par des contrats appelés « accords d'achat de réduction d'émission » (Emission Reduction Purchase Agreement – ERPA). Un tel ERPA peut être négocié et signé à tout moment dès le lancement du MDP. Les REC peuvent être vendues à un prix fixe ou à un prix indexé aux prix « spot » du marché.

Des exemples de différents arrangements commerciaux sont présentés ci-dessous.

7.6.4 Paiements par anticipation

L'acheteur du REC contracte une quantité fixe de certificats à un moment donné et offre des prépaiements anticipés pour ces REC à un taux plutôt bas en raison des risques qu'il encoure en tant qu'acheteur. Le risque est augmenté car le parc / la centrale n'est pas encore réalisé et beaucoup d'étapes sont encore à parcourir avant la mise en service. Une garantie bancaire donnée par le vendeur de REC réduit le risque de l'acheteur et l'assure de la récupération de son argent au cas où le projet ne serait pas réalisé ou ne rapporterait pas la quantité prévue de REC.

Les prix payés par des acheteurs potentiels de REC pour un tel projet dans le cas d'un paiement par anticipation sont compris entre 6,5 et 8 EUR/REC

L'option de paiements par anticipation est attractive et intéressante pour tous les projets qui manquent de capitaux propres mais disposent d'un financement du projet. Toutefois, cette option n'est pas la façon optimale d'accroître les bénéfices financiers du projet ou d'augmenter les revenus de REC.

7.6.4.1 Prix préalablement indexés ERPA

Avec cette option, l'acheteur et le courtier s'engage à partager le bénéfice réalisé par le commerce des REC. Le prix index ERPA fournit au propriétaire du projet un prix de REC qui est indexé sur le prix du marché secondaire des REC à une date prédéfinie d'émission/livraison. La part offerte dans ce cas-ci serait aussi importante que 88 : 12 (propriétaire : courtier). Ceci offre au propriétaire la possibilité de participer au marché de carbone à un haut rendement.

Exemple 1: En fournissant 30.000 crédits de carbone à un prix du marché secondaire de 13,00 EUR; le propriétaire du projet pourrait recevoir: $0,88 * 30.000 * 13,00 \text{ EUR} = 343.200 \text{ EUR}$ par an.

Exemple 2: En fournissant 30.000 crédits de carbone à un prix du marché secondaire de 15,00 EUR; le propriétaire du projet reçoit : $0,88 * 30.000 * 15,00 \text{ EUR} = 396.000 \text{ EUR}$ par an.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Le prix indexé au départ peut être considéré comme étant un contrat à moyen terme et il est conclu la plupart du temps pour une période allant de 5 à 10 ans, ou jusqu'en 2020 dans le cadre du SEC actuellement en place. Il offre une participation transparente et il est considéré à risque limité en cas de fluctuation des prix du marché des REC.

7.6.4.2 Prix préalablement indexés ERPA avec plancher

Ce modèle fournit au propriétaire du projet un certain niveau de garantie de revenu. À la période d'émission/livraison du REC, le propriétaire de projet reçoit au moins le prix plancher fixe par crédit de carbone fourni. En plus le propriétaire du projet reçoit une part indexée de la valeur de REC au prix du marché secondaire à la période d'émission/livraison du REC au cas où les prix secondaires dépassent une certaine valeur. Une autre alternative possible consiste en un arrangement commercial considérant seulement un prix fixe sans plancher ou part supplémentaire, ce qui engendre moins de risques mais des prix inférieurs.

Ceci signifie que le propriétaire du projet reçoit par exemple 4,50 EUR pour chaque crédit de carbone émis plus une part de 50 : 50 (propriétaire : courtier) de la valeur de REC au moment de la livraison, si le prix secondaire de REC excède par exemple 10,00 EUR.

Exemple 1: En fournissant 30.000 crédits de carbone à un prix du marché secondaire de 13,00 EUR, le propriétaire de projet reçoit :

$$30.000 * \text{EUR } 4,50 + 0,5 * 30.000 * \text{EUR } 13,00 = 330.000 \text{ EUR par an.}$$

Exemple 2: En fournissant 30.000 crédits de carbone à un prix du marché secondaire de 15,00 EUR, le propriétaire de projet reçoit :

$$30.000 * \text{EUR } 4,50 + 0,5 * 30.000 * \text{EUR } 15,00 = 360.000 \text{ EUR par an.}$$

Le prix indexé par plancher peut être considéré comme étant un contrat à moyen terme conclu pour une période de 5 à 10 ans, ou jusqu'en 2020 dans le cadre du SEC actuellement en place. Il offre une participation transparente et exclut tous les risques liés à la fluctuation des prix du marché de REC. D'un autre côté il réduit les revenus en cas de tendance ascendante des prix.

7.6.4.3 Commerce de marché concret (OTC)

La dernière option est le commerce de marché concret (OTC). Dans ce cas les certificats sont offerts directement à la bourse des valeurs des REC. Cette option offre les prix les plus hauts et les revenus les plus élevés, mais il n'y a pas protection pour les prix bas de REC au marché secondaire, que permette l'option de planche. Comme dans toutes les formes spéculatives: la variabilité, les risques et la dynamique sont plus élevés et par conséquent les chances de revenu plus grandes.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

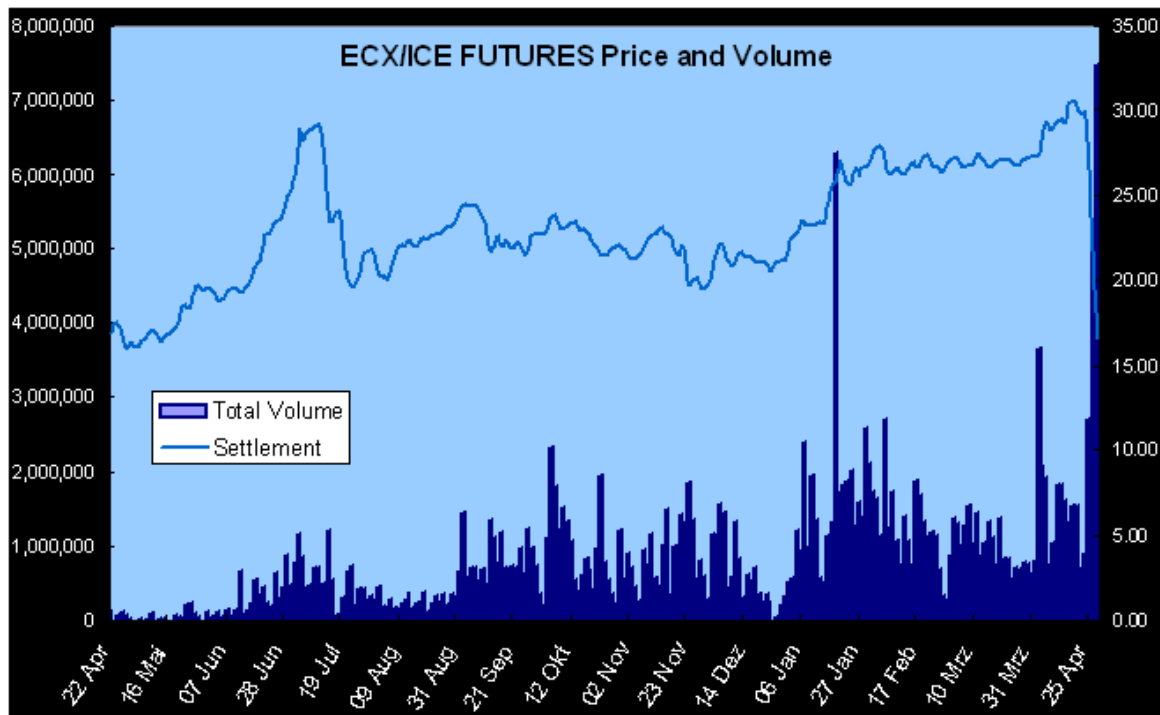


Figure 14 : Nombre et prix de REC commercialisés au marché concret

Les prix oscillent durant les deux dernières années entre 10 et 26 Euros par REC. Actuellement les prix tournent autour de 13 Euros mais il y a 18 mois ils étaient au dessus de 25 Euros. On s'attend également à ce que les prix augmentent encore en raison des demandes élevées de REC dans les pays industrialisés aussi bien qu'en raison des activités économiques plus importantes qui doivent équilibrer leurs émissions de pollution.

Cette option est recommandée pour les propriétaires qui ne dépendent pas des revenus des REC et qui ont la possibilité de spéculer pour augmenter les bénéfices issus des REC.

Les caractéristiques des différents arrangements commerciaux se résumer comme suit:

Tableau 10 : Caractéristiques des différents modèles

Arrangement commercial	Stabilité des prix	Potentiel de revenu
Païement par anticipation	Très haut	Bas
Prix préalablement indexé ERPA	Modéré	Haut
Prix préalablement indexé ERPA avec plancher	Haut	Modéré
OTC	Bas	Très haut

Plus la garantie de stabilité des prix d'un modèle commercial est faible, plus le revenu potentiel est important.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

7.6.5 Coûts de développement de projets MDP

Les coûts de transaction pour le développement et l'administration d'un projet MDP peuvent être résumés comme suit:

Tableau 11 : Coûts prévus de transaction de MDP

Tâche	Coût de l'alternative 1 [EUR]	Coût de l'alternative 2 [% de REC émis comme honoraires de succès]
Elaboration de PIN	2.200	13%
Écriture de PDD, incl. le monitoring	33.500	
Assistance du consultant en matière de validation	8.900	
Validation DOE	26.000	26.015
Enregistrement (premiers 15k REC : 0,1USD/REC, puis 0,2USD/REC)	34.500	environ 13%
Service de négociations des REC	11.200	4%
Vérification périodique tous les 7 ans	11.200	11.149
Somme	127.500	17% de REC comme honoraires de succès + 37.165 pour les vérifications

Dans beaucoup de cas, il est possible d'incorporer les acheteurs du REC potentiel (entrepreneurs d'ERPA) pour prendre en charge l'ensemble ou une partie de ces coûts. Naturellement l'acheteur de REC fera un peu baisser le prix de REC pour récupérer ses dépenses, mais d'un autre côté le propriétaire du projet n'aura pas besoin de payer tous ces coûts au départ.

7.6.6 Stratégie recommandée pour le MDP

La principale recommandation à faire est de lancer le processus de MDP le plus tôt possible afin de pouvoir bénéficier du Système Européen de Commerce, avec ses prix avantageux de REC et la stabilité la plus élevée qu'offre ce marché.

Si aucun fonds propre n'est nécessaire, la quantité émise de REC devrait être négociée d'une manière mixte afin d'abaisser les risques et de maintenir la possibilité de bénéficier des tendances ascendantes des prix. Un exemple d'une distribution bien équilibrée du point de vue risques est la suivante:

2012-2020: 75 % de REC contractés en prix indexés ERPA avec plancher

2012-2020: 25 % de REC non contractés mais commercialisés en OTC

2020- clôture du projet MDP : négocié selon les occasions du marché.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

En temps voulu, des consultants devraient être engagés pour fournir l'assistance nécessaire pour les aspects administratifs, techniques et économiques du MDP. Les consultants devraient être indépendants de fonds spécifiques de REC ou d'acheteurs potentiels, étant donné qu'uniquement un conseiller indépendant peut optimiser les revenus de REC et négocier un bon contrat ERPA avec des risques minimales pour le propriétaire de projet.

Tableau 12 : Revenu du MDP

MDP		2013	2014	2015	2020	2025	2030
Production énergie	(kWh p.a.)			206.999.400	206.999.400	206.999.400	206.999.400
Kg CO ₂	Kg CO ₂			124.199.640	124.199.640	112.908.764	103.499.700
t CO ₂	t CO ₂			124.200	124.200	112.909	103.500
Revenus de MDP	EUR			621.000	621.000	565.000	518.000

7.6.7 Acheteurs / financiers possibles

Il y a un grand nombre d'acheteurs sur le marché des REC. Certains d'entre eux sont décrits ici à titre d'exemples.

La **Banque Mondiale** a acheté les REC de la centrale éolienne à Sidi Daoud.

L'équipe **Carboncredits.nl** achète des REC pour les Pays-Bas. Carboncredits.nl a été un pionnier dans le domaine de l'achat des réductions d'émissions et possède une vaste expérience avec les mécanismes flexibles du protocole de Kyoto.

Carboncredits.nl a contracté deux projets MDP. Les projets sont traités par une procédure de passation des marchés après qu'un appel d'offres ait été émis. Actuellement, aucun appel d'offres n'a été placé.

CO₂e est un courtier, leader mondial des émissions de gaz à effet de serre et des allocations de crédits. Cantor Fitzgerald et Mitsui sont les propriétés de CO₂e, et sont situés en Europe, Amérique du Nord, le Japon et le Chili.

CO₂e aide ses clients à financer les énergies renouvelables et la réduction des émissions des projets à travers le monde, les ventes à terme de crédits d'émissions et d'autres instruments environnementaux. CO₂e a accès à une vaste gamme d'acheteurs à travers le monde.

European Carbon Fund (ECF) contribue au financement de projets qui aident à combattre le changement climatique en réduisant les gaz à effet de serre à travers le monde. L'objectif principal de l'ECF est d'investir dans les actifs carbone qui sont fondés sur le marché des gaz à effet de serre ainsi que sur les instruments de réduction des émissions du Protocole de Kyoto et le système européen d'échange des émissions de l'Union.

Initié en 2004 par deux grandes banques européennes (Caisse des Dépôts - France et Fortis Bank - Belgique / Pays Bas) et géré par Natixis Environnement & Infrastructures, ECF a levé avec succès en 2005 EUR 142,5 millions auprès de plusieurs institutions financières.

Le **IFC-Netherlands Carbon (CDM) Facility** est un arrangement en vertu duquel le IFC achète des REC pour le compte du gouvernement des Pays-Bas en utilisant le MDP du Protocole de Kyoto. Les Pays-Bas se servent de ces réductions d'émissions pour aider à respecter ses engagements en vertu du Protocole de Kyoto et ont alloué 44 millions pour cet

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

instrument afin de fournir des revenus supplémentaires aux projets admissibles qui produisent des réductions d'émissions dans les pays en voie de développement. Les achats de REC facilitent la réduction des émissions à travers des contrats à long terme jusqu'en 2012, avec une quantité minimale de 1 million de REC sur la durée du contrat. Parmi les projets admissibles comptent ceux basés sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la capture du méthane de commutation de carburant et la réduction des émissions industrielles.

La Banque Mondiale / Carbone Finance Unit (CFU) Cette initiative fait partie du vaste effort mondial de lutte contre le changement climatique, et va de pair avec la Banque Mondiale et la mission de son ministère de l'environnement pour réduire la pauvreté et améliorer le niveau de vie dans le monde en développement. La CFU utilise l'argent versé par les gouvernements et les entreprises des pays de l'OCDE pour acheter des REC des projets de réduction des émissions dans les pays en voie de développement et les pays à économie en transition. Les réductions d'émissions sont achetées par l'un des fonds carbone de la CFU, au nom du donateur, et dans le cadre du mécanisme du protocole de Kyoto pour un développement propre (MDP).

Pour la suite la différence est à faire entre une vente à crédit comme part d'un montage financier ou une vente pendant la phase d'exploitation.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

8 GARANTIES ET ASSURANCES

Pour le financement d'un tel projet de nombreux risques présentent des obstacles. Il s'agit notamment de:

- Absence ou mauvaise qualité de l'information, comme météo ou technologie des données historiques, qui est nécessaire aux prêteurs et assureurs dans l'évaluation de la viabilité d'un projet d'énergie renouvelable.
- Risques opérationnels et incertitude réglementaire.

Les risques associés aux projets d'énergie renouvelable, indépendamment de leur taille, peuvent être classés comme suit:

- Réglementation et questions de politique qui favorisent les sources d'énergie conventionnelles et insécurité de la législation à l'égard de contrats de décollage / feed-in law.
- Distorsions du marché de l'énergie: aides financières directes et traitement fiscal préférentiel pour les industries des combustibles fossiles; pas de réduction du taux de la valeur ajoutée sur les composants des équipements d'énergie renouvelable et absence d'autres incitations fiscales.
- Lacunes dans les cadres politiques, les structures juridiques et institutionnelles en faveur des énergies renouvelables.
- Problèmes de crédit, ténors de prêts insuffisants et manque de structures susceptibles d'être financées.

Phase de construction

Au cours de la phase de construction des projets d'énergie éolienne il ya une variété de polices d'assurance disponibles qui fournissent une couverture large et exhaustive. Les formes d'action disponibles pour la gamme d'énergie éolienne englobent des produits "off the shelf" jusqu'à des produits sur mesure, qui prennent davantage en compte les besoins spécifiques du projet.

Un «paquet» d'assurance couvre le projet pour tous les risques de pertes ou dommages matériels (Construction Tous Risques - CAR) pour un large éventail d'activités associées au projet, depuis le stade de fourniture au début des opérations, y compris les engagements de tiers et la perte de recettes en raison du retard dans le démarrage.

Phase opérationnelle

Au moment où une éolienne est mise en service, un autre type de police d'assurance «tous risques opérationnels» prend effet. Cette assurance donne une protection contre tous les risques de pertes ou dommages matériels (y compris les catastrophes naturelles) ; de plus l'assurance tous risques opérationnels fournit une couverture pour:

- Dommages à la stabilité des éoliennes, y compris toutes les infrastructures électriques, mécanique et ventilation électrique des turbines.
- Interruption de l'activité causée par une perte ou des dommages physiques de toute partie du parc éolien, stabilité des éoliennes ou sous-station.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Manque à gagner - l'assurance couvre les recettes brutes, le bénéfice et / ou remboursement de la dette ainsi que d'autres formes d'incitation financière, y compris les crédits d'impôt.
- Lignes aériennes de transmission et de distribution - la couverture est normalement limitée à environ 1.000 mètres.
- Caractéristiques techniques pour minimiser les dommages associés aux phénomènes météorologiques tels vent, foudre, etc.

Retard de la mise en service / interruption de l'activité

Les retards dans la construction et la mise en service sont des points d'autant plus sensibles pour les financiers que les intérêts sur emprunt courent et que les remboursements peuvent être mis en danger.

De plus les assureurs sont préoccupés par:

- Pertes ayant lieu dans les locaux des fournisseurs
- Dommages aux équipements pendant le transport
- Dommages aux équipements en cours d'installation.

Cela a conduit les assureurs à développer une bonne expérience des principales raisons de retard dans la mise en service des parcs et des mesures d'atténuation possibles pour réduire ou éviter des pertes importantes.

Un retard du projet pourrait signifier que les fenêtres météorologiques ne pourront pas être exploitées comme prévu, ce qui pourrait retarder le projet de façon considérable. Les assureurs s'inquiètent d'une éventuelle période d'interruption due à des conditions météorologiques défavorables.

Les risques technologiques - couverture de pièces défectueuses

Une couverture pour « pièces défectueuses » est faisable mais cette assurance devient de plus en plus difficile avec l'augmentation de la taille des turbines parce que les détails sur l'historique du fonctionnement doivent être fournis. Toutefois, les assureurs sont susceptibles de fournir une couverture pour les dommages résultants de pièces défectueuses ou pour défauts de fabrication. Les garanties de fabrication sont un instrument essentiel de la gestion des risques sur lequel la plupart des assureurs et fabricants de turbines insistent en transférant le risque de la technologie au fabricant d'une composante. Ces assurances peuvent couvrir jusqu'à 5 ans.

Assurance de la ressource éolienne

Comme les recettes du parc éolien sont basées sur la puissance produite par les éoliennes, qui sont à leur tour dépendantes de la ressource éolienne, tout écart de vitesse du vent attendu est une préoccupation majeure pour les investisseurs en actions et / ou bailleurs de fonds. Puisque l'électricité produite par les éoliennes est en corrélation directe avec la vitesse du vent, les déviations par rapport aux prévisions sont l'objet d'une protection intéressante pour les financiers. Une assurance de la ressource éolienne, couvrant la perte financière subie en raison des écarts de vitesse du vent, exige que ces données de vent et les techniques de mesure soient suffisamment solides pour permettre ce type d'assurance. Lors de l'examen des risques dans le cadre de projets d'énergie éolienne dans les pays les moins avancés, il apparaît que les coûts d'assurance sont souvent nettement plus élevés en raison d'un manque de qualité des séries de données à long terme.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les assureurs acceptant de couvrir un parc éolien en exploitation sont peu nombreux. Il faudra pourtant faire appel à eux une fois passée la garantie constructeur, qui généralement s'étend sur les 2 premières années d'exploitation du parc éolien.

La garantie sur le bris interne couvre le remplacement des pièces dont l'usure anormale aura été détectée lors d'une visite de maintenance préventive. Elle indemnise également le manque à gagner consécutif à l'arrêt éventuel de l'exploitation éolienne (de l'ordre de 6.000 EUR / MW / an).

La garantie sur le bris externe couvre le remplacement des pièces dont l'usure anormale aura été détectée par l'exploitant de l'éolienne en dehors d'une visite de maintenance préventive. La perte de production liée à la défectuosité de ces pièces sera également indemnisée (de l'ordre de 6.000 EUR / MW / an).

La performance indique le temps durant lequel une éolienne doit normalement fonctionner. Une courbe de performance récapitule la production normale de l'éolienne en fonction de chaque vitesse de vent. L'écart entre la performance établie et la production réelle s'appelle la disponibilité. Dans l'hypothèse où la production d'énergie d'une éolienne se révélerait être inférieure à la courbe de performance (à hauteur de l'engagement contractuel), la garantie sur la disponibilité couvrirait la perte de bénéfice correspondant. Une garantie de disponibilité souscrite pour 95% indemnise l'exploitation éolienne dans l'éventualité où sa production énergétique réelle n'atteint pas le seuil de 95% de la production indiquée sur la courbe de performance (maintenance préventive + garantie performance : de l'ordre de 1.500 EUR / MW / an).

La protection financière nécessaire à l'exploitation d'un parc éolien est apportée par 3 garanties :

- **Garantie de dommages aux biens** dont la finalité est de dédommager le maître d'ouvrage, exploitant du parc éolien, dans la situation patrimoniale qui aurait été la sienne si le sinistre n'avait pas eu lieu.
- **Garantie « pertes de recettes »** qui indemnise les pertes financières consécutives à un arrêt total ou partiel de la production, suite à un événement assuré par le contrat dommages aux biens.
- **Garantie responsabilité civile exploitant** et après **livraison** pour les dommages corporels, matériels et immatériels causés aux tiers.

Risques politiques

Du point de vue des financiers internationaux, certains risques politiques sont à considérer, ainsi qu'illustré ci-dessous.

- **Non transfert et non convertibilité en devises**
Protège l'investisseur contre les pertes qui pourraient découler de l'impossibilité de convertir en devises ses avoirs en monnaie nationale (capital, intérêts, principal, bénéfices, redevances et autres revenus liés à l'investissement) aux fins de transfert hors du pays d'accueil. Il couvre le risque de retard excessif dans l'obtention des devises suite à une action ou une omission de la part du gouvernement du pays d'accueil
- **Expropriation**
Protège contre les pertes liées à des actions du gouvernement du pays d'accueil ayant pour effet de priver l'investisseur de tout, ou une partie, de la propriété ou du

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

contrôle de son investissement, ou des droits liés à cet investissement. Outre le risque de nationalisation et de confiscation pure et simple, la garantie couvre également le risque d'expropriation dite "rampante" — c'est-à-dire une série d'actions qui, à terme, ont le même effet qu'une expropriation.

- **Conflits armés et troubles civile**

Couvre les pertes résultant de la dégradation, de la destruction ou de la disparition de biens corporels à la suite d'actions militaires ou de troubles civils dans le pays d'accueil ayant une motivation politique (par exemple, révolutions, insurrections, coups d'état, actes de sabotage et de terrorisme). Cette couverture couvre aussi les événements qui interrompent les activités essentielles à la viabilité financière du projet, et ce, pour une période déterminée dans le contrat d'assurance. La couverture contre le risque d'interruption des opérations s'applique lorsqu'il en résulte une perte totale.

- **Rupture de contrat**

Couvre les pertes pouvant découler de la décision du gouvernement du pays d'accueil de résilier ou de dénoncer un contrat avec l'investisseur ou l'entreprise sur laquelle porte le projet. En cas de conflit, l'investisseur doit avoir recours à l'arbitrage et obtenir une indemnisation. Si, au terme d'un délai spécifié, l'investisseur n'a pas reçu de paiement compensatoire, ou en cas de non fonctionnement de la procédure d'arbitrage par suite de mesures prises par le gouvernement du pays hôte, une indemnité est versée.

