

Evaluation à mi-parcours du Projet

« Développement du secteur privé éolien »

Rapport Final

Juin 2012



equitao

**13, Rue Izmir
1082 Notre Dame Tunis
Tél : 71 892 794 / 71 848 774
Fax : 71 800 030
E-mail : contact@acc.com.tn
Site Web : www.acc.com.tn**

Sommaire

I. SOMMAIRE

II. EXECUTIV SUMMARY	5
III. RESUME	10
IV. INTRODUCTION	15
IV.1 CONTEXTE ET STRATEGIE NATIONALE	15
IV.2 DEFINITIONS ET MODES DE GESTION DES PARCS EOLIENS	17
IV.2.1 <i>Typologie de la production électrique éolienne</i>	18
IV.3 BENCHMARKING INTERNATIONAL	20
V. EVALUATION	28
V.1 SITUATION AU DEBUT DU PROJET	29
V.2 ÉTAT ACTUEL	32
V.2.1 <i>Etat actuel des livrables</i>	32
V.2.2 <i>Etat actuel des indicateurs de résultats du programme</i>	35
V.2.3 <i>Éléments extérieurs</i>	38
V.3 EVALUATION DES RESULTATS DU PROJET	39
V.4 DURABILITE DES RESULTATS	43
V.5 EVALUATION DES MOYENS MIS EN PLACE	45
V.5.1 <i>Système de suivi et de reporting</i>	45
V.5.2 <i>L'organisation de l'UGP</i>	50
V.6 GESTION DU RISQUE ET FACTEURS SOUS-JACENTS	52
V.6.1 <i>Analyse des risques cités dans le document initial du projet</i>	52
V.6.2 <i>Risques et/ou obstacles nouveaux ayant été détectés</i>	53
V.6.3 <i>Analyse des hypothèses du cadre logique</i>	53
V.6.4 <i>Facteurs sous-jacents</i>	55
V.7 CONTRIBUTION DU PNUD ET DU GEF	56
V.8 STRATEGIE DE PARTENARIAT	58
VI. RECOMMANDATIONS	59
VI.1 ANALYSE SWOT	59
VI.2 RECOMMANDATIONS	62
1. Rassurer la STEG et mieux prendre en compte ses requêtes	62
2. Impliquer d'autres Ministères et valider la stratégie nationale	62
3. Créer un Comité Stratégie et élargir le COPIL au secteur privé	62
4. Renforcer le rôle de pilotage par l'UGP	63
5. Diversifier les compétences de l'UGP	63
6. Lancer un programme d'accompagnement de porteurs de projets	64
7. Lancer des actions de communication et de marketing du projet	64
8. Préparer des NAMA éoliens	64
9. Proroger la durée du projet à fin 2013	65
VI.3 DIMENSIONNEMENT DU PROJET POUR LA PERIODE RESTANTE	66
VI.3.1 <i>Les indicateurs à retenir</i>	66
VI.3.2 <i>Budget</i>	67
VI.3.3 <i>Planning proposé</i>	70
VII. ANNEXES	71
1. Signification des 5 critères d'évaluation de l'OCDE	72
2. Evaluation selon le format du GEF	73
3. Cadre Logique du projet éolien actualisé par les consultants – Mars 2012	76
4. Cahier des charges pour les projets d'accompagnement proposés	81
5. Thèmes des formations, institutions participantes et nombre de personnes	83

Liste des figures

FIGURE 1: CAPACITE ACTUELLE ET PREVISIONNELLE DE L'EOLIEN EN TUNISIE.....	15
FIGURE 2: EMPLOIS DIRECTS EOLIEN EN 2009 EN EUROPE.....	25
FIGURE 3: RAPPEL DE QUELQUES DATES DU PROJET	30
FIGURE 4: ORGANIGRAMME INITIAL DE L'UGP (DEC 2009).....	50
FIGURE 5: ORGANIGRAMME MODIFIE DE L'UGP.....	50
FIGURE 6: POSITIONNEMENT DE LA CAPACITE DES ACTEURS VIS-A-VIS DU PROGRAMME DE DEPLOIEMENT DE CONCESSIONS EOLIENNES PRIVEES EN TUNISIE.....	58

Acronymes

ANME.....	Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
AT	Assistance Technique
BOO	Build Own Operate
BOT.....	Build Own Transfer
COPIL	Comité de Pilotage
DGE	Direction Générale de l'Energie
ER.....	Energie Renouvelable
FIT.....	Feed In Tariff
GAR	Gestion Axée sur les Résultats
GEF.....	Global Environment Facility (Fonds Mondial pour l'Environnement)
IPP	Independent Power Producer
NAMA.....	Nationally Appropriate Mitigation Actions
PBSS	Production-Based Smart Subsidy
PNUD	Programme des Nations Unis pour le Développement
PPA.....	Power Purchase Agreements
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
TPR.....	Tripartite Review
UGP	Unité de Gestion de Projet
UTICA	Union Tunisienne de l'Industrie du Commerce et de l'Artisanat

II. EXECUTIV SUMMARY

Tunisia has committed itself to wind energy development and has led its first experiment in Sidi Daoud with the implementation of a 55 MW wind project. The 2010-2014 Twelfth Plan established an objective of developing a total capacity of 250 MW: 190 MW would be handled by the state utility, the STEG, and 60 MW would be achieved by the private sector. This would increase the total installed capacity to 305 MW by the end of 2014.

With the purpose of reaching those objectives and in order to structure a development framework for private wind energy production, Tunisia signed an assistance agreement with UNDP. This project has been funded by \$2 million donor funding from the GEF. The 4 outcomes around which this project has been built are the following:

- a) Establishing a regulatory framework for private concessions and an arbitration mechanism;
- b) Strengthening the technical and organizational capabilities of key stakeholders through training;
- c) Writing contractual documentation for the concession models and establishing a tariff mechanism with a tariff suggestion;
- d) Providing project management support to the Tunisian energy efficiency agency, the ANME.

This report represents the mid-term evaluation of the project. It assesses the project by its achievements and plans any necessary actions in order to reach the original objectives.

First, it is necessary to recall that this project was first approved by the GEF in August 2007. However, the Project Document was only signed in May 2009. This delay was caused by the Tunisian Government, which was sceptical about some of its content. The denial of the tariff subsidy was a source of discontent. This is why the period of the project has been changed to be extended from June 2009 to September 2013.

The project started with a preliminary workshop, which was held in October 2009. Then the first study agreement was settled in September 2010 following an invitation to tender launched in March. The first assessment of the study underlined the slowness of the proceedings concerning the consultations and tenders even though those proceedings followed UNDP rules. Some delays have been due to the reports approval procedure. Indeed each report must be presented first in a workshop and then has to be validated by the Steering Committee, the COPIL. Moreover as the quality of the first reports was mediocre, they had to be rewritten which caused more delays.

To date, the achievements from the 4 outcomes of the project are as follows:

- The regulatory and institutional framework for private concessions was studied by the Spanish consultant MERCADOS in a partnership with the Tunisian consultant TIRES for a total cost of \$184,000. All 7 reports were delivered and two are currently under validation (L6 and L10)¹. These studies were very useful as they identified the shortcomings of the current regulations and established areas for improvement. Moreover, the benchmarking has shown the state of the art in terms of regulations in each country under study and has identified the main drivers and innovations which lead to success. The next step is to validate the conclusion of these studies and to organize a final restitution lecture which should show the commitment of the Tunisian government to implement these findings. The final step will be to translate these conclusions into facts and actions by integrating them into the Tunisian regulatory framework.
- A Tunisian consultant, ALCOR, in a partnership with AXENNE – FRANCE, has led Outcome2 of this project at a total cost of \$340,000. The mission was held between September 2010 and February 2012. It consisted in 29 training sessions on the main themes: financial, institutional, regulatory, technical and environmental. The target audience should have included public and

¹ Reports : L2 : State of the art ; L3 : Benchmark ; L5 : Autoproduction ; L6 : Private concessions ; L8 : Incentive framework ; L10 : Tariff mechanism ; L11 : Export.

private stakeholders, including local engineering offices, auto-producers, bankers, lawyers and corporate financiers. The feedback from the audience and the assessment of the training subjects tend to prove that these trainings were well organized and that their content was relevant. However, some improvements have to be made since more participants from the private sector – such as developers, consultants, engineering offices, educational and training institutions, banks and lawyers – should have attended these sessions. Out of a total of 30 participants only 4² were from the private sector despite the fact that invitations had been sent to all private sector actors. This may have been caused by the fact that actors from both public and private sector were invited following the same process. If a different approach for private sector actors had been used to invite them the result may have been different. In addition to these training sessions, actions providing technical assistance and support to the project management are planned as well as additional specific studies. Three actions have not yet been completed as of today.

- The main delay concerns the third task (Outcome 3) of the project, which has not been initiated yet.
- Finally the last task (Outcome 4) is the most advanced one, with important budgetary spending due to the team project wages and some training sessions. We regret the absence of actions at setting up the project management. The current team focused too much on technical aspects at the expense of project control. For example, a logical framework of the project has never been established so far beyond the suggestion included in the initial Project Document. Hence, the lack of appropriate indicators for monitoring the project. A new framework has been suggested as part of this Mid-Term Evaluation (see appendix). Furthermore, the position of the managing team within ANME is not very explicit. Indeed, the project leader is still under the responsibility of the ANME Renewable Energy Director and is not exclusively dedicated to the project. The continuation of this structure is not sustainable despite the fact that technical support for the key actors has to be organized in AMNE. The importance of this continued support was one of the conclusions of other countries' experiences. It is up to the project management team to establish this support and to present and enhance the support contents while underlining its expected repercussions.

About half of the project budget has been spent. The critical point is that of Objective3, which has not been set in motion yet. So far, objective 4 has accounted for 23% of the initial budget and has achieved 31% completion. We recommend that the budgetary spending on Objective 4 does not exceed about 20% of the overall project budget for the remains actions of the project.

To understand every step of the project implementation, we must remember that it started from an initial situation characterized by very limited experience in terms of private energy production in Tunisia. Tunisia also lacked a regulatory framework defining market access conditions and concession models for grid operators. One objective of this project was to fill this gap by suggesting a regulatory framework with relevant documents.

The work undertaken in Objective 1 has permitted an assessment of the current situation and to establish what should be done in reforming the legal system.. But all this work is still at the stage of suggestions and remains without validation. It has to be implemented through the publication of new laws.

Objective 3, which has not been set in motion yet, remains the most critical point of this project. The discussion between the Unité de Gestion de Projet (UGP) and the IPP Group did not lead to any agreement. The main reason why the discussions remain fruitless is the fact that both UGP and IPP group roles have not yet been precisely defined.

There are several elements that can explain this situation.

First of all, it should be noted that STEG has shown some resistance into moving the project forward. The period post-2011 Arab Spring in Tunisia has not helped the evolution of this position. The reasons to this situation are numerous. It ranges from grid overloading and the difficulty of managing

² Gabes Cement, Enerciel, STEG E-R and CPG.

electrical flows to strategic, if not “ideological”, issues about the subsidy to be granted to wind energy production and the risk of losing the monopoly on energy production and energy supply.

Any country that is committing to such projects is grappling with the same questions, many of which relate to very real and very legitimate issues. Nonetheless, the lack of openness from STEG to deal with these questions with others actors tends to create a misunderstanding on several fronts. Yet, whatever the decision to take, the STEG collaboration is essential because it ensures the grid connection and the transmission of power supply. Therefore it is mandatory in the remaining period of the project to plan deeper cooperation actions with STEG in a spirit of openness and transparency. This will allow each actor to present its opinion and will also lead to a shared vision on the issue.

Another explanation for the project delays lies in the fact that all studies undertaken to date are more focused on auto-production cases and not towards an open market for private concessions. This focus is understandable because there is already a regulatory framework for auto-production. Indeed, the Law 2009-7 stipulated that any organization or any group of institutions in the industrial, farming or service sector that generates electrical power for its own consumption from cogeneration plants and/or renewable energy benefits from the right of transmission and sale of surplus exclusively to STEG. But this law does not deal with the case of the independent producer who does not use his production. Concerning wind energy, the auto-production notion is more difficult to picture than it is for cogeneration for two essential reasons. First of all, the wind farm is often located away from the production plant. Second, auto-producers do not usually master the technical knowledge required for wind energy production and nor do they want to. That is why they want to entrust specialists to generate energy and to benefit from the power purchase with a stable tariff. This leads to the necessity of addressing the case of independent power producers (IPPs). Furthermore, it is pertinent to remember that, beside Morocco, other countries did not adopt such an approach to develop the private market. Even in Morocco, the initiative came from the public operator (the national utility, ONE).

Thus it would have been wiser to start directly by studying the case of the independent power producer. This would have had the merit of identifying the real issues and would have allowed the stakeholders to take a clear position. For example, the lack of clarity about the structure of the consortia had been pointed out for a long time but without a clear national position on the subject. Admittedly, a model of sub-contracting was suggested and validated (a GiZ activity). But it is likely that this model will probably not be considered as the optimal solution by developers because of the lack of guarantees on engaged projects.

Such a decision cannot be made only by the COPIL. This decision has to be made by the regulatory authority. This regulatory authority must share its strategy with all key actors.

In this respect, the governance of the project should to be revised with the aim to involve more stakeholders and ensure the role of project management. The current management team, composed of staff from ANME, do not have the authority to bring together all stakeholders. The COPIL, which includes public sector actors, does not have the authority to make decisions during meetings without referring to a higher authority. Moreover, there are no private sectors representatives in the COPIL despite them being the core target for the project. Finally, the existing COPIL plays the role of a validation committee for studies rather than acting as a project management structure. Indeed, the COPIL members meet when there are studies to validate and deliverables to be examined, not on fixed dates in order to assess the project progress.

This is why we strongly recommend bringing together a ‘Wind Energy Task Force’ responsible for implementing practical actions in accordance with the strategy developed by the supervision authority. We suggest that the wind energy task force includes the current UGP along with a DGE representative, a STEG representative and a UTICA representative. As for the Steering Committee COPIL, we propose to distinguish its validation role from its project management role with the creation of two committees: the first committee to validate the studies and other reports of the project could be referred to as the **‘Project Technical Committee’** while the other committee, the ‘Strategic Committee’, could be chaired by the Ministry of Energy or its representative and should have sufficient authority for decision making within the project boundaries.

Furthermore, it should be noted that other international institutions (such as the World Bank and GIZ) are also involved in renewable energy issues and that they are currently leading studies on the topic in Tunisia. To date, two studies have been completed: one on the energy mix and the other on the regulatory framework for wind energy production in Tunisia. Even if an overlap between the studies conducted and this project can be observed, the involvement of these institutions will likely bring more dynamism to the project. This requires, however, a reinforcement of the project management method (as previously recommended) to channel and use these different resources.

The gradual stabilization of the political environment in Tunisia coupled with the application of the recommendations on how to deal with project management and how to obtain a greater involvement of stakeholders suggests that the project can move more rapidly in the future.

The implementation of Objective 3 start will provide the tools to more deeply involve the private sector. Objective 3 is the top priority.

Moreover Objective1, for which studies are almost complete, will have an impact only when the legal texts have been published. Therefore, the UGP will have to play a major role in this process and will support the Government to update the regulation. Such a role for the UGP has not been sufficiently highlighted in the project.

On the other hand, to ensure concrete results at the end of the project, we recommend performing a coaching approach for specific wind power projects. This approach rests on 2 steps: the first one is to identify all private operators' plans, and the second step consists in supporting them during their project from the beginning until the last step of implementation. This approach has to be used for the actions remaining in Objective2. Indeed, the training is meaningful only if it meets a need and if its aim is to support the development of concrete projects. We can consider that the training sessions during the first part of the project were dedicated to knowledge acquisition. Now, these sessions have to focus on the acquisition of know-how to achieve concrete activities. The remaining budget available for Objective2 should be devoted to demonstrate this approach. Any training session should be linked to a practical action in the project framework.

Meanwhile a wind NAMA study should be launched with the aim of catalysing climate finance for wind energy, ideally explicitly linked to the Tunisian Solar Plan.

The budgetary spending assessment indicates that the remaining funds are sufficient to achieve the desired results. These results are defined in the new logical framework included in this report. Its implementation requires at least an 18-month period, given the subject complexity and the wide range of actors and perspectives. **This 18-month extension of the project deadline is required and recommended from the date of the final validation of this report** so that to implement the here above mentioned program and, if the suggestions made in this report are followed, this will allow the expenditure of the grant funds.

Such a decision is needed to guarantee the sustainability of project results. Indeed, with the development of regulations and the training of actors, the concept of sustainability lies at the core of the project, and these 18 months are needed in the new political context in order to make the laws voted without rudeness.

Regarding the budget, it will need adjustments to take into account the real costs of past and future actions. The principle is to strengthen the supporting actions with the goal to maximize the chances of generating concrete results. Moreover, this supporting approach contributes to the training of all stakeholders (ANME included). We strongly recommend not to invest in any more theoretical training sessions and, instead, to provide shared training modules through supporting actions. A description of the approach is presented in this report.

The budget for the remain phase of the project is proposed as follow :

	Initial Budget	Spent (as per January 2012)	Remain(as per January 2012)	Reassigned	New Total	Still to be found	Remain cost %
C1	400	200	200	260	460	24%	23%
C2	750	433	317	215	648	20%	32%
C3	400	0	400	400	400	37%	20%
C4	450	282	168	210	492	19%	25%
Total	2000	915	1085	1085	2000	100%	100%

This amount doesn't include the ANME contribution. The sources of co-financing are mainly wages of ANME people involved in the project as well as cost of office hiring and transportation.

Finally there is an indirect benefit of the project, which came from MDP projects sold by Tunisian authority. It concerns Haouaria (34 MW) and Bizerte (190 MW) wind plants.

According to GEF review criteria, we can summarize the findings as follows:

Project Rating	
Project Formulation	
Implementation approach	Relevant
Stakeholder Participation	Relevant
Project Implementation	
Implementation approach	Satisfactory
Monitoring and evaluation	Moderately Satisfactory
Stakeholder participation	Moderately Satisfactory
Results	
Attainment of objectives	Moderately Unsatisfactory : If no change Moderately Satisfactory : If 18-months extension of time
Sustainability	Moderately Likely: If no change Likely : If 18-months extension of time
Overall Rating	Moderately Satisfactory If no change Satisfactory: If 18-months extension of time

III. RESUME

La Tunisie s'est engagée dans le développement de l'énergie éolienne, et a mené une première expérience à Sidi Daoud (55MW). Le 12^{ème} plan 2010-2014 a fixé un objectif de réaliser pendant cette période, 250 MW, dont 190 MW seraient à la charge de la STEG et 60 MW à réaliser par le secteur privé. Ceci porterait la capacité installée à 305 MW à la fin 2014.

Pour l'aider à concrétiser ces objectifs, et à structurer le cadre de développement de la production d'électricité éolienne privée, la Tunisie a conclu, en 2009, un accord d'assistance avec le PNUD. Ce programme, financé par un don du GEF de 2 millions de dollars, a été bâti autour de quatre axes, à savoir a) la mise en place d'un cadre réglementaire pour les concessions privées ainsi qu'un mécanisme d'arbitrage b) la formation des acteurs c) la rédaction de documents contractuels pour les modèles de concession et l'établissement d'un mécanisme tarifaire avec proposition d'un tarif d) l'appui à la cellule de gestion du projet au sein de l'ANME.

Le présent rapport constitue une évaluation à mi-parcours du programme. Il fait le point sur les réalisations accomplies puis propose les actions nécessaires pour arriver aux objectifs initiaux.

Au préalable, il faut rappeler qu'il s'agit d'un projet dont le principe avait été approuvé par le GEF depuis Août 2007. Il n'a pu être signé officiellement qu'en Mai 2009, en raison des réserves émises par les autorités tunisiennes sur certains aspects de son contenu, dont principalement le refus de la subvention du tarif. Partant de là, la période de réalisation du projet s'étend de Juin 2009 à Juin 2012. Un premier atelier de démarrage a été tenu en Octobre 2009 et le premier contrat d'étude a été conclu en Septembre 2010, suite à un appel d'offres lancé en Mars. **D'où le premier constat sur la lenteur des procédures**, malgré le fait que celles-ci suivent les règles du PNUD, pour ce qui est des consultations et appels d'offres. D'autres retards ont été occasionnés par les délais d'approbation des rapports qui doivent être présentés d'abord lors d'un atelier, puis validés par le COPIL. De plus, la qualité médiocre des premiers rapports a entraîné leur reprise, ce qui a rallongé d'autant les délais.

A ce jour, les réalisations accomplies par rapport aux 4 axes du projet et en terme de budget sont les suivantes:

Les études sur le cadre réglementaire et institutionnel pour les concessions privées ont été élaborées par le bureau espagnol Mercados, en partenariat avec le bureau tunisien Tires, pour un coût de 184 m\$. 7 rapports³ sont prévus et ont été remis, dont deux sont en cours de validation (L6 et L10). Ces études ont l'avantage d'avoir identifié les insuffisances de la réglementation actuelle et de proposer les axes d'une mise à niveau de cette législation. De plus, le benchmarking a montré l'état d'avancement des différents pays présentés et a expliqué les facteurs clés ayant conduit à ces succès. Il reste à valider les conclusions de ces travaux et à organiser un séminaire final de restitution, qui permettra de s'engager dans leur mise en œuvre. Il faudra ensuite, bien entendu, traduire dans les faits ces conclusions, et ce, en les intégrant dans la réglementation.

La composante 2 a été conduite par le bureau tunisien ALCOR, en partenariat avec AXENNE – France, pour un montant de 340 m\$. La mission s'est déroulée entre Septembre 2010 et Février 2012, avec des cycles de 29 modules de formation qui traitent des principales thématiques : financières, institutionnelles, réglementaires, techniques et environnementales. Le public cible devait comporter les acteurs publics et privés, dont les bureaux d'études locaux ; les auto-producteurs ; les banquiers ; les juristes et financiers d'entreprise... Le recueil de quelques appréciations des participants et l'examen des modules traités conduit à une appréciation assez positive de ces actions de formation. Il convient cependant de signaler le manque de participation des acteurs du secteur privé comme les promoteurs, les bureaux d'études, les institutions d'enseignement et de formation, les banques, les juristes,... Ainsi, sur une trentaine de participants plus ou moins réguliers, seuls 4 organismes privés ont été présents⁴, malgré le fait qu'une invitation leur ait été adressée. L'explication pourrait provenir de l'approche à adopter pour attirer ces privés, qui ne peut être la même que celle que l'on a suivie pour inviter les institutions publiques. Outre ce volet formation, il est prévu de mener des actions d'assistance technique et d'appui à la mise en œuvre de projets, ainsi que la conduite d'études ponctuelles spécifiques. Ces actions ont, pour la plupart été faites. 3 n'ont pas encore été achevées.

³ Rapports : L2 : Etat des lieux ; L3 : Benchmark ; L5 : Autoproduction ; L6 : Concessions privées ; L8 : Cadre incitatif ; L10 : Mécanisme tarifaire ; L11 : Export.

⁴ Il s'agit des Ciments de Gabes, Enerciel, Steg E-R ; CPG

Le retard majeur se situe au niveau de la **composante 3** qui n'a pas été engagée.

Enfin, c'est la dernière **composante 4** qui a le plus avancé, avec une consommation budgétaire liée au salaire de l'équipe de projet et à quelques actions de formation. Il faut cependant regretter l'absence d'actions visant à asseoir un management de projet. L'équipe en place s'étant trop focalisée sur les aspects techniques, au détriment de la mission de pilotage. A titre d'exemple, un cadre logique du projet n'a pas été mis en place à ce jour, au-delà de la proposition intégrée dans le document de base. D'où l'inexistence d'indicateurs pertinents de suivi. Une proposition d'un nouveau cadre a été proposée dans le cadre de la présente mission (voir annexe). Par ailleurs, le positionnement de l'unité de gestion, au sein de l'ANME n'est pas très explicite, dans la mesure où le chef de projet dépend toujours hiérarchiquement du directeur des énergies renouvelables et n'est pas mis à la disposition exclusive du projet. De plus, la **pérennisation de cette structure n'est pas assurée**, bien qu'un service d'appui aux acteurs soit nécessaire à mettre en place au sein de l'ANME, comme cela a été montré par les expériences étrangères. Il revient à l'équipe de projet de veiller à garantir une telle pérennisation, et ce, en élaborant un argumentaire explicitant les services à fournir après la fin du projet et en mettant en valeur les retombées attendues.