Ces risques peuvent être assurés avec des « garanties de risque partiels » surtout par les différentes IFI comme la MIGA du groupe BM (voir ci-dessous). Le taux de prime se décide au cas par cas en fonction du risque. Il peut varier entre 30 et 100 points l'an par risque couvert (jusqu'à 150 points dans certains cas).

9 ÉVALUATION DES RESSOURCES DE VENT A THALA

Ainsi que décrit, la mission d'évaluation des sites a été effectuée en Tunisie du 27.06.2010 au 9.07.2010 (voir le rapport n° Pro-3-7-0210-198 du 01.09.2010). L'équipe de consultants a procédé à la visite de neuf sites où des mâts de mesure du vent ont déjà été installés durant les années antérieures.

L'objectif est de décrire les sites et de les évaluer en fonction de leur aptitude à la production d'énergie éolienne, en prenant en considération la conception d'un parc éolien de d'une capacité à installer de 60 MW d'une part et de 120 MW d'autre part.

Tous les sites visités et décrits dans le rapport mentionné ci-dessus, ont fait l'objet d'une étude basée sur l'adéquation de chacun de ces emplacements à l'exploitation de l'énergie éolienne en prenant en considération les facteurs suivants:

- Ressources de vent et qualité de données,
- Régime de vent à long terme,
- Expansion de terrain aussi bien que rugosité de franchise, de complexité et de surface
- Espace disponible pour implanter des capacités éoliennes de 60 MW et de 120 MW,
- Infrastructure disponible et voisine des sites concernant :
 - l'accès (tous assez bon),
 - le raccordement au réseau électrique,
- Stratégie nationale.

En s'appuyant sur les résultats de cette évaluation, les agences contractantes (la GTZ et l'ANME) ainsi que les Entreprises Grosses Consommatrices d'Electricité (EGCElec) ont opté pour le choix du site de « **Thala** » comme site de référence pour réaliser l'étude de faisabilité. Les caractéristiques du site sont décrites en détail dans le chapitre 11.5.1.

Le présent chapitre porte sur la détermination de la meilleure configuration pour la ferme éolienne prévue à Thala, petite ville tunisienne située à environ 30 kilomètres à l'est de la frontière algérienne.

En se référant aux mesures des vents relatifs à ce site, effectuées durant une période d'une année et demi, et à une corrélation des données du vent à long terme, le potentiel d'énergie a été évalué pour deux capacités (120 MW et 60 MW) et 3 différents modèles d'aérogénérateurs.

Les trois modèles d'aérogénérateurs considérés sont :

- GE1.6-100 (1,6 MW, hauteur de moyeu de 100 m)
- Siemens SWT 2.3-101 (2,3 MW, hauteur de moyeu de 100 m)
- Vestas V90 (2,0 MW, hauteur de moyeu de 105 m)

Par conséquent, 6 configurations de fermes éoliennes ont été évaluées au total dans le cadre de cette étude.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

9.1 Description de l'installation de mesure du vent à Thala

Les mesures du vent au site de Thala ont été effectuées durant la période allant du mois décembre 2002 au mois de mars 2004.

Les détails relatifs à ces mesures sont décrits dans le rapport:

- PNUD / FEM – ANME:
 Projet: 01-3-7-002; "Rapport d'analyse annuelle des observations de sept mâts de mesure en Tunisie"; 02.2004

Les coordonnées du site sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 13 : Coordonnées du site de Thala

Site	N	E	Hauteur au dessus de la mer [m]
Thala	35° 33' 00"	08° 41' 12 "	~ 1.066

La visite effectuée au site a permis d'obtenir les informations concernant le terrain et les obstacles possibles. En plus des données collectées durant la visite, les sources d'informations topographiques suivantes ont été employées pour décrire l'emplacement du mât de mesure et du terrain environnant:

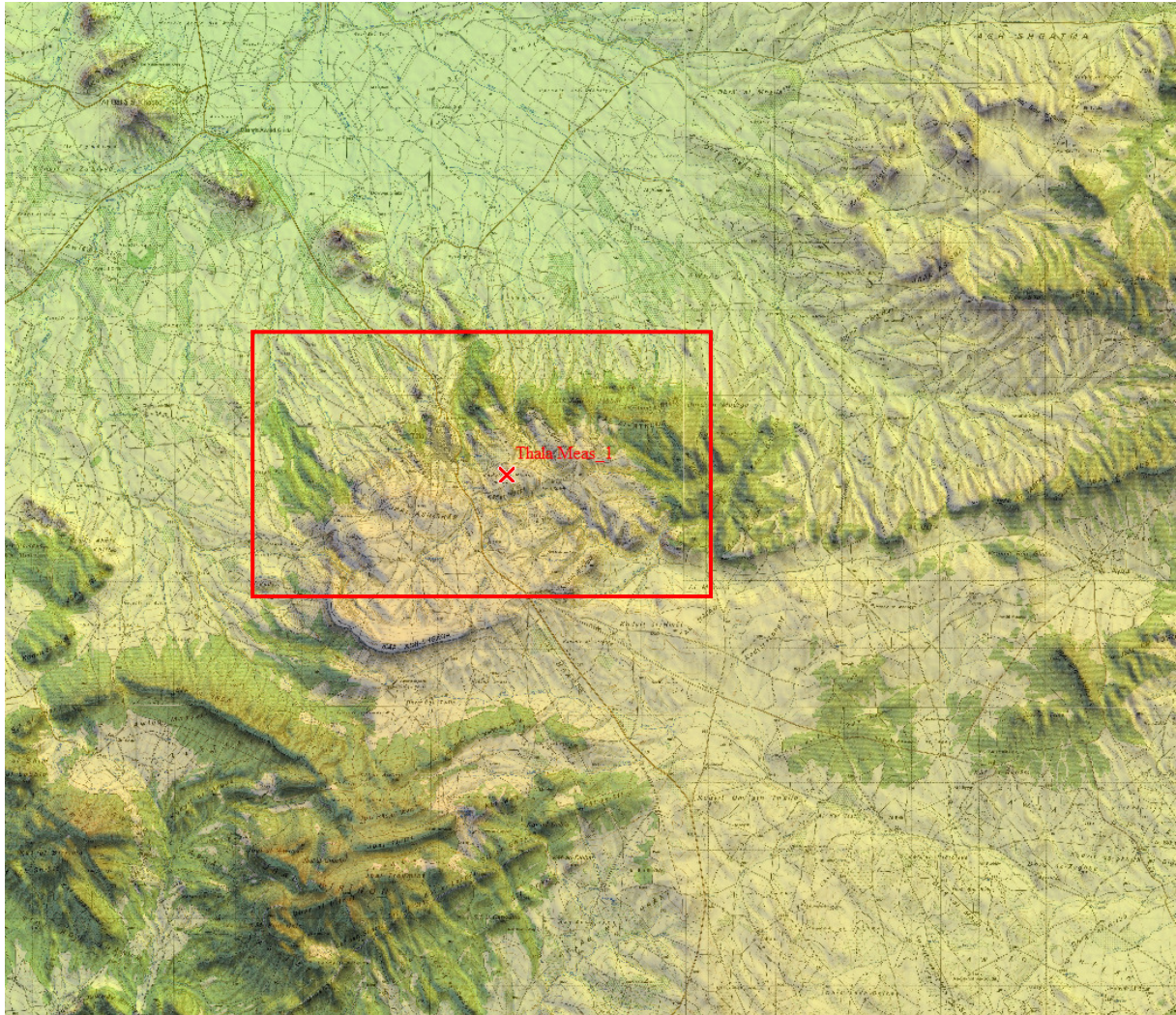
- Carte topographique référencée scannée de la zone,
- Images satellites du WindPro 2,6,
- Images satellites de Google Earth®,
- Modèle orographique (basé sur des données de SRTM, vérifiées par German ProfEC),
- Carte de rugosité (élaborée par German ProfEC en se référant aux cartes topographiques).

Le site de Thala est situé dans la partie ouest de la Tunisie, à environ 240 km vers le sud-ouest de la capitale Tunis et à environ 30 kilomètres à l'est de la frontière algérienne. Les cartes topographiques suivantes représentent le site de mesure à Thala.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie



Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie



Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

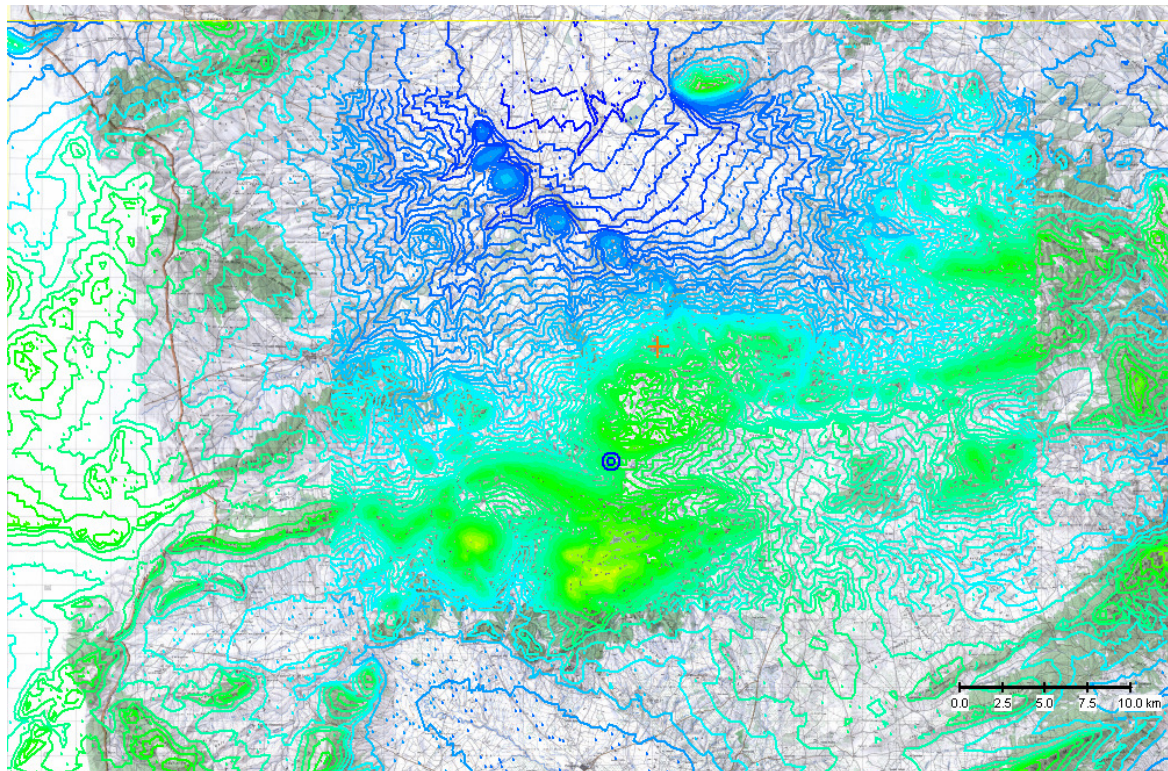
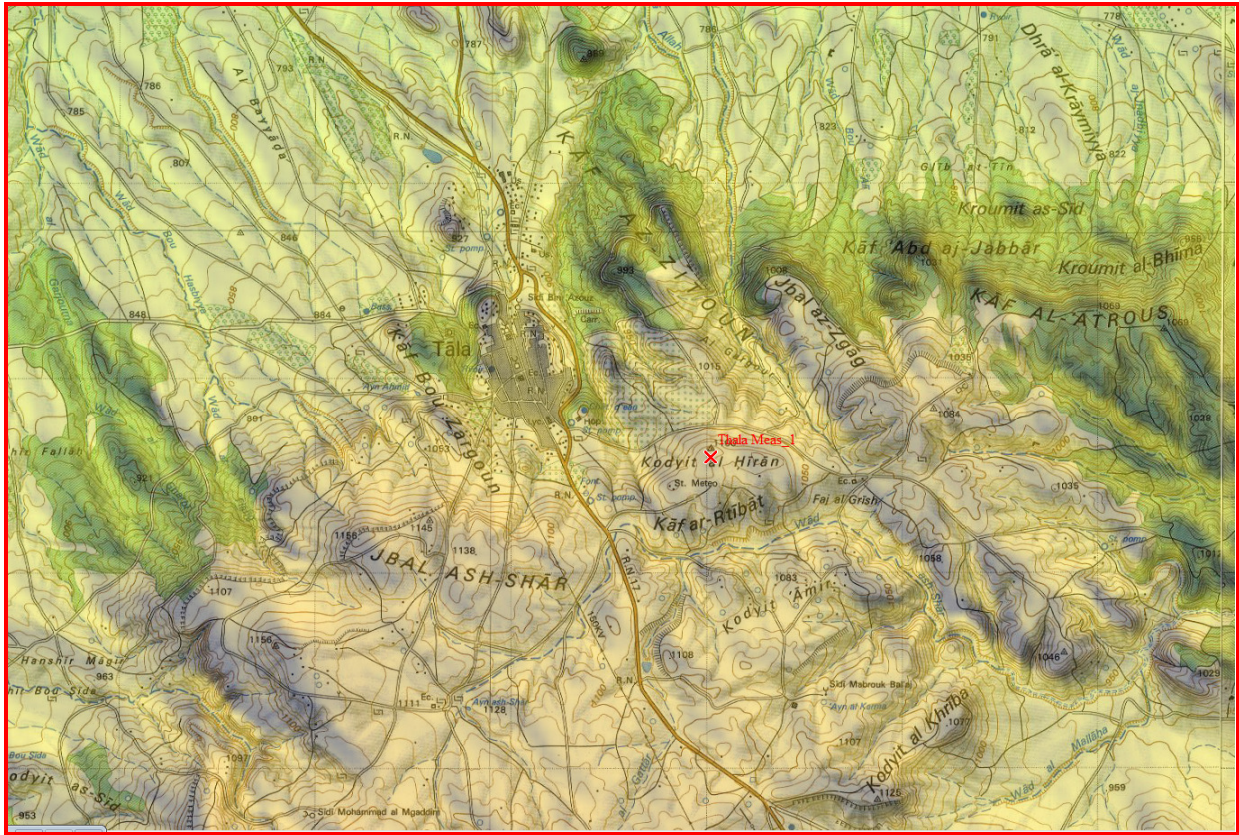


Figure 15 : Cartes topographiques montrant la complexité du terrain au site de mesure de Thala (croix rouge)

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les autres caractéristiques observées au niveau du site sont décrites dans le tableau suivant.

Tableau 14 : Caractéristiques du site de mesure de Thala

Nom du site	Thala
Date	07/07/10
Inspecté par	Andreas Jansen, German ProfEC GmbH
Coordonnées du point photo sur le site éolien proposé (GEO WGS 84)	X / Longitude: 8° 41' 28.5"
	Y / Latitude: 35° 33' 44.3"
	Z / h.ad.n.m. (hauteur au-dessus du niveau des mers): ~ 1.092 m
Mât sponsorisé et opéré par	PNUD - ANME
Période des mesures	9.12.02 - 02.03.2004
Vitesse moyenne du vent à 40 m h.ad.n.s. (Vitesse maximale annuelle moyenne durant la période des mesures) [m/s]	7,2 m/s
Surface	Zone non cultivée, uniforme, terrain accidenté avec faible rugosité. La surface est couverte de sable, d'herbe et souvent d'autres végétations jusqu'à 20 cm de hauteur.
Complexité du terrain	Terrain assez lisse avec des différences jusqu'à 100 m de hauteur dans les secteurs est, sud et ouest. Uniquement vers le nord le terrain chute vers le bas de 200 m sur une distance de 2 km. A 2 km vers le nord-ouest et à un niveau inférieur de 100 m par rapport au site de mesure, se situe le village de Thala. Derrière le village, le terrain se penche vers le bas pour une autre chute de 200 mètres le long d'environ 7 km jusqu'à une grande vallée, s'étendant vers le nord-ouest à environ 9 km de chaque côté, À environ 6 km au sud-ouest, se lève une extension de collines plus élevées et plus complexes Vers le sud, le terrain chute doucement le long d'environ 1 km et s'élève jusqu'à la colline suivante à environ 1,5 km.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Rugosité de la surface	Surface uniforme à faible rugosité. La surface est couverte par du sable, de l'herbe et souvent d'autres végétations jusqu'à 20 cm de hauteur. Exception faite vers l'ouest et le sud-ouest où le village de Thala provoque une rugosité de terrain plus élevée. A environ 10 km à l'ouest-sud-ouest se trouve une forêt.
Extension de la zone proposée	La zone est assez ouverte et étendue vers toutes les directions. Uniquement les grandes collines dans les secteurs vers le Sud-est peuvent limiter l'espace à environ 6 km. Il y a assez d'espace disponible pour un projet de ferme éolienne de 60 ou 120 MW.
Information sur les conditions du sol et du terrain (pour les fondations des turbines éoliennes)	Roches couvertes de sable et de petites pierres.
Infrastructure	Route goudronnée principale au sud et à environ 2 km.
Niveau de tension [kV]	A l'ouest et une distance d'environ 3 km, on trouve une ligne de 150 kV. Vers le nord, à environ 36 km, une ligne 225 kV ainsi qu'une ligne 90 kV.
Accès au site	Bon accès
Transport et installation	Pas de problèmes
Passages étroits ou routes et ponts porteurs	Non concerné
Station météorologique voisine	THALA (~2 km Sud) X: 8° 40' 58.8" E Y: 35° 33' 0.0" N Z: ~1092 m KASSERINE (~50 km S-E) X: 8° 27' 0.0" E Y: 35° 09' 0.0" N Z: ~707 m KASSERINE (~45 km Sud) X: 8° 48' 0.0" E Y: 35° 10' 58.8" N Z: ~690 m EL KEF (~62 km Nord) X: 8° 42' 0.0" E Y: 36° 07' 58.8" N Z: ~518 m

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Panorama photographique du site de mesure



Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie



Figure 16 : Vues panoramiques prises au site de mesure de Thala

Thala est entouré par des terres non cultivées. La surface est couverte de sable, d'herbe et souvent d'autres végétations pouvant atteindre jusqu'à 20 cm de hauteur. A environ 10 km vers l'ouest-sud-ouest se trouve une forêt.

Dans un rayon de 5 km à proximité de la ferme éolienne, le terrain s'étend du plat au montagneux avec des altitudes entre 700 m et 1.200 m au-dessus de niveau de la mer. En général le terrain est évalué comme semi-complexe. Concernant l'utilisation des terres, la proximité environnante peut être considérée comme désertée et interrompue de terrains agricoles et de vastes forêts.

A proximité du mât de mesure de Thala et des positions des turbines, la région est ouverte, non cultivée et à faible rugosité. Elle est interrompue par quelques zones forestières ou ayant une activité agricole. Il n'y a aucun obstacle significatif dans la surface de la ferme éolienne. L'orographie est caractérisée par un terrain plat à l'est, sud-est et au sud et par de petites vallées et collines à l'ouest, le nord-ouest et le nord de la zone de la ferme éolienne.

Près du site, on trouve une station météo avec une expérience de 30 ans de mesures journalières du vent. Le schéma 6 suivant, montre les positions du mât de mesure et de la station des données météo à long terme.

Le mât de mesure a été placé à 2 km au sud-est du village de Thala. La station météorologique utilisée pour la corrélation à long terme se trouve à 3 km du village dans la direction nord-ouest. La distance entre le mât de mesure et la station météorologique est d'environ 3 km.

L'illustration ci-dessous fournit une vue d'ensemble de la situation orographique dans les zones environnant le mât de mesure de Thala.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

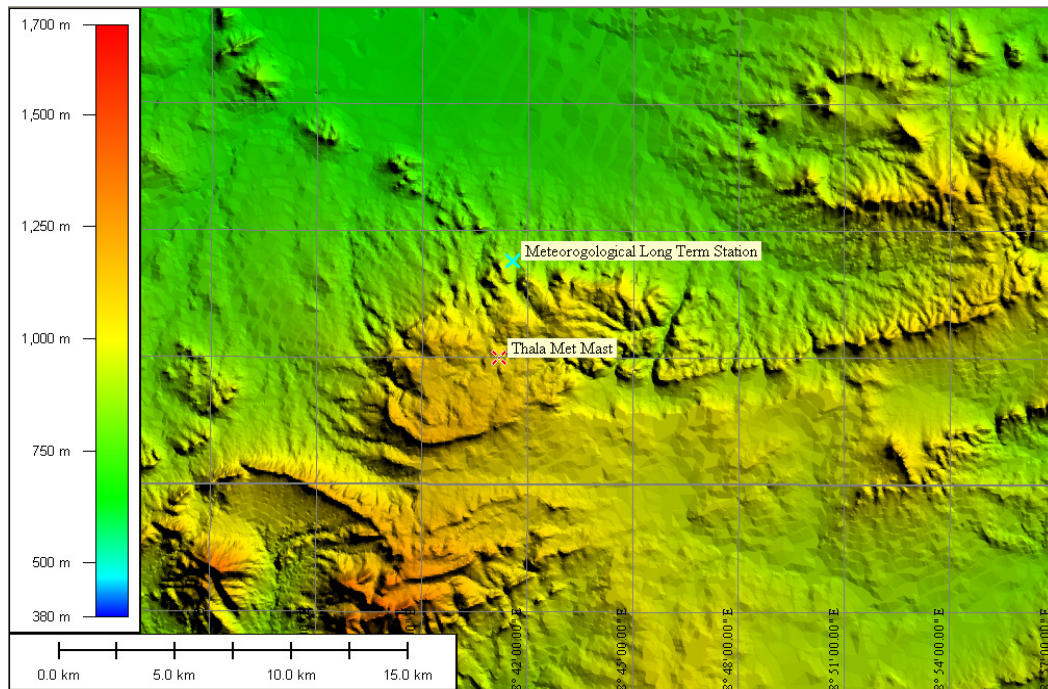


Figure 17 : Vue d'ensemble de l'orographie autour du mât de Thala (rouge) et de la station météorologique (couleur turquoise)

En résumé, l'évaluation du site a permis de révéler les principales caractéristiques suivantes:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

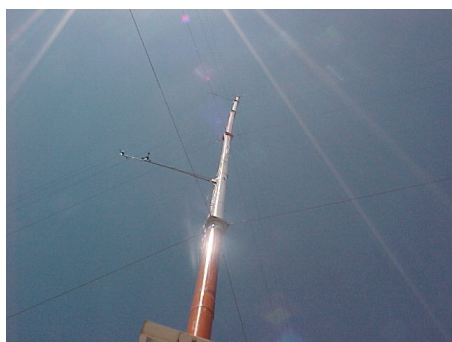
Tableau 15 : Résumé des caractéristiques principales du site de mesure de Thala

Site Caractéristique	Thala Meas_1
Ressource éolienne à 40m [m/s]	7,2
Qualité des données	Assez bonne
Climat éolien à long terme	Vitesse du vent mesurée légèrement surestimée de 3-5 %
Validité de l'espace et expansion du terrain	Bonne pour 60 MW et 120 MW.
Accès	Très bon
Raccordement au réseau	Bonne. A environ 3 km il existe une ligne de 150 kV et une autre ligne de 225 kV se situe à environ 36 km. La connexion est possible que se soit pour 60 MW ou 120 MW. Pour les 120 MW, une alternative se présente et consiste à se connecter à Tajerouine, à environ 38 km vers le nord.

9.1.1 Installation de mesure

9.1.1.1 Description générale du mât de mesure

Les calculs sont basés sur les données de mesure des ressources de vent collectées au site de Thala. Sur les photos suivantes du mât de mesure, on peut observer les détails de l'installation:



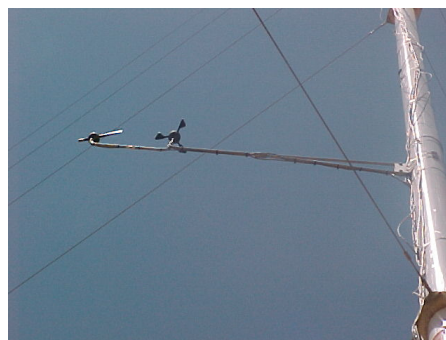
A



B



C



D

Figure 18 : Détails de l'unité de mesure installée à Thala

Le tableau suivant donne une vue d'ensemble sur le site et la campagne de mesure.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 16 : Information de la campagne de mesure du vent à Thala

Site de mesure / Hauteur du mât	UTM, WGS84, Zone 32		Hauteur au dessus de la mer [m]	Période des mesures
	X [m]	Y [m]		
Thala / 40m	472.008	3.935.531	1.066	09/12/2002 to 02/03/2004

Pendant la visite du site, le mât de mesure de Thala a été déjà démantelé.

Sur le mât de Thala, 3 anémomètres et 3 palettes de vent ont été installés. Près de ces sondes, un thermomètre a été monté pour mesurer la température. Les détails relatifs au système entier de mesure du vent sont:

Tableau 17 : Informations relatives à la campagne de mesure du vent à Thala, mât de mesure à 40 m

Sonde	Signal	Hauteur au dessus du sol [m]	N° de série	Date de calibrage	Direction de la perche [°]	Longueur de la perche [m]
Anémomètre NRG #40	WS1	40	9133	08/09/2001	TOP	–
	WS2	30	N/A	N/A	290	~ 1.5*
	WS3	10	N/A	N/A	285	~ 1.5*
Girouette NRG 200P	WD1	40	N/A	N/A	N/A	~ 1.5*
	WD2	30	N/A	N/A	290	~ 1.5*
	WD3	10	N/A	N/A	285	~ 1.5*
Thermomètre NRG #110S	T	10	N/A	N/A	–	–

* estimation faite à partir des photos et de l'information de système de NRG

Les perches sont d'une longueur d'environ 1,5 m. Pour les hauteurs de 10 et 30 m, les anémomètres ont été montés à une distance de 1,2 m du bord de mât et la girouette est derrière à 0,3 m (voir figure 21, photo D). La perche verticale est d'environ 25 centimètres de hauteur. La conception et l'installation des mesures ne respectent pas les critères bancables pour des mesures de vent.

Selon les informations données par le fournisseur du mât de mesure et par la société ayant accompli la campagne de mesure, une protection contre la foudre a été installée sur le mât.

La campagne de mesures n'a pas respecté tous les critères de l'CEI et les bonnes pratiques du secteur d'énergie éolienne. Les déviations suivantes ont été constatées:

- L'anémomètre supérieur a été installée trop près du dessus du mât et trop près de la protection contre la foudre et a donc été dérangé.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Pour les hauteurs de 10 et 30 m, la girouette et l'anémomètre de vent ont été installés sur la même perche, se perturbant ainsi mutuellement.
- Selon les informations disponibles, au moins deux anémomètres n'ont pas été calibrés (30 m, 10 m). Cependant pour l'anémomètre supérieur il était possible de suivre l'information et le rapport disponible de calibrage été associé à l'anémomètre installé.
- La protection contre la foudre semble être installée trop près de l'anémomètre supérieur.
- La longueur de perche est trop courte.

Tous ces faits mènent en général à une sous-estimation des mesures de vitesse de vent dont il sera tenu compte au niveau de l'analyse d'incertitude.

9.1.1.2 Description des données enregistrées

La fréquence de mesure pour toutes les entrées est inconnue. La moyenne des intervalles était de 10 minutes. Les moyennes et les écart-type ont été enregistrés pour toutes les entrées.

Selon l'information de données brutes, des fonctions de transfert ont déjà été appliquées aux données, bien que seulement l'anémomètre supérieur ait été calibré pour cette campagne de mesure.

Pour les données brutes des autres anémomètres une fonction générique de transfert a été appliquée, qui semble correspondre au calibrage standard d'une série de NRG.

Selon les informations fournies aucun changement n'a été fait au niveau de l'installation pendant la campagne de mesure effectuée à Thala entre Décembre 2002 et Mars 2004.

9.1.2 Analyse et nettoyage des données

9.1.2.1 Analyse des données mesurées

Avant de commencer à travailler avec les données au niveau de WindPro, un processus de nettoyage a eu lieu afin de détecter et éliminer les données erronées, de reconstruire, si possible, les données manquantes et de corriger l'influence de la déformation des résultats due à l'installation des sondes.

Dans la section suivante, ce processus d'analyse de données et des résultats sera décrit en détail.

9.1.2.2 Analyse de données, nettoyage et processus de synthèse

Les analyses des données mesurées ont été effectuées avec le tableur Microsoft Excel, la version 2.7.473 de WindPRO et WASP 9.

Le traitement des données a été effectué en suivant les étapes suivantes:

- D'abord, les données ont été transformées depuis leur format de données brutes au format du fichier ASCII. Ensuite, toutes les données ont été vérifiées manuellement au point de vue perfection, plausibilité, cohérence, etc. Le cas échéant les données incorrectes (erreur de sonde, glaçage, manque de batteries, etc.) ont été éliminées.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Les données manquantes ont été reconstruites, là ou c'était possible, à partir des autres sondes disponibles sur le mât. Ceci a été fait en déterminant le rapport entre les vitesses de vent et en appliquant les fonctions de transfert aux données disponibles afin de reconstruire les données manquantes.
- Pendant l'analyse des directions de vent entre 80° et 120°, une altération importante des anémomètres a été détectée pour cause de sillage du mât. Cette influence a été corrigée en appliquant des facteurs directionnels de correction si le vent soufflait dans ces directions.
- Dans la dernière étape, les séries chronologiques mesurées et les séries chronologiques reconstruites ont été liées en accordant la priorité aux données mesurées.

Les séries chronologiques nettoyées et reconstruites ont été par la suite chargées dans le programme WindPro.

9.2 Résultats de nettoyage et de synthèse des données

9.2.1 Couverture des données

Pendant la période de mesure, les valeurs moyennes et l'écart type de toutes les sondes ont été mesurés et enregistrés sans interruption. Néanmoins les périodes sans données ou avec des données incorrectes provoquées par différentes raisons ont été filtrées et écartées. Les indicateurs de telles données invraisemblables sont:

- Changements soudains de valeur d'une ou plusieurs sondes (échec de la sonde en raison de la foudre, etc.),
- Pics de haute tension dans l'enregistreur,
- Données généralement incohérents (par exemple valeur maximum au dessous de la valeur moyenne),
- Longues périodes avec des valeurs de vitesse de vent à zéro ou proche de zéro (normalement en raison de la glace ou des fortes chutes de neige),
- Direction anormale de vent (par exemple une direction de vent supérieure à 360°),
- Longues périodes avec des valeurs constantes de direction de vent (causé généralement par un glaçage ou des chutes de neige), etc.

La disponibilité technique atteinte au niveau du mât de mesure de Thala avant et après la filtration est donnée dans le Tableau 18. Les séries chronologiques ont été filtrées pour chaque sonde séparément mais seulement les valeurs relatives à l'anémomètre supérieur sont indiquées dans le tableau car elles sont représentatives de la disponibilité du système.

Tableau 18 : Disponibilité des données de l'anémomètre supérieur

Nombre possible de données ⁴	Nombre total des données enregistrées avant filtration	Disponibilité technique du système [%]	Nombre total des données après filtration et reconstruction	Données valables [%]
64.434	64.192	99,62	64.148	99,56

9.2.2 Mesure et évaluation de la vitesse de vent

En se référant aux données de mesure traitées couvrant toute la période de mesure, il a été procédé à un ajustement des données pour produire la distribution de Weibull pour chaque hauteur de mesure et chaque secteur de direction de vent. La vitesse de vent moyenne en résultant, ainsi que les paramètres A et k sur le secteur entier des 360° sont représentés dans le Tableau 19.

Tableau 19 : Paramètres de Weibull et vitesse du vent V pour les différents niveaux de mesure du mât de Thala

Sondes	Vitesse moyenne mesurée [m/s]	Paramètres de Weibull		
		A [m/s]	k [-]	V [m/s]
WS1 (40 m)	7,31	8,23	1,9029	7,30
WS2 (30 m)	6,96	7,82	1,8822	6,94
WS3 (10 m)	6,32	7,10	1,8300	6,31

Les chiffres de ce tableau représentent les résultats des mesures de données corrigées et filtrées après mesure à hauteur réelle.

D'autres détails sur la campagne de mesure sont donnés en Annexe 3.

9.2.3 Mesures et évaluation de la direction du vent

La direction mesurée du vent au site de Thala est divisée en 12 secteurs de 30°. La figure suivante donne une vue d'ensemble des directions de vent observées.

⁴ 144 ensembles de données possible par jour

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

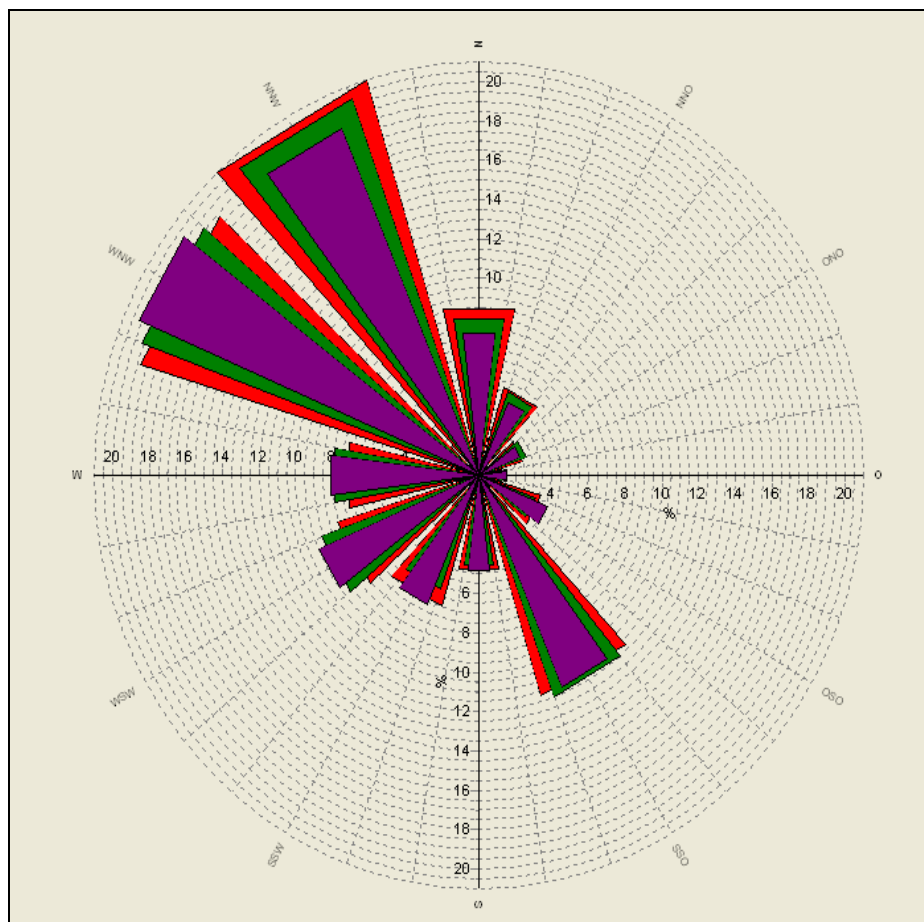


Figure 19 : Rose des vents mesurés. rouge: 40m, vert: 30m et pourpre: 10m

Les directions principales du vent en termes de fréquence sont le nord-nord-ouest (285° – 315°), le nord-ouest (315° – 345°) et le sud-est (120° – 150°).

9.2.4 Rafales de vent

Dans les mesures collectées au niveau du mât de Thala, on a enregistré des rafales maximums de 29,6 m/s à 40 m, de 29,3 m/s à 30 m et de 27,6 m/s à 10 m. La direction de ces rafales était 215° pour les mesures effectuées à 40 m, 218° pour celles de 30 m et 212° pour les mesures à 10 m. On peut conclure que les coups de vent les plus forts proviennent de la direction nord-nord-ouest.

9.2.5 Analyse de cisaillement du vent (Wind Shear)

Le cisaillement du vent (wind shear), décrivant la variation de la vitesse de vent selon la hauteur, peut être défini par l'exposant de la loi de puissance α (également connu comme "Exposant d'Hellmann "). Ce paramètre est calculé à partir de la vitesse de vent mesurée à deux différentes hauteurs. L'exposant d'Hellmann est donné par l'équation:

$$\alpha = \ln(V_1 / V_2) / \ln(z_1 / z_2) \quad (1)$$

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

où:

V_i = vitesse de vent à la hauteur z_i [m/s]

z_i = hauteur de mesure z_i (au-dessus du sol) [m]

Pour le mât de Thala, les exposants ont été calculés en utilisant les deux vitesses de vent aux hauteurs de mesure de 40 m (WS1) et de 10 m (WS3) ainsi que la vitesse de vent à 30 m (WS2) et à 10 m (WS3) et ce dans le but de compter la distance verticale maximale pour laquelle on dispose de données de mesure.

Pour effectuer un calcul plus fiable de cisaillement de vent, un cisaillement moyen a été calculé pour chaque horodateur en faisant la moyenne des deux coefficients de cisaillement de vent calculés. Pour filtrer les valeurs de cisaillement invraisemblables pouvant se produire à de faibles vitesses de vent à cause d'une réponse non-linéaire des anémomètres, seulement les Exposants d'Hellman entre (-2) et 2 ont été acceptés. Selon nos investigations, cette marge a été prouvée comme représentative du site.

Le coefficient global de cisaillement de vent obtenu par cette méthode est équivalent à 0,10, une valeur qui représente bien le terrain existant à Thala.

9.2.6 Données auxiliaires: densité de température de l'air, de pression, d'humidité et d'air

La température de l'air, l'humidité et la pression atmosphérique sont enregistrées pour détecter les conditions climatiques provoquant le glaçage des sondes et pour s'informer des conditions météorologiques générales spécifiques à un site ainsi que leurs variations annuelles. La température de l'air et la pression sont également utilisées pour le calcul de la densité d'air ρ , selon l'équation suivante:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \quad (2)$$

où:

ρ = densité d'air [kg/m³]

P = pression atmosphérique [hPa]

R = constante des gaz parfaits

T = température [K]

Seulement la température a été enregistrée au site de Thala. Avec ces données de température et la pression atmosphérique standard (extrapolée à l'altitude du site par rapport au niveau de la mer), la densité d'air relative au site de mesure a été calculée puis extrapolée à la hauteur du mât.

Afin d'extrapoler la température et la pression aux hauteurs de moyeu, un gradient équivalent à 0,65 K/100 m, adopté pour une atmosphère standard, a été appliqué pour la température ainsi que la formule barométrique suivante pour la pression atmosphérique:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

$$P_{(h_i)} = P_{(h_0)} \left(1 - \frac{0.0065 \cdot \Delta h}{T_{(h_0)}} \right)^{5.255} \quad (3)$$

où:

- P = pression atmosphérique [hPa]
 T = température [K] à la hauteur i
 h_i = hauteur i par rapport au sol [m]
 Δh = $h_1 - h_0$

Les résultats de ce processus d'extrapolation sont présentés ci-dessous.

Tableau 20 : Mesures atmosphériques auxiliaires de Thala

Mesure atmosphérique	10 m hauteur par rapport au sol	100 m hauteur par rapport au sol	105 m hauteur par rapport au sol
Température d'air [°C]	14,7*	14,1	14,1
Pression atmosphérique [hPa]	894,4	883,8	883,3
Densité d'air [kg/m ³]	1,082	1,072	1,071

* Température de l'air mesurée au site, les autres mesures sont extrapolées en se référant à l'atmosphère standard

9.3 Extrapolation des données mesurées du vent aux hauteurs de moyeu des éoliennes

Le profil de vent ($V_{(z)}$) représente la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur (z) au dessus du sol. Dans le cas des classes standards des aérogénérateurs, le profil normal de vent peut être calculé avec la loi de puissance:

$$V_1 = V_2 (z_1 / z_2)^\alpha \quad (4)$$

où:

- V_i = vitesse moyenne de vent à la hauteur z_i [m/s]
 z_i = hauteur i au-dessus du sol [m]
 α = exposant de la loi de puissance (Exposant d'Hellmann)

Les résultats détaillés de la vitesse de vent extrapolée à la position du mât de Thala et de la distribution de Weibull sont donnés dans l'annexe 5. Les principaux résultats sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 21 : Paramètres de Weibull et vitesse du vent V pour les hauteurs extrapolées (toute la période de mesure, pas de corrélation appliquée à long terme)

Hauteur extrapolée au-dessus du niveau du sol [m]	Vitesse moyenne extrapolée du vent [m/s]	Paramètres de Weibull		
		A [m/s]	k [-]	V [m/s]
100	8,10	9,32	1,9677	8,26
105	8,13	9,39	1,9724	8,32

Les vitesses de vent illustrées dans le tableau ci-dessus représentent des données de mesure nettoyées et corrigées après leur extrapolation à hauteur des moyeux de turbine.

9.4 Analyses des corrélations à long terme

Les variations à long terme de la vitesse et de la direction du vent ne peuvent pas être évaluées en se basant seulement sur des mesures de courte durée car des variations à long terme sont susceptibles de se produire sur une période allant de 10 à 30 ans. Ces variations à long terme jouent un rôle important au niveau de l'évaluation économique d'un site de ferme éolienne. La corrélation MCP (Mesurer-Corréler-Prévoir) est souvent utilisée pour déterminer les ressources de vent à long terme. Les ressources de vent mesurées au cours de la période allant du 09/12/2002 au 02/03/2004 ne peuvent pas être considérées comme étant représentatives des conditions du vent sur le site à long terme puisque la variation d'une année sur l'autre pourrait être considérable.

Dans le but d'avoir une classification des données de vent à long terme, les mesures journalières de la vitesse du vent, effectuées pendant 30 ans par le mât météorologique d'une hauteur de 10 m se trouvant à proximité du site, ont été exploitées. Les données de la station météorologique de Thala figurent en annexe 4.

Les données suivantes ont été analysées et corrélées avec des données mesurées sur le site proposé pour la ferme éolienne:

Tableau 22 : Références analysées pour la station long terme proche de Thala

Mâts	UTM, WGS84, Zone 32		Hauteur au-dessus du niveau de la mer [m]	Intervalle d'enregistrement [h]	Période de mesure
	X [m]	Y [m]			
Station long terme de Thala	472.171	3.938.330	1092	24	02/06/1980 – 01/06/2010

Le coefficient de corrélation entre les données de la campagne de mesure sur le site de Thala et celles de la station météorologique long terme étaient très bon. Le facteur de la corrélation R^2 s'élève à 0,952.

La comparaison des données de vent à long terme pendant une période de 30 ans avec celles de la période concomitante au niveau de la station météorologique (période durant laquelle on dispose à la fois des mesures de vent à travers le mât installé et par la station météorologique de référence) a montré l'existence d'une surestimation de 6,5%. Cela signifie

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

que durant la période de mesure du vent par le mât installé au site de la ferme éolienne, la climatologie du vent était d'environ 6,5% plus importante que les données de vent à long terme collectées durant 30 ans. En conséquence, les données mesurées et extrapolées ont été ajustées et réduites de 6,5% par rapport aux valeurs d'origine afin de prendre en compte le climat éolien dominant à long terme.

Néanmoins, il est important de mentionner et de prendre en considération que la campagne de mesure au niveau du mât installé sur le site n'était pas conforme aux normes CEI. Les anémomètres ont été fortement perturbés ce qui engendre par conséquent une sous-estimation permanente de la vitesse de vent mesurée au niveau du site. Par conséquent, il serait pensable de procéder à une correction qui permettrait d'augmenter davantage la vitesse du vent. Toutefois et étant donnée que les mesures n'étaient pas conformes aux normes CEI, une telle correction n'a pas été possible, d'autant plus que peu de détails nécessaires à une telle correction sont disponibles.

Par conséquent et particulièrement en considération de l'investissement de dizaines de millions USD nécessaire pour des projets de parcs éoliens de 60 ou 120 MW, il est recommandé de lancer une nouvelle campagne de mesure selon les normes CEI à une hauteur identique à celle de moyeu dans le cadre de la planification de tels projets. Le nouveau mât à installer servira également plus tard, après la mise en service de la ferme éolienne, pour la vérification de la courbe de puissance des aérogénérateurs ainsi que pour la garantie des performances.

10 MODÉLISATION DE LA RESSOURCE DE VENT ET DE LA RESSOURCE ÉNERGÉTIQUE ÉOLIENNE

Etant donné que les mesures ont été effectuées uniquement au niveau de l'emplacement du mât de mesure de vent, il est nécessaire de modéliser les conditions de vent à chaque position des aérogénérateurs à installer. Pour cette étude, la modélisation adoptée utilise la méthode de l'Atlas Européen du Vent.

10.1 Description de la procédure de l'Atlas Européen du Vent

Les conditions de vent au niveau du site sont déterminées en appliquant la méthode de l'Atlas Européen de Vent (WAsP, version 9), utilisant comme interface graphique le logiciel WindPro, version 2,7.

Pour déterminer les conditions spécifiques de vent, les caractéristiques locales du site en termes de topographie, de rugosité du terrain et d'obstacles doivent être pris en considération. La modélisation de la production d'énergie prévue pour chaque turbine éolienne s'appuie sur les données de vent du site mesurées et corrigées à long terme puis extrapolées aux hauteurs de moyeu de 100 m et de 105 m. Cette modélisation est réalisée en utilisant la méthode de l'Atlas Européen du Vent.

Le processus de modélisation établi par cette méthode peut être décrit comme suit.

Dans une première étape toute influence sur le vent causée par le terrain (orographie), l'utilisation du sol (rugosité) ainsi que les obstacles existants dans la région sont isolés des séries chronologiques de Thala. Par ce prétraitement, des statistiques régionales du vent (écoulement libre, géostrophique) sont produites contenant des informations sur la distribution de la fréquence et la direction du vent pour le secteur entier de 360°. On obtient ainsi comme résultat, des données régionales de vent sans l'influence des conditions locales du sol.

La deuxième étape consiste en une modélisation inverse. Les statistiques régionales de vent sont appliquées aux endroits spécifiques des turbines éoliennes en considérant les conditions locales définies au moyen de l'orographie, de l'utilisation du sol et des obstacles. Par ce traitement, les données de vent spécifiques au site sont modélées en prenant en considération les conditions spécifiques de l'emplacement. En conséquence, des distributions de vitesse du vent sont obtenues pour chaque secteur de direction du vent à la hauteur de moyeu des turbines éoliennes.

La prévision de la production d'énergie est alors faite en appliquant les courbes de puissance des aérogénérateurs sur le site aux conditions locales de vent précédemment modélées.

Enfin la performance globale de la ferme éolienne est calculée en tenant compte des pertes provoquées par les sillages à l'intérieur du parc et les sillages provoqués par les aérogénérateurs à proximité (étroite) de chaque turbine.

En dehors des turbines de la ferme éolienne planifiée à Thala aucun autre parc éolien n'a été pris en considération dans le calcul des pertes dues aux effets de sillage.

10.2 Conception de la disposition du parc éolien

Une carte des ressources de vent a été calculée avec WindPro et WAsP en se référant aux données corrélées à long terme des mesures de vent réalisées sur le site. Cette carte a été

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

utilisée aussi pour développer la meilleure conception possible pour la ferme éolienne et ceci pour chaque scénario (60 MW / 120 MW).

Une surface d'environ 20 kilomètres sur 20 kilomètres autour de Thala a été identifiée comme étant la zone la plus prometteuse avec le plus de densité d'énergie éolienne.