En termes de budget, environ la moitié est actuellement engagée. Le point critique étant celui de la composante 3 qui n'a pas avancé. De plus, la part de la composante 4, représente 23% du budget initial, et atteint 31% des engagements, à ce jour. Il faudra veiller à ce qu'elle ne dépasse pas le seuil d'environ 20% pour le reste des actions à réaliser dans le projet.

Pour comprendre les conditions du déroulement du projet, il faut rappeler que celui-ci est parti d'une **situation initiale** caractérisée par une expérience très limitée de production privée d'énergie en Tunisie et par l'absence d'un cadre réglementaire définissant les conditions d'accès au marché et de modèle de concession pour les opérateurs. Le projet devait donc remédier à cela en proposant un tel cadre juridique avec les textes correspondants.

Le travail accompli par la composante 1 a ainsi permis de faire le point sur la situation actuelle et de dresser ce qu'il y a lieu de faire en matière de réforme du système juridique. **Mais il s'agit encore de propositions, non validées**, qui doivent surtout être concrétisées par la publication des textes juridiques.

Quant à la composante 3, qui n'a pas été engagée à ce jour, elle constitue l'un des points critiques du projet. Les discussions entre l'UGP et le groupe IPP ont été assez stériles, en raison d'une définition imprécise du rôle de chacun, ce qui a conduit à se rejeter la balle d'un côté ou de l'autre.

Plusieurs éléments peuvent expliquer cette situation.

En premier lieu, il faut relever que la STEG a montré une certaine résistance à faire avancer le projet. La période post révolution qu'a connue la Tunisie en 2011 n'a d'ailleurs pas favorisé un changement des positions à ce niveau. Les raisons invoquées sont nombreuses. Cela va de la saturation du réseau et la difficulté de gérer les flux aux questions stratégiques pour ne pas dire « idéologiques » de la subvention à accorder à la production éolienne, et du risque de perte du monopole de la production et de la distribution électrique...

Ces questions, qui sont d'ailleurs posées par tous les pays qui s'engagent dans des projets similaires, sont tout à fait légitimes. Néanmoins, le manque d'ouverture de la STEG pour les traiter avec d'autres acteurs, a alimenté le flou et a engendré une incompréhension de plusieurs sujets. Or, quelque soit l'orientation à prendre, la collaboration de cet organisme est incontournable, du fait qu'il doit assurer la connexion et le transport de l'électricité produite. Il est donc primordial, dans la période qui reste au projet, de **prévoir des actions de coopération plus fortes avec la STEG**, dans un esprit d'ouverture et de transparence, afin que chaque acteur puisse présenter son opinion et que l'on aboutisse à une vision partagée de la question.

Bien entendu, ceci devra se faire à partir d'un **pilotage par l'autorité de tutelle et en fonction d'une stratégie nationale, notamment en matière de mix énergétique, elle aussi, clairement affichée et partagée**.

Une autre explication des retards du projet, tient au fait que les études et réflexions se sont davantage orientées vers les cas de l'autoproduction et moins vers un système ouvert pour des concessions privées en général.

Cette orientation pourrait se comprendre, par le fait qu'il était plus facile de traiter l'autoproduction puisqu'il y avait déjà un cadre juridique préliminaire. En effet, la loi 2009-7 stipulait que tout établissement ou groupement d'établissements dans le secteur industriel, agricole ou tertiaire qui produit de l'électricité pour sa consommation propre à partir de cogénération et/ou d'énergie renouvelable, bénéficie du droit de transport et de vente des excédents exclusivement à la STEG. Mais cette loi ne traite pas le cas du producteur « indépendant » qui ne consomme pas sa production. Or, lorsqu'il s'agit d'énergie éolienne, la notion d'auto-producteur devient plus difficile à imaginer que pour la cogénération, pour deux raisons essentielles : d'abord du fait que le parc éolien à installer est, le plus souvent situé en dehors de l'unité de production en question. Ensuite, produire de l'énergie éolienne est un métier que les autoproducteurs ne maîtrisent pas du tout et qu'ils ne désirent même pas acquérir. De ce fait, ils souhaitent confier la production à des spécialistes, et bénéficier de l'achat d'électricité avec un tarif stable sur la durée. Ceci revient donc à traiter le cas des producteurs indépendants d'électricité. D'ailleurs, il est utile de rappeler qu'en dehors du Maroc, aucun autre pays n'a suivi une telle approche pour développer le marché privé. Même pour le Maroc, il s'agit d'une initiative de l'opérateur public lui-même (ONE), ce qui n'est pas à rapprocher du cas tunisien. Ainsi, il aurait été plus judicieux de s'orienter dès le départ sur ce cas de figure de la production indépendante, qui aurait eu le mérite de poser les problématiques de fond et de rassembler tous les acteurs pour obtenir une position ferme et claire. Les questions soulevées sur la structure des groupements par exemple, ont pris du temps, sans que cela ne donne une perspective claire sur les orientations nationales. Certes, un modèle de contrat de sous-traitance a été proposé et validé. Mais il est probable que celui-ci ne soit pas considéré comme la solution optimale pour les développeurs, du fait de l'insuffisance de garantie sur les projets ainsi engagés.

Une telle décision ne peut être prise par le COPIL, seul. Elle doit provenir de la tutelle, qui doit afficher sa stratégie dans ce sens, comme proposé précédemment, et doit veiller à la faire partager par les acteurs.

A ce propos, **le mode de gouvernance du projet devrait être revu** pour associer davantage d'acteurs et assurer le rôle de management du projet. En effet, il y a d'abord l'unité de gestion actuelle, composée de cadres de l'ANME, qui n'ont pas l'autorité pour fédérer l'ensemble des acteurs. Il y a ensuite la structure du COPIL, dans lequel les représentants des acteurs publics qui sont présents, n'ont pas également l'autorité pour prendre des décisions lors des réunions. De plus, le COPIL ne comporte pas de représentants des acteurs privés alors que le projet leur est, en grande partie, destiné. Enfin, le COPIL actuel est en quelque sorte un comité de validation des études, plutôt qu'une structure de management du projet. En effet, il se réunit lorsqu'il y a des études à valider ou des livrables à examiner, et non pas à dates fixes pour évaluer le déroulement du projet.

C'est pourquoi, il est recommandé, en premier lieu, de **constituer un groupe de travail éolien (task force)** chargé de mettre en œuvre les actions pratiques, conformément à la stratégie affichée par la tutelle. Ce groupe comportera l'UGP actuelle, à laquelle sera rajouté un représentant de la DGE, de la STEG, et de l'UTICA. Quant au COPIL, il faudra faire la distinction entre, d'une part, un comité de validation des études et autres rendus du projet, qui pourrait être désigné par **«le comité technique du projet»**, et d'autre part, un **«comité stratégique»** qui serait présidé par le ministre ou son représentant, et qui soit doté de l'autorité pour la prise de décision, dans les limites des contours du projet.

De plus, il faut signaler que d'autres institutions internationales comme la BIRD et la GIZ se sont impliqués dans les problématiques des énergies renouvelables et conduisent à l'heure actuelle, des études dans ce sens en Tunisie. Les dernières en date étant celles du mix énergétique ainsi que l'étude du cadre réglementaire sur la production d'énergie éolienne. Même si un certain chevauchement est à relever avec les études menées par le projet, l'implication de ces différentes institutions sera de nature à dynamiser davantage le projet. Ceci nécessite néanmoins, un renforcement du mode de management comme évoqué précédemment, afin de canaliser ces différentes ressources.

La stabilisation progressive de l'environnement politique de la Tunisie, conjuguée avec les ajustements du mode de management du projet et l'implication plus forte des acteurs, laisse penser que **le projet pourra avancer plus rapidement dans le futur.**

La mise en place de la **composante 3** représente un aspect primordial car c'est ce qui permettra de disposer des outils permettant d'opérationnaliser l'implication du secteur privé. **Elle doit donc être prioritaire** pour la suite du projet.

De plus, **la composante 1**, pour laquelle les études sont quasi-achevées, n'aura un impact que lorsque les textes juridiques auront été publiés. C'est pourquoi, **l'UGP devra jouer un rôle actif** dans cette phase, et accompagner l'administration pour mettre à jour la réglementation. Un tel rôle de l'UGP n'a d'ailleurs pas été suffisamment mis en valeur, dans le projet.

D'un autre côté, pour s'assurer de l'obtention de résultats concrets à la fin du projet, il est recommandé **d'adopter une approche d'accompagnement de projets spécifiques**. Il s'agit d'identifier des intentions d'investissements d'opérateurs privés, et de les faire accompagner par le projet afin de les aider dans leur mise en œuvre. C'est cette approche qu'il faudra adopter pour le reste des actions à prévoir pour la composante 2. En effet, la formation n'a de sens que si elle répond à un besoin et que si elle est destinée à faire aboutir des projets concrets. On peut ainsi considérer que la formation menée lors de la première phase du projet a servi à l'acquisition de savoir. Il faut à présent passer à l'acquisition de savoir faire et se fixer des objectifs de réalisation d'activités concrètes, dans le cadre d'une formation-action. Le montant encore disponible pour cette composante 2 devra donc être consacré à concrétiser une telle approche. Toute formation retenue devra être reliée à une action pratique à réaliser dans le cadre du projet.

Dans le même sens, pour être en mesure de se positionner par rapport aux nouvelles procédures de financement de projets par les institutions internationales, il a été prévu de monter un **dossier NAMA** éolien (Développement de NAMAs et MRV pour la production d'électricité à partir de l'éolien en Tunisie), et de former les compétences tunisiennes sur ce sujet.

L'examen de la situation budgétaire, montre que **les moyens financiers restants sont suffisants** pour obtenir les résultats escomptés. Ceux-ci ont été définis dans le nouveau cadre logique présenté ci-joint. Sa mise en œuvre nécessite un délai d'au moins 18 mois, compte tenu de la complexité du sujet et de la diversité des acteurs et des points de vue (voir planning proposé). **Une prolongation de la date limite du projet est donc requise**, et permettra, si les recommandations sont adoptées, de valoriser les fonds dépensés.

Une telle décision est nécessaire pour garantir la **durabilité des résultats**. En effet, le projet comporte en lui-même le principe de durabilité, du fait de l'élaboration d'une réglementation et de la formation des acteurs.

Quant au budget, il faudra y apporter des ajustements pour tenir compte des coûts réels passés ainsi que des actions nouvelles à engager. Le principe étant de renforcer les actions d'accompagnement pour maximiser les chances d'obtenir les résultats concrets. De plus, cette approche de l'accompagnement contribue fortement à la formation des acteurs, ANME comprise. Il y a donc lieu de ne plus investir lourdement dans les formations « académiques », et de prévoir, à la place, des formations-actions à travers les modules d'accompagnement en question.

Une description de la démarche à suivre pour ces actions est présentée dans le rapport.

Le budget proposé pour la prochaine étape du projet est le suivant :

	Budget initial	Déjà engagé	Reliquat Janv 2012	Ré-affectation	Total proposé	% restant	% projet global
C1	400	200	200	260	460	24%	23%
C2	750	433	317	215	648	20%	32%
C3	400	0	400	400	400	37%	20%
C4	450	282	168	210	492	19%	25%
Total	2000	915	1085	1085	2000	100%	100%

La contribution de l'ANME ne fait pas partie de ces montants. Elle a été présentée dans le texte de façon qualitative, et comporte le salaire des personnes payées par l'ANME, travaillant totalement ou partiellement pour le projet ainsi que la location des bureaux et le transport. Le montant en question n'est pas disponible et serait à quantifier à la fin du projet.

En effet, il est utile de relever que la Tunisie a pu monter des projets MDP dans le secteur éolien, et qu'elle a vendu deux certificats pour les parcs éoliens de Haouaria et Bizerte.

Une synthèse de l'évaluation du projet, en utilisant la démarche du GEF peut être présentée comme suit (le détail est indiqué en annexe) :

Niveau de l'évaluation	
Formulation du projet	
Approche d'implémentation	Pertinent
Participation des parties prenantes	Pertinent
Mise en œuvre du projet	
Approche d'implémentation	Satisfaisant
Suivi et évaluation	Moyennement satisfaisant
Participation des parties prenantes	Moyennement satisfaisant
Résultats	
Atteinte des objectifs	Moyennement non satisfaisant: Si pas de changements majeurs Moyennement satisfaisant : Si extension du projet de 18 mois
Durabilité	Moyennement probable: Si pas de changements majeurs Probable : Si extension du projet de 18 mois
Evaluation globale	Moyennement satisfaisant : Si pas de changements Satisfaisant: Si extension du projet de 18 mois

IV. INTRODUCTION

IV.1 Contexte et stratégie nationale

Le développement des énergies renouvelables, et en particulier l'énergie éolienne, a été retenu comme un objectif stratégique pour la Tunisie.

C'est ainsi que le 12^{ème} plan 2010-2014 a fixé un objectif de réaliser pendant cette période, 250 MW, dont 190 MW seraient à la charge de la STEG et 60 MW à réaliser par le secteur privé. Cette capacité viendrait ainsi consolider le parc existant qui, rappelons le, a démarré avec une première expérience à Sidi Daoud (Haouaria) avec une puissance installée de 19 MW au départ, qui a été étendue par la suite à 55 MW.

De ce fait, la capacité totale installée en Tunisie, à la fin 2014 serait de 305 MW (hors export : voir ci-dessous).

L'introduction du privé devant être opérationnelle fin 2011, avec la puissance de 60 MW. , Deux projets STEG sont actuellement à un stade avancé, à Metline et Khabta dans le gouvernorat de Bizerte. Il s'agit d'une première tranche qui a démarré (Mai 2012), suivie d'une seconde tranche d'ici fin 2012- début 2013, avec une puissance totale de 200 MW.

De son côté, le Plan Solaire Tunisien (2010 – 2016) a identifié 3 projets dans le domaine de l'éolien, à savoir, l'autoproduction (60 MW) pour l'alimentation des Établissements Gros Consommateurs d'Électricité et la Production additionnelle de 190 MW (ces deux projets étant déjà prévus dans le 12^{ème} plan, mais qui ne mentionnait pas nécessairement l'autoproduction, mais le secteur privé). Le troisième projet comporte la production de 100 MW destinée en totalité ou en partie à l'export. Ce plan a également retenu la réalisation d'une étude stratégique sur la production électrique d'origine solaire et éolienne (projet 39).

En résumé, la capacité actuelle et future en éolien se présenterait comme suit :

Figure 1: Capacité actuelle et prévisionnelle de l'éolien en Tunisie

	Capacité en MW	
Sidi Daoud (STEG)	55	Fonctionnelle
Metline – Khabta (STEG)	120 +70	Démarrage Fév 2012 Extension fin 2012 – 2013
<i>S/Total existant / engagé</i>	245	
Auto-production	60	Non entamée
Concession Export	100	Non entamée
<i>Total</i>	405	

Pour concrétiser ces orientations, un dispositif incitatif a été mis en place, en faveur des énergies renouvelables.

Il comporte notamment la loi n°2005-82 du 15 Août 2005 qui a créé le système de maîtrise de l'énergie, et les incitations accordées, dont celles relatives à la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Puis est venue la loi n°2009-7 du 9 Février 2009 qui a notamment permis aux opérateurs privés de produire de l'énergie à partir de sources renouvelables, et d'utiliser le réseau de la STEG pour son transport vers les points de consommation. Elle a également fixé à 30% la part de l'électricité produite qui peut être vendue à la STEG.

Un décret 2009-362 de la même date, a complété cette loi pour fixer les montants des primes accordées pour la maîtrise de l'énergie. Quant aux concessions spécifiques aux privés, elles ont été autorisées depuis longtemps, par la loi n°96-27 du 1er Avril 1996.

Les tarifs d'achat de l'excédent d'électricité produite par les autoproducteurs, a également fait l'objet de textes indiquant que, pour le cas de l'éolien, ce tarif est celui pratiqué par la STEG avec l'autoproducteur en question. De plus, un tarif de transport sur le réseau a été fixé à 5 millimes/kWh.

Partant de là, la Tunisie a conclu un accord avec le PNUD, en 2009, pour structurer le cadre de développement de la production d'électricité éolienne. Ce projet étant financé par le GEF et s'achève, contractuellement en Juin 2012.

Compte tenu de l'état d'avancement de ce projet, il a été jugé utile de procéder à son évaluation avant son achèvement, afin de faire le point sur les réalisations et d'ajuster les actions pour la période restante, quitte à la prolonger, pour avoir davantage d'efficacité pour le projet.

Une mission a donc été confiée dans ce sens au bureau ACC, associé avec le bureau Equitao⁵, et s'est déroulée de Décembre 2011 à Février 2012.

Elle a commencé par rassembler la documentation sur le projet et sur l'environnement national et international, puis a entrepris une série d'entretiens avec les acteurs en Tunisie⁶ (voir liste en annexe). Une restitution préliminaire des résultats a été présentée au COPIL du projet à l'occasion de sa réunion du 2 Février 2012.

La démarche d'évaluation suivie s'inspire de la méthodologie de l'OCDE (et du GEF) qui examine les réalisations selon les 5 critères de la pertinence, l'efficacité, l'efficience, l'impact et la durabilité (voir signification des critères en annexe p 72).

Le rapport est structuré en 3 parties :

- Une introduction qui rappelle le contexte du projet et qui présente quelques enseignements d'expériences internationales, au niveau de l'implication du secteur privé dans la production d'énergie éolienne.
- L'évaluation proprement dite est traitée dans la seconde partie (§ V), qui commence par traiter des résultats obtenus par le projet, puis examine les moyens mis en place à cet effet, en termes d'organisation, de ressources et de méthode. Il conclue sur l'identification des risques qui pèsent sur le projet et des obstacles à lever.
- Enfin, les recommandations des experts sont proposées dans le troisième chapitre, en partant d'une analyse SWOT qui résume la situation actuelle et qui identifie les opportunités futures. Il conclue sur le dimensionnement du projet pour la période restante.

⁵ Corinne DUBOIS (Equitao, branche consulting de la société MetEOlien Sarl) et Ali CHELBI (ACC)

⁶ Des entretiens complémentaires ont également eu lieu en France et au Sénégal

IV.2 Définitions et modes de gestion des parcs éoliens

Avant de commencer cet examen, nous allons définir certains termes qui sont régulièrement utilisés, puis nous présenterons les différentes formules les plus utilisées pour la gestion des parcs éoliens.

❖ Subvention

Une subvention sera définie de la façon suivante :

« Somme d'argent accordée au moyen de fonds publics pour aider un secteur ou une entreprise à maintenir le prix d'un produit ou d'un service à un niveau peu élevé. »

Partant du constat que la plupart du temps, le secteur de l'électricité est «subventionné » selon cette définition, soit directement soit indirectement via des renflouements de sociétés électriques à bilans négatifs,

Il sera admis dans ce texte que le kWh éolien est considéré comme « subventionné » dans le cas où l'Etat s'engage à racheter à un prix « SUPERIEUR au coût actuel de revient moyen réel et non celui subventionné du kWh » (ou, selon les pays, à faire racheter par la (ou les) société(s) électrique(s) moyennant reversement des compensations de subvention à cette (ces) dernière(s) de la subvention en question).

❖ Emplois nationaux directs

Lorsqu'il sera fait référence aux« emplois nationaux directs », il sera entendu les emplois créés pour des personnes du pays, directement dans la réalisation des tâches à accomplir.

❖ Bénéficiaires économiques et sociaux indirects estimés

Lorsqu'il sera fait référence aux« bénéficiaires économiques et sociaux indirects » estimés, il sera entendu les personnes du pays estimées « impactées » indirectement par les emplois ou l'activité créée. Il s'agit essentiellement des familles des personnes ayant acquis directement un emploi, ainsi que des acteurs de l'économie de proximité locale (alimentation, construction logement, activités connexes) favorisée par la création de nouveaux revenus

IV.2.1 Typologie de la production électrique éolienne

5 types de traitement pour des projets de parcs éoliens raccordés au réseau sont distingués dans le tableau ci-dessous, et pour chaque pays traité, nous ressortirons le type qui y a été développé.

Formule	Initiative du développement	Propriété du parc éolien	Exploitation électrique	Acheteur de l'électricité	Prix du kWh
« Auto production ».	Privé ou public selon les pays	Privé si le consommateur est privé (soumis aux marchés privés) ou Public si le consommateur est Public (soumis aux marchés Publics)	Pas de concession, un droit de revente du reliquat non consommé	Le consommateur pour sa part, la compagnie électrique ou n'importe qui selon la réglementation du pays	le consommateur déduit de sa facture sur la période de référence , la production du parc sur la même période, et ne la paye que le prix du « transport » de celle-ci (quelques millièmes d'euros équivalents) S'il y a un reliquat de production, celui-ci est vendu à un prix convenu (différent selon pays) avec la formule ⁷ : $Ec \times (PA - Pt) + (Ep - Ec) \times PV$
BOT/IPP /BOO BOT = "Build Own Transfer" IPP = « Independant Power Producer » ou aussi dénommé BOO : "Build Own Operate"	AO émis soit par la société d'élect. (STEG, ONE, EDF), soit par le Minist. Energie soit l'agence resp des ER soit l'organe régulateur	Privé (dans le cas du BOT, il y a Transfert de la propriété au bout de X années)	Privé (dans le cas du BOT, il y a Transfert de l'exploitation au bout de X années)	La compagnie électrique	Le prix est fixé dans le cadre de l'appel d'offre

⁷ Formule : Ec = les kWh consommés annuels/ Ep = les kWh produits éoliens annuels / Pt = prix du transport d'électricité au kWh consommé / PV = prix de vente du surplus au kWh / PA = prix d'achat du kWh par l'autoproduiteur au réseau / Pour l'autoproduiteur, le revenu annuel (sans considération des coûts d'exploitation) est : $Ec \times (PA - Pt) + (Ep - Ec) \times PV$

Formule	Initiative du développement	Propriété du parc éolien	Exploitation électrique	Acheteur de l'électricité	Prix du kWh
Appel d'offre de type Clef en main par une société électrique concessionnaire nationale ou privée	Société électrique concessionnaire nationale ou privée	Société électrique concessionnaire nationale ou privée	Société électrique concessionnaire nationale ou privée	Société électrique concessionnaire nationale ou privée	Gestion interne de la compagnie électrique
Décision décentralisée Dans ce type de projet la localisation du parc est laissée à la décision du développeur. Le tarif est régulé (par un Feed in Tariff - FIT), ou négocié sous forme de PPA (Power Purchase Agreement)	Privé	Privé	Privé	La compagnie électrique	Défini par l'organe de régulation de l'électricité dans un cadre réglementaire précis, ou, Négocié sous forme de PPA au cas par cas
Export	Au cas par cas	Au cas par cas	Au cas par cas	Au cas par cas	Au cas par cas

IV.3 Benchmarking international

L'objectif est ici d'examiner différentes expériences dans le développement et la privatisation de la production d'énergie éolienne afin de se représenter les différentes manières d'aborder la production électrique éolienne. Il ne s'agit ici que d'un survol rapide, puisque la thématique est extensivement traitée dans un livrable de l'étude. Nous avons en particulier amené des éclairages sur les pays suivants : Maroc, Egypte, Afrique du Sud, France, Allemagne et Espagne-Portugal. Les sources des informations sont le Wind Energy International 2011/2012 publié par WWEA (World Wind Energy Association), l'EWEA (European Wind Energy Association) ainsi que différentes sources référentes.

Les premiers enseignements de ce benchmarking et de l'expérience industrielle internationale, relatent les constats relevés dans le tableau comparatif suivant :

Tableau 1 : Comparaisons des formules de production privées

Formule	Temps de réalisation	Coût de réalisation	Nbre d'emplois créés dans le pays	Taux constaté de réussite des projets ⁸
« Auto production ».	Moyen	Faible	Elevé	Moyen
BOT/IPP /BOO	Très long	Très élevé	Très faible	Faible
Appel d'offre Clef en main	Long	Elevé	Faible	Elevé
Décision décentralisée	rapide	Très faible	Elevé	Moyen
Export	Long	Elevé	Très faible	Inconnu

Il en ressort que les choix seront faits dans chaque pays en fonction de ce qui est le plus important pour celui-ci, entre « produire de l'énergie autonome et propre » , le faire « vite », le faire « à bas cout », le faire en « créant une filière et des emplois » , ou le faire « avec un bon taux de réussite ».

Plusieurs systèmes peuvent cohabiter dans un même pays, mais le secteur privé aura toujours tendance à favoriser sa participation au système le plus intéressant pour lui, donc en général, il éliminera de lui-même un système qui ne lui est pas favorable et la loi le promulguant restera lettre morte.

Remarque : les délais très longs pour la formule BOT sont dus aux délais d'approbation des CdC, de réalisation des études... Ceci entraîne même, parfois, une obsolescence de la technologie quand les CdC sont finalisés. Les coûts élevés proviennent des coûts des études de développement ainsi que des couvertures de risque par le jeu des assurances en prévision de variation de prix à LT. C'est pourquoi, on constate parfois que ces AO sont déclarés infructueux (ex la Jordanie a lancé 4 fois des AO en BOT, sans suite)

⁸ Nombre de projets mis en service sur nombre de projets étudiés en faisabilité, dans un délai raisonnable en tout cas < 10ans

I. Le Maroc

Un marché de l'électricité restreint et très dépendant, une demande en forte augmentation, des difficultés à prendre tous les investissements nécessaires au niveau de l'ONE seule, la présence d'un tissu local d'entreprises privées sachant coopérer avec l'ONE:

Choix du système de type « auto-production étendue » pour dynamiser le développement de l'éolien privé. La réglementation est en train de reprendre l'autoproduction en la faisant évoluer vers la production décentralisée à grande échelle, afin d'augmenter l'efficacité et la rapidité de la démarche.

Pas de subvention

Le Maroc a longtemps été un pays dépendant de l'extérieur pour la majeure partie de son approvisionnement énergétique. La diversification des sources de production d'électricité est une des priorités de la politique énergétique du pays.

Le marché de l'électricité au Maroc est dominé par la société d'électricité publique ONE (Office National de l'Electricité) qui possède 70% de la puissance totale installée, et est responsable du transport de l'électricité et de la distribution jusqu'à ses clients.

Fin 2010, le Maroc disposait d'une capacité de production de 6139 MW. Si le thermique représente une grande partie de la puissance installée au Maroc, les énergies renouvelables ne sont pas oubliées. En effet, l'hydraulique représente 21% de la puissance installée et **l'éolien 5%**. Une grande partie des centrales hydrauliques ne fonctionnent pas à pleine puissance ces dernières années du fait de la diminution des précipitations sur le Maroc. De plus, face à la demande en constante augmentation en électricité (+7,5% en 2010 / taux d'électrification de quasiment 99%), le Maroc a lancé plusieurs programmes de développement. L'objectif du Maroc est d'avoir, dès 2012, une part des énergies renouvelables de près de 10 % dans le bilan énergétique national.

1440 MW de projets éoliens ainsi que 400 MW de projets hydrauliques doivent être mis en service pour accomplir cet objectif.

Avec un gisement éolien tout à fait exceptionnel, l'énergie éolienne au Maroc bénéficie d'une image très positive de part le fait qu'elle est associée à une alternative verte pour l'indépendance énergétique mais aussi par sa grande capacité à s'appuyer grandement sur des entreprises locales, ce qui entraîne plus de créations d'emploi et un bon niveau de croissance économique associé. La création de l'industrie de fabrication des tours au Maroc est un exemple de l'intégration réussie de l'énergie éolienne dans l'économie du pays, mais c'est surtout par la création de structures de « développeurs » prenant le flambeau du développement et de la promotion, comme le groupe NAREVA, que l'implication maximale est obtenue, via le système bancaire, universitaire, sous-traitance etc.. que ces grands groupes locaux peuvent amener derrière eux.

Dans le but d'encourager les investissements dans les énergies renouvelables, un système financier incitatif a été mis en place. En effet, les droits de douane ont été réduits à 2,5%, les droits d'importation sur certains équipements utilisant les énergies renouvelables ont été réduits. Un fonds d'investissement pour aider les projets de renouvelables a été mis en place.

Mais **c'est l'ONE qui a été la clef de l'accélération**, en déployant elle-même les moyens de mise en place et la promotion de la campagne ENERGIPRO pour l'auto-production (voir présentation du programme en annexe) par un positionnement clairement participatif qui a rassuré les acteurs et fiabilisé la démarche d'un point de vue technique. Les conditions de ce programme sont les suivantes :

Le timbre de transport (HTVA) appliqué à l'énergie transitée par le réseau, déduction faite

des pertes, à payer à l'ONE par l'Auto-producteur:

- 6 cDH / kWh jusqu'à fin 2011
- 8 cDH / kWh à partir de 2012

La revente à l'ONE par l'Auto-producteur du surplus non consommé et non « perdu » (sans limitation):

A : Tarifs appliqués à l'autoproduction conventionnelle :

- Heures de pointe $1,1412^* \times 50\% = 0,5706$ DH/kWh
- Heures pleines $0,8051^* \times 50\% = 0,4025$ DH/kWh
- Heures creuses $0,4955^* \times 40\% = 0,1982$ DH/kWh

B : Tarifs appliqués à **EnergiPro = A majorés de 20%**

- Heures de pointe 0,6847 DH/kWh
- Heures pleines 0,4830 DH/kWh
- Heures creuses 0,2378 DH/kWh

* Tarifs THT-HT (HTVA)

A ce jour, près de 1000MW de projets sont à l'étude, mais il n'y a encore pas de parc éolien en exploitation du fait :

- de la durée intrinsèque de développement des projets depuis la mise en route de l'opération (au moins 3 ans)
- de l'arrivée de la nouvelle loi qui semble plus favorable au secteur privé (d'un point de vue fiabilité et durabilité des montages) et dans lequel celui-ci préfère s'inscrire maintenant.

II. L'Egypte

Un marché de l'électricité complexe, une demande en forte augmentation, des difficultés à prendre tous les investissements nécessaires au niveau de l'EETC seule, l'absence d'un tissu local d'entreprises privées fortes:

Choix du système de type « AO en BOT-BOO ou turnkeys » pour établir les bases et dynamiser le développement de l'éolien privé avant de passer en mode « production décentralisée ».

Subventions à travers dettes souveraines à ce stade

Face à une population égyptienne toujours plus consommatrice en électricité (+6,1% en 2011), le gouvernement égyptien a décrété une politique énergétique ambitieuse. Cette politique est divisée en 4 axes prioritaires :

- Diversification des sources d'électricité ;
- Amélioration de l'efficacité énergétique ;
- Diminution au maximum des pertes énergétiques ;
- Augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;

Dans ce pays où le transport de l'électricité est sous la responsabilité de EEHC (Egyptian Electricity Holding Company) via sa filiale transport (EETC), la production est assurée à la fois par le service public (EEHC) et des compagnies privées. Il en va de même concernant la distribution de l'électricité aux consommateurs finaux.

La NREA (New & Renewable Energy Authority) a été créée en 1986 afin de promouvoir et de développer les énergies renouvelables.

C'est à partir de la politique évoquée ci-dessus que l'objectif de 20% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020 a été fixé.

Pour ce faire, plus de **7200 MW de projets éoliens** devront être mis en service.

Afin de réaliser cet objectif, la participation de compagnies privées est fortement encouragée par le biais d'offres incitatives (exonération des taxes douanières sur le matériel, préparation amont au niveau national des études nécessaires au bon déroulement des projets [études environnementales, études de migration des oiseaux...]). **Le but est de faire intervenir le secteur privé à hauteur de 76% de la capacité de production à partir d'éoliennes**, les 24% restant étant dédiés à la compagnie publique d'électricité.

L'augmentation de la participation des entreprises privées est incitée en 2 étapes :

- Tout d'abord à travers des appels d'offres internationaux émis par la EEHC sous forme de BOO avec négociation du prix d'achat de l'électricité ;
- Et ensuite par la mise en place d'un Feed In Tariff. Les prix d'achat de l'électricité prendront en compte le retour d'expérience de la première étape (bonnes pratiques, recommandations sur les tarifs...)

La NREA encourage la croissance de l'industrie des composants d'éoliennes à travers des transferts de technologie, des joint-ventures en échange de royalties. Afin de démontrer l'efficacité de cette industrie, la NREA a invité plusieurs fabricants de turbines à venir visiter ses locaux et les locaux de l'Organisation Arabe pour l'Industrialisation (connue pour ses compétences dans l'industrie lourde et l'industrie de pointe).

III. L'Afrique du Sud

Un poids lourd dans l'électricité, un marché intéressant pour les industriels internationaux pour les 10 prochaines années :

Choix du système de type « AO en BOT-BOO » pour le développement de l'éolien.

Production décentralisée dans un premier temps, avec système subventionné, mais retour récent vers système d'AO pour réévaluer le tarif – pas encore de résultat.

L'Afrique du Sud produit et consomme environ 45% de la totalité de l'électricité produite sur l'ensemble du continent Africain.

La production d'électricité repose à 95% sur les énergies fossiles et en particulier le charbon (88%) Les réserves de charbon en Afrique du Sud constituent environ 5% des réserves mondiales.

Ces réserves nationales permettent pour l'instant de maintenir un prix du kWh exceptionnellement bas (3,26 centimes de dollars américains par kWh pour les clients industriels).

Le marché de l'électricité est dominé par la compagnie nationale ESKOM qui fournit 95% de l'électricité consommée dans le pays.

Fin 2010, seuls 10,16 MW de puissance éolienne étaient installés en Afrique du Sud. Ces 10,16 MW sont répartis 80% à ESKOM, 20% à des privés.

Du fait de la part importante de l'énergie d'origine fossile, l'Afrique du Sud est le 14^{ème} plus grand émetteur de gaz à effet de serre au monde. Ayant pour objectif de réduire la part du charbon à 70% en 2025, la NERSA (la société nationale de régulation de l'énergie) avait tout d'abord décidé la mise en place un système de type « production décentralisée » appuyé par un tarif d'achat préférentiel d'électricité d'origine renouvelable.

L'Afrique du Sud étant un pays immense qui représente un marché potentiel énorme pour les constructeurs éoliens, ce pays s'est aperçu de ses capacités de négociations vis-à-vis des entreprises internationales du secteur de l'éolien.

Le système de production décentralisée a donc ensuite été délaissé au profit d'un appel d'offres international lancé en 2011 dont les résultats ont été annoncés début 2012. 630 MW de projets éoliens ont été retenus dans le cadre de cet appel d'offres.

Avec un taux de chômage de l'ordre de 25%, le gouvernement d'Afrique du Sud voit le faible prix de l'électricité comme un facteur essentiel afin de stimuler la croissance économique. Avec 630 MW de projets éoliens qui seront mis en service, le gouvernement Sud-Africain compte sur la manne d'emplois qui pourront être créés. L'Association Sud-Africaine pour l'Energie Eolienne (SAWEA) estime à **1 à 2 emplois créés par MW installé lors de la phase de construction, entre 6 et 20 emplois permanents par tranche de 100 MW lors de la phase d'opération et de maintenance.**

IV. La France

Un marché de l'électricité très unipolaire à l'origine, entre la prédominance du nucléaire et la puissance centralisatrice de la société électrique historique EDF ; notoire faiblesse de l'industrie des turbines éoliennes mais une excellente ressource en vent :

Choix du système de type « production décentralisée » et subvention pour dynamiser le développement de l'éolien privé.

Figure 2: emplois directs éolien en 2009 en Europe

En France, le marché de l'énergie est libéralisé et régulé par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie). RTE (Réseau de Transport de l'Electricité) possède le monopole sur le transport. La production et la distribution sont faites par des compagnies privées possédant leurs propres centrales.

En France, le nucléaire représente 51,1% de la puissance installée mais plus de 75% de l'énergie produite. Les énergies renouvelables, bien qu'en constante progression représentent moins de 3% de l'énergie totale. Avec le Grenelle de l'environnement, des objectifs précis et ambitieux en termes de mix énergétique ont été annoncés. La France doit, en 2020, arriver à 20% d'énergies renouvelables dans son mix énergétique. Ces énergies renouvelables sont dites subventionnées en France car soumises (pour certaines) à une obligation d'achat à un prix supérieur au prix de vente des compagnies distributrices. Lors de l'appel d'offres pour l'éolien offshore lancé au mois de Juillet par la CRE, un prix maximum de rachat de l'électricité à été fixé (175 euros par MWh pour 3 zones et 200 pour 2). Dans le cas de l'éolien terrestre le tarif d'achat est fixé à 8,2 centimes d'euros par kWh. Pour le solaire photovoltaïque, après un essai au delà des 50 centimes par kWh, le tarif d'achat est actuellement entre 11 et 42 centimes par kWh (dépendant du type d'installation).

N'ayant pas de fabricant de turbines multimégawatt, la France apparaît cependant le 4^{ème} employeur éolien d'Europe, grâce à son industrie d'équipement électrique et surtout au système de production décentralisée qui a fait fleurir de nombreux petits développeurs répartis partout sur le territoire ainsi que la multiplication des investisseurs privés locaux (moins qu'en Allemagne cependant).

Avec la nouvelle phase de l'éolien Offshore, les industriels/développeurs répondant à l'appel d'offre offshore de la CRE annoncent des recrutements et des constructions d'usines destinées à fournir les matériaux (mat, pales...) et à assembler les différents éléments des turbines. Ces usines serviraient ensuite de base pour le marché de la Manche, du Royaume Uni et des pays du Nord.

Country	No. of direct jobs
Austria	700
Belgium	2,000
Bulgaria	100
Czech Republic	100
Denmark	17,000
Finland	800
France	7,000
Germany	38,000
Greece	1,800
Hungary	100
Ireland	1,500
Italy	2,500
The Netherlands	2,000
Poland	800
Portugal	800
Spain	20,500
Sweden	2,000
United Kingdom	4,000
Rest of EU	400
TOTAL	102,100

V. L'Allemagne

Un marché fédéral et libéral de l'électricité avec une forte présence du charbon/gaz dans le mix à l'origine, une priorité passée sur l'emploi allemand, la présence d'un tissu local d'entreprises privées fortes et d'une industrie « moteur » dans le développement éolien:

Choix du système de type « production décentralisée » et subvention pour dynamiser le développement de l'éolien privé.

En 2007 le mix énergétique de l'Allemagne disposait une part d'environ 50% de « charbon » qui a très tôt posé la question de la diversification vers des énergies « propres », vis-à-vis de la pollution proche mais aussi des démarches concernant la lutte contre le changement climatique. Le secteur énergétique allemand est maintenant en plein changement avec la décision de sortir du nucléaire prise par le gouvernement fin 2011. Le nucléaire représentait en 2011 22,41% de la production électrique tandis que les renouvelables (biomasse, éolien, photovoltaïque) représentaient 12,8%. L'objectif allemand est d'atteindre les 50% d'électricité renouvelable dans son mix énergétique en 2030. Pour se faire, l'électricité d'origine renouvelable est avantagée. En effet elle a la priorité pour la connexion au réseau, un accès prioritaire aux réseaux de transport et de distribution. Les projets de parcs éoliens sont considérés comme des projets privilégiés (les collectivités territoriales sont censées identifier des zones prioritaires à l'installation de parcs éoliens).

Alors que l'éolien marque un peu le pas en Allemagne (400MW de moins d'installés en 2010 par rapport à 2009), l'industrie éolienne allemande exporte son savoir-faire dans le monde entier. Enercon (le plus gros fabricant de turbines allemand) possédait en 2010 entre 6 et 8 % du marché mondial avec une quinzaine de marchés (>50 MW) obtenus (source International Wind Power Market Update 2010 par BTM Consult).

Ci-dessous un tableau récapitulatif des différents tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne.

Source	Tarif nouvelles turbines/ kwh (depuis 2009)	Période/ années	Commentaires
Energie éolienne terrestres	9,20 centimes d'euro (tarif initial) 5,20 centimes d'euro (tarif de base)	20	Selon la production de référence, le tarif le plus haut est alloué pour une période allant de 5 à 20 ans. Aucune compensation pour les turbines dont la référence de production est inférieure à 60%
Rénovations de Turbines anciennes	0,5 centimes d'euro (supplémentaire)	20	Le bonus de rénovation est réservé au remplacement des turbines de 10 ans et plus par des turbines qui possèdent au moins une capacité de production doublée et sont installée dans le même secteur géographique
Bonus – soutien au réseau	0,5 centimes d'euro (supplémentaire)	5	Bonus supplémentaire pour une durée de 5 ans pour toute nouvelle turbine utilisée dans le cadre du soutien du réseau
Energie éolienne offshore	3,5 centimes d'euros (tarif de base) 15,00 centimes d'euro (tarif initial)	20	Tarif le plus élevé pour 12 ans (13 centime d'euros plus deux centimes de plus) Prolongation supplémentaire pour les eaux profondes et les installations dont l'éloignement des côtes est croissant

Source: « Wind Energy International 2011/2012 » parWWEA

L'éolien allemand, tout comme l'éolien espagnol d'ailleurs, s'est en effet construit à partir du développement des compétences industrielles et du soutien à l'emploi, autant que par les besoins énergétiques du pays.

VI. Espagne et Portugal

Un nouveau marché fédéral et libéral de l'électricité avec une présence mondiale des grands électriciens , une priorité passée sur l'emploi local et l'approvisionnement d'une demande croissante, la présence d'un tissu local d'entreprises privées dynamiques:

Choix du système de type « production décentralisée» et subvention pour dynamiser le développement de l'éolien privé.

L'Espagne et le Portugal sont deux pays avec beaucoup de ressemblance. Si nous les considérons comme deux pays avec une forte partie d'énergies renouvelables dans leur mix énergétique, ce ne fut pas le cas par le passé. Auparavant, ces 2 pays produisaient une grande part de leur électricité à partir des énergies fossiles. Ce sont des **raisons non pas environnementales mais économiques** qui ont amené les gouvernements espagnol et portugais à développer les énergies renouvelables et l'éolien dans leur pays respectif. En effet, les différents chocs pétroliers ont soulevé la question de la dépendance au pétrole des 2 pays. Les ressources en hydrocarbures de l'Espagne et du Portugal étant faibles, les gouvernements ont favorisé l'émergence des sources de production à partir de ressources illimitées, gratuites et facilement accessibles.

La situation du marché électrique **espagnol** est passée d'un monopole (avec Endesa compagnie électrique nationale) à un **marché libéralisé** aujourd'hui dominé par plusieurs grands acteurs (Endesa, Iberdrola, Union Fenosa, Hidrocantabrico, Gamesa energia ..).

Le marché **portugais**, lui, était divisé en 2 systèmes :

- Un système électrique public incluant le réseau et les producteurs régulés ;
- Un système électrique indépendant dans lequel les producteurs indépendants fournissaient le réseau en situation de concurrence ;

Au Portugal, le développement des énergies renouvelables s'est fait essentiellement par l'instauration d'un **système de production décentralisée** avec tarif d'achat régulé (Feed In Tariff) favorable afin de compenser les coûts de développement des énergies renouvelables ;

De nos jours les principaux acteurs du marché portugais sont EDP (l'ancienne compagnie nationale qui fournit la majorité des consommateurs portugais et représente la plus grosse production du Portugal), Endesa, Iberdrola et Union Fenosa.

Un marché commun de l'électricité, le MIBEL, a été créé en 2004, ce qui permet à chaque habitant de la péninsule ibérique de pouvoir choisir son fournisseur d'électricité dans l'un des deux pays.

Aussi bien en Espagne qu'au Portugal un régime spécial a été créé spécialement pour les énergies renouvelables (et les producteurs indépendants d'énergies conventionnelles). Le but de ce régime spécial est de fournir un cadre réglementaire stable et clair aux producteurs privés d'énergies renouvelables.

L'industrie éolienne espagnole est forte et pèse dans la politique énergétique du pays. Le fabricant de turbines Gamesa (second fabricant européen) emploie 8300 personnes à travers le monde. Gamesa couvre une puissance installée de 21400 MW et est responsable de la maintenance pour 16300 MW.

Grace au cumul du système de production décentralisée et d'une industrie éolienne dynamique, l'Espagne employait au global, plus de 20 000 personnes dans l'éolien en 2009.

V. EVALUATION

Ce chapitre traite de l'évaluation proprement dite du projet.

Il couvrira les points suivants :

- Examen des résultats, en rappelant la situation de départ et en analysant ce qui a été réalisé grâce au projet
- Organisation et Gestion avec la présentation des structures de pilotage, le reporting, les moyens mis à la disposition...
- Risques et obstacles à lever pour une meilleure réussite du projet.

V.1 Situation au début du projet

Le projet est parti d'une situation initiale caractérisée par une politique de promotion de la production privée d'énergie éolienne très limitée et d'absence de cadre réglementaire définissant les conditions d'accès au marché et de modèle de concession pour les opérateurs.

La loi de 1996 autorisant la production privée d'électricité, ainsi que la loi de 2005 sur le système de maîtrise de l'énergie, n'étaient pas suffisantes pour traiter le cas de l'énergie éolienne.

Les seules expériences de production privée étaient celles de la centrale de Rades construite et exploitée suite à un appel d'offre de concession, ainsi que quelques expériences en cogénération.

Quant à la production effective d'énergie éolienne, une seule installation de la STEG était opérationnelle, celle de Haouaria.

Celle-ci a été mise en place grâce à un financement et à des équipements espagnols. La production locale de composants étant très limitée, à cette époque.

Le projet a donc été discuté avec le PNUD dans un environnement juridique assez vierge, et c'est pourquoi l'objectif du projet a particulièrement visé cet aspect.

Il est à signaler, d'ailleurs, que, la même année, 2009, où le présent projet a été approuvé, une première réglementation plus spécifique à l'éolienne a été promulguée.

Cela montre que les autorités tunisiennes étaient assez conscientes de l'importance de disposer d'un cadre juridique clair et que ceci doit être un préalable au développement des énergies renouvelables.

Sur le plan international, la période de négociation du projet était caractérisée par une montée des prix du pétrole, conjuguée avec une baisse des ressources de la Tunisie. Il fallait donc affronter cette situation, et rééquilibrer autant que faire se peut, le mix énergétique, grâce à la promotion des énergies renouvelables.

Il est utile de rappeler **l'historique du projet**, dont l'idée a commencé à germer **depuis l'an 2000**, avec une centrale à construire par des privés à Kebili, sur des sites identifiés et évalués par le projet dans sa phase préparatoire. Un accord avec le GEF⁹ a été obtenu **en 2003** pour un **don de 10 millions de \$** pour financer une partie des équipements et de la construction.

C'est alors que des interrogations sur la viabilité de ce projet ont été émises, notamment par la STEG, concernant la difficulté d'absorption par le réseau et le tarif de rachat.

Après plusieurs discussions, une mission d'un expert international¹⁰ a été organisée pour donner un avis sur la question mais n'a pas obtenu les résultats escomptés.

Face à cette situation, le projet a été modifié pour ne retenir qu'un travail sur le cadre réglementaire des concessions privées et le renforcement de capacités des acteurs. Le budget a été réduit en conséquence à 2 millions de \$ au lieu des 10 prévus initialement.

⁹ Approbation par le GEF en Novembre 2003 pour un montant de 10,250 millions \$

¹⁰ M. Bernard CHABOT

La discussion a ensuite pris du temps sur la nature du cadre réglementaire à mettre en place, et c'est alors qu'en 2007, l'ANME a proposé de traiter le cas des autoproducteurs.