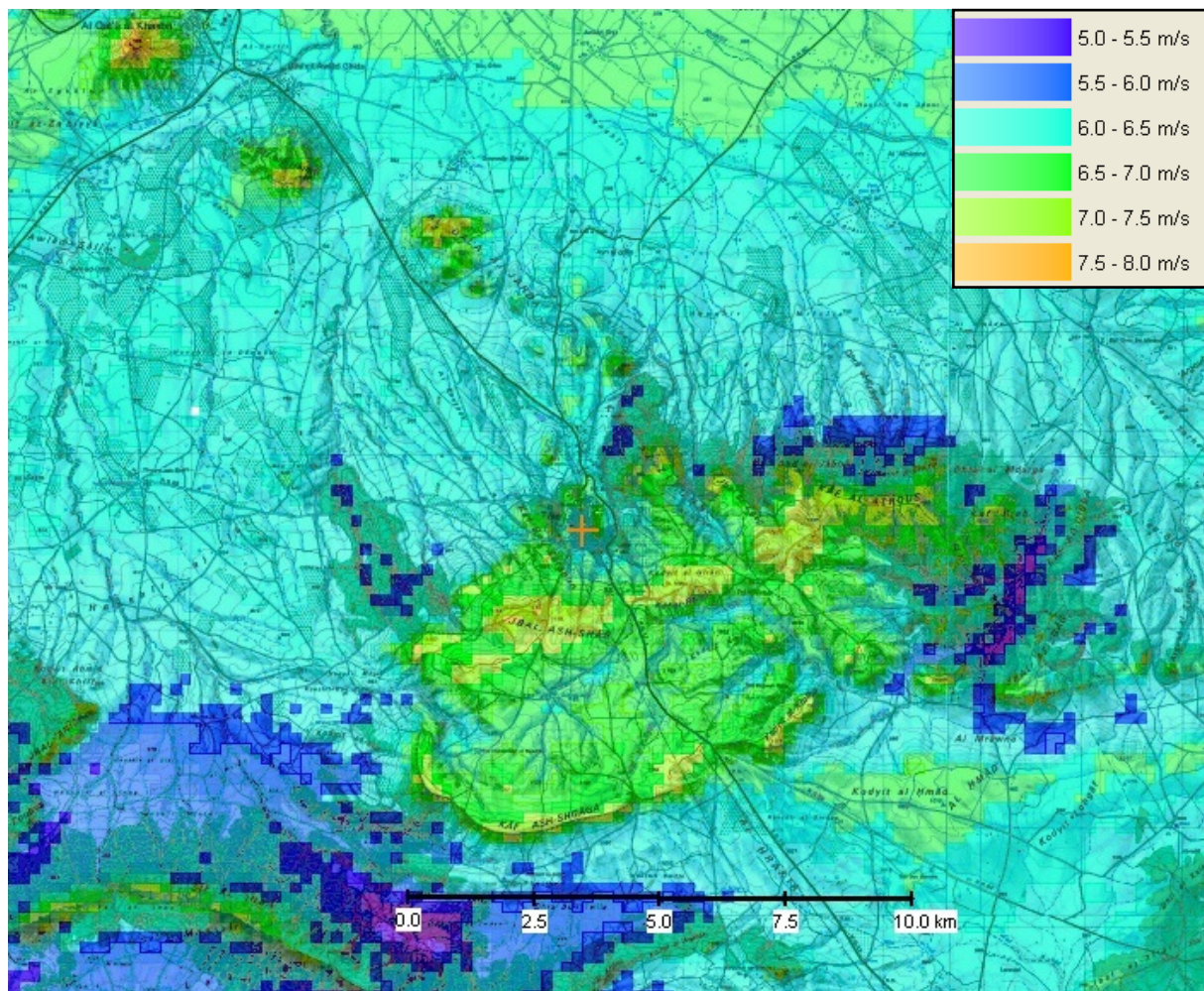


Figure 20 : Carte de ressources du vent sur le site de Thala

En s'appuyant sur cette carte des ressources de vent et avec l'aide du module d'optimisation (Optimize Module) de WindPro 2,7, un lay-out de base (localisation) a été développé pour chacune des six configurations envisagées (3 modèles de turbines différents pour un parc de 60 MW et 120 MW). Les paramètres appliqués pour cette optimisation sont les suivants:

- Puissance maximum de la ferme éolienne: 120 MW (disposition 1, 3, 5) et 60 MW (disposition 2, 4, 6);
- Site de la ferme éolienne près de l'unité de mesure de vent de Thala;
- Pas d'éoliennes dans les forêts, la distance minimale à respecter aux bords de ces forêts est de 100 m;
- Distance minimale de 300 m aux bords du village de Thala;
- Aucune éolienne sur les routes principales, distance minimale jusqu'à la route: 50 m.

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

Les lay-out obtenus (cartes et tableaux) figurent en annexe 6 et 7.

11 RENDEMENT D'ÉLECTRICITÉ POUR 3 TURBINES DIFFÉRENTES

11.1 Tailles des éoliennes et leur disponibilité sur le marché

L'équipe de consultants impliquée dans l'élaboration de cette étude de faisabilité dispose de bons contacts directs avec plusieurs fabricants d'éoliennes. Pour un petit marché comme la Tunisie, il n'est pas toujours facile d'obtenir assez de devis concurrentiels et d'offres pour un petit contingent d'aérogénérateurs destinés à réaliser un simple et seul projet. Ceci pourrait mener à une situation où on ne trouve seulement qu'un ou deux fabricants prêts à fournir et ériger un petit lot d'éoliennes sur un nouveau marché.

L'un des objectifs du contrat était d'attirer l'intérêt d'au moins trois fabricants reconnus d'aérogénérateurs, désireux et en mesure d'offrir leurs turbines pour la réalisation d'un projet éolien de 60 ou 120 MW en Tunisie, considérée comme marché émergent. Par conséquent, les calculs de production d'énergie dans cette étude de faisabilité sont basés sur trois types de turbines fabriquées par trois sociétés différentes qui ont toutes exprimé leur intérêt de servir le marché tunisien et donc à remettre une offre pour le projet éolien prévu de 60 MW ou de 120 MW.

Dans le cadre de cette étude de faisabilité, les éoliennes choisies sont d'une puissance unitaire d'environ 2 MW. Etant donné que les conditions de transport et d'infrastructure au niveau du site sont bonnes, il n'y a aucune raison de considérer des éoliennes de puissance plus petite. De plus, le recours à des turbines plus grandes a un prix spécifique inférieur par kilowatt installé ou par unité d'énergie produite et nécessite moins d'espace.

Les fabricants des aérogénérateurs contactés et ayant manifesté un intérêt sérieux pour le projet sont les suivants:

1. Siemens AG

Bureau: Département de l'énergie éolienne
Contact: Thomas Blaskow
Fonction: Directeur des ventes – Région EMEA
M: +49 (173) 7052671
P: +49 (40) 2889-2435
F: +49 (40) 2889-2599
E: thomas.blaskow@siemens.com
I: www.siemens.com

2. GE ENERGY

Bureau: Renouvelables - France, Belgique, Afrique du Nord
Contact: Matteo Labadini
Fonction: Responsable des ventes
M: (+33) 06 12 15 14 80

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

T: (+33) 01 41 97 56 33
F: (+33) 01 41 97 56 56
E: matteo.labadini@ge.com
I: www.gepower.com

3. VESTAS

Bureau: Ventes des centrales éoliennes - Vestas Mediterranean
Contact : Tanguy Levesque
Fonction: Directeur régional des ventes
M: +33 678 869 673
T: +33 1 55 67 97 14
E: talev@vestas.com
I: www.vestas.com

Dans un deuxième temps, le fabricant REpower Systems AG a également manifesté son intérêt pour le projet:

REpower Systems AG

Bureau: Stratégie et développement des affaires Amérique Latine/
Afrique
Contact : Martin Erler
Fonction: Développeur de stratégie et d'affaires
M: +49 (0) - 173 - 5798576
T: +49 - (0) - 40 - 5555 090 – 3458
F: +49 - (0) - 40 - 5555 090 - 3900
E: Martin.Erler@repower.de
I: www.repower.de

Le type d'aérogénérateur proposé par la société Repower Systems AG n'a pas pu être inclus parmi les types d'éoliennes pris en considération pour le pronostic de production d'énergie en raison du retard avec lequel la société a signalisé son intérêt.

Tous les fabricants d'éoliennes retenus ont des types de turbines approuvés et ont des unités avec des puissances d'environ 2 MW parmi leur gamme de produits. Tous les types de turbines de vent proposés par les fabricants mentionnés ont un délai de livraison compris entre 6 et 9 mois.

D'autre part, les compagnies Suzlon et Nordex ont également été contactées. Ces deux sociétés ont exprimé une inquiétude résultant dans le fait qu'elles n'étaient pas prêtes à fournir les informations nécessaires à l'étude de faisabilité. Les deux fabricants ne sont pas

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

intéressés par le projet en raison des procédures assez longues et non transparentes pour le développement de projets dans un pays tel que la Tunisie.

11.2 Types d'aérogénérateurs

Ce chapitre fournira un aperçu des principales caractéristiques des trois types d'aérogénérateurs pris en considération dans cette étude de faisabilité dans le but d'évaluer la production d'énergie. Les trois turbines étudiées sont les suivantes:

- Siemens: SWT-2.3-101, 2,3 MW, hauteur de moyeu: 100 m
- GE: 1.6-100, 1,6 MW, hauteur de moyeu: 100 m
- Vestas: V90, 2,0 MW, hauteur de moyeu: 105 m.

Les fabricants ont également d'autres types d'aérogénérateurs dans leur gamme de produits qui pourraient être pris en considération. Cependant les trois types mentionnés de turbines ont été proposés par leur fabricants vu leur aptitude pour le marché tunisien et ce pour les raisons suivantes:

- Puissance des éoliennes (puissance nominale autour de 2 MW);
- Disponibilité de lots;
- Fiabilité, retour d'expérience ainsi que convenance aux nouveaux marchés émergents;
- Régime et classe de vent;
- Possibilité de leur équipement avec un « package » pour les climats chauds;
- Transport, logistique et travaux d'installation nécessaires.

Les informations additionnelles, concernant les fabricants de ces éoliennes, leurs intérêts pour le marché tunisien et les équipements proposés pour le projet se trouvent en annexe 11.

12 PRÉVISION D'ÉNERGIE ANNUELLE

La prévision de l'énergie à long terme est basée sur des calculs réalisés avec le logiciel WindPro Version 2,7 en combinaison avec l'analyse de l'atlas de vent et le programme WAsP. Les déperditions d'énergie qui résultent des effets des trainées sont calculées en utilisant le modèle de sillage Jensen/Risø. Des calculs ont été effectués pour deux puissances de ferme éolienne et 3 turbines différentes, ce qui ramène à six prévisions de production d'énergie:

- Fermes éoliennes de 120 MW et 60 MW avec l'aérogénérateur GE 1.6-100 (1,6 MW, hauteur de moyeu de 100 m), respectivement lay-out 1 et 2
- Fermes éoliennes de 120 MW et 60 MW avec l'aérogénérateur Siemens SWT 2.3-101 (2,3 MW, hauteur de moyeu de 100 m), respectivement lay-out 3 et 4
- Fermes éoliennes de 120 MW et 60 MW avec l'aérogénérateur Vestas V90 (2,0 MW, hauteur de moyeu de 105 m), respectivement lay-out 5 et 6.

12.1 Courbes de puissances et coefficient de poussée

La prévision de production d'énergie pour chaque turbine est calculée en se basant sur les données de vent à long terme et en tenant compte de la courbe spécifique de puissance et de la courbe spécifique de coefficient de poussée (c_p) de chaque type de turbine. Les détails concernant la courbe de puissance et la courbe de coefficient de poussée figurent en annexe 8.

Toutes les courbes de puissance utilisées pour le calcul d'énergie dans ce rapport sont calculées et ensuite normalisées avec la densité standard d'air de 1.225 kg/m^3 . La courbe de coefficient de poussée est fournie par le fabricant.

12.2 Résultats bruts de la prédiction d'énergie annuelle

La Production Énergétique Annuelle (PEA) pour la ferme éolienne sur le site de Thala a été calculée en se basant sur les conditions spécifiques de vent corrélées à long terme, la courbe de puissance de vent spécifique à la turbine ainsi que la courbe de coefficient de poussée, ceci en tenant en compte des caractéristiques topographiques du site. Les résultats détaillés sont présentés en annexe 9.

Le tableau 23 présente les résultats de l'évaluation d'énergie pour chaque scénario. En tant qu'élément de modélisation, les déperditions d'énergie dues aux effets de sillage ont déjà été prises en considération. De plus, une disponibilité technique des éoliennes de 100% est prise en considération. Les incertitudes et autres pertes telles que pertes électriques ne sont pas prises en compte.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 23 : PEA brute optimisée pour 6 différents lay-out de la ferme éolienne de Thala

N° de lay-out	Nombre de turbines, fabricant et modèle de l'éolienne	Puissance nominale [kilowatt]	Diamètre de rotor [m]	Hauteur de moyeu [m]	Production énergétique annuelle brute [MWh/a]
1	75 GE 1.6-100 (120 MW)	1.600	100	100	443.770
2	37 GE 1.6-100 (59,2 MW)	1.600	100	100	229.998
3	52 Siemens SWT 2.3-101 (119,6 MW)	2.300	101	100	371.852
4	26 Siemens SWT 2.3-101 (59,8 MW)	2.300	101	100	196.048
5	60 Vestas V90 (120 MW)	2.000	90	105	354.049
6	30 Vestas V90 (60 MW)	2.000	90	105	185.894

13 PERTES ET ANALYSES D'INCERTITUDES

Il n'est jamais possible de procéder à une prévision exacte des conditions de vent quel que soit le site de parc éolien considéré. De même, la correction des données, même à long terme, comporte des incertitudes statistiques et méthodologiques.

À côté de cela, des incertitudes supplémentaires sont présentes dans le processus de collecte des données et leur traitement. Aussi bien les pertes que les incertitudes influencent la production d'énergie d'un parc éolien.

Par conséquent, l'analyse détaillée d'incertitude forme une partie essentielle de l'évaluation de la ressource d'énergie éolienne attendue dans un parc éolien. Dans une telle analyse l'incertitude des différentes étapes de l'évaluation est déterminée et intégrée, prenant ainsi en compte leur (inter-) dépendances, afin de déterminer l'incertitude complète de la vitesse de vent évaluée à long terme. Cette incertitude de la vitesse de vent est prise comme incertitude standard.

13.1 Incertitude de la mesure de vitesses de vent

Selon la norme internationale IEC 61400-12-1 l'incertitude de la mesure de vitesse de vent est une combinaison de plusieurs éléments d'incertitude. Les éléments les plus importants sont les effets du montage des anémomètres, l'incertitude de leur calibrage ainsi que leur réaction aux turbulences.

Des analyses d'incertitude pour la mesure des ressources du vent sur le site de Thala ont été faites selon le IEC 61400-12-1 et selon l'équation suivante:

$$u_{v,i} = \sqrt{(u_{v1,i}^2 + u_{v2,i}^2 + u_{v3,i}^2 + u_{dv,i}^2)} \quad (5)$$

où:

$u_{v1,i}$ = incertitude du calibrage d'anémomètre dans le fichier i de vitesse de vent;

$u_{v2,i}$ = incertitude due aux caractéristiques opérationnelles de l'anémomètre dans le fichier i de vitesse de vent;

$u_{v3,i}$ = incertitude de déformation d'écoulement due aux effets de support en fichier i de vitesse de vent;

$u_{dv,i}$ = incertitude dans le système d'acquisition de données pour le fichier i de vitesse de vent.

En ce qui concerne la mesure des ressources du vent sur le site de Thala, les éléments d'incertitude de mesure mentionnés ci-dessus ont été pris en considération comme suit:

- Il n'était pas possible de déterminer si les anémomètres étaient calibrés. Une feuille de calibrage était seulement disponible pour l'anémomètre de dessus. Par conséquent on estime que l'incertitude de la fonction de transfert d'anémomètre est de 0,3 m/s.
- Pour l'anémomètre utilisé aux mâts de mesure de Thala, on estime à que l'incertitude due aux caractéristiques opérationnelles est de 0,13 m/s.
- Le système complet de mesure comprenant le mât, les dimensions et les directions des perches ainsi que l'installation des sondes n'est pas conçu conformément aux normes CEI 61400-12-1. On estime que l'incertitude due au support de l'anémomètre est de 1,6 % de la vitesse de vent pour tous les anémomètres montés par perche.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- On ne sait pas si l'acquisition des données aussi bien que l'exactitude des quantités enregistrées remplissent les conditions IEC 61400-12-1. En outre aucun détail n'a été donné sur la fréquence d'acquisition des données. On estime donc que la procédure n'est pas conforme à la norme IEC 61400-12-1. L'incertitude du système d'acquisition des données considérée équivaut à 0,1 ^m/s.

Les vitesses de vent illustrées dans le tableau ci-dessous représentent les résultats des données corrigées et filtrées après mesure à hauteur réelle ainsi que l'incertitude liée à ces résultats de mesure.

Tableau 24 : Incertitude de la vitesse de vent mesurée à Thala (période d'un an 2003)

Mât / hauteur d'installation [m]	Sonde	Vitesse mesurée de vent [m/s]	Incertitude estimée [m/s]	Incertitude estimée [%]
Thala (40 m)	WS1	7,31	0,355	4,86
Thala (30 m)	WS2	6,96	0,355	5,09
Thala (10 m)	WS3	6,32	0,334	5,29

13.2 Incertitude de la modélisation de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu

Comme l'incertitude de la vitesse mesurée du vent, l'incertitude de la ressource de vent à long terme est une combinaison de plusieurs éléments d'incertitude. La présente étude de faisabilité considère les aspects suivants:

- Incertitude due à la mesure de vitesse de vent (au-dessous de la hauteur de moyeu),
- Incertitude due à l'extrapolation de la hauteur de moyeu,
- Incertitude due à la corrélation à long terme.

Le tableau ci-dessous illustre les vitesses de vent comme résultats des données corrigées et filtrées, avec corrélation à long terme. Ces mesures sont extrapolées à hauteur de moyeu et sont présentées avec les données reflétant l'incertitude liée à ces résultats de mesure, à la correction à long terme et à la procédure d'extrapolation.

Tableau 25 : Incertitude de ressource extrapolée de vent à Thala (période d'un an: 2003)

Hauteur [m]	Vitesse de vent modélisée [m/s]	Estimation de l'incertitude [m/s]	Estimation de l'incertitude [%]
100	7,71	0,65	8,39
105	7,76	0,65	8,40

13.3 Incertitude de la prédiction de l'énergie annuelle

Selon la directive "Technische Richtlinie 6" ("Technical Regulation 6 / Règlement Technique 6") quatre éléments d'incertitude doivent être considérés:

1. Données météorologiques,
2. Modelage de conditions de vent,
3. Modelage des pertes de sillages d'éolienne,
4. Données d'éolienne.

L'élément *Donnée météorologique* se réfère principalement à toute sorte de donnée de vent utilisée dans l'étude. Il peut s'agir de données mesurées ou traitées en termes de statistique régionale de vent, de données opérationnelles d'éoliennes existantes (si disponibles) et de leur correction pendant une longue période.

Pour ce rapport l'impact des incertitudes liées à la mesure de la vitesse du vent (voir chapitre 11.6.2) a été calculé en combinaison avec la courbe de puissance des turbines considérées. Ceci a été réalisé en calculant l'incertitude du rendement énergétique à partir de l'incertitude de la vitesse du vent grâce à un test de sensibilité avec le programme WindPro. Le résultat tient compte des conditions spécifiques du vent sur le site ainsi que le modèle des turbines considérées.

L'élément *Modelage des conditions de vent* inclue toutes les incertitudes reliées aux données topographiques et à la procédure de modelage en soi (WAsP par exemple). Les aspects suivants ont été pris en compte :

- a. Modèle de rugosité (radius, homogénéité, changements extrêmes, structure fine);
- b. Modèle orographique (complexité du site, qualité, radius et résolution du modèle numérique de terrain (MNT));
- c. Modèle d'obstacles (porosité, hauteur, dimensions, distance);
- d. Modèle de gisement de vent (convenance du modèle utilisé, modelage vertical, extension du modelage horizontal).

Les incertitudes reliées au modelage des pertes de sillages de turbines sont calculées dans l'élément *Modelage des pertes de sillages d'éolienne*. Les aspects pris en compte sont la distribution de la direction du vent, l'extension de la ferme éolienne planifiée, la courbe c_t et la convenance du modèle de sillage utilisé en considération de la climatologie du vent et des caractéristiques topographiques du site.

Les incertitudes finales liées aux turbines utilisées sont calculées dans la composante *Données des turbines éoliennes*. Ceci se réfère principalement aux incertitudes de la courbe de puissance elle-même, ses hystérésis pendant les phases de démarrage et d'arrêt (si disponible) et l'implantation de la courbe de puissance pour les conditions spécifiques du site (courbe mesurée ou courbe commerciale/calculée/extrapolée).

L'incertitude standard des quatre éléments est déterminée en se basant sur les incertitudes associées à leurs sous-éléments respectifs, prenant en compte leur (inter-) dépendance. L'incertitude totale de l'énergie prévue est alors calculée en assumant l'indépendance statistique des quatre éléments.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Après les suppositions effectuées dans ce chapitre, l'incertitude de standard résultant du rendement d'énergie annuel prévu pour les scénarios de parc éolien planifiés pour le site de Thala est présentée dans le tableau suivant:

Tableau 26 : Incertitude de la PEA prévue pour trois scénarios de Thala

Composant d'incertitude	Disposition 1 + 2 (GE 1.6-100) [%]	Disposition 3 + 4 (Siemens SWT 2.3-101) [%]	Disposition 5 + 6 (Vestas V90) [%]
Données météorologiques	10,8	12,7	13,5
Modélage de la ressource de vent	5,3	5,3	5,3
Modélage des pertes de sillage	3,7	3,7	3,7
Données de l'éolienne	4,3	4,3	4,3
Incertitude globale concernant la production énergétique annuelle	13,3	14,9	15,6

13.4 Pertes

À côté des incertitudes, les pertes électriques spécifiques doivent être prises en considération, résultant d'une faible disponibilité des éoliennes (dans l'évaluation de la production énergétique annuelle on a supposé une disponibilité de 100%), de pertes dans les transformateurs, de pertes dans le réseau électrique interne de la ferme éolienne, pertes induites par la formation de glace sur les pâles ou autres effets potentiels et pertinents. Ces pertes ne peuvent pas être prévues à l'avance avec précision, elles peuvent seulement être évaluées en se référant à des formules empiriques basées sur des expériences à long terme. Les pertes estimées sont détaillées dans le Tableau 27. Il faut être prudent et considérer ces valeurs comme de simples évaluations ; les pertes provoquées par une faible disponibilité technique peuvent être influencées fortement par les conditions courantes de vent pendant les arrêts, se traduisant en disponibilité énergétique.

Tableau 27 : Pertes estimées pour les scénarios de ferme éolienne à Thala

Type de perte	Pertes estimées [%]
Disponibilité (par exemple arrête en raison de l'entretien)	2 années 1-5, 3 années 6-15, 5 années 16-20
Conditions météorologiques (orages de glace ou de sable par exemple)	1,5
Pertes électriques (par exemple raccordement de réseau)	2
Transformateur	1
Autres	0,5
Pertes totales	10,0%

13.5 Niveaux de dépassement de la PEA brute

La vitesse du vent étant résultant de la fluctuation de paramètres, l'énergie du vent ne peut être évaluée que par des outils statistiques. C'est la raison pour laquelle tout pronostic sur l'occurrence énergétique annuelle repose sur une espérance statistique, sachant que cette valeur a 50 % de chance d'être surestimée et 50 % de chance d'être sous-estimée.

La probabilité de l'occurrence de plus ou moins d'énergie (ou vitesse du vent) comparée à la valeur déterminée par prédiction (la valeur d'attente ou espérance) peut être obtenue à partir de l'incertitude standard, c.-à-d. l'écart type, assumant une distribution normale selon la fonction suivante de densité de probabilité:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (6)$$

où:

σ = écart type

μ = production calculé d'énergie [MWh/a]

Pour l'exemple de 37 * GE 1.6-100 la probabilité de distribution de l'énergie annuelle produite peut être dérivée sur la base d'un traitement statistique des données, ainsi que le montre la figure suivante.

Étude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Net Energy Exceedance Level

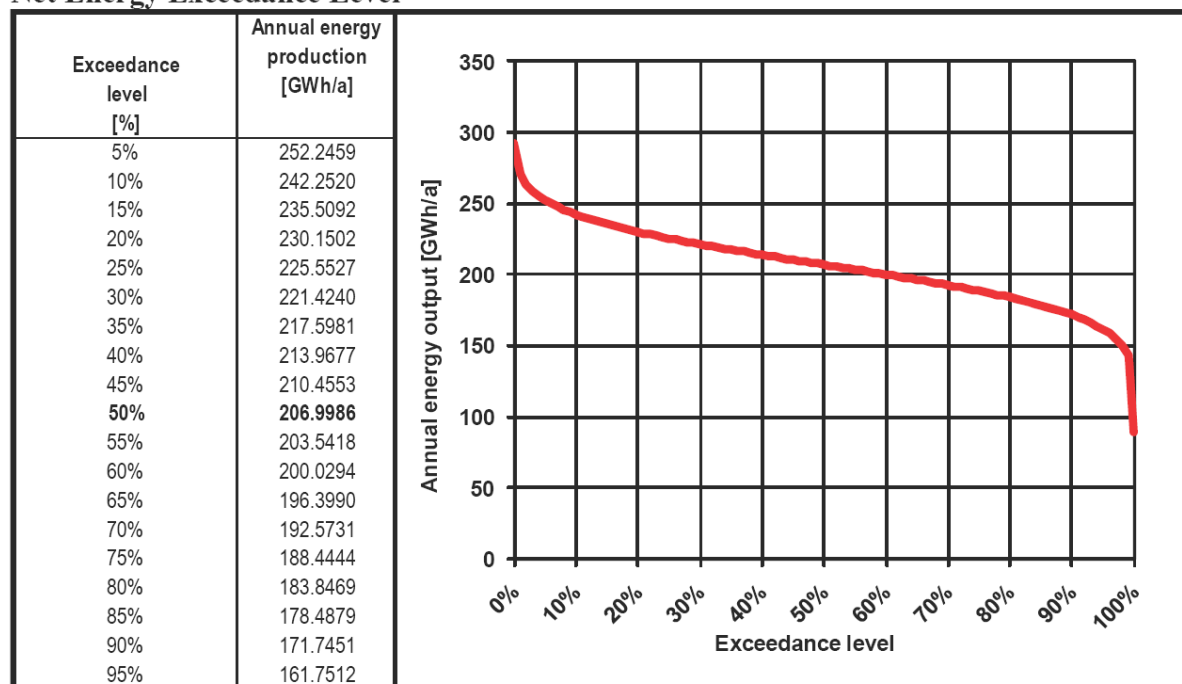


Figure 21: Distribution de probabilité pour un rendement énergétique annuel net pour l'exemple 37*GE 1.6

La probabilité de dépassement d'un rendement énergétique prévu (nombre P) est liée à des incertitudes, y compris les données de vent. Une évaluation des risques comprend la quantification des incertitudes spécifiques du projet et l'ensemble des probabilités de dépassement (Pxx) de la production d'énergie annuelle du parc éolien. Le résultat d'une prévision de rendement énergétique en termes d'AEP (production annuelle d'énergie) est appelée P50. P50 est le rendement énergétique annuel moyen prévu qu'un site est le plus susceptible d'atteindre.