Une autre composante était prévue au projet initial, concernant le financement du Kwh produit à raison d'un tiers par le GEF et de deux tiers par l'Etat tunisien. Cette disposition, nommée PBSS¹¹, a été retirée, à juste titre, du projet final. En effet, l'augmentation des prix de pétrole a éliminé le désavantage de coût de l'énergie éolienne par rapport à la production conventionnelle. De plus, autant l'Etat tunisien est favorable à soutenir les investissements dans les énergies renouvelables, à travers le fonds mis en place à cet effet, autant il n'est pas prêt à subventionner le coût d'exploitation. Enfin, il a été constaté que le véritable frein au développement de la production éolienne était avant tout le dispositif réglementaire. D'où le recentrage du projet sur cette thématique et l'approbation de la version finale par le GEF en Août 2007.

Mais l'approbation de la partie tunisienne n'a pas suivi et on a encore négocié des amendements sur les termes de références.

Finalement, l'approbation finale a eu lieu en Mai 2009, et le projet a donc été engagé pour la période de 3 ans, jusqu'en Juin 2012.

Le tableau suivant résume les dates rappelées précédemment

Figure 3: Rappel de quelques dates du projet

Date	Activité
Novembre 2003	1 ^{ère} approbation du GEF (projet de 10 M\$)
15 Août 2007	2 ^{ème} approbation du GEF
2 Mai 2009	Signature par le gouvernement tunisien et le PNUD
14 Juillet 2009	1 ^{ère} réunion du COPIL
8 Octobre 2009	Atelier de démarrage
22 Décembre 2009	Table ronde pour identifier les besoins
1 ^{er} Février 2010	Recrutement des 3 ingénieurs à l'UGP et d'une assistante
Mars 2010	Lancement de l'AO composante 1 & 2
Avril 2010	Nouveau PDG de l'ANME
6 Mai 2010	2 ^{ème} réunion du COPIL
Juin 2010	Formation de l'équipe UGP en Espagne
Septembre 2010	Démarrage du contrat pour composante 1 (Mercados)
Septembre 2010	Lancement de la 1 ^{ère} Newsletter du projet
.....	
Juin 2012	Fin contractuelle du projet

L'intérêt de faire le point sur cet historique est de montrer que la prise de décision pour les projets publics d'envergure n'est pas aisée.

¹¹ PBSS : Production-Based Smart Subsidy

Il faut en effet obtenir l'adhésion de plusieurs parties prenantes, qui n'ont pas toutes les mêmes motivations. De plus, il y a des délais minimums pour les procédures administratives qu'il est difficile de comprimer.

Ceci sera d'autant plus critique pour le présent projet, lorsqu'il s'agira de promulguer les textes juridiques.

- ✍ C'est pourquoi, il aurait été plus réaliste de prévoir un délai plus long pour le projet, compte tenu de sa complexité.
Nous proposerons, plus loin, d'accorder une prorogation de ce délai jusqu'à la fin 2013.

Ceci n'empêche qu'il aurait été possible de gagner du temps sur quelques activités, en suivant des procédures plus souples.

A titre d'exemple, comme le montre le tableau précédent, le lancement des AO et le choix du bureau pour la composante 1 a duré 6 mois, et ce, malgré le fait que la procédure suivie est celle du Pnud.

Des exemples similaires ont été relevés lors de l'examen d'autres dossiers d'approvisionnement, même lorsqu'il s'agit de fournitures classiques, de consommables...

On aurait pu imaginer qu'un délai long serait observé lorsqu'il s'agit de procédures administratives publiques. Ce qui n'est pas le cas.

En fait, il apparaît que d'autres procédures, plus souples, sont permises par le Pnud, si on les sollicite (voir § V.7p 56).

- ✍ D'où la nécessité de réexaminer ces procédures entre l'UGP et le PNUD et d'adopter celles qui sont les plus flexibles. Il faut d'ailleurs signaler que l'ANME a adopté une telle démarche avec le Pnud pour d'autres projets qu'elle gère à l'heure actuelle. Une meilleure communication interne est donc recommandée afin de profiter de l'expérience de chacun.

V.2 État actuel

Nous nous proposons ici d'analyser les résultats en :

- Etablissant les livrables fournis par rapport à ceux qui restent à faire,
- Examinant les indicateurs principaux du cadre logique,
- Relevant les éléments extérieurs au programme qui ont pu ou peuvent avoir une influence sur les résultats.

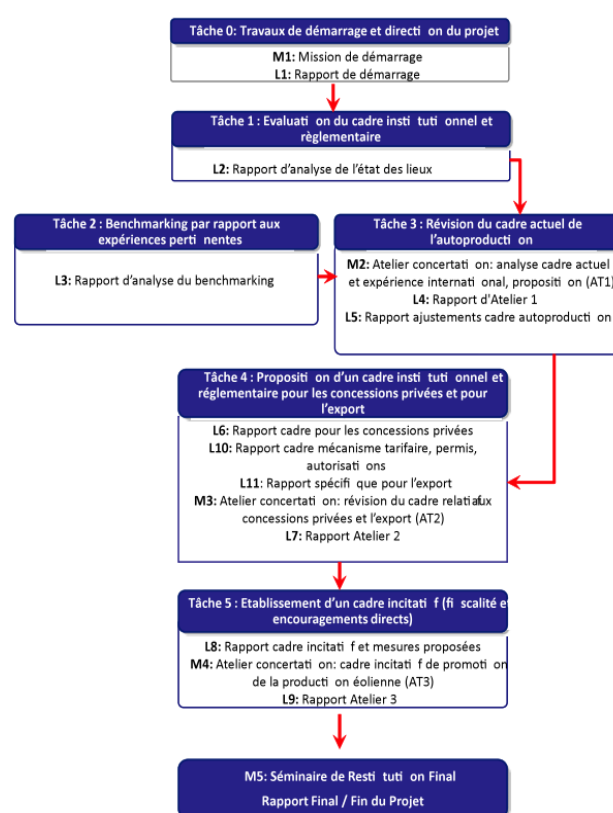
V.2.1 Etat actuel des livrables

Concernant l'Axe 1,

Les études sur le cadre réglementaire et institutionnel pour les concessions privées ont été réalisées par le bureau espagnol Mercados, en partenariat avec le bureau tunisien Tires.

Les livrables correspondants sont :

Thème du livrable	Situation
L1 Rapport de démarrage	validé
L2 Rapport d'analyse de l'état des lieux	validé
L3 Rapport d'analyse du benchmarking	validé
L4 Rapport d'atelier 1	validé
L5 Rapport ajustements cadre autoproduction	validé
L6 Rapport cadre pour les concessions privées	validé
L7 Rapport atelier 2	OK
L8 Rapport cadre incitatif et mesures proposées	En cours validation
L9 Rapport Atelier 3	OK
L10 Rapport cadre mécanisme tarifaire, permis, autorisations	En cours validation



Pertinence :

La pertinence des thèmes des rapports se confirme aujourd'hui encore, et au niveau des livrables qui ont été remis, la thématique a été traitée.

Efficacité :

Il est à regretter un retard dans la validation des rapports « clefs » L6, L10 et L8, qui sont le cœur de ce programme, et qui ne sont pas encore validés/faits, et risquent fort de prendre plus de temps à valider correctement (c'est-à-dire par les décideurs des autorités représentées au COPIL) que les livrables précédents.

Aussi la qualité jugée médiocre des deux premiers livrables a eu une influence sur le retard enregistré.

Les recommandations faites dans le rapport L5 ont été transmis au ministère.

Il reste aussi ensuite à accompagner l'application concrète des conclusions de ces livrables auprès des autorités compétentes : ce qui n'a pas encore été programmé non plus. (voir nos recommandations pour l'accompagnement par l'UGP)

Concernant l'Axe 2,

La composante 2 a été conduite par le bureau tunisien ALCOR, en partenariat avec le bureau français AXENNE.

Les livrables en sont les 29 formations qui traitent des principales thématiques : financières, institutionnelles, réglementaires, techniques et environnementales (voir détails en annexe p 81). Il y a eu également la définition d'un programme d'assistance technique et la planification de sa mise en œuvre.

La situation à fin Mai 2012 est la suivante :

- Assistance de l'UGP pour adoption des outils SIG à l'atlas éolien (Mission faite entre le 18 et 22 Juillet 2011).
- Rapport 'développement d'un programme pédagogique relative à l'éolien'. (Rapport reçu le 06 Octobre 2011).
- Rapports d'évaluations du second lot des formations (Réception des rapports de formations en deux Formats : Classeurs et supports numériques CD ROM) (Janvier 2012).
- Assistance pour le choix des logiciels spécifiques à l'éolien (Logiciels achetés : ArcGis v10, WindPro v2.8, Wasp v10).
- Rapport 'guide pratique d'exploitation et maintenance des parcs' (Version Finale – Mars 2012).
- 2^{ème} Visite du COPIL au Maroc (21-25 Mai 2012).

Les prestations qui restent sont :

- Rapport 'manuel des procédures pour la réalisation des projets éoliens'.
- Elaboration d'une méthodologie pour le calcul tarifaire de l'éolien en Tunisie
- Assistance technique au groupe IPP pour le projet d'interconnexion.

Pertinence :

La pertinence des thématiques traitées ne fait là encore aucun doute.

Ce sont les publics concernés qui soulèvent un questionnement car la majorité des participants ont été des personnes déjà impliquées dans l'administration et les organismes publics, plutôt que des industriels et/ou des acteurs privés.

✍ Il faudra améliorer la participation de ces derniers acteurs.

Une thématique semble aussi avoir été plus légèrement traitée qu'il n'eut fallu, celle des financements et de l'établissement de business plan de projet, ainsi que de structuration de projet et de raccordement électrique au réseau.

✍ Ceci devra être traité dans les formations complémentaires à organiser dans la période restante du projet.

Enfin la STEG nécessiterait un niveau supérieur de formation, sur lequel nous reviendrons dans les recommandations de ce rapport.

Efficacité :

Pour être efficace, une formation doit être appliquée. Ici les applications de la plus grande partie des thématiques traitées dans le cadre de ces formations n'ont (sauf pour la STEG-EnR et la STEG..) pas encore commencées à être mises en pratique concrète et formelle.

- ✍ Il faudra veiller à mettre en place un programme d'accompagnement des projets afin de permettre aux acteurs l'application dans un cadre réel des pratiques étudiées.

Concernant l'Axe 3,

Cet axe n'a pas été amorcé, car les acteurs ont souhaité attendre la finalisation de tous les cadrages de l'Axe 1. On ne dispose donc d'aucun livrable.

La démarche aurait cependant pu commencer avant, en collaboration avec les bureaux MERCADOS et ALCOR afin d'accélérer la démarche.

Une certaine confusion est à lever entre les objectifs de « soutien IPP » et « soutien au groupe IPP ». Il s'agit bien sûr ici de développer les BOT-BOO et les procédures de concessions privées dans le cadre d'une production décentralisée, et non de faire du soutien technique au groupe IPP.

Pertinence :

La pertinence des thématiques traitées est évidente, dans le cadre des objectifs de développement du secteur privé.

Il est plus question de la pertinence du choix de la cellule « IPP » pour porter cet axe. Au delà du fait que la cellule « IPP » porte le même nom que l'axe 3, il n'est pas ressenti que ce soit à elle de porter le développement de cet axe qui fait suite à l'axe 1 et doit voir en cette cellule IPP plus un acteur majeur que le porteur intrinsèque de son développement. Il serait souhaitable que l'UGP se charge de cet axe comme des autres et s'appuie plus fortement sur la cellule IPP pour sa concrétisation en termes d'écriture et de validation des textes contractuels et/ou réglementaires applicatifs. (voir recommandations p 63)

Efficacité :

Le critère d'efficacité sur l'axe 3 représente en fait 80% de l'efficacité du programme lui-même en ce sens qu'il est l'application de tous les autres axes confondus. Leur « entrée en actes ».

Ici, nous ne pouvons encore rien dire, puisque aucun livrable n'est présent.

Mais le fait qu'il n'y en ait aucun, incite à mettre en œuvre des outils particuliers pour veiller à ce qu'on ne se rende pas compte, au dernier moment, et en fin de programme, qu'il ne se concrétiserait pas.

Une suite de recommandations vont donc aller dans ce sens en § VI.2, qui sécuriseront ces aspects en développant une confrontation/concertation avec les acteurs constatés « bloquants » par rapport à l'application des concepts de « concession électrique privée ».

Il semble que les décideurs soient porteurs d'un message qui n'est pas forcément relayé par les « troupes » et donc il semble important de largement communiquer, avec assurance et conviction forte, auprès de l'ensemble des représentants des acteurs d'une part, auprès de nouveaux acteurs institutionnels d'autre part, et aussi au niveau du grand public qui forme une pression positive forte auprès de tous les acteurs.

Concernant l'Axe 4,

Certaines phases ont été shuntées comme l'établissement d'un cadre logique précis et de référence, qui puisse servir de base au suivi du projet, et il faut maintenant y remédier. Pour le reste, les formations seraient peut-être à compléter mais ont en grande part été réalisées. Il est à noter que cette évaluation « à mi-parcours » est à l'image du projet, décalée dans le temps et n'apparaît qu'en février 2012, alors que la fin théorique initiale était en juin 2012. En temps rationnel, cette évaluation est donc faite à 5/6ème du projet, le « mi-parcours » ayant été estimé acquis uniquement maintenant donc.

Pertinence :

Comme dans tout projet de ce type, le volet mise en place et structuration d'une équipe de gestion est indispensable. En ce sens, donc l'axe 4 est donc très pertinent.

V.2.2 Etat actuel des indicateurs de résultats du programme

En se référant au cadre logique présenté en annexe p 76, nous ferons ici le point sur la situation des indicateurs, pour chacune des 4 composantes du projet. Ceci permettra d'évaluer le chemin à parcourir pour atteindre les objectifs, et constitue en même temps, la base pour l'évaluation finale du projet.

Indicateurs de l'Axe 1 :

- Engagement renforcé du gouvernement pour appuyer un programme de développement du secteur privé pour l'éolien connecté au réseau
 - *Cet engagement était à l'époque soutenu par les décideurs, mais les acteurs de terrain ne semblent pas avoir relayé les mêmes motivations.*
 - *Ceci est une situation très classique et aurait sûrement pu être prévue dans les hypothèses initiales. En effet dans beaucoup de pays où la société électrique nationale est en situation de monopole, l'ensemble des acteurs de l'énergie s'appuient fortement sur les compétences techniques centralisées de cette dernière et ce sont ces compétences techniques (au demeurant réelles) qui faussent le débat en faisant de la résistance au changement.*
 - *Donc quand bien même les décideurs de la STEG veulent développer tout en le maîtrisant, le secteur privé, les clivages internes de cette société historique font que les obstacles peuvent apparaître dans la concrétisation des « décrets d'application » et même des projets de parcs éoliens eux-mêmes par la suite. Il est essentiel d'établir une concertation à tous les niveaux sur ces points, d'où les recommandations en ce sens au chapitre VI.2.*
 - *Il est cependant à souligner que le nouveau contexte est estimé plus favorable pour cette concertation positive.*

- Adoption d'un cadre réglementaire opérationnel

Les principes sont posés, rien n'a encore été intégré dans les faits à la réglementation tunisienne.

- *Le programme semble avoir subi une déviation vers l'« auto-production » et vers l'« export » (liaison vers l'Italie / financements italien / matériel Italien), tous deux jugés plus à portée de main.*

- Un mécanisme d'arbitrage efficace a été développé

- *Il n'y a pas encore d'organe régulateur en Tunisie, et la STEG qui semble jouer un rôle important dans les faits, apparaît opposée au principe pour l'instant.*

Indicateurs de l'Axe 2 :

- Apports techniques pour le cadre réglementaire

- *4 personnes formées au sein de l'ANME*
- *Il est à regretter que des acteurs spécialisés n'aient pas pu suivre ces formations.. comme par exemple des juristes tunisiens en droit public ou droit privé ou des BETs*
- *Il semble aussi regrettable qu'il n'y ait pas eu de différenciation des publics des formations de manière à aller plus en profondeur dans les questions concrètes. Un certain nombre de personnes ont suivi des cours qui ne sont pas toujours dans leur cœur de métier, alors que les spécialistes n'auraient été intéressés que par quelques uns mais plus précis dans les thématiques traitées.*

- Capacité de STEG à gérer l'injection d'énergie éolienne sur le réseau électrique

- *La STEG assure savoir « gérer » l'intégration de ses propres parcs mais argumente sur les autres.*

- Données économiques sur la rentabilité et les prix

- *Un gros effort reste à porter sur la clarification des bases de référence économique objectives en matière de prix et en conséquence de rentabilité car une formation peut expliquer comment on fait mais si les bases de données sont fausses ou masquées, aucun investisseur privé ne se lancera à l'aveugle.*

- Création et renforcement de capacités pour un noyau dur d'industriels et de prestataires de services (développeurs, BE..)

- *Très peu de développeurs et de BEs privés ont participé aux formations passées, ce qui ne dénote pas une appétence du secteur pour ces « porteurs amont » potentiels, ce qui est rédhibitoire pour des modes de développement de l'éolien à grande échelle.*
 - *Un industriel tunisien¹² est cependant déjà actif au niveau international en matière de mats tubulaires pour éoliennes*
- Formation de cadres au sein des autoproducteurs
 - *Les auto-producteurs étaient invités aux formations mais seuls quelques uns ont réellement assisté. Ils ont parfois tendance à se reposer sur ceux qui les appuient laissant filtrer qu'ils n'ont pas encore pesé à leur juste mesure leurs chances et leurs intérêts dans la démarche.*
 - Etude des projets de chacun
 - *Axe à développer maintenant sur certains projets particuliers, mais rien d'abouti encore à ce jour.*

Indicateurs de l'Axe 3 :

- Adoption d'un cadre réglementaire pour AO en IPP ou production décentralisée opérationnel
 - *Rien n'a été encore engagé car cette étape attendait le cadre réglementaire avant. Donc le groupe « IPP » du même nom, ne s'est pas encore impliqué dans un processus de consultation du secteur privé.*
- Un mécanisme tarifaire a été développé et validé par les acteurs
 - *Seul le cas de l'autoproduction, préexistant à ce programme, dispose d'un tarif réglementé et d'un mécanisme tarifaire qui n'est d'ailleurs pas toujours bien compris des acteurs.*

Indicateurs de l'Axe 4 :

- La cellule UGP devient un pôle au sein de l'ANME pour le conseil et l'assistance aux acteurs
 - *La cellule UGP est reconnue à l'extérieur du programme par les porteurs de projets d'auto-production, mais son rôle vis-à-vis d'eux reste à structurer et à clarifier.*
- L'UGP accompagne des projets d'AT avec des acteurs publics et privés

¹² Socomenin

- *Ce rôle est encore trop restreint sur certains aspects (accompagnement dans l'établissement d'un plan d'affaire et de retour sur investissement..) et va trop dans le détail sur d'autres aspects alors que ces tâches pourraient constituer un marché pour le secteur privé. En effet, la mise en place de mâts, les études techniques, etc., sont un pan majeur du développement éolien, et peut constituer une vraie force de métier dans un pays¹³. Concurrencer ce corps de métier, c'est risquer de retarder son éclosion en Tunisie.*

V.2.3 Eléments extérieurs

Le PNUD n'est pas le seul à disposer d'un programme dans l'éolien tunisien. Plusieurs agences disposent de démarches complémentaires ou similaires, avec des vocations connexes.

A titre d'exemple, la GIZ est présente dans ce domaine et est active dans l'éolien depuis très longtemps. Elle dispose d'experts au sein des locaux de l'ANME ainsi que dans les Ministères. La GIZ a une vocation technique pragmatique fortement ancrée sur la mise en œuvre pratique.

En Tunisie, elle a fait réaliser des études par des bureaux d'études allemands sur les sujets de la réglementation en vue de favoriser le développement du secteur privé éolien, des études de cas particuliers et des études de vents précises. Certaines études apportent des ordres de grandeur autant qu'une structure méthodologique pour l'appui aux plans d'affaire nécessaire dans les investissements du privé.

Pour l'ANME , la GIZ a réalisé :

- L'identification des sites éoliens prometteurs, via des mesures de vents préliminaires,
- La promotion de projets éoliens en auto-production
- Une étude de faisabilité 60-120MW à Thala
- Une étude de clarification du cadre réglementaire propice aux énergies renouvelables connectées au réseau.

Pour la STEG , la GIZ a réalisé :

- Une étude sur la thématique de la prévision court terme pour l'éolien.
- Une étude d'intégration de parc éolien 120MW avec un diagnostique et une proposition de mesures pour assurer une gestion prévisionnelle

Une étude de mix énergétique a d'autre part été réalisée et soumise au Ministère en vue de prendre position vis à vis des différentes stratégies.

¹³ Voir benchmarking sur la France, où ce corps de métier constitue la majeure partie des emplois créés puisqu'il n'y a pas d'industriel éolien de grande taille en France – Vergnet ne faisant que des turbines 275kW et 1MW qui ne correspondent pas au marché français métropolitain.

V.3 Evaluation des résultats du projet

En reprenant l'analyse des résultats, axe par axe, nous pouvons conclure ce qui suit.

Les études sur le cadre réglementaire (**axe 1**) sont « pertinentes » dans le sens où elles ont identifié les insuffisances de la réglementation actuelle et ont réussi à proposer la structure d'une mise à niveau de cette législation.

De plus, le benchmarking a montré l'état d'avancement des différents pays présentés et a expliqué les facteurs clés ayant conduit à ces succès.

Coté efficacité, il reste donc à valider en COPIL les conclusions de ces travaux et à organiser un séminaire final de restitution, qui permettra de s'engager officiellement dans leur mise en œuvre. Des décrets d'application restent à négocier démocratiquement entre les institutions tunisiennes en s'appuyant sur les propositions de textes à modifier ou à créer, et les propositions d'organisation à mettre en place et de circuits d'autorisations à gérer, etc...

Or ceci va prendre du temps car les acteurs institutionnels sont pour certains nouveaux, et le sujet est complexe.

✎ Il faut donc accompagner les projets de décrets d'application à l'intérieur des ministères pour s'assurer de leur promulgation. Cette tâche devrait revenir à l'UGP (voir point 4 p 63).

✎ En terme d'impact, il serait plus sage de, d'ores et déjà, repousser le délai à fin 2013.

L'axe 2, quant à lui, traitait de l'apport de compétences et de savoir faire. Le recueil de quelques appréciations des participants et l'examen des modules traités conduit à une appréciation assez positive de ces actions de formation.

Les thématiques abordées étaient pertinentes et la méthodologie de formation, pour les aspects de pure théorie l'étaient aussi.

Le public cible devait comporter les acteurs publics et privés, dont les bureaux d'études locaux ; les auto-producteurs ; les banquiers ; les juristes et financiers d'entreprise... Sur ce point d'efficacité dans l'atteinte des objectifs en terme de public visé, il convient de signaler le manque de participation des acteurs du secteur privé comme les promoteurs, les bureaux d'études, les institutions d'enseignement et de formation, les banques, les juristes,... Ainsi, sur une trentaine de participants plus ou moins réguliers, seuls 4 organismes privés ont été présents, malgré le fait qu'une invitation leur ait été adressée.

L'explication pourrait provenir de l'approche à adopter pour attirer ces privés, qui ne peut être la même que celle que l'on a suivie pour inviter les institutions publiques. Le secteur privé n'a pas le temps de passer des heures sur une formation qui n'a pas une justification financière, opérationnelle ou commerciale directe. Les arguments vis-à-vis d'eux doivent donc aller droit au but dans l'efficacité : quel espoir de gain de coût pour eux ? quels risques encourus par eux ? quel impact sur leur entreprise ? etc..

Outre ce volet formation, il est prévu de mener des actions d'assistance technique et d'appui à la mise en œuvre de projets, ainsi que la conduite d'études ponctuelles spécifiques. Ces actions restent à mener, avec une participation plus interactive du secteur privé.

✎ Il faudra travailler avec plus d'attention à l'avenir, le coté marketing des actions du programme auprès des acteurs du secteur privé. Les intéresser avec des arguments

qui les touchent : l'activité, la baisse des coûts, la sécurité des coûts d'approvisionnement pour l'avenir, les emplois, etc. (voir point I.1.1.17 p 64)

L'axe 3 forme le retard le plus considérable puisqu'il n'a pas été engagé.

- ✍ L'UGP doit reprendre cette composante en main afin de la dynamiser (voir point 4 p 63)

Cet axe doit reprendre et compléter pour la partie « concession privée », ce que l'axe 1 entame comme procédure de suivi des dossiers en vue de la promulgation des décrets d'application. C'est un travail de juriste local qui œuvre au sein du ministère pour expliquer les textes et la démarche.

Il est rappelé que le critère d'efficacité de cet axe engage l'efficacité du programme entier, et qu'une attention particulière est à porter à l'accompagnement des dossiers et propositions de textes de décrets d'application au sein même des institutions, tout en veillant à bien impliquer des acteurs comme la STEG dans la programmation.

Enfin, **l'axe 4** est un axe de « fonctionnement » qui a bien avancé. Il faut cependant regretter l'absence d'actions visant à asseoir et cadrer un management de projet. L'équipe en place s'étant trop focalisée sur les aspects techniques, au détriment de la mission de pilotage. A titre d'exemple, un cadre logique du projet n'a pas été mis en place à ce jour, au-delà de la proposition intégrée dans le document de base. D'où l'inexistence d'indicateurs pertinents de suivi.

- ✍ Un nouveau cadre logique a été proposé dans le cadre de la présente mission (voir annexe p 76), sur lequel il sera important de structurer un plan d'action et de suivi de ces actions.

L'UGP devra suivre l'avancement du reste du programme en fonction de l'atteinte des objectifs qui y sont listés, en mettant en parallèle les dépenses de moyens en temps et en budget qui sont dépensés sur chaque objectif ou axe.

Un suivi régulier, au minimum trimestriel, devra être respecté, avec une réunion du COPIL à chaque point de suivi.

D'un point de vue plus synthétique, si l'on évalue globalement l'atteinte des objectifs sur les critères de pertinence/efficacité/impact :

Pertinence :

Le programme est toujours en phase avec les priorités stratégiques du FEM visant à déployer avec le maximum d'efficacité les énergies renouvelables à travers le monde. A une heure où les finances publiques sont au plus bas et les impacts sociaux du prix de l'électricité au plus haut, le programme apparaît tout aussi pertinent pour la Tunisie future et vient accompagner un renouveau nécessaire en matière de régulation du secteur de l'électricité. Les objectifs particuliers du début du programme devront cependant être réaménagés afin de mieux approcher les contraintes (voir § hypothèses) et notamment l'axe 3 est à reprendre en main sous un aspect plus concret d'émission d'AO spécifique.

Efficacité :

Le programme a pris beaucoup de retard dès sa genèse du fait de la constante négociation à avoir entre acteurs (voir § sur les facteurs sous-jacents). De ce fait, les contractants des études ont fait ce qu'ils pouvaient pour avancer sur les livrables, mais les résultats concrets quant à eux ne sont pas assurés autant qu'il serait souhaitable.

On peut dire que l'efficacité globale du programme va se jouer dans cette deuxième et dernière partie, à travers la capacité de l'UGP à rassembler autour d'elle et à se faire entendre par l'ensemble des acteurs, y compris les plus techniques comme la STEG. Or l'UGP a encore à affermir ses bases et renforcer sa position vis-à-vis des grands acteurs historiques d'une part, et doit encore faire ses preuves auprès des nouveaux acteurs privés d'autre part. Cela passe par l'acquisition de « savoirs » (ce qui est en cours et fonctionne bien) , mais aussi de « savoir-faire » (savoir mettre en acte concrètement selon un processus efficace) et de « savoir-être » (savoir affirmer son rôle, ses objectifs et ses résultats vis-à-vis des acteurs quels qu'ils soient), ainsi que de moyens d'action (matériel, autonomie de décision, etc..).

Dans le chapitre recommandations, nous préconisons donc plusieurs actions visant d'une part à la concertation réelle entre acteurs, et d'autre part au renforcement du « savoir-faire » par l'action à l'UGP, ainsi que le renforcement des actions de l'UGP par un comité stratégique.

Impact :

En terme d'impact, le projet, là encore, est frustré de ses résultats finaux par l'absence de projet concret pour les illustrer.

Cependant, le programme a créé une réelle force de frappe pour la création du secteur éolien privé tunisien : Une trentaine de personnes ont été formées et sont maintenant susceptibles de démultiplier ces connaissances au besoin, et ceci sur l'ensemble des axes constitutifs de l'éolien. Ce n'est qu'en mettant ces connaissances en opération sur des projets concrets que l'impact réel se révélera, en terme de nombre de MW installés, mais aussi en terme de nombre de MWh produits dans l'éolien (ce qui fait intervenir la qualité du gisement et donc la qualité des études et de la démarche)

A ce jour, il y a en Tunisie plus de non-tunisiens que de « tunisiens » actifs dans le développement de projets éoliens. A terme, il faut veiller à ce que la tendance s'inverse et réfléchir au système d'encouragement de l'éolien qui aura le meilleurs impact (en terme de ressource énergétique, certes, mais aussi en terme de ressources financières et de ressources de travail) sur la Tunisie, et qui fonctionne le mieux en fonction de la taille du pays, de son gisement éolien, des capacités techniques et industrielles locales ainsi que des capacités financières des investisseurs privés locaux.

A priori, de ce point de vue, le benchmarking prouve que la **production décentralisée** est parmi les formules les plus adaptées au cas type tunisien, dans la mesure où la composante de l'emploi et du développement rural semble être une donnée importante aux yeux des autorités.

Un autre impact, quoique, indirect, du projet est à signaler, en ce qui concerne la vente de certificats verts.

En effet, il est utile de relever que la Tunisie a pu monter des projets MDP dans le secteur éolien, et qu'elle a pu obtenir les résultats suivants :

- Le site de Haouaria : la BIRD a acheté les crédits Carbone en 2009, pour la 3ème tranche de 34 MW
- Le site de Bizerte : la caisse des dépôts française a acheté les crédits, début 2012, pour les 190 MW

Les montants représentent entre 15 et 20% du coût de l'investissement.

V.4 Durabilité des résultats

Le projet comporte en lui-même **plusieurs facteurs de durabilité**, qui sont assurés à des degrés divers.

- Il y a en premier lieu la réflexion sur les modèles de concessions et **l'élaboration d'un cadre réglementaire**.

La publication de cette réglementation constituera une avancée considérable, et garantira la pérennisation des résultats et la création d'un marché.

Ceci, bien entendu, sous réserve que cette publication ait lieu effectivement.

Or, à ce stade, les études de la composante 1 ne sont pas encore validées en totalité et l'on est encore loin de la promulgation des textes.

De plus, l'UGP n'a pas prévu d'action spécifique pour coordonner la traduction des études dans la réglementation. On a tendance à considérer que le rôle de l'UGP est de piloter les études et que, par la suite, la décision revient à la tutelle pour leur mise en application. Or, la tutelle ne dispose pas, actuellement, de structure dédiée à l'éolienne. Pour garantir la durabilité réelle, qui devra se matérialiser par la création d'un marché de l'éolien, il faudrait que l'UGP puisse poursuivre son action au-delà de la validation des études, pour s'assurer de leur mise en application.

- ✎ C'est pourquoi, il est nécessaire de faire apparaître une telle action dans la suite du projet, et de charger l'UGP de la responsabilité de mener l'activité 1 **jusqu'à la publication effective des textes** (voir point 4 p 63).

- Le second facteur de durabilité se retrouve dans les **actions de formation réalisées**.

Malgré le fait que celles-ci n'aient pas beaucoup associé le secteur privé, il n'en demeure pas moins que, ceux qui ont suivi ces formations, ont réellement acquis des compétences certaines, et ont pu comprendre les conditions de déroulement des projets éoliens.

- ✎ Pour ne pas perdre ces compétences, il faudrait que l'UGP répertorie dans une base de données, tous les participants à ces formations, et qu'elle la mette à la disposition des opérateurs pour **constituer une « communauté éolienne » en Tunisie**. Cette base pourrait servir également pour échanger des informations, notamment lorsque des opérateurs auront à mener des projets concrets.

Il y a en réalité un risque dans ce genre de projets, qui consiste à faire des formations à grande échelle, mais de ne pas garder de trace par la suite, ce qui entraîne une perte de capitalisation. De plus, il arrive souvent que ceux qui ont participé à la formation, soient affectés à d'autres fonctions, qui ne se rapportent pas au sujet pour lequel ils ont été formés.

Pour éviter cela, autant que faire se peut, la tenue de cette base de données permettra au moins de retrouver plus facilement les compétences recherchées.

- Sur le même plan, il convient de noter que l'**ANME** ne dispose pas dans son organigramme, de **structure dédiée à l'éolienne**, en dehors de l'UGP. Celle-ci a été créée spécifiquement pour le projet, mais il n'y a pas de « garantie » qu'elle soit intégrée dans l'organisation de manière durable.

C'est là une réflexion à avoir, dans la mesure où, le fait de disposer d'une cellule d'appui à l'éolienne au sein d'une structure publique, constitue un atout pour le développement du marché.

- Enfin, la durabilité se retrouve dans la participation de compétences locales dans les études réalisées, que ce soit en matière juridique que technique ou économique.

Plusieurs juristes tunisiens ont ainsi été associés à la composante 1, alors que des cadres techniques l'ont été dans la composante 2.

Il est important de veiller à cette implication des compétences locales dans la suite du projet, en exigeant un taux minimum de participation tunisienne lors du lancement des appels d'offres d'études. Quant au volet biens d'équipements, une étude pour l'identification du potentiel de fabrication locale sera proposée pour la suite du projet.

V.5 Evaluation des moyens mis en place

V.5.1 Système de suivi et de reporting

Le document du projet du GEF a prévu plusieurs dispositions en matière de suivi et de reporting¹⁴ à savoir :

- Un **atelier de démarrage** associant l'ANME, le groupe IPP, le Ministère chargé de l'énergie, la STEG, le PNUD ainsi que le représentant régional du GEF. Il devra être matérialisé par un rapport de démarrage.
- Un **suivi quotidien** de la mise en œuvre des actions, ainsi que des indicateurs, par le coordinateur du projet UGP, avec transmission de toute information utile à la fois à l'ANME qu'au PNUD, lorsqu'il y a un risque de retard
- Un suivi périodique par le comité de pilotage à travers des **réunions trimestrielles** (COPIL) avec l'ANME, le groupe IPP et le PNUD
- Un suivi annuel à travers l'examen tripartite (TPR) entre l'ANME, le Pnud et le GEF, se basant sur le rapport annuel du projet (APR). Celui-ci est à préparer par l'ANME, en collaboration avec le groupe IPP, puis soumis au PNUD et au GEF. Le contenu type de ce rapport a été spécifié par le GEF. De plus, pour préparer le TPR, un rapport PIR¹⁵ doit être établi.
- Enfin, une révision tripartite finale du projet (TTR) est prévue au cours du dernier mois d'activité du projet.

En outre, les parties prenantes ont été définies avec leur rôle respectif.

Parmi celles-ci, le document a insisté sur la participation active de la DGE, de la DGI pour impliquer l'industrie locale, et du groupe IPP. De plus, le PNUD et le GEF devaient apporter leur soutien méthodologique tout au long du projet, notamment pour ce qui est du management et du reporting.

Par rapport à ces dispositions, la mission d'évaluation a relevé les constats suivants :

V.5.1.1 L'atelier de démarrage

L'objectif de cet atelier était de mieux faire comprendre et de s'approprier les objectifs du projet. Pour ce faire, il devait reprendre le cadre logique et ses indicateurs, débattre de la pertinence de ces derniers et définir les sources permettant de les éditer régulièrement.

En pratique, cet atelier a lieu le 8 Octobre 2009, mais n'a pas traité des sujets précédents. Il a surtout débattu des conditions générales du projet et de son environnement national et international. D'ailleurs, l'objectif de l'atelier tel que mentionné dans le compte rendu¹⁶, était de «présenter le projet avec ses différentes composantes aux différentes parties prenantes et de discuter la situation de l'Eolien dans le monde et en Tunisie »

¹⁴ article 3 & 4 : "Management arrangements" & « monitoring and evaluation plan and budget »

¹⁵ PIR : Project Implementation Review : établi selon format spécifique au PNUD

¹⁶ Voir le compte rendu détaillé de cet atelier fourni par le PNUD.

La participation a été très nombreuse et variée avec, aussi bien des acteurs publics que privés, ainsi que des institutions financières, des bureaux d'études...

A la lecture du compte rendu, il apparaît que cette manifestation a été très utile pour introduire le projet et le médiatiser auprès des acteurs, ainsi que pour commencer à se poser les questions pratiques du développement de l'éolien.

Par la suite, il y a eu un autre atelier, sous forme de formation sur la méthode GAR, du 9 au 12 Novembre 2010. Son objectif était de permettre aux participants de maîtriser la planification d'un projet, selon les résultats attendus ainsi que la construction et la mise en place d'un système de monitoring de projet adapté aux besoins des acteurs.

Cet objectif semble donc assez bien correspondre à ce qui était demandé dans les termes de références du projet. Sauf qu'il s'agit d'une formation et non d'un atelier de travail. De plus le groupe IPP n'a pas assisté à cette formation, malgré le fait qu'il ait été invité. C'est ainsi que la notion de cadre logique par exemple, a bien été abordée au cours de cette formation, mais elle n'a pas abouti à l'actualisation du document de projet lui-même. Ce document avait été pris comme exemple pour faire un exercice, sans avoir l'objectif de finaliser un nouveau cadre logique. A moins de considérer qu'il revenait à l'équipe de projet de le faire, après la formation, à partir des connaissances acquises.

Le fait est que ce travail demandé sur le cadre logique n'a pas été finalisé, et le projet est demeuré sans indicateurs de pilotage pertinents, et sans méthode structurée de gestion de projet.

- ✍ Il faut donc remédier à cette situation, en prévoyant une assistance technique légère à l'UGP pour la mise en place effective d'un système de gestion de projet. L'idéal aurait été de demander au même formateur qui a animé l'atelier GAR de poursuivre sa mission par l'accompagnement de l'UGP sur place.

Pour ce qui est du cadre logique, une proposition de son actualisation a été faite par les consultants chargés de la présente mission. Le résultat est présenté en annexe.

Cependant, un tel document devra être davantage travaillé avec l'équipe elle-même afin qu'elle se l'approprie et qu'elle puisse l'utiliser comme document de base pour le suivi de son activité.

- ✍ Il doit aussi être complété par le plan d'action, qui identifiera l'ensemble des tâches à réaliser pour atteindre chaque résultat.

Un planning général de ces actions sera dressé, et devra engager les gestionnaires du projet.

Aujourd'hui, un tel planning n'est pas tout à fait disponible : on utilise un planning qui définit les dates pour l'obtention des outputs de chaque composante. Mais on ne décrit pas ce que doit faire l'équipe, en pratique, pour y arriver.

C'est un tel outil qui devra être impérativement mis en place, afin de s'assurer que les résultats soient bien atteints (voir point 4 p 63).

Il est à signaler qu'une actualisation de l'introduction du document (Cadre du projet) a été faite en Février 2010, par un consultant externe. Elle s'est intéressée aux chapitres qui évoquent le contexte du projet, et a pris en compte les changements récents comme le secrétariat d'Etat à l'énergie, la proposition du plan solaire, la promulgation des nouvelles lois sur l'énergie renouvelable...

Ce document a également complété les indicateurs techniques par 4 autres, qui traitent du renforcement de capacité de l'industrie tunisienne, des bureaux de consulting, de l'université et de la recherche.

V.5.1.2 Le rapport annuel

D'après le document de projet, le contenu type du rapport annuel (APR) devrait comporter :

- Une analyse de la performance du projet et de ses outputs
- Les difficultés rencontrées et les raisons à cela
- Les trois principales contraintes qui risquent d'entraver l'obtention des résultats
- Le plan de travail annuel, le rapport financier et autres documents
- Les enseignements à tirer de la période
- Des recommandations précises pour résoudre les problèmes

Des rapports annuels ont effectivement été établis.

Ils comportent un état sur la situation du projet et les actions réalisées, ainsi que la situation budgétaire.

Le chapitre intitulé « Progrès des activités et réalisations clés du projet pendant la période » reprend les outputs du projet et présente ce qui a été réalisé et les difficultés rencontrées.

Des solutions sont aussi proposées.

- Néanmoins, ces dernières ne traitent pas suffisamment les problèmes de fond.

C'est ainsi que le dernier rapport de Décembre 2011, tout en faisant le constat du retard sur la composante 3, n'a pas proposé de recommandations pour débloquer la situation.

- De plus, le rapport devait être établi en collaboration avec le groupe IPP, ce qui ne semble pas avoir été le cas.

Quant au document PIR, il a bien été établi par le PNUD et l'UGP selon le format requis.

Mais il semble que ce document soit utilisé davantage pour les relations avec le GEF, mais non pour faire réagir les différentes parties prenantes pour trouver les solutions adéquates.

- Enfin, l'examen tripartite ANME - PNUD - GEF n'a pas été fait, même si l'on peut considérer que le PIR est le document de référence pour les trois parties, sur lequel aussi bien le PNUD que le GEF émettent leur avis.

V.5.1.3 Le COPIL

Les termes de références du COPIL ont été précisées par une note conjointe PNUD – ANME. Elle mentionne d'abord le rôle de ce comité, qui est de suivre et d'orienter les activités du projet, de valider les rapports périodiques, d'approuver les TdR et de promouvoir les résultats.

La note précise ensuite que le COPIL se réunira au moins trimestriellement pour discuter des problèmes et pour présenter des solutions concrètes. Il sera coprésidé par le Représentant Résident du PNUD, et par la Directrice Générale de l'ANME.

Il est composé des membres représentant le PNUD Tunisie, le point focal du FEM, l'ANME, la DGE, le groupe IPP, la STEG et STEG énergies renouvelables.
Il n'y a pas de représentant du secteur privé.
Le secrétariat est assuré par l'UGP.

Dans la pratique, la plupart des réunions du COPIL ont été provoquées pour valider les rapports soumis dans le cadre du projet. La fréquence trimestrielle n'a pas été tout à fait respectée.

De plus, les institutions ne sont pas représentées par leur premier responsable, mais par des personnes qui n'ont pas un pouvoir de prise de décision.

Ceci implique que le projet n'a pas eu de cadre décisionnel véritable, et c'est ce qui explique, en partie les retards enregistrés.

- ✎ Pour y remédier, il convient de **séparer l'instance de validation des rapports**, qui peut être constituée sous forme de comité technique, **de l'instance de pilotage du projet**. Cette dernière serait nommée « comité stratégie » et serait présidée par le ministre ou son représentant. Elle aura pour mission de faire aboutir le projet jusqu'aux résultats finaux effectifs.

Ce comité stratégie se réunira impérativement chaque trimestre et autant que de besoin.

Il sera composé des premiers responsables de chaque institution.

- ✎ De plus, **il sera utile d'y adjoindre un représentant de l'UTICA**, puisque le projet concerne le secteur privé.

V.5.1.4 Rôle des parties prenantes

Le rôle de chaque intervenant a été bien défini dans le document de projet, qui précise les responsabilités suivantes¹⁷ :

- **la DGE** : veille à la proposition du cadre réglementaire et son approbation
- **la DGI** : assure l'implication des sociétés tunisiennes dans la fourniture des biens et services pour la production
- **le groupe IPP** : responsable de la proposition d'un mécanisme tarifaire attractif
- **les parties prenantes** : STEG, auto-producteurs, bureaux d'études... : doivent développer leurs capacités techniques en matière de planification, de gestion des flux, et de connexion au réseau. Le rôle de la STEG est particulièrement mis en relief comme devant jouer un rôle majeur et devant servir d'interface avec les développeurs.

La prise en compte par chacun de ces acteurs du rôle qui lui a été fixé, a été exposée dans le § sur l'évaluation du projet.

En substance, il faut retenir que l'UGP a été en quelque sorte « livrée à elle-même », c'est-à-dire qu'elle n'a pas reçu un soutien actif de la tutelle, sur le plan opérationnel.
Certes, la DGE appuie le projet et le soutien quant à son opportunité.

¹⁷ point 3 p 35-36 du doc GEF

Mais cela ne suffit pas, face aux résistances d'autres acteurs, comme la STEG notamment. Il aurait fallu que la DGE soit plus active dans la résolution des blocages qui se présentent et ce, compte tenu du fait que l'UGP, et à fortiori l'ANME, n'a pas l'autorité suffisante, au-delà de ce que lui confère sa mission.

Bien sur, il faut veiller à **trouver un consensus** et **ne pas adopter une attitude autoritaire**. Ceci est important car rien ne pourra réussir si les acteurs ne sont pas convaincus de l'opportunité du projet.

C'est pourquoi un effort particulier devra être fait envers les acteurs, et à leur tête, la STEG, en échangeant les idées et en usant d'arguments factuels sur le sujet. Cette orientation sera reprise dans les recommandations.

Sur un autre point, nous avons constaté une certaine incompréhension dans la répartition des tâches des acteurs, particulièrement **entre l'UGP et le groupe IPP**. Ceci a contribué au retard accusé par la composante 3.

- D'ailleurs, l'intitulé même de cette composante, à savoir, « Assistance technique à l'IPP » prête à confusion.

En effet, l'objectif de cet axe est de permettre à la Tunisie de lancer un programme d'éoliennes privées. C'est ainsi que la composante 3 a été libellée dans le document du GEF (p26). Pour ce faire, ce dernier a cité 3 résultats intermédiaires à obtenir : (i) identifier le ou les modèles de concession les plus pertinents pour le développement du secteur privé, (ii) préparer les documents contractuels pour chaque modèle retenu et (iii) lever les obstacles techniques et économiques pour le lancement du programme.

De ce fait, il s'agit bien de résultats importants pour le projet, et l'UGP est donc appelée à coordonner tous les travaux pour y arriver.

Certes, le document de projet a prévu des actions d'assistance technique à l'IPP pour atteindre ces résultats, du fait que ce groupe est chargé par le ministère de traiter les appels d'offres de concessions. Mais cet acteur est à prendre en compte comme tous les autres, c'est-à-dire qu'il représente une partie prenante dans le projet qui doit être associée dans les actions. Or, l'impression qui ressort des entretiens que nous avons menés avec les différentes parties, est que la composante 3 est du ressort de l'IPP et que c'est à ce groupe de la gérer complètement.

Or, ce groupe n'a aucune responsabilité contractuelle dans l'avancement des travaux, et il est également occupé sur d'autres dossiers comme le projet Elmed.

C'est ce qui explique, en partie, le fait que cette composante n'ait pas avancé.

- ✍ Il faudrait donc que l'UGP reprenne en main le pilotage de cet axe et qu'elle soit capable de fédérer les différents acteurs pour aboutir aux résultats.

V.5.2 L'organisation de l'UGP

Cette organisation a été d'abord étudiée lors de la table ronde du 22 Décembre 2009.

Elle a prévu l'organigramme suivant avec un poste de chef de projet et d'un adjoint, ainsi que de trois ingénieurs et une assistante. Le tout étant placé sous la responsabilité du DG de l'ANME qui est également le directeur du projet.

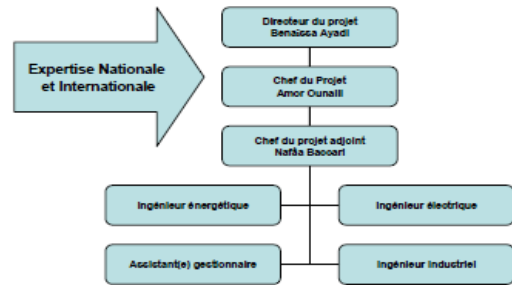


Figure 4: Organigramme initial de l'UGP (Déc 2009)

Par la suite, après le départ à la retraite du chef de projet, cette organisation a été actualisée en supprimant le poste de chef de projet adjoint.