Dans le tableau ci-dessus la valeur P50 est la valeur d'attente pour un rendement énergétique annuel de 206.999 MWh. La chance que cette valeur soit dépassée au cours d'une année spécifique est aussi probable que la chance qu'elle ne le soit pas. Ce qui correspond dans chaque cas à une probabilité de 50 %. Toutefois, en moyenne et sur un nombre d'années statistiquement significatif, le rendement énergétique devrait atteindre la valeur d'attente ou espérance de 206.999 MWh/an.

La valeur P90 reflète un scénario pessimiste avec une probabilité de 90 % que le rendement énergétique spécifique soit sous-estimé et seulement 10 % qu'il soit surestimé. Dans ce cas P90 atteint une valeur de 171.745 MWh/a avec une probabilité de 90 % que le rendement réel annuel soit supérieur à cette valeur.

Au contraire, la valeur P10 reflète un rendement énergétique annuel optimiste avec une probabilité de 90 % que le rendement soit surestimé.

Les valeurs P50 (valeur scientifique la plus probable) et P90 (valeur pessimiste) sont des repères importants en termes de financement du projet par les banques internationales et sont utilisées comme valeurs de référence.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les tableaux suivants donnent un aperçu de la production d'énergie brute et nette prévue pour des niveaux associés de dépassement de la valeur d'attente pour les scénarios de parc éolien à Thala.

Tableau 28 : Probabilité de dépassement de la PEA brute pour les scénarios de parc éolien à Thala

Nombre de turbines, fabricant et modèle de turbine de vent	Probabilité de dépassement de la production énergétique annuelle brute [MWh/a]			
	50%	75%	90%	95%
75 GE 1.6-100 (120 MW)	443.771	403.994	368.193	346.768
37 GE 1.6-100 (59,2 MW)	229.998	209.383	190.828	179.724
52 Siemens SWT 2.3-101 (119,6 MW)	371.853	338.522	308.523	290.570
26 Siemens SWT 2.3-101 (59,8 MW)	196.049	160.628	146.394	137.875
60 Vestas V90 (120 MW)	354.050	322.315	293.752	276.659
30 Vestas V90 (60 MW)	185.895	169.232	154.236	145.260

Tableau 29 : Probabilité de dépassement de la PEA nette pour les scénarios de parc éolien à Thala

Nombre de turbines, fabricant et modèle de turbine de vent	Probabilité de dépassement de la production énergétique annuelle nette [MWh/a]			
	50%	75%	90%	95%
75 GE 1.6-100 (120 MW)	399.394	363.594	331.374	312.091
37 GE 1.6-100 (59,2 MW)	206.999	188.444	171.745	161.751
52 Siemens SWT 2.3-101 (119,6 MW)	334.668	304.670	277.671	261.13
26 Siemens SWT 2.3-101 (59,8 MW)	176.444	160.628	146.394	137.875
60 Vestas V90 (120 MW)	318.645	290.083	264.377	248.993
30 Vestas V90 (60 MW)	167.305	152.309	138.812	130.735

Des représentations graphiques associées au dépassement de la production énergétique d'attente figurent en annexe 10.

13.6 Résumé

Une campagne de mesure de ressource de vent a été effectuée avec un mât météorologique de 40 m de hauteur, pendant une durée d'environ 1,5 an, à 3 km vers le sud-est du village de Thala. La ressource de vent a été évaluée en se référant aux données mesurées à l'emplacement du mât, ces données ont été extrapolées à long terme à l'aide d'une station météorologique voisine. Par la suite la distribution de vitesse de vent corrigée à long terme a été extrapolée à deux différentes hauteurs des éoliennes considérées (100 et 105 m). Les résultats sont donnés dans le tableau suivant.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 30 : Paramètres de Weibull corrigés et modelés au site de mesure

Mât	Taille modelée [m]	Paramètres de Weibull		
		A [m/s]	k [-]	V [m/s]
Thala	100	8,51	1,9622	7,54
	105	8,55	1,9640	7,58

La production énergétique annuelle a été calculée en se basant sur ces conditions de vent et pour six dispositions différentes de la ferme éolienne. Les résultats sont donnés dans les tableaux 31 et 32 ci-dessous.

Il est à noter que la production d'énergie annuelle brute inclut toutes les pertes par effet de sillage et est calculée conformément à une supposition de disponibilité technique de toutes les éoliennes de 100 %.

La production d'énergie nette prévue inclut une estimation des pertes en raison de givrage ou tempête de neige, des pertes de réseau, de transformateur et des pertes en raison d'autres facteurs.

Tableau 31 : Prévion de la production d'énergie pour le parc éolien sur le site de Thala

Nombre de turbines, fabricants et modèles de turbines de vent	Puissance nominale [kilowatt]	Diamètre de rotor [m]	Hauteur de moyeu [m]	Production énergétique annuelle brute [MWh/a]	Production énergétique annuelle nette [MWh/a]	Incertitudes [%]
75 GE 1.6-100 (120 MW)	1.600	100	100	443.770	399.393	13,3
37 GE 1.6-100 (59,2 MW)				229.998	206.998	13,3
52 Siemens SWT 2.3-101 (119,6 MW)	2.300	101	100	371.852	334.667	14,9
26 Siemens SWT 2.3-101 (59,8 MW)				196.048	176.443	14,9
60 Vestas V90 (120 MW)	2.000	90	105	354.049	318.644	15,6
30 Vestas V90 (60 MW)				185.894	167.305	15,6

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 32 : Heures équivalentes brutes et nettes du site de Thala

Nombre de turbines, fabricant et modèle de turbine de vent	Puissance nominale [kilowatt]	Diamètre de rotor [m]	Hauteur de moyeu [m]	Heures équivalentes brutes [h/a]	Heures équivalentes nettes [h/a]
75 GE 1.6-100 (120 MW)	1.600	100	100	3.698	3.328
37 GE 1.6-100 (60,8 MW)				3.885	3.496
52 Siemens SWT 2.3-101 (119,6 MW)	2.300	101	100	3.109	2.798
26 Siemens SWT 2.3-101 (59,8 MW)				3.278	2.950
60 Vestas V90 (120 MW)	2.000	90	105	2.950	2.655
30 Vestas V90 (60 MW)				3.098	2.788

14 COÛTS DU PROJET DE FERME ÉOLIENNE

Les coûts spécifiques à l'énergie éolienne ont considérablement diminué durant les deux dernières décennies. Ceci est dû aux améliorations technologiques importantes et sous l'effet de la concurrence que connaît le marché éolien qui ne cesse de croître (comparer avec la figure 6). Les incitations gouvernementales européennes ont créé un environnement stable pour le développement du marché de l'éolien et l'évolution de ses technologies à travers les Lois des Energies Renouvelables et les tarifs d'achat garantis (feed-in tariffs).

14.1 Coûts d'investissement pour un parc éolien de 60 MW à Thala

Comme dans l'analyse des coûts, les coûts spécifiques s'appliquent par MW installé de capacité éolienne ou par unité de turbine, les coûts ont été calculés pour une assomption établie de 37 turbines éoliennes d'une puissance de 1,6 MW chacune (59,2 MW au total) dans le cadre du scénario 60 MW.

Les coûts d'investissement suivants sont applicables au parc éolien de 60 MW projeté à Thala.

Tableau 33 : Coût représentatif d'investissement de matériel par MW et pour 60 MW à Thala

Article	par MW [EUR]	Ratio	pour 60 MW [EUR]
Eolienne	631.800	64,7%	37.907.800
Transformateur de l'éolienne	37.900	3,9%	2.274.500
Fondations pour les éoliennes	37.900	3,9%	2.274.500
Commutateur à la sous-station existante	10.400	1,1%	624.400
Prolongation de réseau à la sous-station	64.400	6,6%	3.865.100
Réseau interne du parc éolien	26.000	2,7%	1.560.900
Transformateur élévateur de tension du parc éolien	37.200	3,8%	2.229.900
Équipement de commande de SCADA par éolienne	15.800	1,6%	947.700
Essais de mise en marche	5.600	0,6%	334.500
Autres équipements et composants	7.000	0,7%	418.100
Loyer et transport de grue	27.900	2,9%	1.672.400
Expédition de la grue	800	0,1%	46.100
Expédition des éoliennes vers Tunis	11.600	1,2%	696.800
Transport routier des équipements jusqu'au site	4.700	0,5%	278.700
Accès internes du parc éolien	6.300	0,6%	379.100
Couverture d'incertitude	52.000	5,3%	3.121.800
Total	977.200	100,0%	58.632.200

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.1.1 Coûts des éoliennes

Les coûts pour les turbines ont pu être évalués seulement à partir d'autres exemples de projet et cotations représentatives reçues récemment, ainsi que par la vérification avec les données présentées en Figure 7.

Il n'a pas été possible d'obtenir des cotations de budget spécifiques et définitives pour le projet en question. Tout d'abord les fabricants ont besoin de davantage d'informations sur le caractère de propriété du projet, les risques, l'infrastructure, l'étendue des services, les risques financiers, etc. avant d'émettre une offre définitive. De plus, les fabricants sont peu disposés à émettre ce type d'offre, même à titre indicatif, en considération du caractère compétitif de la procédure d'appel d'offre qui aura lieu par la suite. En effet, chaque coût indiqué par l'un des concurrents actuellement peut augmenter les chances des autres concurrents en leur permettant d'adapter leur stratégie à l'avance.

Par conséquent, les coûts spécifiques par MW d'une turbine éolienne départ usine ont dû être assumés sur la base des propres connaissances du marché et de l'expérience du consultant impliqué.

Un coût de 631.800 EUR/MW est représentatif dans la plupart des cas. Cette somme est corroborée par des cotations récentes obtenues auprès de fabricants de turbines éoliennes ainsi que par la pratique dans de nombreux projets semblables.

14.1.2 Transformateur de l'éolienne

La plupart des éoliennes dans l'échelle de plusieurs mégawatts produit de l'électricité à une tension comprise entre 400 V et 690 V. Cette tension doit être renforcée sur place pour atteindre la tension du réseau interne (principalement entre 20 kV et 30 kV) du parc éolien en fonction de la taille du parc et des normes nationales. Les transformateurs sont placés soit à la base du mât de chaque éolienne, soit dans un local technique à côté de l'éolienne. Les coûts atteignent 37.900 EUR/MW.

14.1.3 Fondations pour les éoliennes

Les fondations des éoliennes sont des constructions en béton massif nécessitant des quantités importantes de béton, d'acier et de ciment. Le coût de chaque fondation est estimé à 4% (37.900 EUR/MW) du coût total de l'éolienne. Étant donné que plusieurs EGCElec ont leur domaine d'activité dans la fabrication de ciment, ces coûts pourraient être réduits d'une manière importante si on considère les contributions en nature que ces entreprises pourraient fournir.

14.1.4 Commutation à la sous-station existante

Le parc éolien sera relié à l'une des deux sous-stations existantes à Kasserine ou à Tejerouine. Afin de déconnecter le parc éolien du réseau électrique, une station de commutation doit être mise en place pour permettre au gestionnaire du réseau de débrancher le parc en cas d'urgence ou de nécessité. Le coût d'une telle station de commutation « clés en main » s'élève à environ 624.000 d'EUR.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.1.5 Prolongation du réseau à la sous-station

Le réseau de 150 kV qui relie les sous-stations de Tejerouine et Kasserine se trouve à une distance d'environ 3 kilomètres de l'emplacement prévu pour la ferme éolienne et offre ainsi la possibilité de construire une sous-station propre, directement à côté du site.

Les sous-stations Tejerouine et Kasserine se situent respectivement à environ 40 km du site de la ferme éolienne. La sous-station de Tejerouine (environ 40 km au nord) est reliée à des réseaux de 90 kV, 150 kV et 225 kV alors que la sous-station de Kasserine (environ 40 km au sud) est reliée à un réseau de 150 kV.

Par conséquent il existe trois possibilités de raccordement au réseau, ainsi qu'illustré dans le tableau suivant.

Tableau 34 : Possibilités de raccordement au réseau et besoin d'extension du réseau

Possibilité	Besoin technique
Raccordement au réseau 150kV directement à coté du site	Nouvelle sous-station avec commutateur sur le site de la ferme éolienne
Raccordement à la sous-station de Tejerouine	Nouvelle sous-station avec commutateur sur le site de la ferme éolienne, prolongation de 40 km du réseau 150 kV depuis le site jusqu'à la sous-station de Tejerouine et commutateur à la sous-station
Raccordement à la sous-station de Kasserine	Nouvelle sous-station avec commutateur sur le site de la ferme éolienne, prolongation de 40 km du réseau 150 kV depuis le site jusqu'à la sous-station de Kasserine et commutateur à la sous-station

La décision finale, soit pour un raccordement à une sous-station existante (Tejerouine ou Kasserine) par la construction d'une nouvelle branche de réseau jusqu'à la sous-station, soit pour la construction d'une nouvelle sous-station directement sur le site de la ferme éolienne avec raccordement au réseau 150 kV passant à proximité, devra être négociée avec la STEG en tant que propriétaire et opérateur du réseau.

Les coûts de construction d'une nouvelle sous-station sur le site et le raccordement au réseau 150 kV existant seraient moindre que les coûts de construction d'une nouvelle branche de réseau 150 kV pour relier le site à une des sous-stations existantes. De plus les coûts de construction d'un commutateur dans la sous-station existante seraient complètement épargnés.

Dans le cadre de l'étude de faisabilité, pour être sûr de minimiser les risques, une approche prudente a été adoptée et donc l'alternative prise en considération est celle d'une prolongation du réseau 150 kV, d'une nouvelle sous-station sur le site et d'un commutateur établi à la sous-station existante.

La construction de la ferme éolienne comprend donc la construction d'une ligne de réseau haut voltage (150 kV) longue de 40 km entre le site et l'une des sous-stations. Le prix retenu pour l'extension du réseau est d'environ 130.000 US\$ / km ce qui correspond à des cotations donnés dans des situations comparables.

En ce qui concerne les coûts de raccordement du projet de ferme éolienne au réseau, une demande officielle a été déposée auprès de la STEG dans le but de vérifier les coûts assumés par le consultant en raison de son expérience lors de projets similaires et pris en

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

compte dans cette étude. Aucune réponse officielle n'a été émise mais, officieusement, la somme forfaitaire d'environ 17.000.000 TND (environ 8.994.000 EUR) a été évoquée pour un raccordement à une distance de 40 km, sans que cette somme soit spécifiée en détail.

Ce chiffre permet seulement une vérification approximative des données utilisées dans l'étude de faisabilité pour un scénario prudent, c'est-à-dire en assumant un raccordement à une distance de 40 km de la ferme.

Tableau 35 : Coûts de raccordement au réseau pris en compte

Item	Pour 60 MW [EUR]
Commutateur à la sous-station existante	624.400
Extension externe du réseau	3.865.100
Transformateur sur-élévateur sur le site	2.229.900
Matériel destiné à la réduction des risques	357.800
Étude de raccordement au réseau	126.400
Part IAC (ingénierie, approvisionnement, construction - 10%)	720.400
Total (EUR)	7.924.000

Les coûts obtenus atteignent environ 8 million d'EUR et n'incluent ni les dépenses pour les permis environnementaux, ni les coûts de planning liés à l'extension du réseau. Ceci est dû au fait qu'il est particulièrement difficile de séparer ces deux postes des dépenses globales de permis environnementaux et de planning global du projet. Les coûts de raccordement pris en compte se trouvent dans l'ordre de grandeur de la somme globale officieusement indiquée par la STEG.

14.1.6 Réseau interne du parc éolien

Les aérogénérateurs sont reliés à un ou plusieurs jeux de barres représentant le réseau interne du parc. La tension au niveau de chaque éolienne peut atteindre 20-30 kV. Un réseau électrique interne au parc et d'une longueur totale d'environ 40 km est nécessaire. Chaque kilomètre de câble souterrain interne du parc éolien coûte environ 52.000 EUR.

14.1.7 Transformateur sur-élévateur de tension du parc éolien

Les jeux de barres du réseau interne du parc éolien sont d'environ de 20-30 kV. Pour raccorder le parc au réseau externe de 150 kV, un transformateur supplémentaire est nécessaire afin d'élever la tension de 20-30 kV à 150 kV. Le coût d'une telle sous-station clés en main 20 (ou 30)/150 kV peut atteindre environ 2.229.9000 EUR.

14.1.8 Equipement de contrôle des aérogénérateurs « SCADA »

Pour des raisons liées à la gestion opérationnelle et de contrôle du parc éolien, chaque aérogénérateur sera équipé d'un module d'interface SCADA afin de surveiller et contrôler à distance ses paramètres et son état (par exemple modem GSM). Le coût de l'interface SCADA a été évalué par les différents fabricants à environ 1,6 % (16.000 EUR / MW) du coût de l'aérogénérateur.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.1.9 Essais de mise en service

Des essais de mise en service du parc éolien doivent avoir lieu après l'achèvement de l'installation des aérogénérateurs et des différents travaux. Durant cette phase, une expertise indépendante doit étudier les éoliennes et souligner toutes les conformités et éventuellement les défauts par rapport aux contrats d'achat et de livraison des aérogénérateurs ainsi qu'à la garantie de performances. Le coût d'une telle expertise pour les essais d'une MW éolienne s'élève à environ 6.000 EUR / MW.

14.1.10 Autres services et composants

À part les principaux équipements mentionnés ci-dessus, un parc éolien de cette taille nécessite un local pour les techniciens et quelques services tels que l'eau ou l'électricité. De plus, des câbles téléphoniques et d'autres services sont nécessaires à la fois pour les techniciens et pour le fonctionnement du parc éolien. Le coût de ces services est évalué à 7.000 EUR/MW.

14.1.11 Loyer et transport de grues

Les éoliennes sont relativement hautes ce qui nécessite des grues de chargement lourd pour leur l'installation. Normalement, une grue d'une capacité de charge d'environ 800 tonnes et une grue aidante d'environ 300 t sont nécessaires pour des éoliennes appartenant à la gamme de 1,5-2,5 MW. Chacune des deux grues est nécessaire pendant environ 20 heures par éolienne. Le loyer horaire d'une grue est de l'ordre de 1.100 EUR, carburant et tous frais compris.

En considérant que ces grues seront embarquées de l'Europe, le coût de leur transport est estimé à environ 23.000 EUR/grue.

14.1.12 Expédition des aérogénérateurs et transport routier

Les éoliennes sont des équipements relativement hauts et lourds. La logistique du transport, particulièrement pour les pâles dont la longueur est d'environ 50 m, n'est pas aussi facile que pour d'autres équipements industriels. Les aérogénérateurs seront embarqués du pays d'origine jusqu'au port de Tunis ou de Bizerte. Les frais d'expédition s'élèvent à 11.600 EUR/MW.

Ensuite, les aérogénérateurs déchargés doivent être transportés jusqu'au site de Thala. La route entre Tunis et le site d'implantation des éoliennes est très bonne et on n'a détecté ou observé aucun goulot d'étranglement au niveau de cette route. Le transport de chaque aérogénérateur nécessitera environ 8 poids lourds: Un pour chacune des trois pâles, un pour la nacelle (y compris le générateur), 4 pour les segments de tour. Le coût unitaire de transport est de l'ordre de 3,7 EUR par camion et par kilomètre. La distance de Tunis à Thala est environ 250 km. Par conséquent chaque éolienne nécessite 2.000 km de transport routier par camion.

14.1.13 Accès internes du parc éolien

L'emplacement de chaque éolienne doit être accessible sans problème et avec n'importe quelle machine lourde pour assurer l'assemblage de l'aérogénérateur, son installation ainsi que les travaux d'entretien, la réparation et la démolition. Par conséquent un réseau interne

Etude de faisabilité “Parc Éolien Auto-Producteur” en Tunisie

de routes doit être construit. Les accès en gravier présentent une solution stable et économique, à condition que ces accès soient utilisés pour le parc éolien non pas pour n'importe quel transport en commun. Le coût de chaque kilomètre d'accès peut être estimé à environ 12.600 EUR. De même que le réseau électrique interne, le réseau des routes à l'intérieur du parc aura une longueur totale de 40 km.

14.1.14 Couverture d'incertitude

Plusieurs risques affectant les prix doivent être pris en considération. Entre n'importe quel prix annoncé et la signature de contrat, il pourrait y avoir des mois ou même des années ce qui entraîne une fluctuation des prix à cause des variations des coûts des matières premières, des taux de change, de l'état du marché international, etc.

Par conséquent, un taux de couverture d'incertitude d'environ 5,3 % ou 52.000 EUR par mégawatts devra être pris en considération.

14.2 Consultant, coûts relatifs à la gestion du projet, développement, supervision et IAC

Le projet devant être développé conformément à tous les aspects légaux, techniques et économiques, des ressources spécifiques sont nécessaires afin de lancer l'appel d'offre IAC, de gérer le projet et d'en assurer la supervision.

Par conséquent, il est essentiel de considérer les tâches suivantes, inhérentes à la gestion du projet et à sa supervision, au cours du planning du projet.

Tableau 36 : Coûts représentatifs de gestion de projet, planning, supervision interne

Gestion de projet, planning, supervision EGCElec	par MW [EUR]	pour 60 MW [EUR]
Gestion du projet EGCElec	4.200	252.000
Ingénieur du propriétaire EGCElec	2.500	150.000
Sous total gestion de projet, planning et supervision EGCElec	6.700	402.000

Avant l'installation et la mise en fonctionnement du parc éolien, il est nécessaire d'obtenir plusieurs autorisations et de suivre de nombreuses procédures pour assurer la conformité du projet prévu aux exigences légales. Les coûts générés peuvent être les suivants:

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 37 : Coûts représentatifs pour permis et consultants

Tâches	par MW [EUR]	pour 60 MW [EUR]
Etude du sol	100	6.000
Analyse des échantillons de sol	300	16.000
Transport et étude logistique	200	13.300
Étude Environnementale	400	26.600
Bancabilité de d'évaluation des ressources de vent et des prévisions de production d'énergie	800	50.500
Acquisition des terrains et travaux cartographiques	1.800	106.600
Étude de raccordement au réseau	2.100	126.400
Autres	1.200	74.300
Sous-total permis et consultants	7.000	419.000

Après que le projet ait été planifié quant à tous les aspects techniques, légaux et institutionnels et après que l'appel d'offre IAC ait été lancé, l'entrepreneur IAC ayant remporté l'appel d'offre devra établir le projet jusqu'au moment de la mise en service. Les coûts associés au contrat IAC sont les suivants.

Tableau 38 : Coûts représentatifs d'IAC

IAC	par MW [EUR]	pour 60 MW [EUR]
Contrat IAC (clés en main)	97.700	5.863.200
Sous-total IAC	97.700	5.863.200

En détail:

14.2.1 Gestion du projet EGCElec

La ferme éolienne devant être construite est un projet commun à plusieurs EGCElec partageant l'idée commune de générer une énergie éolienne à un prix économique pour répondre en partie à leurs besoins d'électricité.

En conséquence une compagnie devra être établie en copropriété pour représenter les EGCElec impliquées ; cette compagnie sera propriétaire et opérateur du projet de ferme éolienne. Plusieurs copropriétaires étant impliqués, il sera nécessaire de désigner quelqu'un qui mènera les opérations afin de gérer, administrez et planifier le projet commun d'énergie éolienne.

Parmi les tâches devant être accomplies dans le cadre de la gestion du projet figurent :

- Informer tous les actionnaires potentiels et rationalisation de leurs intérêts
- Agir en tant que directeur général de la compagnie en possession commune des EGCElec

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

- Représenter la compagnie auprès de parties tiers et des autorités gouvernementales
- Établir un programme de travail
- Établir et allouer le budget pour le développement du projet
- Engager et gérer les différents consultants requis
- Faire les demandes de permis nécessaires
- Superviser et contrôler tous les travaux et leur progression
- etc.

On peut supposer qu'un consultant en énergie éolienne qualifié sera engagé pour mener le développement du projet et pour diriger l'exécution des services impliqués au nom des EGCElec actionnaires. La personne devant être employée, ayant le profil requis et l'expérience nécessaire, gagne un salaire mensuel d'environ 5.000 EUR, ceci pendant 36 mois, et devra être soutenu par un poste d'assistant correspondant à un salaire mensuel d'environ 2.000 EUR.

De plus, ou alternativement, des services de développement et de gestion du projet devront être contractés auprès des consultants.

14.2.2 Ingénieur du propriétaire EGCElec

Une fois le planning technique et institutionnel réalisé et la sécurité légale du projet assurée, un appel d'offre est lancé pour inviter des prestataires à offrir leurs services pour la réalisation du projet de ferme éolienne clés en main. De tels entrepreneurs IAC doivent remplir des critères spécifiques qui seront définis dans les documents de l'appel d'offre. Les EGCElec doivent embaucher un ingénieur qui assurera la production des documents de l'appel d'offre, l'évaluation des offres, la supervision du procédé de sélection ainsi que la supervision des travaux réalisés par l'entrepreneur IAC retenu jusqu'à la mise en service du projet.

Une telle personne devra être hautement qualifiée dans le domaine de l'énergie éolienne et s'appuiera sur une expérience acquise lors de tâches similaires. Un salaire mensuel de 5.000 EUR a été alloué à cet ensemble de tâches pour une période de 30 mois.

De plus, ou alternativement, des services de développement et de gestion du projet devront être contractés auprès des consultants.

14.2.3 Etude et analyse de sol

Les exigences techniques à prendre en considération pour la construction de l'infrastructure nécessaire au parc dépendent de la nature du sol. En se référant aux prix pratiqués localement, l'étude du sol et le prélèvement des échantillons ainsi que leur analyse coûtent environ 21.309 EUR.

14.2.4 Transport et étude logistique

En raison de la taille et de la charge des machines à transporter, un consultant devra vérifier tout l'itinéraire de transport des éoliennes depuis leur usine de fabrication jusqu'au site de leur implantation. Il doit contrôler et vérifier les rayons de courbes de l'itinéraire, ses goulots d'étranglement et les passages étroits ainsi que la gestion du temps et de l'espace jusqu'au

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

site du parc éolien. Les coûts pour de tels services de consultation sont d'environ 13.300 EUR.

14.2.5 Étude d'impacts sur l'environnement

Le contenu de l'EIE est présenté dans le chapitre 17 de manière plus détaillée.

14.2.6 Bancabilité de l'évaluation des ressources de vent et des prévisions de production d'énergie

Comme il l'a été expliqué au chapitre 9.44, les mesures de vent effectuées à Thala durant la période 2002-2004 n'étaient pas conformes aux normes CEI. De plus, la hauteur de mesure de vent était relativement basse (40 m) comparée à la hauteur du moyeu qui est d'environ 100 m. Ces incertitudes conduisent à la nécessité d'installer une autre unité de mesure de vent banquable pendant l'étape de la planification afin d'obtenir des données de mesure de meilleure qualité permettant la mise à jour des prévisions de production d'énergie. A côté de cette unité, il est recommandé d'installer également une nouvelle unité de mesure au niveau de la hauteur du moyeu permettant de garantir davantage les résultats des mesures et servant en même temps au suivi de la garantie des performances des turbines.

La zone d'implantation de la ferme éolienne de 60 MW incorpore plusieurs hectares de surface. Pour augmenter les la validité des résultats il est recommandé d'installer un mât de mesure, de 100m de hauteur et entièrement équipés de sondes répondant à des normes bancables. Chaque mât coûte environ 37.100 EUR, tous équipements et frais d'installation par des experts professionnels compris.

De plus, il est nécessaire de réaliser un pronostic bancable actualisé de la production énergétique éolienne pour la conception finale du parc éolien et l'aérogénérateur choisi (respectant une courbe de puissance garantie). Un tel rapport bancable approuvé par l'avis d'un expert dans le domaine coûte environ 14.900 EUR.

14.2.7 Acquisition des terrains, établissement légal et travaux cartographiques

La ferme éolienne nécessite une énorme occupation de terrains qui doivent être enregistrés à l'office de la cartographie et ce au niveau de chaque parcelle de terre utilisée pour la construction ou l'exploitation du parc éolien. Les terrains doivent être mesurés et acquis auprès de leurs propriétaires. Les contrats doivent être négociés, signés et issus comme actes notariés. Le travail complet de la recherche de terrain, de cartographie et de l'établissement atteint un prix d'environ 106.600 EUR.

14.2.8 Étude de raccordement au réseau

Pour des raisons techniques et de sécurité d'approvisionnement, une étude du réseau devra être réalisée. Cette étude prendra en considération le réseau à mettre en place, aussi bien interne qu'externe, et traitera quantitativement et qualitativement de l'impact du parc éolien sur le réseau au point de couplage commun.

L'étude de réseau, réalisée par des experts aguerris, coûte environ 14.900 EUR. En se basant sur l'expérience acquise dans d'autres projets, la planification du réseau, la demande de permis et autorisations peuvent être estimées à environ 111.500 EUR.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.2.9 Autres

A part les coûts mentionnés ci-dessus, plusieurs honoraires administratifs ainsi que des frais relatifs à de petits travaux de consultation devront être payés. Ces coûts sont estimés à environ 74.300 EUR pour le projet dans son entier.

14.2.10 Contrat IAC

Une fois que la ferme éolienne est financée et prête à être construite, la phase complexe de l'installation commence. Si on n'intègre pas un développeur professionnel de ferme éolienne, il est fort probable qu'un entrepreneur IAC en énergie éolienne sera engagé afin de prendre soin de tous les détails des étapes d'exécution clés en main. Les EGCElec devront, avec leur unité de gestion de projet, préparer tous les détails nécessaires ainsi que la base légale et financière du projet. Un appel d'offre aura lieu pour attribuer la réalisation du projet. L'entrepreneur IAC sera sélectionné lors du processus d'appel d'offre qui définit de façon précise l'étendue des services et de l'ouvrage que celui-ci devra livrer. La mise en service de la ferme éolienne marque la fin du travail de l'entrepreneur IAC. Son travail sera supervisé de façon continue par l'ingénieur du propriétaire des EGCElec.

Le coût de tels services IAC peut être évalué à environ 10 % des coûts d'équipement en matériel, par conséquent 5.863.200 EUR.

14.3 Récapitulatif des dépenses globales d'investissement

Les coûts et les dépenses mentionnés ci-dessus peuvent se résumer dans l'investissement global suivant, si on considère un parc éolien de 60 MW :

Tableau 39 : Investissement global représentatif d'une ferme éolienne de 60 MW à Thala

	EUR / MW	EUR pour 60 MW
Equipement de parc éolien	977.200	58.632.000
Gestion de projet, planning et supervision EGCElec	7.000	420.000
Permis et consultants	6.700	402.000
Contrat IAC	97.700	5.862.200
Investissement global	1.088.600	65.316.200

14.4 Coûts opérationnels

Pendant l'exploitation du parc éolien, plusieurs coûts opérationnels sont applicables, qui dépendent, dans des marges spécifiques, du fournisseur et du contrat de service. Le tableau ci-dessous présente les coûts effectifs à prévoir en se basant sur des devis reçus antérieurement:

Tableau 40 : Coûts opérationnels représentatifs d'une ferme éolienne de 60MW à Thala

			% Inv. glob. de ferme éolienne
Entretien des équipements	EUR/Eolienne/an	9.700	1,4%
Gestion technique du parc éolien (exploitation jour à jour)	EUR/Eolienne/an	13.400	2,0%
Locations des terrains de mise en place des turbines	EUR/Eolienne/an	1.500	0,2%
Réserves pour la réparation	EUR/Eolienne/an	14.900	2,2%
Coûts de télécommunications	EUR/Eolienne/an	1.000	0,1%
Assurances	EUR/Eolienne/an	13.400	2,9%
Gestion économique	EUR/an	22.300	-
Autres	EUR/an	7.400	1,1%
Coûts administratifs MDP	revenus de MDP	17,0% de REC + 37.200 EUR ou 127.400 EUR	
Entretien du site (accessibilité, apparence,...)	EUR/Eolienne/an	11.200	-

En détail:

14.4.1 Entretien des équipements

Chaque machine a besoin d'un entretien régulier, afin de remplir les performances prévues et atteindre la durée de vie prévue ou garantie. Par conséquent, des travaux réguliers d'inspection et d'échange, par exemple des lubrifiants et autres consommables, sont nécessaires. Des services et les travaux réguliers assurent un bon état permanent des machines. Pour une ferme éolienne de 60 MW, les coûts annuels de référence relatifs à chaque éolienne sont d'environ 9.700 EUR dans ce domaine.

Les coûts d'entretien sont applicables après l'expiration de la période de garantie, normalement après deux ans de mise en service.

14.4.2 Gestion technique du parc éolien (exploitation jour à jour)

Tout le monde sait qu'une machine peut tomber en panne. Cette panne pourrait être due à des facteurs externes ou provoquée par des erreurs du programme de commande ou des problèmes internes. Si une éolienne d'une puissance de 2 MW s'arrête de fonctionner pendant le pic de son exploitation, 2.000 kWh ne seraient pas produits par heure, provoquant un déficit économique direct significatif.

Par conséquent, l'opération « jour à jour » menée par des techniciens qualifiés garantit une réaction immédiate si une éolienne ne fonctionne pas bien. Le module SCADA, relié au modem GSM sur chaque aérogénérateur, permet en cas de dysfonctionnement l'envoi d'un SMS ou autre message au technicien, qui peut intervenir dans l'interface de l'éolienne par internet ou réseau GSM. Ceci permet d'analyser l'erreur et de la corriger ou de redémarrer le système logiciel de l'aérogénérateur. Cette possibilité de réaction permanente et spontanée

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

permet la meilleure efficacité d'exploitation et permet également de prendre de soin du mode opérationnel de chaque éolienne.

De plus, de petits travaux de réparation et d'entretien peuvent être effectués par les techniciens si cela n'affecte pas la garantie de fabrication. De nombreux opérateurs techniques indépendants offrent un tel type de service. Souvent, les experts sont reliés de manière permanente à leurs ordinateurs et fournissent un « backstopping » aux techniciens travaillant quotidiennement sur site. Pour une ferme de 60 MW, les coûts annuels de référence pour chaque aérogénérateur sont d'environ 13.400 EUR.

14.4.3 Location des terrains de mise en place des turbines

Les terrains sur lesquels la ferme éolienne est planifiée ne sont actuellement pas exploités économiquement. Cette région couverte de sable et de cailloux a peu de végétation et ne peut même pas être utilisée pour des prés. Le prix de location des terrains devrait donc être relativement bas. L'utilisation économique des terrains, comme pour une ferme éolienne par exemple, signifie une valeur ajoutée et par conséquent une bénédiction pour le propriétaire. Le budget prévoit un paiement annuel de 1.500 EUR pour chaque turbine, correspondant à la location du terrain pour les fondations des turbines et l'infrastructure nécessaire au fonctionnement de la ferme éolienne ainsi que toute servitude y étant liée.

14.4.4 Réserves pour la réparation

En raison d'événements spécifiques, les machines peuvent parfois s'écrouler après un certain temps. L'assurance ne paie pas dans tous les cas et de ce fait des budgets de réparation doivent être prévus pour faire face à une réparation ou à un remplacement et afin de pouvoir payer les composants et les travaux nécessaires. Il est recommandé de réserver environ 14.900 EUR par an par éolienne pour de tels événements. Le montant à réserver est de l'argent comptant, déposé sur un compte bancaire et produisant de ce fait un revenu lié au taux d'intérêt. Pour le modèle de cash-flow il peut être supposé que les réserves constituées sont dépensées périodiquement en moyenne tous les 5 ans. Les réserves devraient être constituées après expiration de la période de garantie, normalement après deux ans de fonctionnement.

14.4.5 Coûts de télécommunications

Afin de permettre à l'interface SCADA de l'éolienne de communiquer avec les opérateurs du parc éolien et les fournisseurs de service, une ligne de télécommunication doit être installée. Les frais annuels payés par éolienne sont d'environ 1.000 EUR.

14.4.6 Assurances

N'importe quelle éolienne ou autre infrastructure peut être affectée par des événements imprévus. Les tremblements de terre, les incendies, l'explosion ou les inondations sont certains de ces événements auxquels s'ajoutent les erreurs humaines ou autres accidents. Les assurances offrent la couverture des risques liés à plusieurs de ces événements et ce pour le matériel et les machines ainsi que pour le déficit d'énergie produite en résultant.

Un bon bouquet de couverture d'assurances offert sur le marché coûte environ 13.400 EUR/éolienne/an.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

14.4.7 Gestion économique

En dehors de la gestion technique, une ferme éolienne est un investissement qui a toujours besoin d'une administration et d'une gestion économique. Ce travail peut être fait par un comptable ou un économiste simple et on peut évaluer son coût à environ 22.300 EUR par an pour l'ensemble de la ferme éolienne, en prenant en compte les salaires locaux et l'assistance d'une secrétaire.

14.4.8 Autres

Il pourrait y avoir quelques dépenses plus petites à considérer, telles que les donations, le transport supplémentaire et autres qui sont difficiles à définir et à évaluer à l'avance. Une somme de 7.400 EUR par an sera appliquée globalement pour le projet.

14.4.9 Coûts administratifs MDP

Le Mécanisme de Développement Propre, comme présenté en chapitre 7.6, offre un revenu attrayant nécessaire à la viabilité de projet. Les coûts pour l'application de MDP s'élèvent à 127.400 EUR mais peuvent être compensés par des honoraires de succès attribués aux conseillers ou à l'acheteur de REC, correspondant à environ 17 % du montant des REC. Pour l'analyse du cash flow, une valeur représentative doit être prise en considération. Habituellement un mixte entre un paiement en monnaie et des honoraires d'aboutissement (% de REC) est utilisé. Ce procédé est jugé comme couronné de succès car il garantit le plein engagement des conseillers engagés. Les coûts effectifs suivants seront pris en considération dans le calcul du cash flow:

- 37.200 EUR pour les services de validation et vérification périodique;
- Honoraires relatifs à l'aboutissement (succès) de 17 % REC pour la préparation de PIN et de PDD d'écriture, consultant pendant la validation, enregistrement et négociation des REC.

14.4.10 Entretien du site (accessibilité, apparence, etc.)

La ferme éolienne sera accessible tous le temps et doit avoir une bonne apparence au cas où les visiteurs ou les investisseurs passent la voir. Par conséquent, des travaux réguliers de jardinage, de nettoyage et d'entretien sont régulièrement programmés. Le coût de ces travaux s'élève à environ 11.200 EUR/ferme éolienne/an.

15 ANALYSE ÉCONOMIQUE

15.1 Méthodes et hypothèses

Dans ce chapitre, les méthodes et hypothèses utilisées pour l'évaluation économiques sont décrites.

15.1.1 Méthodes

Pour l'évaluation économique plusieurs éléments ont été considérés :

a) Coûts de production de l'électricité

Dans cette analyse les coûts de production d'un kWh produit par le parc éolien sont comparés avec les coûts de l'électricité que les industries paient.

Les coûts de financement sont inclus comme précisés dessous.

b) Evaluation d'investissement

La rentabilité – le TRI montre l'attractivité de l'investissement pour les financiers

c) La solvabilité de la société de projet représente la possibilité de rembourser les financiers à tout moment, elle est quantifiée par le taux de couverture de la dette (TCD)

15.1.2 Hypothèses

Pour calculer le coût du parc des hypothèses ont été faites outre les hypothèses présentées concernant l'augmentation du prix du gaz.

Les paramètres entrant dans les calculs économiques sont présentés dans un tableau en Annexe 13.

En ce qui concerne les impôts, tous les calculs sont entrepris hors taxes, donc hors considération TVA.

Pour calculer le taux de change entre le dinar tunisien et l'euro la moyenne des 12 derniers mois a été retenue afin de compenser les fluctuations possibles. Le taux de change est fixé à 1.877 TND par EUR.

15.2 Valeur de l'électricité

Les établissements concernés (auto-producteurs d'électricité) bénéficient d'un droit de transport de l'électricité produite à travers le réseau électrique national depuis le site de production jusqu'aux points de consommation. Les coûts de transport sont fixés par la Loi n°2009-7 du 9 février 2009, article 14 et ceci indépendamment de la distance. Les frais de l'utilisation du réseau STEG pour le transport ont été fixés ici à 5 m/m/kWh dans le cadre de l'analyse économique.

De plus ces projets bénéficient du droit de vente des excédents de production exclusivement à la STEG, dans la limite de 30 % de la production annuelle. Les puissances souscrites par les EGCElec ne seront pas réduites dans les hypothèses de calcul adoptées dans cette étude étant donné que l'éolien ne présente pas une puissance garantie. Une révision éventuelle de la puissance souscrite pourrait être envisagée ultérieurement, après une ou

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

deux années de mise en service du parc et après constatation par les EGCElec de l'énergie électrique ainsi produite. Toutefois l'impact de cette révision, si elle a lieu, ne sera pas très significatif quant à la rentabilité du projet.

Pour la valeur du kWh produit par le parc éolien et utilisé en autoconsommation ou bien encore cédé à la STEG, la valeur retenue sera celle des tarifs d'énergie du 1er juin 2010. « Pour les projets raccordés aux réseaux en HT et MT le prix de revente est le prix de l'énergie du tarif général d'électricité en HT à quatre postes horaires ».

Afin d'avoir un prix de référence moyen, ou tarif général, pour refléter les tarifs à quatre postes horaires de la STEG, des calculs ont été effectués, tenant compte de la répartition de la consommation selon ces tarifs (donnée communiquée par la STEG).

Tableau 41 : Tarif général moyen de la STEG à compter du 01/06/2010

Tarif (mlm/kWh)	Répartition	Valeur (mlm/kWh)	Valeur (TND/kWh)	Valeur (EUR/kWh)
Tarif Jour 1.Sep - 31.Mai (106mlm)	45,8%	45,5	0,0455	0,0243
Tarif Pointe 1.Sep - 31.Mai (164 mlm)	12,5%	20,5	0,0205	0,0109
Tarif Nuit 1.Sep - 31.Mai (81mlm)	41,7%	33,8	0,0338	0,0180
Tarif hiver (75%)		102,8	0,1028	0,0548
Tarif Jour 1.Juin - 31.Aout (106mlm)	31,3%	33,1	0,0331	0,0176
Tarif Pointe 1.Juin - 31.Aout (164mlm)	20,8%	34,2	0,0342	0,0182
Tarif Soir 1.Juin - 31.Aout (129mlm)	12,5%	16,1	0,0161	0,0086
Tarif Nuit 1.Juin - 31.Aout (81mlm)	35,4%	28,7	0,0287	0,0153
Tarif été (25%)		112,1	0,1121	0,0597
Tarif général moyen		105,1	0,1051	0,0560

Le résultat des calculs est un tarif général moyen de 105,1 mlm / kWh.

D'autre part, un deuxième prix référence peut être déterminé en mettant l'accent sur le prix effectif payé par les EGCElec, soucieuses d'éviter les périodes de pointe et d'utiliser les tarifs les plus favorables, plutôt que sur les tarifs de la STEG. Ce prix référence est le coût moyen du kWh consommé par les EGCElec. Le calcul économique est basé sur la moyenne arithmétique des coûts moyens des EGCElec intéressées, ainsi qu'illustré dans le tableau suivant.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 42 : Tarif moyen effectif des EGCElec

EGCElec	Coût moyen effectif [mlm/kWh]	Coût moyen effectif [EUR/kWh]
Phosphates de Gafsa	102,0	0,0543
Sotacib Feriana	103,0	0,0549
Interchaux	101,0	0,0538
Elfouladh	100,0	0,0533
Société des Ciments d'Enfidha	106,0	0,0565
Tarif moyen effectif des EGCElec	102,4	0,0546

Le coût moyen des EGCElec est donné par kWh et varie entre 100 et 106 mlm ; la référence « tarif moyen effectif des EGCElec » est de 102,4 mlm/kWh (5,46 EUR cent) en 2010.

Lors d'une autoproduction par énergie éolienne, le tarif payé par la STEG aux EGCElec correspond aux tarifs 4 postes horaires. La production doit donc être répartie dans le système tarifaire. Ceci a lieu en utilisant la valeur de production d'énergie éolien P50 qui est la valeur scientifique la plus probable, ainsi que décrit au chapitre 15.5.

Tableau 43 : kWh produits par poste horaire

kWh produit par poste horaire	kWh net	%
	P50	
kWh total	206.998.560	100,0%
Tarif Jour (106) 1.Sep - 31.Mai	73.393.620	35,5%
Tarif Pointe (164) 1.Sep - 31.Mai	22.860.175	11,0%
Tarif Nuit (81) 1.Sep - 31.Mai	72.749.231	35,1%
Tarif Jour (106) 1.Juin - 31.Aout	12.356.449	6,0%
Tarif Pointe (164) 1.Juin - 31.Aout	5.031.798	2,4%
Tarif Soir (129) 1.Juin - 31.Aout	7.728.378	3,7%
Tarif Nuit (81) 1.Juin - 31.Aout	12.878.908	6,2%

Le calcul du tarif pondéré d'énergie éolienne se fait en fonction de l'espérance de production P50 et de sa distribution sur les tranches horaires.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 44 : Calcul du tarif pondéré d'énergie éolienne

Tarif (mlm/kWh)	Tarif pondéré (mlm/kWh)	Tarif pondéré (TND/kWh)	Tarif pondéré (EUR/kWh)
106	37,6	0,0376	0,0200
164	18,1	0,0181	0,0096
81	28,5	0,0285	0,0152
106	6,3	0,0063	0,0034
164	4,0	0,0040	0,0021
129	4,8	0,0048	0,0026
81	5,0	0,0050	0,0027
Tarif pondéré d'énergie éolienne	104,3	0,1043	0,0556

Compte tenu de la répartition des kWh par rapport à chaque poste horaire de tarif, le calcul du tarif pondéré total donne un résultat de 104,3 mlm/kWh ainsi qu'illustré dans le tableau ci-dessus.

La comparaison du tarif pondéré d'énergie éolienne avec les deux tarifs de référence calculés plus haut est illustrée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 45 : Différence entre les tarifs (mlm/kWh)

Tarif général moyen de la STEG	105,1
Tarif moyen effectif des EGCElec	102,4
Tarif pondéré d'énergie éolienne	104,3

La différence entre le tarif général moyen de la STEG et le tarif moyen effectif des EGCElec est de 2,6 %. Le tarif pondéré d'énergie éolienne est de 104,3 mlm/kWh et se situe ainsi entre les deux tarifs de référence.

Cependant, pour l'évaluation de la valeur de l'énergie éolienne, les coûts de transport qui sont prélevés par la STEG doivent être déduits du système de tarif pondéré.

Tableau 46 : Valeur de l'électricité produite par énergie éolienne

Valeur de base 2010	mlm/kWh	EUR/kWh
Tarif pondéré d'énergie éolienne	104,3	0,0556
Coût de transport de l'énergie électrique	5,0	0,0027
Valeur de l'électricité	99,3	0,0529

Ainsi la valeur de l'électricité éolienne produite par les EGCElec est de 99,3 mlm/kWh.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

De plus, il faudrait théoriquement distinguer entre l'autoconsommation et la vente de l'énergie produite à la STEG. Dans le cas de la vente, la STEG paye le tarif pondéré aux EGCElec, donc 104,3 m/m/kWh. En conséquence, la vente à la STEG a une priorité plus élevée que l'autoconsommation. La jurisprudence permettant seulement de vendre à la STEG l'énergie, qui va au-delà des besoins propres, il serait logique de dimensionner le parc éolien de telle sorte qu'il produise toujours 30 % de plus que pour l'autoconsommation.

Cependant, la structure du projet n'étant pas flexible, il est nécessaire d'avoir une base solide de calcul. On assume donc que 100 % de l'énergie produite sera utilisée pour l'autoconsommation, ce qui est le cas le plus défavorable économiquement. La possibilité de vendre 30 % de la production à la STEG sert seulement de garantie de réserve.