Les attributions des membres de l'équipe ont été définis par une note spécifique présentée par l'ANME au PNUD, comme suit :

Le chef de projet est chargé de la coordination générale afin d'atteindre les objectifs et respecter les délais.

Le chef de projet adjoint devait être affecté à plein temps au projet. Sa mission consiste en la supervision de l'équipe du projet et en la participation à la coordination générale.

3 ingénieurs ont été recommandés avec des spécialités électrique, énergétique et industriel. Leurs tâches ont été réparties, en tâches générales et spécifiques.

Les premières comportent la préparation des TdR et des dossiers d'appels d'offres ainsi que le suivi des travaux à réaliser par les experts et l'approbation des rapports. Il y a aussi la participation aux autres activités du projet (organisation d'ateliers, de séminaires, coordination avec le PNUD/GEF...) ainsi que le renforcement de la capacité de la Direction des Energies Renouvelables de l'ANME dans le secteur éolien.

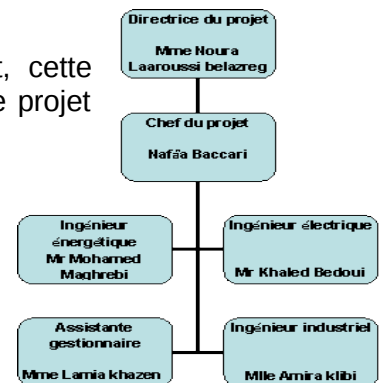


Figure 5: Organigramme modifié de l'UGP

Quant aux tâches spécifiques, la répartition suivante a été faite sur les activités du projet :

L'ingénieur énergétique est chargé du suivi de l'évaluation des modèles de concessions avec la préparation des documents contractuels ainsi que du mécanisme tarifaire (composante 3).

L'ingénieur électrique est chargé de la composante 1 (cadre réglementaire et mécanisme arbitral) ainsi que de l'AT au groupe IPP.

Enfin, l'ingénieur industriel avait la tâche du suivi de la composante formation (axe 2) ainsi que l'amélioration des capacités de l'industrie locale.

Le dernier poste est celui de l'assistante du projet, qui est chargée du secrétariat de l'UGP, du suivi des dépenses et des relations avec le PNUD, ainsi que la contribution au reporting.

- En mettant l'accent sur le profil d'ingénieurs, on a trop focalisé sur les activités techniques et moins sur les aspects économiques ou de marketing ou même juridiques.

Or, l'UGP a un besoin de tels profils non techniques, car elle doit traiter des études de faisabilité, des aspects réglementaires, de la vulgarisation de l'énergie éolienne...

D'où l'opportunité d'équilibrer les profils existants (voir point 5 p 63)

Une autre remarque est à faire au niveau de la planification des activités. Celle-ci doit renseigner sur les activités à mener pour atteindre les résultats.

Or, nous constatons que le planning des activités qui est utilisé par l'UGP (ci-contre), et qui reprend une partie de celui qui est mentionné dans le document de projet, ne mentionne que les résultats du programme et non les tâches à réaliser pour les atteindre. De cette façon, l'on ne peut que constater que l'on est en retard ou non, mais l'on ne dispose pas d'un outil d'anticipation.

Plan d'action pour l'année 2010

Tâches \ Mois de l'année	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
1.1 – Un cadre réglementaire est établi pour les concessions éoliennes privées	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
1.2 – Un mécanisme d'arbitrage dans le secteur de l'énergie est développé												
2.1 – Une assistance technique et un renforcement des capacités sont fournis à l'ANME, à la STEG, aux IGCElec et aux bureaux d'études	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3.2 – Un mécanisme tarifaire est conçu et un tarif est proposé	x	x	x	x	x	x						

✎ D'où la nécessité de travailler sur l'élaboration d'un tel planning des activités, afin de mieux garantir le respect des délais.

V.6 Gestion du risque et facteurs sous-jacents

V.6.1 Analyse des risques cités dans le document initial du projet

Le document initial du projet identifiait les risques suivants:

- Manque de volonté politique qui peut provenir de la résistance au changement (passage à l'énergie éolienne) et manque de données techniques suffisantes.
- Tarifs de rachats inappropriés proposés par la STEG
- Manque d'intérêt des investisseurs internationaux
- Appels d'offres lancés par le Groupe IPP qui n'obéit pas aux normes internationales.

Pour chacun d'entre eux, il a été constaté, à mi-parcours, ce qui suit :

- Risque de Manque de volonté politique qui peut provenir de la résistance au changement (passage à l'énergie éolienne) et manque de données techniques suffisantes.

Constat à mi-parcours :

Ces 2 dernières années ont vu le secteur politique tunisien assez engagé sur d'autres thématiques que celle du déploiement du secteur privé dans l'éolien en Tunisie, d'une part, et d'autre part, les données techniques sont toujours dans les mains des mêmes entités qui refusent de les disséminer, car elles n'en ont pas encore saisi l'intérêt pour elles à le faire.

- Risque de tarifs de rachats inappropriés proposés par la STEG

Constat à mi-parcours :

Les seuls tarifs de rachats qui ont été passés dans les faits sont ceux qui concernent les auto-producteurs. La notion même de « tarif » est en elle-même refusée car la STEG n'a pas encore intégré son futur rôle potentiel dans le cadre du déploiement d'une production éolienne décentralisée, ou dans le cadre d'AOS en BOT/BOO.

- Manque d'intérêt des investisseurs internationaux

Constat à mi-parcours :

Les investisseurs internationaux, contrairement à la période précédente (2005-2009) sont plus intéressés et en quête de nouveaux marchés: le risque pour la Tunisie est plus de les voir récupérer les bénéfices de la ressource nationale au détriment des investisseurs tunisiens que le contraire.

- Appels d'offres lancés par le Groupe IPP qui n'obéit pas aux normes internationales.

Constat à mi-parcours :

Aucun AO n'a encore été lancé.

V.6.2 Risques et/ou obstacles nouveaux ayant été détectés

L'équipe d'évaluation à mi-parcours constate maintenant un obstacle/risque nouveau qui entraîne d'autres :

- Peur des acteurs du programme d'avoir à confronter leurs différences de vues étape par étape et point par point (politique de la chaise vide ou du laisser faire pour les uns, politique de court terme et de survie « en attendant que ça aille mieux » pour les autres), entraînant :
 - Un risque de dissimulation des données objectives et résultats d'études par certains acteurs aux autres, pouvant entraîner des erreurs de décisions (ou absence de décision) des politiques.
 - Un risque de blocage au final à l'application des conclusions et outils apportés par les livrables, chacun restant sur ses positions et personne ne sachant trancher entre eux, faute de concertation réelle entre les acteurs.
 - Un risque d'absence de vrai porteur de projet privé volontaire pour le premier exemple de parc éolien privé (car le privé ne se lancera pas avant d'avoir des assurances sur son traitement, donc un engagement politique sécurisé)
 - Un risque de dispersion/déviations de l'énergie du programme vers l'export(ELMED) et/ou l'auto-production seuls.

V.6.3 Analyse des hypothèses du cadre logique

Il a donc été analysé pour chaque hypothèse/risque, l'impact potentiel prévisible à l'issue du projet, que l'on considère d'ores et déjà fin 2013 dans ce chapitre, car un arrêt de programme en juin 2012 viendrait à coup sûr arrêter la démarche en plein élan et serait fatal au programme.

Afin que les objectifs soient atteints en fin 2013 donc, et en tenant compte des hypothèses et risques constatés à mi-parcours :

- ✎ Vis-à-vis du risque de déviation ou de rejet du concept même de « concession privée » pour l'éolien au niveau politique :
 - Se donner plus de temps pour la finalisation du programme (viser mi/fin 2013) et ne pas brûler les étapes de concertation des acteurs qui sont maintenant obligatoires.
 - Faire intervenir dans la boucle, les Ministères du Développement régional (le « privé » c'est plus d'emplois décentralisés) et le Ministère des Finances (le « privé » c'est moins de dette de l'état)
 - Appuyer maintenant la démarche à partir des résultats concrets et des engagements politiques sur le mix énergétique (le « privé » c'est la seule manière de pouvoir tenir ses engagements sans plomber les finances publiques. Une entreprise à capitaux publics, c'est encore des finances publiques)

- ✎ Vis-à-vis du risque de faible motivation des politiques et de la STEG:

Tous les pays qui ont réussi à faire se déployer largement l'éolien se sont appuyés sur la motivation profonde des sociétés électriques nationales...

Si la STEG n'évolue pas il n'y aura que peu d'éolien en Tunisie, et il sera majoritairement sur dette étrangère. Etant donné que la plupart des « dettes bilatérales » sont liées de manière plus ou moins officielle, celles-ci sont faites autant pour placer des industriels étrangers que pour développer des compétences tunisiennes.

- Ouvrir un dialogue profond avec la STEG, à tous ses niveaux et tous les départements concernés (production, planning, exploitation, transport, R&D.. directions, syndicats, etc..)
- À chaque rapport de livrable, faire se prononcer les directions de la STEG (et non un acteur non porteur de délégation) sur l'applicabilité des principes cités, un à un, sans obligation d'être d'accord. Pas de validation sinon.
- C'est à la STEG de définir la planification géographique dynamique du déploiement de l'éolien privé compte tenu de la stratégie dynamique du mix énergétique et compte tenu des investissements sur son propre équipement.
- Mêler à la réflexion les ministères du développement régional ainsi que le ministère des finances (comme précédemment).
- Impliquer fortement la STEG dans l'étude sur le calcul des tarifs d'achat des kWh de l'éolien privé, quitte à ce que la concertation dure plus longtemps.

🔍 Vis-à-vis du risque de mollesse dans la décision des porteurs de projets éoliens tunisiens:

- Relancer des programmes de dissémination de l'information et des journées d'explication auprès de chacun des porteurs de projets et des auto-producteurs.
- Faire s'engager la DGE et la STEG dans une journée d'explication vers les porteurs de projets et les auto-producteurs.
- Engager un programme d'accompagnement officiel (avec sélection des porteurs via Appel à Projets) afin de faire accompagner entre 2 et 4 projets par l'équipe UGP, avec objectif d'au minimum 1 parc éolien en construction à la fin du programme (fin 2013)

V.6.4 Facteurs sous-jacents

Ce sont les facteurs qui influent sur le projet de l'extérieur et viennent modifier sa lecture et son vécu. Il en est ici relevé 3 principaux qui sont à prendre en compte dans le déroulement du programme :

V.6.4.1 Les changements de personnes au sein des Ministères

Les événements de 2011 ont entraîné des modifications de responsabilités, ce qui déstabilise, pendant un temps, le processus, du fait de la prise en charge des dossiers par les nouveaux arrivants et rallonge inmanquablement les délais prévus.

V.6.4.2 Les facteurs d'Influences et de pouvoirs des partenaires

Le programme révèle un large éclatement des « moyens »/« droits »/«savoirs »/«volontés». C'est à dire que ce n'est pas forcément ceux qui « veulent » faire, qui « savent », ou qui « ont le droit » ou « les moyens » de le faire.

Ce programme amène un renforcement des composantes « moyens » et « savoirs » vers les acteurs, mais n'a que peu de prise sur les « volontés » qui viennent des personnes mêmes et sur les « droits » qui eux, relèvent de l'Histoire, de la Culture et du Politique local.

(voir tableau [§ 5.7](#))

V.6.4.3 Le facteur temps

Un projet éolien privé, quel qu'il soit et dans quelque pays qu'il soit, demande au minimum 2 ans et peut atteindre plus de 10 ans, entre le début de son étude de faisabilité et le début de sa construction.

Ceci est dû au cumul de temps nécessaire aux études de vent, aux études financières, aux études d'impact environnemental, aux démarches foncières et aux procédures administratives et réglementaires en vue des autorisations :

- de produire de l'électricité
- de construire une installation
- de se raccorder au réseau
- de vendre l'électricité

La qualité d'un système se juge aussi à l'aune de la durée de ce processus.

Force est de constater que, plus un pays a une réglementation claire, simple et surtout adaptée aux besoins (rentabilité / sécurité / durabilité / autonomie) du secteur privé, plus l'éolien se déploie bien et vite.

Dans tous les cas de figure, les démarches entamées dans le cadre de ce programme ne verront pas leur construction en résulter avant la fin du programme.

Tout au plus est-il possible d'espérer qu'un ou deux permis de construire accompagnent une ou deux concessions privées accordées ou « auto-productions » susceptibles d'illustrer l'aboutissement du cadre ainsi mis en pratique.

Mais pour cela il faudrait que les porteurs de projets s'engagent dès à présent.

C'est pourquoi nous proposerons, dans les recommandations de ce rapport, qu'une action d'accompagnement de tels porteurs de projets soit prévue. Elle permettra aussi bien d'inciter ces acteurs à se déclarer, de les former sur les aspects techniques et administratifs et de gagner du temps sur les formalités qui seraient accomplies.

V.7 Contribution du PNUD et du GEF

Rappelons que les projets financés par le PNUD peuvent être gérés de deux façons :

- Gestion directe par le PNUD, c'est-à-dire que l'agence prend en charge toutes les phases, depuis l'identification, la préparation des cahiers des charges, le lancement des appels d'offres et la mise en œuvre
- Gestion NEX (National Exécution) : dans ce cas, c'est le bénéficiaire qui prend en charge les phases et les pilote lui-même. Le PNUD intervient seulement dans le lancement des appels d'offres, au nom du bénéficiaire.

Dans le cas présent, c'est la seconde formule qui a été décidée.

L'UGP est donc chargée du management complet tout en ayant un reporting avec le PNUD pour lui permettre de mener les activités qui lui reviennent.

En terme de ressources, le PNUD a affecté deux cadres pour s'occuper directement du projet, sans compter les autres services support comme l'administratif et le financier. Ces deux cadres étant chargés par ailleurs d'autres projets au sein du PNUD.

Cette équipe s'est bien impliquée dans le projet et assure un suivi assez rapproché. Elle maîtrise bien l'historique et l'environnement du projet, ainsi que le rôle des différents acteurs en Tunisie.

En outre, elle assiste au COPIL et participe souvent à des réunions avec l'UGP pour évaluer l'avancement et identifier les difficultés qui se présentent.

Bien entendu, elle assure également le suivi budgétaire des dépenses, et veille aux règlements des intervenants.

Ce qu'il faut noter sur ces aspects tient d'une part au fait que, l'équipe du PNUD étant chargée d'autres projets en parallèle, ne peut pas s'impliquer outre mesure dans la gestion courante du projet éolien, qui est la responsabilité première de l'UGP.

Néanmoins, l'on constate qu'elle intervient dans certaines tâches qui devraient être du ressort de l'UGP.

De même, le PNUD a une contribution assez conséquente dans la rédaction finale des rapports de suivi.

Par contre, les réunions d'évaluation régulière de l'avancement, entre l'UGP et le PNUD ne se tiennent pas de façon régulière et systématique, à partir de documents de suivi formatés au préalable.

Plusieurs mises au point se font à distance, souvent pour traiter des dossiers de lancement d'appel d'offres ou de règlements de fournisseurs.

Sur ce dernier point d'ailleurs, quelques dysfonctionnements sont à signaler en matière de respect des délais de paiement des fournisseurs et de lenteur des procédures.

Il arrive ainsi que les fournisseurs soient payés avec un certain retard, et que des demandes d'approvisionnement de l'UGP prennent du temps à être satisfaites.

L'explication tient au fait que, d'un côté, les services du PNUD sont assez surchargés, et de l'autre côté, le fait d'appliquer le mode de gestion NEX suppose que le bénéficiaire assure lui-même un suivi plus rapproché et s'assurer que tous les documents remis sont conformes.

✍ Ce mode de relation PNUD – UGP devrait donc être plus structuré dans le futur, avec la mise en place d'une procédure de reporting souple mais efficace et régulière qui

permette de résoudre les difficultés qui se présentent et qui garantisse le respect des délais.

Ceci suppose que l'UGP ait davantage de responsabilité sur les tâches qui lui reviennent et qu'elle soit formée en matière de gestion et de management de projets (voir § recommandations).

Une autre remarque est à faire au sujet de **l'implication du point focal GEF** en Tunisie.

Rappelons que son responsable est basé au ministère chargé de l'environnement, et qu'il doit donner son approbation et suivre l'exécution pour les projets financés par le GEF dans les domaines de l'énergie et de l'environnement¹⁸.

Dans la pratique, il semble que les sujets relatifs à l'énergie aient été délégués à un adjoint au point focal, mais qui n'a pas de prérogatives définies, alors que le premier responsable était davantage impliqué sur les dossiers qui se rapportent à l'environnement.

Ce poste d'adjoint a d'ailleurs connu un changement de son titulaire lorsque le responsable du point focal a été nommé à la tête de l'ANPE. La situation a été rétablie actuellement.

De ce fait, l'intervention du point focal GEF en matière d'appui et de support a été assez timide.

Elle s'est surtout matérialisée par la participation au COPIL, en la personne de l'adjoint au point focal.

Cette situation explique également le constat que nous avons mentionné au § V.5.1.2, p 47 au sujet de la non tenue des examens tripartite PNUD – ANME – GEF.

- ✎ Il y a donc lieu de revoir le degré d'implication du point focal GEF et de garantir qu'il puisse contribuer de manière plus efficace au projet afin de lui faire bénéficier des expériences acquises avec d'autres pays notamment.

¹⁸ En 2012, le budget géré est de l'ordre de 7 M\$ avec des projets sur le changement climatique, la désertification, la biodiversité...

V.8 Stratégie de partenariat

Les partenaires identifiés du projet sont :

- Le Ministère de l'Industrie et de la Technologie¹⁹, en particulier : le secrétariat d'Etat à l'énergie, la Direction générale de l'Energie, le groupe IPP
- La STEG
- L'ANME
- Les développeurs privés : un opérateur international au moins est présent en Tunisie
- Les groupes industriels ayant une haute consommation d'énergie électrique
- Les industries locales qui peuvent être intéressées par des opportunités de production/ services pour le secteur (pylônes, câbles électriques, génie civil...)
- Les banques internationales et tunisiennes qui devront être impliquées dans le financement des producteurs privés.

Le tableau suivant tente de donner une vision qualitative de la force de contribution des partenaires en présence selon les caractéristiques décrites dans le chapitre des facteurs sous-jacents ci-dessus.

Ce tableau reflète l'état actuel des choses et non ce qui serait souhaitable.

Il est volontairement donné beaucoup de relief à la notation afin de bien faire ressortir là où sont les leviers.

L'échelle de notation choisie est: 0, jugé comme « nul », à 10, jugé comme « total ».

Figure 6: Positionnement de la capacité des acteurs vis-à-vis du programme de déploiement de concessions éoliennes privées en Tunisie

	Avant le programme				A mi-parcours			
	Moyens de faire	Savoirs faire	Droits de faire	Volonté de faire	Moyens de faire	Savoirs faire	Droits de faire	Volonté de faire
Secrétariat d'Etat à l'énergie	5	1	10	5	1	3	10	8
DGE	5	1	10	5	1	6	10	5
Groupe IPP	1	3	5	0	1	6	5	5
STEG	5	5	10	0	5	8	10	3
ANME	0	5	5	8	10	7	5	9
Développeurs privés	5	5	0	8	5	6	0	10
Groupes industriels consommateurs	10	0	3	5	10	3	9	5
Industriels tunisiens cherchant à entrer dans l'éolien	5	3	0	5	5	3	0	5
Banques d'investissement	10	Tunisie 5 / internat.10	0	?	10	Tunisie 5 / internat.10	0	5
Autres ministères	5	0	5	0	5	0	5	0
PNUD	10	10	0	10	10	10	3	10

Le tableau ci-dessus montre bien la répartition des capacités entre les acteurs et l'intrinsèque nécessité d'arriver à un accord entre eux.

- ✍ La stratégie de partenariat du programme doit évoluer dans ce sens et amener de nouveaux acteurs (autres ministères et banques d'investissement, par exemple) à participer aux débats afin de rééquilibrer les intérêts et ôter la bipolarité des négociations internes au programme.
- ✍ L'UGP doit veiller à la représentation de tous les courants d'idées dans le processus de concertation et à la large diffusion (à l'horizontal du programme mais aussi en haut lieu) des résultats du programme, ainsi que des obstacles rencontrés.

¹⁹ Actuellement nommé Ministère de l'industrie et du commerce (MIC)

VI. RECOMMANDATIONS

Avant de présenter les recommandations de cette évaluation, nous ferons ici la synthèse des constats exposés précédemment, sous forme d'analyse SWOT du projet.

VI.1 Analyse SWOT

La présentation des forces et des faiblesses sera faite en nous référant aux 5 critères d'évaluation de l'OCDE, tel que cela était prévu au niveau de la méthodologie d'évaluation suivie.

FORCES

FAIBLESSES

Pertinence

- Sans le secteur privé, le potentiel tunisien de 1000MW en éolien sera difficilement exploité
- A ciblé les points critiques qui freinent le développement du secteur (réglementation)
- S'inscrit dans la même orientation politique de la Tunisie en matière d'ER
- Est conforme aux orientations internationales

- Indicateurs d'Objectifs imprécis
- STEG peu impliquée dans le dispositif
- Rôle du groupe IPP assez flou, alimenté par une formulation inadéquate de la composante 3 « AT à l'IPP »
- Pas de profil non technique au sein de l'UGP
- UTICA / Secteur privé non représenté au sein du COPIL

Efficacité

- Etudes de la composante 1 utiles à la Tunisie : Savoir les différents cas possibles pour l'éolien et en tirer les conclusions
- Formations de bonne qualité et appréciées par les participants

- Manque d'appui opérationnel de la tutelle
- Groupe IPP non engagé
- Pouvoir de décision de l'UGP insuffisant
- Implication modeste du point focal GEF et pas de réunions tripartites (TPR)
- Pas d'utilisation de démarche de gestion de projets et d'indicateurs

Efficiace

- Montants dépensés dans les études en deça du budget

- Coût relatif élevé de la structure de gestion, qui est aussi mal dimensionnée par rapport aux besoins
- Rapports annuels (APR) mentionnent les difficultés, mais ne proposent pas de solutions pratiques
- UGP non autonome au sein de l'ANME
- COPIL non adapté pour des prises de décision efficaces

Impact

- Noyau d'experts en éolien formés
- Débats constructifs sur les scénarii de concession
- Conventions signées entre ANME et Auto-producteurs (TT)
- Plusieurs opérateurs tunisiens sont intéressés à investir

- Effet d'entraînement sur l'industrie locale encore limité
- Pas de décisions sur les concessions et le feed in tarif
- Pas de synergie suffisante avec la STEG

Durabilité

- Législation durable, si elle est promulguée
- Permet de créer une prestation de conseil au sein de l'ANME
- Capacité et crédibilité pour obtenir des financements suite au projet
- Volonté d'associer les Bureaux d'études et juristes tunisiens aux BE étrangers

- UGP non intégrée dans la structure de l'ANME
- Structuration d'un réseau de compétences non garantie
- Pas d'affirmation forte du déroulement du projet dans une stratégie nationale globale

👍 OPPORTUNITES

- Exploiter le potentiel d'éolien existant en Tunisie
- Economie sur la subvention accordée à l'énergie conventionnelle
- Intégration de l'industrie locale
- Création d'un noyau de développeurs et de bureaux d'études
- Création d'emploi
- Perspectives à l'exportation de services
- Possibilité de mixer entre un feed-in tariff et des concessions (ex faibles / grandes puissances)
- Une expérience IPP peut être initiée même sans finaliser l'ensemble du cadre réglementaire
- Occasion pour activer la coopération régionale et internationale sur l'interconnexion des réseaux
- Création d'une nouvelle activité de prestations de services au sein de l'ANME

💣 MENACES

- Coût de plus en plus élevé de la production d'énergie conventionnelle
- Risque de désintérêt des investisseurs du marché tunisien si la réglementation n'est pas claire
- Risque de prédominance d'investisseurs étrangers au détriment d'acteurs tunisiens, en cas de gros projets IPP
- Perte des compétences déjà formées et à venir
- Concurrence ANME / Secteur privé naissant dans certaines activités (ex mesures de vent...)