15.2.1 Développement des tarifs d'électricité

Comme le montre le chapitre précédent, le niveau des prix de l'énergie est décisif pour l'évaluation de l'énergie éolienne produite. Par conséquent, le développement futur des tarifs d'électricité dépend de certains facteurs, analysés ici.

Selon le gouvernement tunisien, le prix du gaz, très favorable en Tunisie par rapport au prix du marché international, va augmenter de façon linéaire au cours des prochaines années pour venir s'aligner sur les prix internationaux. L'étude se concentre donc essentiellement sur le développement du prix du gaz. En plus de l'augmentation progressive des prix du gaz tunisien, un autre facteur joue un rôle important. Il s'agit du taux d'augmentation de la part du gaz dans la production d'énergie.

Il est essentiel pour un investissement majeur tel que celui du parc éolien considéré de réduire les risques au maximum. L'analyse économique part donc d'un scénario relativement pessimiste.

Les tarifs de l'énergie ayant augmenté d'environ 4,5 % par an ces dernières 10 années, une différenciation des taux de croissance de chaque tarif n'est pas nécessaire puisque que les taux de croissance ont augmenté de façon uniforme. Cependant, il est nécessaire de corriger l'augmentation des prix par l'inflation. Le taux d'inflation des dernières 10 années est de 3,3%.

Nous assumons donc une augmentation des prix du gaz de 1,2 % par an. Dans ce cas l'augmentation du prix de l'électricité est de 0,45 % ainsi qu'illustré par le tableau ci-dessous.

Tableau 47 : Hypothèse pessimiste pour l'augmentation de la valeur d'énergie

Augmentation du prix du gaz	1,20%
% gaz dans les coûts de l'électricité	45,00%
Augmentation du prix de l'électricité	0,45%

D'autres scénarios prudents sont pensables, correspondant davantage au développement des prix de l'énergie des dernières années. Ceux-ci seront pris en compte de façon détaillée par la suite.

Le projet de construction du parc éolien étant prévu pour 2013 il est nécessaire de procéder à une extrapolation de la valeur de l'électricité à cette date comme base de calcul. Le processus est fondé sur les hypothèses décrites ci-dessus.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 48 : Extrapolation de la valeur de l'électricité comme base de calcul (EUR/kWh)

Estimation de valeur de base 2013	2010	2011	2012	2013
Tarif pondéré d'énergie éolienne (EUR/kWh)	0,0556	0,0559	0,0562	0,0565
Transport de l'énergie électrique (EUR/kWh)	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
Valeur de l'électricité (EUR/kWh)	0,0529	0,0532	0,0535	0,0538

La représentation suivante montre le développement de la valeur de l'électricité produite au début du projet. Le développement sur toute la durée de vie du parc est présenté dans un tableau en Annexe 12.

Pour ce calcul l'augmentation des prix reste la même sur l'axe temporel pendant la vie du projet.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 49 : Développement de la valeur de l'électricité

Anné	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Augmentation du prix de gaz	1,2%																					
% gaz dans les coûts de l'électricité	45%																					
Augmentation du prix de l'électricité	0,5%																					
Tarif pondéré (EUR/kWh)	0,0565	0,0568	0,0571	0,0574	0,0577	0,0580	0,0583	0,0587	0,0590	0,0593	0,0596	0,0599	0,0603	0,0606	0,0609	0,0612	0,0616	0,0619	0,0622	0,0626	0,0629	0,0632
Transport de l'énergie électrique (EUR/kWh)	0,0027																					
Valeur de l'électricité (EUR/kWh)	0,0538	0,0541	0,0544	0,0547	0,0551	0,0554	0,0557	0,0560	0,0563	0,0566	0,0569	0,0573	0,0576	0,0579	0,0582	0,0586	0,0589	0,0592	0,0596	0,0599	0,0602	0,0606

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

15.3 Coûts de production de l'électricité

Le but de l'autoproduction étant de remplacer l'électricité achetée par les EGCElec à la STEG, les coûts de production du parc éolien sont donc calculés tenant compte des hypothèses décrites ci-dessus.

Le tableau suivant montre le développement des coûts du projet de façon exemplaire pour un parc éolien de 60 MW.

Tableau 50 : Développement des coûts en Mil. EUR [60 MW]

60 MW (Mil. EUR)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Coût d'opération et de maintenance			2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Assurance des risques	0,8	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0	0	0	0	0	0
Intérêt au capital propre	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Intérêt aux dettes	2,4	3,0	3,0	2,8	2,6	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0	0	0	0	0
Amortissement			3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Coûts comptabilisables	3,2	4,0	6,2	6,1	5,8	5,5	5,3	5,0	4,7	4,4	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	2,8	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2
Coûts réels imputés	4,6	5,7	11,3	11,2	11	10,7	10,4	10,1	9,9	9,6	9,3	9,0	8,8	8,5	8,2	8,0	7,7	7,4	7,3	7,3	7,3	3,9

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

En raison d'une période de construction de 2 ans, les coûts d'opération et de maintenance ont lieu à partir de 2015. Pour simplifier, l'amortissement est pris en considération lorsque tous les investissements sont terminés.

Pour déterminer les coûts de production de l'énergie éolienne, le coût total, intérêt du capital propre inclus, a été distribué sur la somme des kWh produits.

Tableau 51 : Coûts de production du parc éolien

Parc éolien	60 MW	120 MW
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452	0,0444
Coût de production du parc éolien (TND/kWh)	0,0848	0,0834

En raison d'une même structure de coûts pour une capacité de à 60 MW et 120 MW la différence des coûts de production est marginale. Avec un doublement de la capacité de production du parc éolien les coûts d'investissement augmentent d'un peu plus de 90 %. Les coûts d'exploitation se développant de façon linéaire, ils augmentent de 100 %. Grâce à cette structure de coûts à peu près constante, les coûts de production changent seulement sur le quatrième chiffre après la virgule.

Pour pouvoir interpréter les coûts de production, et donc l'économie que constitue le parc éolien, ces coûts doivent être comparés avec la valeur de l'électricité à remplacer pour les EGCElec, ainsi que décrit dans la section ci-dessus.

Tableau 52 : Coûts de production du parc éolien [60 MW]

	2013	2020
Coût de production parc éolien (EUR/kWh)	0,0452	0,0452
Valeur de l'électricité pour les EGCElec (EUR/kWh)	0,0538	0,0560
Différence entre le coût de production et la valeur de l'électricité (EUR/kWh)	0,0086	0,0108

L'analyse des coûts de production montre qu'ils sont bien au dessous de la valeur de l'électricité (environ 25 %). Il est important de noter que cette différence va augmenter, ce qui équivaut à l'augmentation de prix du gaz et par conséquence des tarifs d'électricité.

Le tableau suivant montre comment la différence augmente avec le temps.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

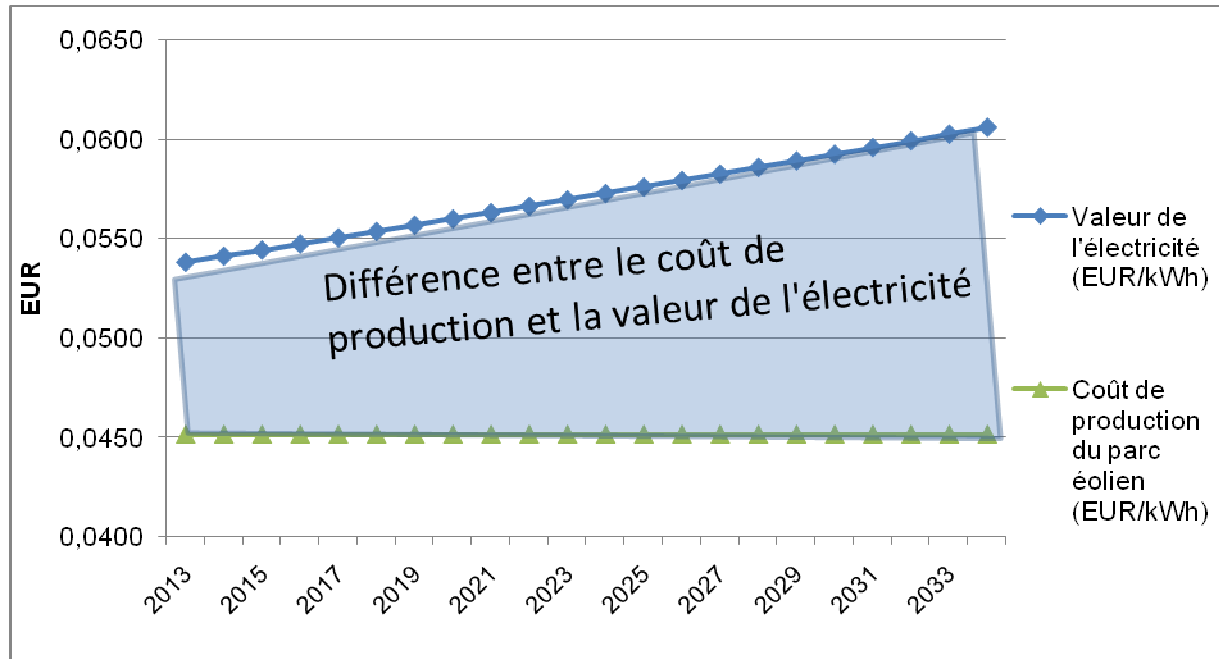


Figure 22 : Différence entre le coût de production et la valeur de l'électricité

15.4 Rentabilité de l'investissement

Pour déterminer la rentabilité de l'investissement les coûts et les revenus sont considérés dans leur total. Les revenus totaux sont calculés à partir du kWh produit, multiplié par la valeur de l'électricité pour les EGCElec, plus les revenus générés par le MDP ainsi qu'illustré dans le tableau suivant.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 53 : Bénéfices comptabilisables

60 MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Coûts comptabilisables	3,2	4,0	6,2	6,1	5,8	5,5	5,3	5,0	4,7	4,4	4,2	3,9	3,6	3,3	3,1	2,8	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenus de production d'énergie totale	0	0	11,2	11,3	11,4	11,5	11,5	11,6	11,7	11,7	11,8	11,9	11,9	12,0	12,1	12,1	12,1	12,3	12,3	12,4	12,5	12,5
Revenus de MDP	0	0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Revenus totaux	0	0	11,8	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,3	12,4	12,5	12,5	12,6	12,6	12,6	12,7	12,8	12,8	12,9	13,0	13,0
Bénéfices comptabilisables	-3,2	-4,0	5,6	5,8	6,2	6,6	6,8	7,2	7,6	7,9	8,2	8,6	8,9	9,3	9,5	9,8	10,2	10,5	10,6	10,7	10,8	10,8

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

La rentabilité de l'investissement est calculée par l'application de deux méthodes :

- Taux de rentabilité interne (TRI) sur l'investissement
- Rentabilité des fonds propres.

Le TRI est un critère pertinent de choix de projet; il permet de savoir si le projet est rentable et fournit le taux de rentabilité de l'investissement basé sur les coûts et revenus annuels.

La rentabilité des fonds propres, « Return on Equity (ou ROE) » mesure de façon similaire le rapport entre le résultat net et les capitaux propres investis. Ce chiffre est souvent considéré comme la capacité d'une entreprise, ou projet, à générer des profits à partir de ses capitaux propres nets (capitaux moins dettes).

Tableau 54 : Rentabilité de l'investissement

Résultat	60 MW	120 MW
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452 EUR	0,0444 EUR
TRI	7,55%	7,9%
Rentabilité des fonds propres	23,89%	24,59%

La rentabilité dépend très peu de la taille du parc éolien. Les différences en fonction de la taille du parc sont marginales et donc négligeables.

15.5 Analyse de flux de trésorerie

Comme la rentabilité et les coûts de production sont pratiquement indépendants de la taille du parc éolien, une seule analyse est présentée, celle du parc de 60 MW.

Le tableau ci-dessous illustre le flux de trésorerie pour le projet.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 55 : Flux de trésorerie opérationnel

60 MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Coût total	4,6	5,7	11,3	11,2	11	10,7	10,4	10,1	9,9	9,6	9,3	9,0	8,8	8,5	8,2	8,0	7,7	7,4	7,3	7,3	7,3	3,9
Revenus totaux	0	0	11,8	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,3	12,4	12,5	12,5	12,6	12,6	12,6	12,7	12,8	12,8	12,9	13,0	13,0
Flux de trésorerie opérationnel	-3,2	-4,0	5,7	5,9	6,2	6,5	6,9	7,2	7,5	7,9	8,2	8,5	8,9	9,2	9,6	9,9	10,2	10,5	10,6	10,7	10,8	10,9
Ebit	-0,8	-1,0	8,7	8,8	8,9	9,1	9,8	9,4	9,5	9,6	9,7	9,9	10,0	10,1	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	10,8	10,9
Flux de trésorerie financier	51,7	9,7	5,7	2,3	2,7	3,0	3,3	3,7	4,0	4,3	4,7	5	5,3	5,7	6,0	6,3	6,7	8,8	10,7	10,8	10,8	10,9
Service de la dette total	2,4	3,0	3,0	6,6	6,3	6,1	5,9	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	1,8	0	0	0	0
Reste d'endettement	41,2	51,4	51,4	47,8	44,3	40,8	37,3	33,4	30,1	26,7	23,0	19,5	15,9	12,4	8,8	5,3	1,7	0	0	0	0	0
Taux de couverture de la dette (TCD)	-0,3	-0,3	2,9	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	2,4	2,6	2,7					

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

La phase initiale du projet doit être examinée de façon détaillée. Le projet commence par une période de construction de deux ans en 2013, touchant son terme au fin de l'année 2014. La production d'énergie éolienne va commencer à être produite à partir de 2015. Donc pendant les deux premières années de construction il y n'a pas de coûts d'opération et maintenance. Il en va de même pour les revenus de l'électricité générés par les éoliennes.

La séparation entre les coûts d'exploitation purs et le coût total est nécessaire pour une présentation détaillée des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie opérationnelle n'utilisent que les coûts d'exploitation, tandis que le flux de trésorerie financière prend en compte le coût total.

Pendant la période de construction le taux de couverture de la dette (TCD) est négatif ; il devient positif en 2015 avec la mise en route de la production d'énergie éolienne.

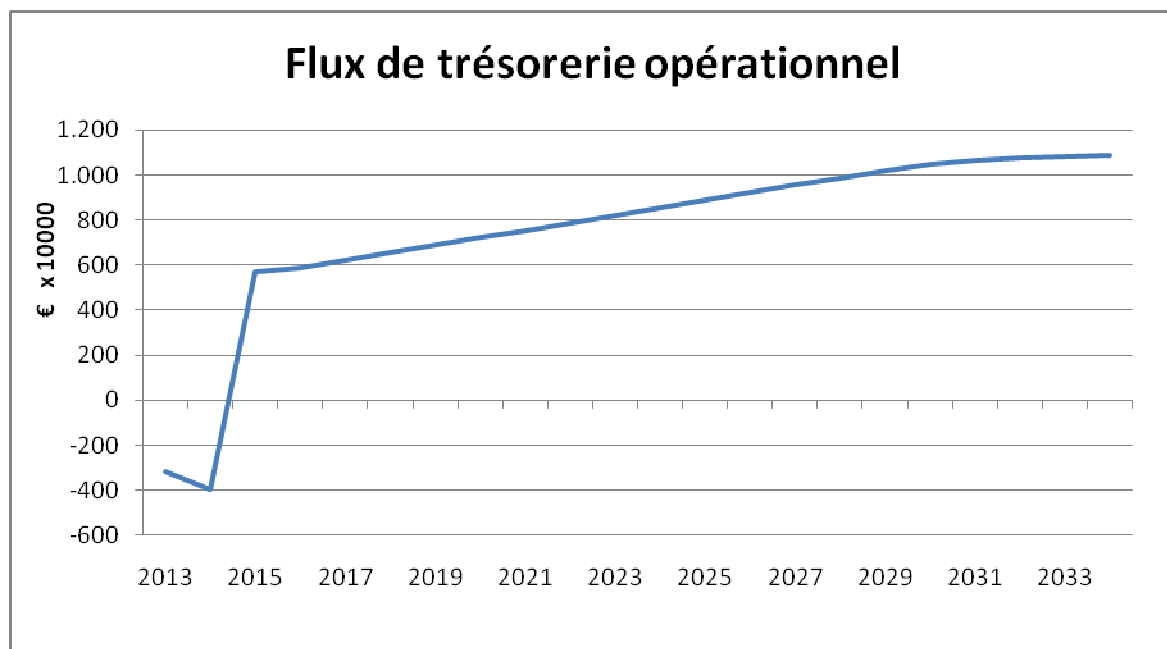


Figure 23 : Analyse du flux de trésorerie opérationnel

Dans les deux premières années au cours de la phase d'investissement, le flux de trésorerie opérationnel est négatif. Avec le début de la production d'énergie éolienne, les flux de trésorerie deviennent positifs. En raison des services de la dette au cours du projet, le flux de trésorerie augmente de façon dégressive.

15.6 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité permet d'analyser les facteurs présentant les impacts les plus importants sur l'économie du projet.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

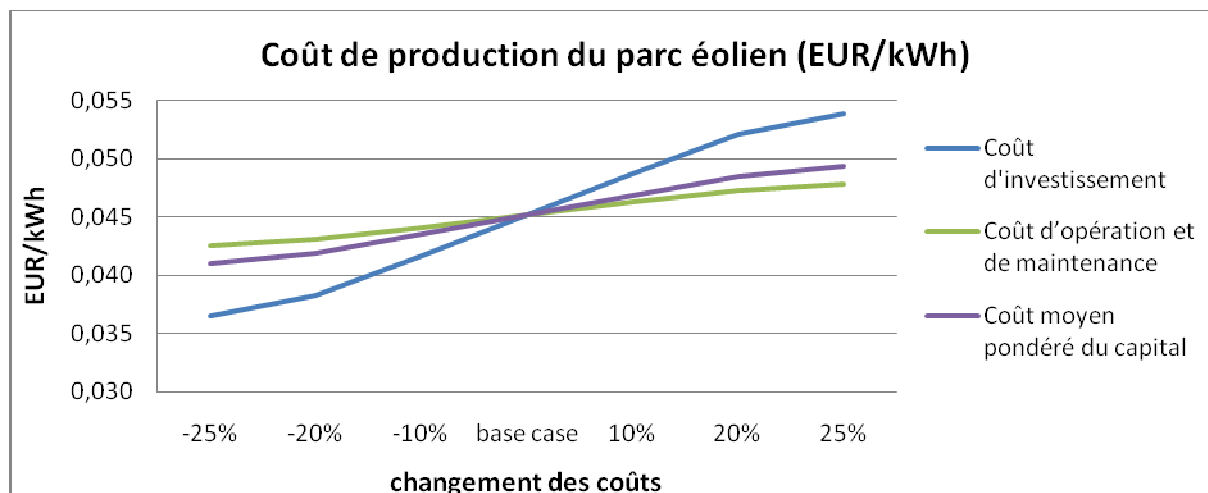


Figure 24 : Analyse de sensibilité du coût de production du parc éolien

Les coûts de production de l'énergie éolienne dépendent de trois facteurs de coût principaux: investissement, opération et maintenance et intérêt représenté par le coût moyen de capital pondéré. L'influence de ces trois facteurs sur le coût de production de l'énergie éolienne est illustrée dans le graphique dessus. Au contraire des conditions constantes, tous ces facteurs changent selon l'axe des abscisses. L'analyse montre que les coûts d'investissement sont ceux qui ont le plus d'impact sur les coûts de production.

Avec des conditions par ailleurs constantes, l'influence de l'évolution des coûts d'investissement sur l'économie du projet est très importante, ainsi que le montre le graphique suivant.

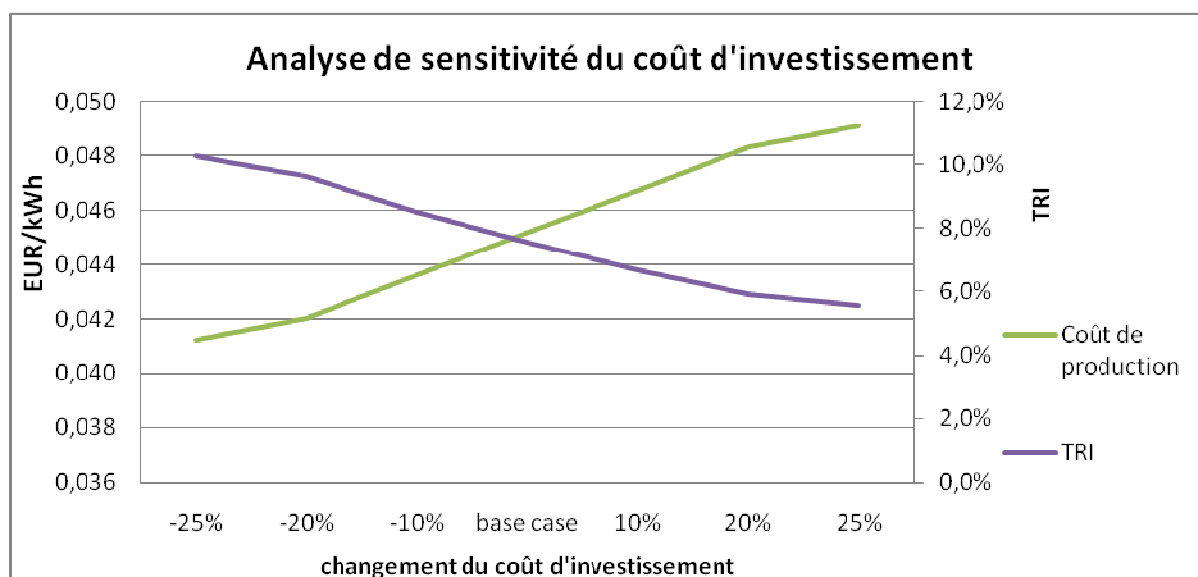


Figure 25 : Analyse de sensibilité du coût d'investissement

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Une augmentation du coût d'investissement de 25 % entraîne une réduction du TRI allant jusqu'à 6 % et une augmentation du coût de production de l'énergie éolienne de 0,044 EUR cent/kWh. La même dynamique vaut pour une réduction des coûts d'investissement.

La valeur d'électricité exprimée par le tarif pondéré (prix opérationnel d'énergie basé sur le tarif de 4 postes) que les EGCElec remplacent par l'énergie éolienne, a une influence encore plus grande sur l'économie que le coût d'investissement.

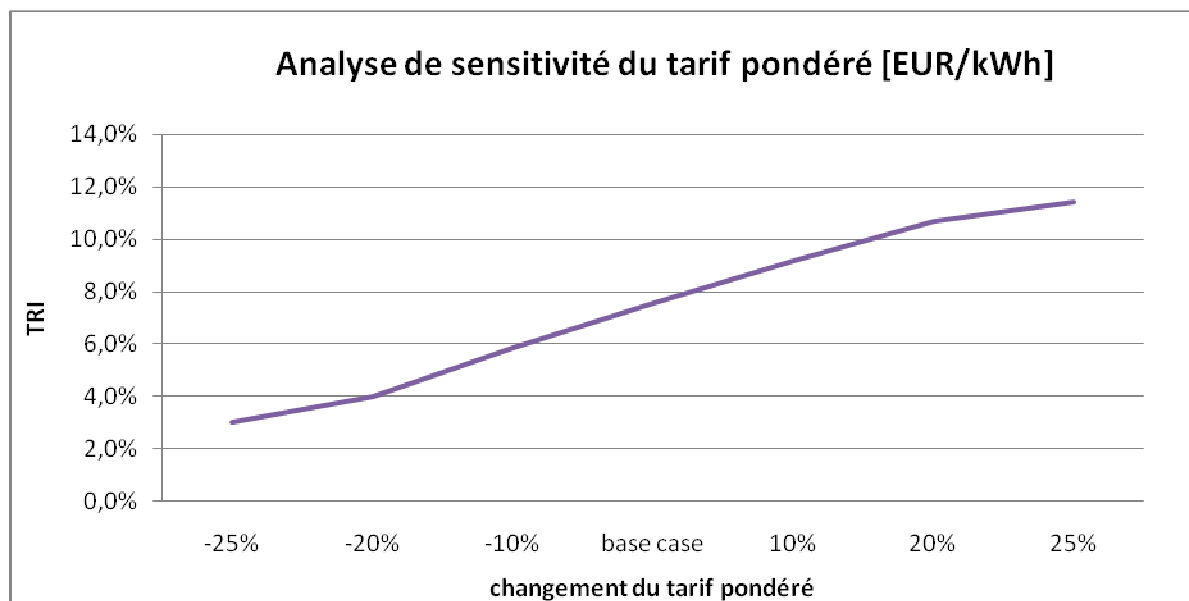


Figure 26 : Analyse de sensibilité du tarif pondéré des EGCElec

Si la moyenne du tarif pondéré augmente de plus de 0,45 % p.a. ce qui est probable, les revenus générés par la production de l'énergie éolienne augmentent également, ainsi que la rentabilité et l'économie du projet.