Remarque : ce tableau sera repris en annexe p 73, en le présentant selon le format du GEF.

Partant de ces analyses, les recommandations proposées sont les suivantes.

VI.2 Recommandations

1. Rassurer la STEG et mieux prendre en compte ses requêtes

La rassurer et savoir entendre les préoccupations profondes qui se cachent sous les arguments techniques avancés :

- Organiser un **atelier de travail** formé des décisionnaires techniques et de la planification de la STEG avec pour objectif, à partir de la stratégie qui ressortira des choix de mix énergétique du gouvernement, de présenter aux Ministères un plan organisationnel et financier en vue du déploiement spécifique à l'éolien dans le but d'atteindre les objectifs visés du mix sur cette énergie.
- Concernant la part d'installations éoliennes qui doivent être prises en charge par les entreprises privées, **la STEG doit définir ses objectifs en terme de capacité d'une manière géographique et temporelle**, compte tenu des tendances à prendre en compte sur la consommation tunisienne dans les prochaines années, ainsi que de l'influx de potentielles politiques énergétiques sur ces consommations (campagnes d'état sur l'utilisation de la climatisation/isolation, tarifs incitatifs et préférentiels heures creuses, bâtiments à énergie positive ou à basse consommation, etc..)

2. Impliquer d'autres Ministères et valider la stratégie nationale

Mêler à la réflexion de la STEG, le **Ministère du développement régional**, afin de mettre en relief la politique des régions, ainsi que le **Ministère des finances**, afin d'appuyer le discours économique sur des chiffres factuels et de bien peser les conséquences des dettes et implications internationales et nationales diverses que les choix énergétiques engagent.

De plus, afin de pouvoir orienter les travaux des différents acteurs, il est important que ceci se fasse dans le cadre d'une stratégie nationale en matière d'énergie renouvelable et du rôle du secteur privé dans sa mise en œuvre.

Une réflexion est en cours, actuellement, sur la révision du plan solaire et sur le mix énergétique du pays. Cette réflexion devra rapidement être finalisée pour afficher une stratégie claire sur ces sujets.

3. Créer un Comité Stratégie et élargir le COPIL au secteur privé

Le COPIL actuel devra être chapeauté par un **comité stratégique** composé de personnes qui seront aptes à signer et décider en séance et vis-à-vis des Ministères, de la STEG, et de l'ANME.

Par ailleurs, il convient d'associer le secteur privé au COPIL afin qu'il puisse contribuer, par son vécu, à l'élaboration du cadre réglementaire le plus adapté.

En outre, il devra être envisagé d'associer, en cas de besoin, un expert international pour renseigner sur la situation actuelle et enrichir les débats et faciliter la prise de décision.

4. Renforcer le rôle de pilotage par l'UGP

Le rôle de l'UGP est celui d'un pilote de projet.

Il doit, pour cela, maîtriser les techniques de management de projets, et disposer d'un tableau de bord et d'un plan d'action détaillé qui lui permette de relancer les différents acteurs.

A ce titre, il doit prendre en main le pilotage de l'ensemble du projet et doit se considérer comme le responsable de ses résultats.

Ceci devra être appliqué notamment pour la composante 3, dans laquelle l'UGP doit jouer le rôle de leadership, tout en associant l'IPP.

De la même manière, pour la composante 1, le rôle de l'UGP ne devra pas se limiter à la validation des études. Il doit en effet œuvrer à la promulgation du cadre qui aura été recommandé par ces études en question.

Aujourd'hui, l'UGP ne joue pas un tel rôle. Il devra donc s'organiser pour l'assumer, et recourir pour cela, aux compétences requises (voir point suivant).

Pour faciliter ce rôle, l'une des voies est de mettre en place une **task force éolienne**, qui associe les principaux acteurs. Cette formule avait déjà été adoptée il y a une dizaine d'année mais a vite été abandonnée, car le projet n'était pas tout à fait mur, et il n'y avait pas de structure comme l'UGP pour la dynamiser.

5. Diversifier les compétences de l'UGP

Afin de pouvoir assurer sa propre pérennité, il faut que l'équipe de l'UGP intègre non seulement les aspects techniques mais aussi les aspects du marché économique et financier propres au secteur privé. Il sera nécessaire **d'apporter à l'UGP un renforcement de compétences en « business management et en business finance »** qui lui servira à la fois à mieux comprendre les « privés » qu'elle est censée accompagner et à établir sa propre stratégie budgétaire future.

Une révision de l'organisation de l'équipe devra donc être apportée afin d'intégrer de telles compétences.

Ceci devra se faire en tenant compte des possibilités offertes par la structure de l'ANME, avec laquelle l'UGP doit davantage travailler pour garantir une plus grande efficacité.

Parmi les autres tâches « non techniques » que devrait prendre en charge l'UGP, nous avons proposé celle de la **constitution d'une base de données des compétences éoliennes** en Tunisie. Il s'agit de répertorier tous les participants aux formations, ainsi que toute autre compétence connue en Tunisie, afin d'assurer la pérennité des actions réalisées.

Cette base sera mise à la disposition des opérateurs pour constituer une « communauté éolienne » en Tunisie. Cette base pourrait servir également pour échanger des informations, notamment lorsque des opérateurs auront à mener des projets concrets.

6. Lancer un programme d'accompagnement de porteurs de projets

Pour permettre tout à la fois le passage à l'acte des premiers projets et la formation-action de l'équipe UGP en terme de savoir-faire d'accompagnement des porteurs de projets sur l'intégralité du spectre de compétences et de méthodes, il est recommandé que l'accompagnement des porteurs de projet soit intensifié sur 3 ou 4 d'entre eux, avec pour objectif d'en emmener au moins un à terme (construction). Les TdRs d'un tel accompagnement sont joints en annexe à ce rapport (voir point 4 p 81).

Pour ce qui est de la formation, ce qui a été fait jusque là est assez important.

Le budget dépensé de plus de 300m\$ est assez conséquent, et a permis à un noyau dur d'une trentaine de personnes d'acquérir les connaissances de base sur l'éolien.

Il faudra, pour la suite, adopter le **principe de la formation – action** pour rendre opérationnel les connaissances déjà acquises.

Ceci sera réalisé à travers les projets d'accompagnements proposés (affectés à l'axe 3)

Certes, il y a des compléments de formation à organiser, afin de traiter les thèmes non encore abordés jusque là.

Cependant, il faut partir du principe que la formation qui n'est pas suivie de possibilités de mise en situation n'est pas très efficiente.

C'est pourquoi, il faut accélérer la mise en œuvre du marché, à travers les autres composantes du projet, puis revenir à des cycles de formation, lorsque la réglementation sera effective. C'est à ce moment qu'il y aura une demande effective.

7. Lancer des actions de communication et de marketing du projet

Afin de dynamiser la réponse du secteur privé, il sera nécessaire de déployer un effort de **crédibilisation de la démarche vers le privé et les banques** qui l'accompagnent :

- **organiser des journées de présentation** par des acteurs politiques reconnus « ayant droit », idéalement le secrétaire d'état à l'Energie, accompagné d'un représentant ANME et d'un représentant STEG qui expliquent comment se passent les différents processus **en pratique**.
- Faire passer largement de la **publicité** généraliste dans la presse « populaire », et quelques articles plus techniques dans la presse professionnelle, avec un suivi dans le temps (mensuellement..)
- **Relancer les acteurs privés régulièrement** et les accompagner sur leurs problématiques, sans toutefois résoudre les problèmes ni faire le travail à leur place.
- Réactiver la Newsletter du projet (démarrée en Sep 2010)

8. Préparer des NAMA éoliens

La conférence de Cancún, qui s'est tenue du 29 novembre au 10 décembre 2010, a abouti à un ensemble de décisions relatives à la politique climatique internationale post-2012. La plus importante a consisté à confirmer l'objectif de limiter la hausse de la température moyenne mondiale à +2°C. Pour cela, les pays développés ont fourni des cibles

volontaires d'émissions pour 2020. Quant aux pays en développement, la décision a été de leur donner la possibilité de mettre en place des mesures d'atténuation appropriées au niveau national (NAMA).

Pour appuyer ces décisions, les pays développés se sont engagés à fournir des financements nouveaux et additionnels à hauteur de 30 milliards de dollars pour la période 2010-2012 (fast-start finance) et à mobiliser 100 milliards de dollars par an d'ici 2020. La création d'un fonds vert pour le climat par lequel transiterait une part importante de ces financements a été décidée.

Ceci passe alors par la réalisation d'un inventaire contenant les NAMA qui nécessitent un soutien international. Une base de données des NAMA sera ainsi créée pour gérer ces projets.

Ainsi, les NAMA financées internationalement seront soumises à des mesures, les rapports et la vérification (MRV) internationaux et nationaux, alors que les NAMA financés par les États eux-mêmes ne seront soumis qu'à des MRV nationaux.

La Tunisie devra donc se positionner par rapport à cette nouvelle donnée et constituer sa base de projets NAMA dans le secteur électrique, lequel se prête le mieux à ces problématiques.

Parmi ces projets, le domaine de la production d'énergie éolienne est parmi les plus opportuns et devra être valorisé dans ce sens.

- ✍ Compte tenu de la nouveauté de ce mécanisme et de la complexité relative des procédures, il y a lieu de prévoir une assistance technique à l'ANME pour préparer de tels dossiers NAMA.

Un budget d'environ 100 m\$ pourrait être alloué à cette fin.

9. Proroger la durée du projet à fin 2013

Partant de tout ce qui précède, et afin de pouvoir mettre en œuvre cette concertation de haut niveau, il sera nécessaire **d'étendre le délai de réalisation du programme à mi, voire fin 2013.**

VI.3 Dimensionnement du projet pour la période restante

Compte tenu des recommandations précédentes, nous présentons dans ce chapitre le dimensionnement du projet en matière de budget et de planning.
Nous commencerons, pour cela, par rappeler les indicateurs futurs.

VI.3.1 Les indicateurs à retenir

Le tableau suivant, regroupant l'ensemble des indicateurs, a été développé à partir du cadre logique proposé et devra servir de base pour le pilotage, le suivi et l'évaluation du projet.

	Indicateur	Objectif
Objectifs du projet	Réduction des émissions en CO ₂	Emissions réduites de 2,2 millions de tonnes en impact direct.
	Octroi de concessions privées de production d'électricité éolienne	- 2 contrats au moins signés avec des autoproducteurs - 1 promoteur privé se lance dans une production décentralisée
	Investissements du secteur privé éolien	Le secteur privé a investi 90 millions de US\$ durant la vie du projet (60 MW de capacité éolienne totale).
Résultat 1	Engagement du gouvernement pour le privé	Publications officielles engagement envers l'éolien privé
R 1.1	L'UGP prend en charge le suivi de la promulgation du cadre réglementaire	Ressource UGP affectée pour suivi de la promulgation
R 1.2	Adoption d'un cadre réglementaire pour les différents scénarii de projets	Garanties et incitations fournies par le cadre réglementaire
	Un mécanisme d'arbitrage efficace développé	Mécanisme d'arbitrage défini et mis en œuvre par le MIC
Résultat 2	Renforcement capacités publiques et privées	Taux participation du privé dans les formations > 50%
	Conduite d'actions pratiques par les acteurs	Actions engagées par les acteurs après les formations
R 2.1	Connaissances des approches économiques	Maîtrise étude capacité d'absorption du réseau
	Maîtrise des techniques des éoliennes	Spécifications pour connecter un parc éolien privé au réseau
R 2.2	Capacité de STEG à gérer l'injection d'énergie éolienne sur le réseau électrique	Un programme documenté par STEG pour gérer l'injection de l'énergie éolienne au réseau
	Données économiques sur la rentabilité et les prix	Document analyse coût comparé partagé entre les acteurs
		Séminaire avec STEG pour débattre de l'éolien
R 2.3	Renforcement de capacités d'un noyau dur d'industriels et de prestataires de services	Au moins 5 industriels et 5 BE/ Dévelop TN sont formés
R 2.4	Formation des autoproducteurs	Formation d'un noyau dur de cadres
Résultat 3	Engagement du gouvernement de lancer des projets privés sous forme de concession (ex BOT) et/ou de production décentralisée	Le groupe IPP a un mandat écrit de sa tutelle pour lancer un programme de concessions privées et pour étudier les conditions d'un feed-in tariff
R 3.1	Adoption d'un cadre réglementaire opérationnel pour les concessions (BOT,...)	Un cahier des charges type pour le lancement d'appels à proposition pour des concessions privées est validé et publié
R 3.2	Un mécanisme tarifaire a été développé, validé par les acteurs et publié	Les conditions pour l'adoption d'un feed in tarif sont définies
		Un mécanisme tarifaire est défini et validé
		Un feed in tarif est proposé
R 3.3	Un noyau dur d'industriels et de prestataires de services (développeurs, BE..) réalise effectivement des projets	Un programme d'accompagnement de porteurs de projets de producteurs est réalisé efficacement avec pilotage de l'ANME
		5 acteurs, dont au moins 1 en concession, sont accompagnés par l'UGP et par des BE / Développeurs tunisiens jusqu'à la finalisation d'un dossier d'étude de projets
		Au moins un projet arrive à terme
Résultat 4	Outils de gestion de projet utilisés par UGP	Tableaux de bord et rapports de suivi mis en place
	L'ANME structure son offre d'AT	Comité stratégie mis en place
R 4.1	UGP intégrée au sein ANME pour conseil et assistance aux acteurs	Document validé sur services proposés et financement
R 4.2	UGP accompagne des projets	Individualiser UGP future au sein de l'ANME et fixer objectifs
		Savoir faire développé en interne à l'UGP, et en externe chez les acteurs privés

VI.3.2 Budget

Partant des orientations recommandées pour le reste du projet, le budget a été réajusté sur la base suivante:

Composante 1 : le reliquat des études restantes a été maintenu, soit 90m\$.

A cela, a été rajouté l'organisation du forum international sur l'éolien ainsi que la mise en œuvre d'un plan de communication assez large et la conduite d'une nouvelle étude sur le potentiel de l'industrie locale..

Concernant la **formation**, nous réitérons ici la recommandation (point 6 p 64) de considérer une **approche pilotée par la demande**. Cela signifie qu'il faut identifier les besoins des acteurs qui seront, demain, les véritables opérationnels dans le secteur, et de les former en ayant à l'esprit l'acquisition du savoir faire, et non pas uniquement du savoir.

De plus, il faut éviter de former les acteurs, alors que le marché n'est pas encore garanti. Cela signifie qu'il faille accélérer la mise en place du cadre réglementaire, pour que les personnes formées puissent mettre en application les connaissances acquises.

Ce qui a été fait jusque là en matière de formation était nécessaire.

Il faut à présent, avoir une préoccupation plus forte des résultats pratiques.

Un complément de formation a donc été prévu sur les thématiques non encore abordées, mais le budget le plus important sera à allouer aux approches d'accompagnement aussi bien technique que juridique (composante 1).

Partant de cette approche, le budget retenu pour la composante 2 comportera :

-
- Un plan de formation pour 100m\$
- Ce plan devra être précédé par une mission d'évaluation de ce qui a déjà été fait : un budget de 15m\$ a été réservé pour une telle mission d'évaluation et d'identification plus précise des besoins futurs.
- Un budget de 100 m\$ a été réservé au montage d'un dossier NAMA éolien.

Le budget de la **composante 3** pour la partie études a été réduit de moitié, compte tenu de l'expérience en matière de coût des études à réaliser. Le budget initial de 400 m\$ était relativement surdimensionné. Pour le reste, nous avons affecté à cette composante l'action de fond en matière d'accompagnement des acteurs pour un budget de 200m\$ (voir détail de l'estimation en annexe p 81). De ce fait, le budget global de cette composante sera inchangé.

Enfin, la **dernière composante** comporte le salaire de l'équipe du projet jusqu'à fin 2013 ainsi que les frais de fonctionnement de la structure.

Nous voyons que le total de cette composante représentera 25% du budget total, bien que nous avons signalé qu'il ne devrait pas dépasser les 20%. Ce ratio a été respecté pour le reliquat à dépenser (19%) mais, il n'est malheureusement pas possible de le satisfaire pour l'ensemble du projet, compte tenu d'une part de la prolongation des délais, et d'autre part des montants déjà dépensés au titre de cette composante.

Le tableau qui suit résume le budget proposé :

Réaffectation du budget pour le reste du projet (jusqu'à fin 2013)

	Budget initial	Déjà engagé	Reliquat Janv 2012	Ré-affectation	Total proposé	% restant	% projet global	Détails
C1	400	200	200	260	460	24%	23%	40 Etude sur intégration par l'industrie locale 90 Etude sur l'organe de régulation 60 Communication 70 Forum international sur l'éolien
C2	750	433	317	215	648	20%	32%	100 Formation complémentaire 100 Préparation d'un projet NAMA éolien 15 Evaluation de la formation
C3	400	0	400	400	400	37%	20%	200 Programme d'accompagnement 200 Docs sur le cadre réglementaire et le mécanisme tarifaire
C4	450	282	168	210	492	19%	25%	150 Salaires et assurance 20 Evaluation finale du projet 40 Frais de fonctionnement
TOTAL	2000	915	1085	1085	2000	100%	100%	1085

Rappelons que ce tableau ne comporte pas la **contribution nationale de l'ANME**.

Celle-ci concerne les éléments suivants :

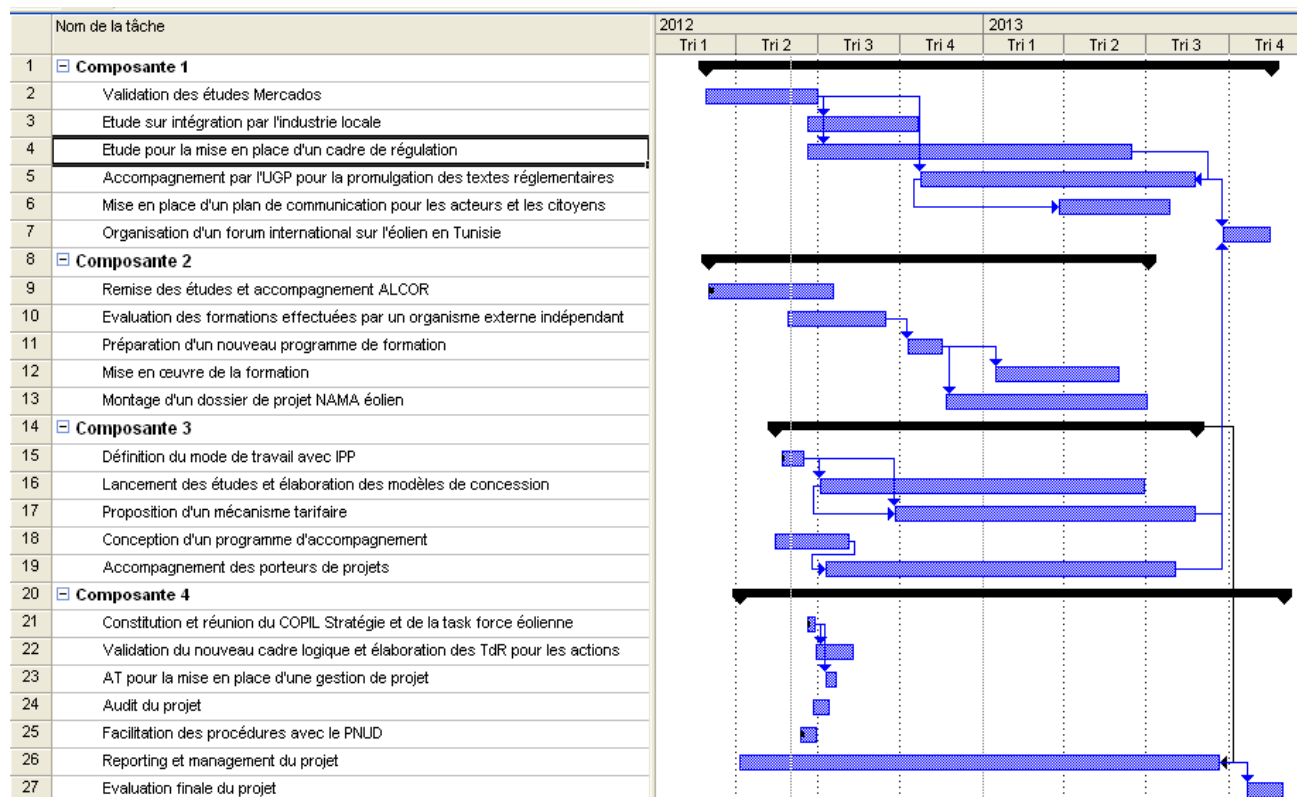
- ❖ Les salaires et charges sociales du personnel impliqué à temps plein ou à temps partiel sur le projet et payé par l'ANME, à savoir :
 - la Directrice Générale de l'ANME à 30% du temps
 - le chef de projet à temps plein
 - le directeur des ER de l'ANME à 40% du temps
 - un cadre (mlle Lamia) recruté initialement sur le projet puis intégré au personnel de l'ANME, et payé sur son budget à 100%
- ❖ En plus de cela, il y a les moyens logistiques (voitures, téléphone...) et le local qui héberge le projet...

Le montant de cette contribution n'a pas été chiffré par l'ANME pour le moment, vu qu'il n'y a pas de comptabilité analytique.

Il le sera probablement à la fin du projet, même de manière approximative.

VI.3.3 Planning proposé

Les principales activités à mener sont indiquées dans le planning suivant :



VII.ANNEXES

- ✓ Signification des 5 critères d'évaluation de l'OCDE
- ✓ Evaluation selon les critères du GEF
- ✓ Cadre logique du projet, actualisé par les consultants
- ✓ Cahier des charges pour les projets d'accompagnement proposés
- ✓ Thèmes des formations effectuées, institutions participantes et nombre de personnes

1. Signification des 5 critères d'évaluation de l'OCDE

Pertinence	<i>Il s'agit d'analyser le bien-fondé des objectifs initiaux du projet, en examinant leur contribution aux objectifs et aux priorités nationales (12^{ème} plan, plan solaire...), et leur cohérence avec les orientations prioritaires d'intervention du PNUD / GEF.</i> <i>La pertinence analyse donc le programme au stade de sa conception, et ne s'intéresse pas encore à l'évaluation de ses résultats.</i>
Efficacité	<i>L'efficacité se mesure à travers le degré de réalisation des objectifs. Ceux-ci ont été mentionnés dans le document de projet avec le GEF ainsi que dans le cadre logique préliminaire.</i>
Efficiency	<i>Ce critère correspond au degré d'exploitation économe des moyens mis à disposition afin d'atteindre les objectifs attendus. Cela peut concerner l'utilisation des fonds ainsi que des ressources humaines pour le projet.</i>
Impact	<i>L'analyse d'impact mesure les effets à moyen et long terme, du programme. Cet effet sera par exemple, l'impact sur le développement des projets des autoproducteurs et des privés dans le cadre de concessions. Il y a aussi l'impact sur l'industrie locale et les services, ainsi que sur l'exportation.</i>
Durabilité	<i>La viabilité examine si les actions menées dans le cadre de ce programme ont engendré une structure ou des pratiques capables de « vivre » et de se développer après la fin de l'intervention du PNUD dans le processus.</i> <i>Ceci pourra concerner d'abord, la durabilité de l'activité de l'UGP elle-même au sein de l'ANME, et sa capacité à se financer en dehors du PNUD. Il y a ensuite l'implication durable des personnes formées dans la démarche et la création d'un marché pour les prestations de services...</i>

2. Evaluation selon le format du GEF

L'évaluation présentée au VI.1, p 59 a été faite selon une approche d'analyse SWOT et en utilisant les critères de l'OCDE rappelés dans l'annexe qui précède.