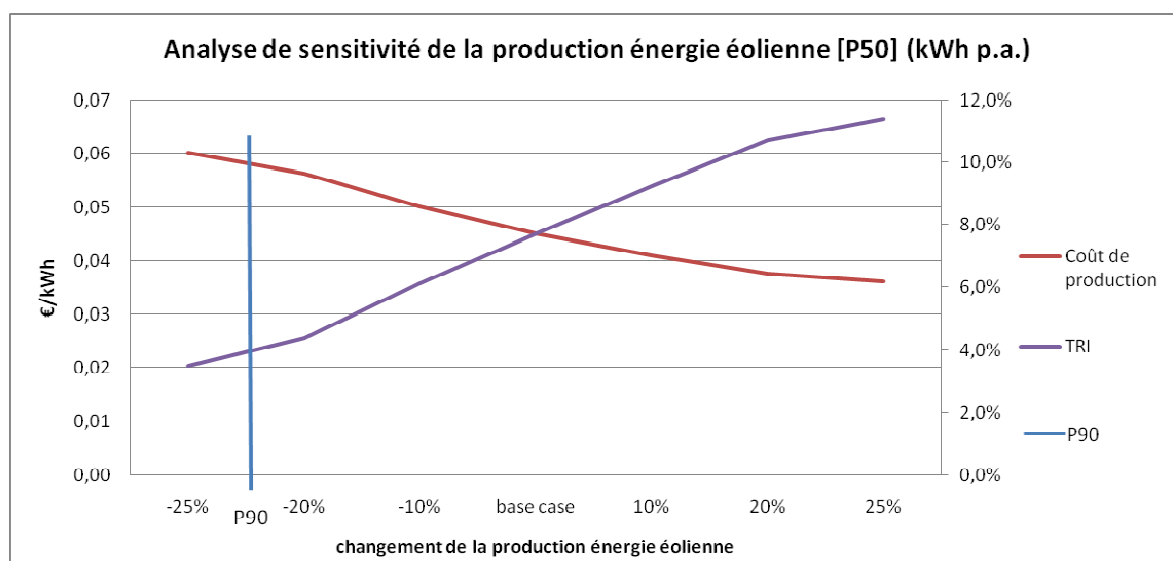


Figure 27 : Analyse de sensibilité de la production d'énergie éolienne

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Les conditions de vent peuvent varier très fortement, c'est la raison pour laquelle la valeur P50 est utilisée. Ainsi que décrit plus haut, P90 est considéré comme un facteur de sécurité pour les banques.

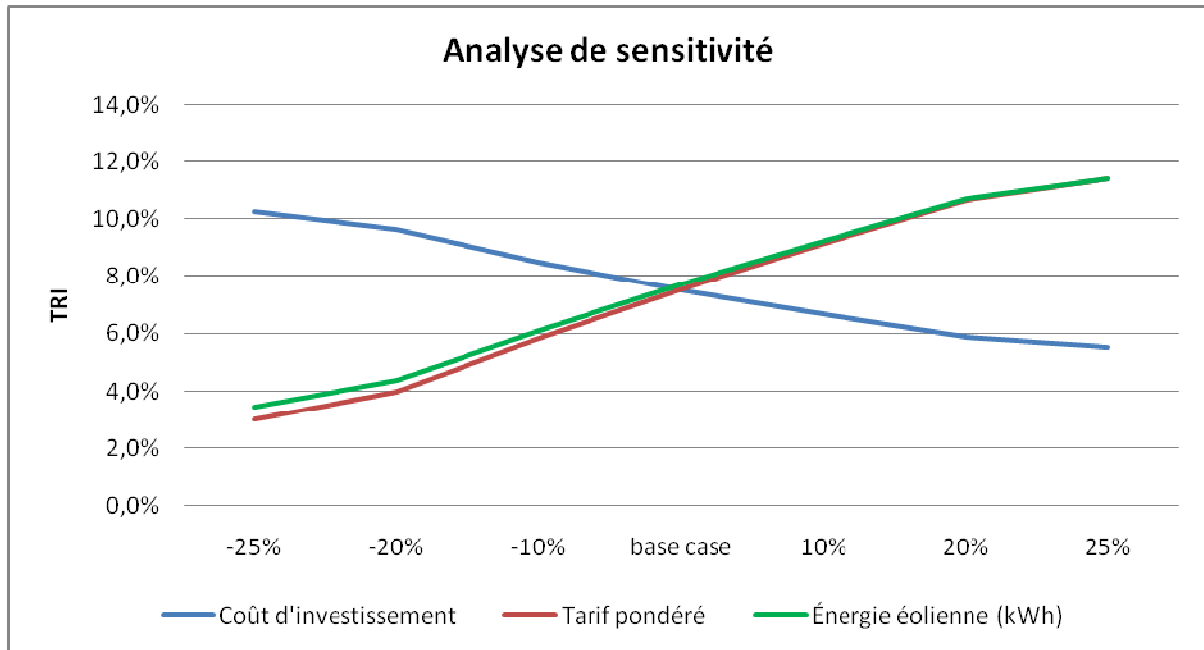


Figure 28 : Résumé d'analyse de sensibilité

Le graphique ci-dessus représente la variation des facteurs les plus importants.

15.7 Analyse de scénarios

L'analyse des scénarios englobe quatre scénarios différents. Nous distinguons entre :

1. scénario de base (60 MW),
2. scénario de 120 MW,
3. scénario optimiste,
4. scénario pessimiste.

Pour la présentation de chaque scénario et leur comparaison, les facteurs les plus importants et les paramètres économiques ont été retenus.

Les variables utilisées ont une influence sur le coût ou un impact sur les revenus. En ce qui concerne les coûts, le coût d'investissement et les taux d'intérêt sont considérés comme des variables de base pour décrire les paramètres de financement. Les revenus sont déterminés par les trois variables : énergie éolienne produite en kWh, augmentation du prix du gaz et prix des certificats MDP. Pour comparer les scénarios, les variables de comparaison CMPC, TRI et le coût de production du parc éolien ont été utilisées.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

15.7.1 Présentation des scénarios

Le **scénario de grande dimension** est basé sur le scénario de base (60 MW) mais avec une puissance étendue à 120 MW, en conséquence, les coûts d'investissement et la production d'énergie augmentent.

Tableau 56 : Scénario de 120 MW

Scénario	Scénario de base	Scénario de 120 MW
Les variables:	60 MW	120 MW
Coût d'investissement [EUR]	65.316.464	122.203.896
Taux d'intérêt A	5,5%	5,5%
Taux d'intérêt B	6,0%	6,0%
Production d'énergie (kWh p.a.)	206.999.400	399.393.600
Augmentation du prix du gaz	1,2%	1,2%
Prix des certificats MDP	5,0 EUR	5,0 EUR
Les résultats:		
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	6,8%	6,8%
TRI	7,6%	7,9%
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452 EUR	0,0444 EUR
Coût de production du parc éolien (TND/kWh)	0,085 TND	0,083 TND

Le tableau ci-dessus analyse les scénarios considérés pour les deux tailles de parcs de 60 MW et 120 MW. Les différences constatées dans les résultats sont très faibles.

Le **scénario optimiste** est basé sur des conditions plus favorables que celles du scénario de base. Les taux d'intérêt sont moins élevés et l'augmentation du prix de l'énergie accrue. De plus, le prix des certificats MDP a un niveau plus élevé.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 57 : Scénario optimiste

Scénario	Scénario de base	Scénario optimiste
Les variables:	60 MW	60 MW
Coût d'investissement [EUR]	65.316.464	65.316.464
Taux d'intérêt A	5,5%	4,8%
Taux d'intérêt B	6,0%	5,5%
Production d'énergie (kWh p.a.)	206.999.400	206.999.400
Augmentation du prix du gaz	1,2%	5,0%
Prix des certificats MDP	5,0 EUR	12,0 EUR
Les résultats:		
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	6,8%	6,4%
TRI	7,6%	12,0%
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452 EUR	0,0450 EUR
Coût de production du parc éolien (TND/kWh)	0,085 TND	0,084 TND

En raison d'une augmentation du prix de gaz plus dynamique et d'un prix des certificats MDP plus élevé, le TRI du scénario optimiste est supérieur à celui du scénario de base. Le coût de production du parc éolien change à peine.

Le **scénario pessimiste** est basé sur le scénario de base mais avec certains changements des conditions. Les taux d'intérêt ont été modifiés pour qu'ils aient un impact négatif sur les conditions de financement extérieur et en conséquence aussi sur le CMPC. De plus, le coût d'investissement a été majoré de 10 %. En outre, on assume que le prix du gaz et donc les tarifs d'électricité maintiennent leur niveau actuel. En raison de la dynamique du marché MDP et du facteur d'incertitude qu'est le temps de réalisation du projet, l'hypothèse d'une défaillance de revenus MDP est retenue. Pour tenir compte de l'effet d'une année de vent faible, la production d'énergie a été réduite et la valeur P75 a été retenue comme critère. Toutefois, la valeur P75 correspond à un scénario théorique très prudent et dont la probabilité est considérée comme très faible.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 58 : Scénario pessimiste

Scénario	Scénario de base	Scénario pessimiste
Les variables:	60 MW	60 MW
Coût d'investissement [EUR]	65.316.464	71.848.110
Taux d'intérêt A	5,5%	6,5%
Taux d'intérêt B	6,0%	7,0%
Production d'énergie (kWh p.a.)	206.999.400	188.444.400
Augmentation du prix du gaz	1,2%	0,0%
Prix des certificats MDP	5,0 EUR	0,0 EUR
Les résultats:		
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	6,8%	7,6%
TRI	7,6%	2,6%
Coût de production du parc éolien (EUR/kWh)	0,0452 EUR	0,0545 EUR
Coût de production du parc éolien (TND/kWh)	0,085 TND	0,102 TND

En assumant qu'une augmentation du prix du gaz n'ai pas lieu, que les coûts d'investissement augmentent et que donc les paiements de l'intérêt augmentent, le projet n'est pas rentable.

Le tableau suivant résume les différents scénarios considérés.

Tableau 59 : Comparaison des différents scénarios

Scénario	Scénario de base	Scénario de 120 MW	Scénario optimiste	Scénario pessimiste
Les variables:	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 du prix du gaz	1,2%	1,2%	5,0%	0,0%
Prix des certificats MDP	5,0 EUR	5,0 EUR	12,0 EUR	0,0 EUR
Les résultats:				
(CMPC)	6,8%	6,8%	6,4%	7,6%
TRI	7,6%	7,9%	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

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Dans le scénario de base d'une capacité de 60 MW les coûts d'investissement chiffrent à environ 65,3 Mil. EUR. Dans ce cas la production d'électricité chiffre à environ 207 GWh par an utilisant la norme P50 de la disponibilité éolienne. En assumant un niveau de coûts de capital moyen de 6,8 %, le coût total de production de l'énergie éolienne est calculé à 0,0452 EUR/kWh soit 0,0850 TND/kWh. Dans ce scénario de base, le coût de production du parc éolien au début du projet est 0,0086 EUR/kWh moins cher que le tarif moyen effectif de l'électricité remplacée qui figure à 0,0538 EUR/kWh, soit une différence de 15%. Cette différence au bénéfice de l'électricité éolienne augmente chaque année avec l'augmentation du prix de gaz et des tarifs d'électricité. Pour l'évaluation du TRI de 7,6 % il faut prendre en compte le fait que les fonds propres des industries sont déjà rémunérés avec un dividende de 10%.

Dans le scénario de 120 MW l'économie du projet s'améliore peu parce que les coûts d'investissement sont largement dominés par le coût des turbines.

Dans le scénario optimiste une augmentation des tarifs de gaz et d'électricité plus forte et des niveaux d'intérêt plus bas fait monter le TRI à 12%.

Dans un scénario pessimiste (worst case) une augmentation des tarifs d'électricité est exclue pour toute la période de la vie du projet et les intérêts sont beaucoup plus élevés. C'est seulement dans ce cas très peu probable que l'économie du parc éolien parait très faible.

15.7.2 Synthèse de l'analyse économique

Dans l'analyse économique du parc éolien les facteurs déterminants sont les coûts d'investissement, les tarifs de l'électricité remplacée et les coûts de financement.

Le coût d'investissement pour le parc éolien de la capacité choisie de 60 MW chiffre à 65 millions d'EUR. Un changement de la taille du parc n'a que très peu d'impact sur l'économie du projet car le coût des turbines domine les coûts d'investissement.

La production d'électricité chiffre à 207 GWh par an, avec le niveau P50 assumé.

Assumant un niveau pondéré de coût de capital de 6,8 %, le coût total de production de l'énergie éolienne est calculé à 0,0452 EUR/kWh et 0,0850 TND/kWh. Par conséquent, le coût de production du parc éolien au début du projet est 0,0086 EUR/kWh moins cher que le coût moyen effectif de l'électricité remplacée. Cet avantage augmente chaque année avec l'augmentation des tarifs d'électricité attendue. La différence avec les coûts de production d'électricité éolienne va augmenter jusqu'à 25 % à la fin du projet ce qui équivaut à l'augmentation du prix du gaz et par conséquence à l'augmentation des tarifs d'électricité.

Le TRI du projet chiffre à 7,6 %, ce à quoi il faut, dans la perspective des industries qui investissent, ajouter le rendement de 10% sur les fonds propres.

Dans un scénario plus optimiste le TRI monte à 12%.

Tenant compte du fait que le gouvernement Tunisien doit dans les prochaines années ajuster le niveau des tarifs pour prendre en compte le niveau international du prix du gaz, l'économie du parc éolien va être très favorable pour les industries impliquées.

15.8 Risques

15.8.1 Rappel des risques réglementaires

Le rapport général sur ce projet a détaillé les clarifications et améliorations qui doivent être apportées au cadre réglementaire existant. Pour cette étude nous assumons que ces questions sont résolues faute de quoi un investissement dans un parc éolien serait très improbable de la part des auto-producteurs et financiers.

15.8.2 Autres risques

15.8.2.1 Risques liés à l'État tunisien

Le cadre réglementaire pour ce type de projet est récent et des améliorations restent à y être apportées ainsi que décrit dans le rapport général.

Il est assumé qu'un certain nombre de questions sont résolues avant la clôture financière du projet :

- Contrat type avec la STEG
- Augmentation possible des frais de transport
- Transfert de devises
- Taxation et impôts.

Il faut tenir compte du fait que ces types de garanties auraient un effet positif sur les coûts de financement (voir section ci-dessus sur le financement).

Certains de ces risques pourraient être pris en charge par des assurances – spécialement les »partial risk guarantees« de la MIGA ainsi que mentionné dans le rapport général.

15.8.2.2 Risques liés au projet en soi

Les risques liés au projet en soi sont les mêmes que tous ceux auxquels sont confrontés tous les parcs éoliens en général. Un planning méticuleux (par exemple examen du sol) et des assurances aident à limiter ces risques.

La fondation de l'éolienne présente un risque particulier. L'ancrage au sol doit être conçu pour au moins la durée de vie de l'éolienne. Pendant cette période, la fondation ne doit faire preuve d'aucune faiblesse (par exemple affaissement du sol). Pour des conditions de sol spéciales, sable par exemple, avec une faible résistance et un ramollissement de sol profond, des techniques spéciales et souvent coûteuses devront être utilisées. Les autres risques géologiques devront également être évalués, à l'exception du tremblement de terre puisque le site choisi ne se trouve pas dans une zone classifiée pour ce risque.

Un autre facteur de risque peut être la sécurité des droits d'utilisation du site à long terme. Tant que la propriété du site n'est pas clairement définie et qu'aucun bail valide n'est signé pour toute la durée du projet, ce paramètre constitue un facteur d'incertitude. Dans la même thématique, la possibilité d'une expropriation éventuelle joue également un rôle. Dans certains pays, le gouvernement se réserve le droit, dans certains cas, de nationaliser le sol.

De même, dans certaines régions, la surveillance des éoliennes contre le vandalisme est nécessaire. Selon les besoins et l'étendue de la surveillance, ceci peut conduire à des coûts supplémentaires considérables.

En plus des risques spécifiques à l'activité éolienne, les risques traditionnels de tout projet devront être considérés : délais de construction et disponibilité du matériel (ici les turbines) en particulier.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

16 IMPACT SOCIO CULTUREL

Les projets éoliens présentent une contribution importante à l'amélioration de la durabilité. La durabilité de l'énergie éolienne se reflète dans différents domaines et avec différents effets.

Tout d'abord, il faut mentionner la création d'une valeur ajoutée régionale, associée à un projet d'énergie éolienne. L'économie locale est renforcée de plusieurs façons. Le secteur public peut bénéficier de recettes fiscales accrues.

Les propriétaires du terrain du site recevront un fermage, qui peut être une contribution très importante à leur situation financière, particulièrement dans les zones rurales.

Au cours de la durée de vie du parc, environ la moitié de la valeur ajoutée totale est générée sur place. Cette valeur constitue une source importante de revenus dans les régions structurellement faibles. Dans la phase de construction 50 % de valeur ajoutée est générée localement.

Pour les effets d'emploi, il faut différencier entre les phases de développement, construction et exploitation. Pour la phase d'exploitation l'effet primaire du parc éolien est limité à 8 personnes mais de façon durable pendant 20 ans. Comme effet secondaire il faut ajouter que les coûts de l'énergie baissent pour les industries concernées et que donc la compétitivité des industries augmente et stabilise les emplois.

Un projet d'infrastructure ainsi important que celui de la ferme éolienne considérée ne présente pas seulement des bénéfices économiques pour les propriétaires et les investisseurs mais aussi pour la région entière et d'autres prestataires de services. Des emplois temporaires et permanents vont être créés et des recettes fiscales viennent alimenter les revenus municipaux ainsi bien que nationaux. Les emplois à créer, relatifs à la ferme éolienne, peuvent être classés en emplois permanents et non permanents à caractères direct ou indirect. Le tableau suivant résume les activités prévues.

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

Tableau 60 : Possibilités d'emploi local liées à la ferme éolienne

Secteur	Activité	N° d'emplois	Durée	Caractère
Planning	Gestion de projet et planning EGCElec	2	non permanent (environ 36 mois)	direct
Réalisation	Owners Engineed EGCElec	1	non permanent (environ 30 mois)	direct
Consultation	Différent services de consultants et réalisation d'études	5	non permanent (environ 6 mois)	direct
Établissement	IAC	10	non permanent (environ 18 mois)	direct
Établissement	IAC Ingénierie civile et construction	30	non permanent (environ 18 mois)	direct
Opération	Maintenance	1	permanent (environ 20 ans)	direct
Opération	Fournisseurs d'équipement et biens de consommation	2	permanent (environ 20 ans)	indirect
Opération	Gestion technique de la ferme éolienne (jour à jour)	2	permanent (environ 20 ans)	direct
Opération	Gestion économique	1	permanent (environ 20 ans)	direct
Opération	Administration MDP	0.5	permanent (environ 20 ans)	direct
Opération	Entretien du site	1	permanent (environ 20 ans)	direct
Administration	Gestion institutionnelle (permis gouvernement, STEG, etc.)	1	permanent (environ 20 ans)	indirect
Pour toutes les phases	Hébergement, nourriture et services	5	permanent (environ 20 ans)	indirect
Divers	Autres	3	mélange	les deux
Somme		14	permanent	
Somme		49,5	non permanent	

Avec la construction d'un parc éolien, un certain transfert de technologie a lieu. Ce transfert résulte de l'utilisation de technologies étrangères. Les aspects positifs concernant un transfert de technologie doivent être pris en compte dans le concept d'exploitation et les contrats avec les fournisseurs.

Le transfert de technologie concerne également l'expertise mise en place sur le site et pour les personnes concernées. La formation et le savoir-faire dans l'énergie éolienne est une nouvelle étape vers la durabilité.

Avec l'expansion de l'énergie éolienne, en particulier dans les zones rurales, le développement des infrastructures progresse également. Les routes et le réseau électrique doivent être partiellement étendus. Par conséquent, l'énergie éolienne n'est pas seulement source d'énergie mais contribue aussi à un enrichissement de l'infrastructure.

Malgré leur production en énergie verte, les parcs éoliens pourraient nuire à la nature et à la population.

Autant qu'on ait pu en juger lors de la visite du site, la biodiversité de la région est très réduite car le sol est uniformément couvert de sable et de cailloux et ne présente donc pas

Etude de faisabilité "Parc Éolien Auto-Producteur" en Tunisie

un environnement riche. On peut donc assumer qu'aucune espèce en voie de disparition ne vit dans cette région et pourrait être mise en danger par la réalisation du projet

Le site de Thala étant situé dans une zone peu habitée, il n'y a pas de population à reloger. De plus, quand l'emplacement des turbines a été déterminé, on a pris soin de ne placer aucune turbine à moins de 300 m de la périphérie du village Thala. La distance de 300 m minimum assure un niveau minime du bruit et de l'effet stroboscopique. L'influence de la présence de la ferme éolienne pour les habitants de Thala reste conforme aux standards internationaux.

La législation actuellement en vigueur en Tunisie prévoit une EIE seulement pour des installations de génération d'électricité supérieures à une capacité de 300 MW. Par conséquent, une EIE n'est pas requise par le gouvernement. Pourtant pour des raisons de financement international et dans le cadre du processus MDP des EIE sont nécessaires et devront donc être fournies. L'ANME a déjà pratiqué de telles études pour plusieurs sites de fermes éoliennes et présente donc qualification et expérience dans ce domaine.

Une étude qualitative et quantitative devra donc être réalisée à l'avance afin de montrer que l'impact sur le site choisi pour l'installation du parc éolien est minimal. Dans le cadre de cette étude il est nécessaire de procéder à un comptage des oiseaux et des espèces en danger. De même cette étude s'intéressera aux bruits des aérogénérateurs et aux zones lumière/ombre qu'ils génèrent. Le coût inhérent à de tels services est d'environ 26.637 EUR.

17 RECOMMANDATIONS ET PROPOSITION D'UN PLANNING POUR LA RÉALISATION DES PROJETS

17.1 Planning et réalisation

Dans le tableau de planification présenté les différentes étapes sont munies d'un axe temporel qui doit rester très indicatif à cause du caractère pilote de ce projet.

Le développement de ce projet exigeant un grand savoir faire, celui-ci devra être développé auprès de l'ANME et de STEG Energie Renouvelables. Le PNUD a entamé un programme d'assistance technique à ce propos (voir ci-dessus).

17.2 Phase d'initiation

Le pas le plus important paraît l'établissement d'un groupe porteur d'EGCElec. Il s'agit d'un projet privé du secteur industriel. Ce sont donc les EGCElec qui devront s'engager et prendre en main les prochaines étapes de développement. Ceci concerne notamment le lobbying pour la mise en œuvre des changements du cadre réglementaire ainsi que décrit plus haut dans ce rapport.

La clarification du cadre réglementaire est un élément clé sans lequel les investissements dans le développement de ce projet vont rester très limités.

17.3 Phase de développement et planning

Les pas suivants paraissent particulièrement importants pour ce projet :

- Acquisition du terrain : les promoteurs doivent approcher les propriétaires pour négocier l'utilisation du terrain.
- Négociations avec la STEG, plus spécialement l'agrément sur la question du raccordement de l'installation, sur la base des spécifications techniques et du contrat type.
- Obtenir les autorisations diverses exigées par les autorités régionales et nationales.

18 ANNEXES

- Annexe 1** Loi de 2009 sur l'autoproduction d'énergie renouvelable
- Annexe 2** Décret de 2009 relatif à l'autoproduction
- Annexe 3** Données de mesure du vent aux mâts de Thala (40 m, 30 m et 10m)
- Annexe 4** Données à long terme (moyenne mensuelle)
- Annexe 5** Distribution de Weibull à long terme (Thala 100 m et 105 m)
- Annexe 6** Vues d'ensemble de la ferme éolienne
- Annexe 7** Représentation tabulaire de la ferme éolienne
- Annexe 8** Courbe des coefficients de puissance utilisée et de poussée
- Annexe 9** Analyse détaillée de la production
- Annexe 10** Niveaux de dépassement
- Annexe 11** Caractéristiques des turbines éoliennes
- Annexe 12** Développement de valeur d'électricité
- Annexe 13** Paramètres pour le calcul économique
- Annexe 14** Développement des coûts
- Annexe 15** Flux de trésorerie
- Annexe 16** Résumé de projet