Dans ce qui suit, nous ferons une seconde lecture de l'évaluation du projet en utilisant le format des projets GEF, ce qui ne change pas les appréciations précédentes mais les présente différemment.

Les échelles de notation des critères utilisés par le GEF sont les suivants :

Ratings Scales		
<i>Ratings for Outcomes, Effectiveness, Efficiency, M&E, I&E Execution</i> 6. Highly Satisfactory (HS): no shortcomings 5. Satisfactory (S): minor 4. Moderately Satisfactory (MS): moderate 3. Moderately Unsatisfactory (MU): significant shortcomings 2. Unsatisfactory (U): major problems 1. Highly Unsatisfactory (HU): severe	<i>Sustainability ratings:</i> 4. Likely (L): negligible risks to sustainability 3. Moderately Likely (ML): moderate risks 2. Moderately Unlikely (MU): significant risks 1. Unlikely (U): severe risks	<i>Relevance ratings:</i> 2. Relevant (R) 1. Not relevant (NR)
<i>Additional ratings where relevant:</i> Not Applicable (N/A) - Unable to Assess (U/A)		

Niveau de l'évaluation	Commentaires
------------------------	--------------

Formulation du projet		
Approche d'implémentation	Pertinent	Points positifs : - Sans le secteur privé, le potentiel tunisien de 1000MW en éolien sera difficilement exploité - A ciblé les points critiques qui freinent le développement du secteur (réglementation) - S'inscrit dans la même orientation politique de la Tunisie en matière d'ER - Est conforme aux orientations internationales Points négatifs: - Indicateurs d'Objectifs imprécis - STEG peu impliquée dans le dispositif - Rôle du groupe IPP assez flou, alimenté par une formulation inadéquate de la composante 3 « AT à l'IPP
Participation des parties prenantes	Pertinent	Points positifs : - Beaucoup d'acteurs ont été impliqués dans la phase d'étude du projet Points négatifs : - Pas de profil non technique au sein de l'UGP - UTICA / Secteur privé non représenté au sein du COPIL

Mise en œuvre du projet		
Approche d'implémentation	Satisfaisant	Points positifs : - Montants dépensés dans les études en deça du budget Points négatifs : - Pouvoir de décision de l'UGP insuffisant
Suivi et évaluation	Moyennement satisfaisant	Points positifs : Points négatifs : - Pas d'utilisation de démarche de gestion de projets et d'indicateurs - UGP non autonome au sein de l'ANME - COPIL non adapté pour des prises de décision efficaces
Participation des parties prenantes	Moyennement satisfaisant	Points positifs : - Formations de bonne qualité et appréciées par les participants Points négatifs : - Manque d'appui opérationnel de la tutelle - Groupe IPP non engagé - Implication modeste du point focal GEF et pas de réunions tripartites (TPR) - Participation insuffisante du secteur privé dans les formations

Résultats		
Atteinte des objectifs	Moyennement non satisfaisant: Si pas de changements majeurs Moyennement satisfaisant : Si extension du projet de 18 mois	Points positifs : - Etudes de la composante 1 utiles à la Tunisie : Savoir les différents cas possibles pour l'éolien et en tirer les conclusions Points négatifs : - Le projet a pris du retard, et à ce jour, les études sur le cadre réglementaire sont faites, mais la rédaction des textes n'est pas entamée. De plus l'axe 3 n'a pas commencé - Coût relatif élevé de la structure de gestion, qui est aussi mal dimensionnée par rapport aux besoins - Rapports annuels (APR) mentionnent les difficultés, mais ne proposent pas de solutions pratiques
Durabilité	Moyennement probable: Si pas de changements majeurs Probable : Si extension du projet de 18 mois	Points positifs : - Noyau d'experts en éolien formés - Débats constructifs sur les scénarii de concession - Conventions signées entre ANME et Auto-producteurs (TT) - Plusieurs opérateurs tunisiens sont intéressés à investir - Législation durable, si elle est promulguée - Permet de créer une prestation de conseil au sein de l'ANME - Capacité et crédibilité pour obtenir des financements suite au projet - Volonté d'associer les Bureaux d'études et juristes tunisiens aux BE étrangers Points négatifs : - UGP non intégrée dans la structure de l'ANME - Structuration d'un réseau de compétences non garantie
Evaluation globale	Moyennement satisfaisant : Si pas de changements Satisfaisant: Si extension du projet de 18 mois	

3. Cadre Logique du projet éolien actualisé par les consultants – Mars 2012

Objectif	Equilibrer le mix énergétique de la Tunisie en stimulant le développement de l'énergie éolienne au travers une plus grande participation des promoteurs du secteur privé éolien				
Stratégie	Indicateurs	Point de référence	Objectif	Sources de Vérification	Risques et Hypothèses
Objectif du projet : Création d'un cadre réglementaire et institutionnel favorable qui incitera les promoteurs du secteur privé éolien à investir dans le secteur de l'énergie en Tunisie, tout en assistant le gouvernement dans l'élaboration d'une stratégie appropriée pour émettre des appels d'offres.	- Réduction des émissions en CO₂ - Octroi de concessions privées de production d'électricité éolienne - Investissements du secteur privé éolien	- Pas de réduction de CO₂ des projets du secteur privé éolien - Pas d'investissements du secteur privé	- Emissions de CO₂ réduites de 2,2 millions de tonnes en impact direct. - 2 contrats au moins signés avec des autoproducteurs - 1 promoteur privé se lance dans une production décentralisée - Le secteur privé a investi 90 millions de US\$ durant la vie du projet (60 MW de capacité éolienne totale).	- Accords de concession du groupe IPP - Enquête auprès des promoteurs privés - Examen de la législation réglementaire de l'Etat	- Les prix du pétrole reste au-dessus du seuil de 40-60 US\$ - L'émission d'appels d'offres internationaux par le groupe IPP est fructueuse - Le marché pour les concessions privés dans le secteur de l'éolien dans les pays en développement reste important
Résultat 1 : Un cadre réglementaire et institutionnel a été créé pour soutenir les énergies renouvelables connectées au réseau	- Engagement renforcé du gouvernement pour appuyer un programme de développement du secteur privé pour l'éolien connecté au	- Politiques gouvernementales limitées pour la promotion de projets éoliens connectés au réseau	- Publications officielles du gouvernement d'un engagement envers l'éolien privé	- Documents internes MIC	- Le gouvernement adopte un cadre réglementaire qui permet un taux raisonnable de retour sur investissements des promoteurs

Stratégie	Indicateurs	Point de référence	Objectif	Sources de Vérification	Risques et Hypothèses
	réseau				
Résultat 1.1 : Un cadre réglementaire a été créé pour les projets éoliens privés connectés au réseau	- L'UGP prend en charge le suivi de la promulgation du cadre réglementaire - Adoption du cadre réglementaire pour les différents scénarii de projets	- Pas de cadre réglementaire définissant les conditions d'accès au marché pour les promoteurs - Pas de responsable pour le suivi de la promulgation	- L'UGP affecte une ressource pour le suivi de la promulgation du cadre - Un cadre réglementaire fournit les garanties et les incitations pour les promoteurs du secteur privé éolien	- Documents réglementaires du gouvernement	- Le gouvernement adopte un cadre réglementaire qui permet un taux raisonnable de retour sur investissements des promoteurs
Résultat 1.2 : Une proposition d'un mécanisme d'arbitrage pour la production d'énergie éolienne a été proposée et validée	- Un mécanisme d'arbitrage efficace développé	- Pas de mécanisme d'arbitrage pour régler les différences entre les acteurs du secteur électrique	- Un mécanisme d'arbitrage défini et mis en œuvre par le MIC	- Le manuel des procédures d'arbitrage du MIC	- Le gouvernement accepte le mécanisme réglementaire pour résoudre les différends entre les opérateurs
Résultat 2 : Les capacités techniques et organisationnelles des principales parties prenantes publiques et privées ont été renforcées et des actions d'accompagnement ont été initiées, avec le pilotage de l'ANME	- Renforcement des capacités des principales parties prenantes publiques et privées pour s'engager sur le marché de l'énergie éolienne - Conduite d'actions pratiques par les acteurs	- Expérience limitée dans les projets éoliens à grande échelle - L'ANME n'a pas encore la capacité d'encadrement des acteurs	- Taux de participation du secteur privé dans les formations supérieur à 50% - Actions engagées par les acteurs après les formations - Assistance technique apportée par l'ANME ou autres privés tunisiens	- Document de l'agence interne - Enquête d'évaluation	- La qualité d'assistance technique de l'ANME et des acteurs privés - La motivation de l'ANME - La réceptivité du bénéficiaire
Résultat 2.1 : Une assistance technique et un renforcement des capacités ont été apportés à l'ANME et aux	- Connaissances des approches économiques - Maîtrise des techniques des éoliennes - AT développée par	- Connaissances limitées des aspects économiques, et techniques - Faible AT fournie par ANME	- Maîtrise de l'étude de la capacité d'absorption par le réseau de l'énergie éolienne - Spécifications pour connecter un parc éolien privé avec le réseau	- Dossiers du projet - Documents internes de l'ANME	- Capacité de l'ANME à établir sa crédibilité technique

Stratégie	Indicateurs	Point de référence	Objectif	Sources de Vérification	Risques et Hypothèses
autres acteurs publics	l'UGP		- Contrats d'accompagnement avec des privés		
<u>Résultat 2.2</u> : La capacité de STEG à intégrer la production électrique éolienne indépendante dans son réseau a été renforcée	- Capacité de STEG à gérer l'injection d'énergie éolienne sur le réseau électrique - Données économiques sur la rentabilité et les prix	- Les incertitudes sur les risques d'intermittence poussent STEG à rejeter le secteur privé éolien - Pas de données partagées sur le coût éolien comparé au conventionnel	- Un programme documenté par STEG pour gérer l'injection de l'énergie éolienne au réseau - Document d'analyse de coût comparé partagé entre les acteurs - Séminaire avec STEG pour débattre de l'éolien	- Dossiers du projet - Documents internes de STEG	- STEG est prêt à accepter un risque raisonné dû à l'intermittence de la ressource en vent
<u>Résultat 2.3</u> : Les capacités des acteurs locaux (industrie et service) à fournir les équipements et les services nécessaires aux opérateurs de l'éolien ont été améliorées	- Création et renforcement de capacités pour un noyau dur d'industriels et de prestataires de services (développeurs, BE..)	- Un nombre limité d'opérateurs locaux existe	- Au moins 5 industriels et 5 BE/ Développeurs tunisiens sont formés -	- Rapports d'activité ANME	- Efforts marketing de l'ANME pour mobiliser le secteur privé tunisien
<u>Résultat 2.4</u> : Les capacités des auto-producteurs et des producteurs indépendants ont été améliorées et leurs projets ont été étudiés	- Formation de cadres au sein des autoproducteurs / des producteurs indépendants -	- Pas de cadres formés au sein des autoproducteurs - Projets encore vagues	- Formation d'un noyau dur de cadres -	- Rapports d'activité ANME - Enquête évaluation finale	- Capacité de mobilisation des autoproducteurs par l'ANME
<u>Résultat 3</u> : Le projet devient opérationnel, avec la mise en œuvre pratique de la réglementation et d'un	- Engagement du gouvernement de lancer des projets privés en concession (ex BOT) et/ou de production	- Pas d'engagement du groupe IPP pour lancer des programmes de concession éoliens privés	- Le groupe IPP a un mandat écrit de sa tutelle pour lancer un programme de concessions privées et pour étudier les conditions d'un	- Mandat écrit	- La DGE appuie le projet avec l'IPP

Stratégie	Indicateurs	Point de référence	Objectif	Sources de Vérification	Risques et Hypothèses
programme d'accompagnement	décentralisée		feed-in tariff		
<u>Résultat 3.1</u> : Les modèles de concession pour le secteur privé éolien ont été évalués et les documents contractuels relatifs ont été préparés	- Adoption d'un cadre réglementaire opérationnel pour les concessions (BOT,...)	- Pas de cadre réglementaire définissant les conditions d'existence des concessions privées	- Un cahier des charges type pour le lancement d'appels à proposition pour des concessions privées est validé et publié	- Documents réglementaires du gouvernement	- Le gouvernement adopte un cadre réglementaire qui permet un taux raisonnable de retour sur investissements des promoteurs
<u>Résultat 3.2</u> : Un mécanisme de mise en place des tarifs a été développé et un tarif a été proposé	- Un mécanisme tarifaire a été développé, validé par les acteurs et publié	- Pas de base de détermination du tarif	- Les conditions pour l'adoption d'un feed in tarif sont définies - Un mécanisme tarifaire est défini et validé - Un feed in tarif est proposé	- Document validé par le gouvernement pour mécanisme tarifaire	- Le gouvernement accepte le mécanisme réglementaire pour résoudre les différends entre les opérateurs
<u>Résultat 3.3</u> : Un accompagnement de porteurs de projets locaux leur permet de réaliser leur parc	- un noyau dur d'industriels et de prestataires de services (développeurs, BE..) réalise effectivement des projets	- Un nombre limité d'opérateurs locaux existe	- Un programme d'accompagnement de porteurs de projets de producteurs est réalisé efficacement avec pilotage de l'ANME - 5 acteurs, dont au moins 1 en concession, sont accompagnés par l'UGP et par des BE / Développeurs tunisiens jusqu'à la finalisation d'un dossier d'étude de projets - Au moins un projet arrive à terme	- Rapports d'activité ANME - Interviews avec des porteurs de projets réels et/ou potentiels	- Efforts marketing de l'ANME pour mobiliser les entreprises et intéresser les BE - Coopération ANME / BE / Développeurs privés
<u>Résultat 4</u> : L'UGP gère efficacement le projet et	- L'UGP a implanté et utilise les outils de	- Pas de maîtrise des outils de gestion de	- Tableaux de bord et rapports de suivi mis en place	- Système d'information	- Davantage d'autonomie dans la prise de décision

Stratégie	Indicateurs	Point de référence	Objectif	Sources de Vérification	Risques et Hypothèses
assure sa continuité	gestion de projet - L'ANME structure son offre d'AT	projet	- Comité stratégie mis en place	UGP	par l'UGP
Résultat 4.1 : La pérennisation de la cellule UGP est assurée	- La cellule UGP devient un pôle au sein de l'ANME pour le conseil et l'assistance aux acteurs	- Pas de structure individuelle pour l'éolien au sein de l'ANME - Cellule UGP limitée à la durée du projet	- Présentation et validation d'un document présentant les services à proposer et le financement - Individualiser la structure UGP future au sein de l'ANME et lui fixer ses objectifs	- Document de pérennisation - Note interne ANME, mise en place	- Acceptation par le MIC et le M Finances
Résultat 4.2 : L'UGP mène des actions d'AT pratiques	- L'UGP accompagne des projets d'AT avec des acteurs publics et privés	- Quelques conventions d'accompagnement existent entre l'UGP et des auto-producteurs	- Savoir faire développé en interne à l'UGP, et en externe chez les acteurs privés	- Contrats entre UGP et les acteurs	- Dynamisme marketing de l'UGP

4. Cahier des charges pour les projets d'accompagnement proposés

Objectifs:

1/ Accompagner 3 ou 4 porteurs de projets, dont 1 ou 2 en mode "auto-production" et 1 ou 2 en mode "concession privée", jusqu'à l'obtention de toutes les autorisations officielles nécessaires à la construction et la signature des contrats avec des entreprises et/ou groupements d'entreprises pour la construction de leur Parc éolien.

2/ Former l'équipe UGP à accompagner les projets de manière opérationnelle, par de la "formation action"

Bénéficiaires visés:

1/ 1 ou 2 auto-producteurs avec des projets déjà un peu plus avancés que d'autres.

2/ 1 ou 2 potentiels investisseurs privés intéressés avec une démarche un peu plus mature que d'autres.

3/ L'UGP au titre de la formation-action

Acteurs du Programme:

Les membres de l'UGP, et

Un ou des experts accompagnateur(s) conseil indépendant

Terme de référence de l'accompagnement pour les membres de l'UGP et l'expert conseil:

	Type de tâches	UGP	Expert
Choix des projets à accompagner	Établissement de la liste des candidats et des documents à remplir pour les candidatures	Pilote	Aide
	Établissement de la grille de sélection	Aide	Pilote
	Établissement des documents à remplir pour les candidatures	Pilote	Aide
	Lancement et suivi de l'Appel à Candidature des bénéficiaires	Pilote	Aide
	Choix des bénéficiaires	Pilote	Aide
	Établissement des contrats d'accompagnement	Pilote	Aide
Accompagnement durant le Développement	Structuration du projet et de l'équipe de développement	Aide	Pilote
	Management de développement de projet éolien	Aide	Pilote
	Accompagnement des démarches officielles à faire auprès des différentes autorités	Pilote	Aide
	Accompagnement des démarches foncières en vue de sécuriser les terrains.	Pilote	Aide
	Accompagnement technique (établissement des cahiers des charges d'études ou d'expertises pointues, support à la négociation des contrats d'études éventuels..) vis-a-vis des expertises techniques et/ou études à faire réaliser sur projet	Pilote	Aide
	Business Plan et suivi de Business Plan	Aide	Pilote
	Accompagnement technico-économique auprès des bailleurs et des banques.	Aide	Pilote
Accompagnement durant la Conception et l'Engineering	Assistance technique pour la connexion électrique et les négociations avec la STEG.	Aide	Pilote
	Accompagnement et validation de Conception du parc éolien	Aide	Pilote
	Accompagnement technique, contractuel et opérationnel pour l'établissement des cahiers des charges de construction	Aide	Pilote
	Support à la validation des dossiers administratifs finaux	Pilote	Aide
Assistance à maîtrise d'ouvrage pour les Consultations de construction du parc éolien	Elaboration et accompagnement des stratégies de Consultations	Aide	Pilote
	Accompagnement durant les AO et/ou Consultations	Aide	Pilote
	Accompagnement à la négociation des Contrats de construction	Aide	Pilote
	Accompagnement auprès des bailleurs et des banques	Aide	Pilote
	Accompagnement opérationnel pour la passation des marchés	Aide	Pilote

Planning et Budget prévisionnel:

Évaluation des durées et des temps de travail	DURÉE	Effort global	Effort UGP	Effort Expert
Choix des projets à accompagner	1mois	1,25 h.m ²⁰	1h.m	0,25h.m
Accompagnement durant le Développement (3 ou 4 projets)	18mois	22 h.m	18h.m	4h.m
Accompagnement durant la Conception et l'Engineering (2 ou 3 projets)	12mois	13 h.m	9h.m	4h.m
Assistance à maîtrise d'ouvrage pour les consultations de construction du parc éolien (1 ou 2 projets)	6mois	8,75 h.m	6h.m	2,75.m
Total Programme	20mois	45 h.m	34h.m	11h.m

	DURÉE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Choix des projets à accompagner	1mois																				
Accompagnement durant le Développement	18mois																				
Accompagnement durant la Conception et l'Engineering	12mois																				
Assistance à maîtrise d'ouvrage pour Consultations de construction du parc	6mois																				

Évaluation budgétaire du contrat expert pour accompagnement	Base de calcul	Budget Expert yc rémunération en \$
Rémunération	11 homme.mois	155 000\$
Voyages	20mois x 1 voyage	15 000\$
Per diems	20mois x 1 semaine	20 000\$
Total		190 000\$

Évaluation budgétaire des achats par UGP sur accompagnement	Base de calcul	Budget UGP hors rémunération en \$
Rémunération	35 homme.mois	Compté en axe 4
Voyages chez bénéficiaires et sur site	1 véhicule temps plein yc essence et entretien	7 000\$
Per diems petit déplacement		2 000\$
Impressions et divers frais administratif	Forfait	1 000\$
Total		10 000\$

²⁰ H.m = Homme * mois

5. Thèmes des formations, institutions participantes et nombre de personnes

Dates	Pool	Module	Invités	Statistiques	Participation/direction	
19-avr	Economique et financier	Projets éoliens : ordre de grandeur	Décideurs /Juriste et financier d'entreprise / Auto- producteurs /STEG / STEGEnr/ UGP/ANME/ IPP/Bailleur de fonds / Banquiers/Bureau d'études /Fédérations syndicales/ Formateurs – Recherche/ INM	Total invités : 60	STEG	DPER-IPP
				Total Participants : 44	ANME	UGP-DER-DA JP-SR
				<u>Participants ANME : 5</u>	STEG ER	Service éolien
20-avr	Technique de Développement éolien	Identification et validation d'un site	Auto-producteurs/STEG/UGP/ANME/STEG Enr/IPP/Bureaux d'études Formateurs recherche	Total invités : 35	STEG	DPER- chef chantier
	Technique de Développement éolien	Identification et validation d'un site	Auto-producteurs/STEG/UGP/ANME/STEG Enr/IPP/Bureaux d'études/ Formateurs recherche	Total Participants : 25	ANME	UGP-DER-SR
				<u>Participants ANME : 5</u>	STEG ER	Service éolien
4-5-6 Mai	Technique de Développement éolien	SIG	Auto-producteurs/STEG/UGP/ANME/STEG Enr/IPP/Bureaux d'études	Total invités : 17	STEG	DPER- chef chantier
				Total Participants : 16	ANME	UGP
				<u>Participants ANME : 5</u>	STEG ER	Service éolien
25-mai	Economique et financier	Analyse économique	Décideurs/Juriste et financier d'entreprise/Auto- producteurs STEG/STEGEnr/UGP/ ANME/IPP/ Bureaux d'études	Total invités : 35	STEG	DPER- Economiste
	Economique et financier	Plan d'Affaires et rentabilité	Décideurs/Juriste et financier d'entreprise/Auto- producteurs STEG/STEGEnr/UGP/ ANME/ IPP/ Bureaux d'études	Total Participants : 16	ANME	UGP
				<u>Participants ANME : 6</u>		

Dates	Pool	Module	Invités	Statistiques	Participation/direction	
26-mai	Economique et financier	Montage financier	Décideurs/Juriste et financier d'entreprise/Auto- producteurs STEG/STEGEnr/UGP/ ANME/ IPP/ Bureaux d'études		STEG ER	Service éolien
14-juin	Technique de Développement éolien	Autorisations	Juristes et financiers d'entreprises/ STEG STEG Enr /UGP /ANME/ Bureaux d'études	Total invités : 36 Total Participants : 24	STEG	DPER- chef chantier
	Technique de Développement éolien	Foncier	Juristes et financiers d'entreprises/ STEG/ STEG Enr /UGP / ANME/ Bureaux d'études	Participants ANME : 8	ANME	UGP- DAJP
	Technique de Développement éolien	Communication et acceptation	Juristes et financiers d'entreprises/ STEG/ STEG Enr /UGP / ANME/ Bureaux d'études		STEG ER	Service éolien
15-juin	Technique de Développement éolien	Etudes hors gisement	Auto- producteurs /STEG STEG Enr/UGP / ANME/ IPP Bureaux d'études/Formateurs recherches	Total invités : 28 Total Participants : 18	STEG	DPER- chef chantier
	Technique de Développement éolien	Etudes hors gisement	Auto- producteurs/STEG/STEG Enr/ UGP/ ANME/ IPP/Bureaux d'études /Formateurs recherches	Participants ANME : 5	ANME STEG ER	UGP Service éolien
16-juin	Technique de Développement éolien	Atelier Réseau électrique	Auto- producteurs/STEG/STEG Enr/ UGP /ANME/ /IPP/Bureaux d'études / Formateurs recherches	Total invités : 60 Total Participants : 48	STEG	DPER-Service transport et distribution- Service planification
				Participants ANME : 10	ANME	UGP-DER
					STEG ER	Service éolien
28-29 Juin	Environnement et Changements climatiques	Etude d'impact environnementale	Maîtres d'ouvrages, consultants, responsables techniques ou administratifs, promoteurs publics et privés	Total invités : 22 Total Participants : 10	ANPE	responsable EIE
				Participants ANME : 7	ANME	UGP-DER- CIEDE
					STEG	-

Dates	Pool	Module	Invités	Statistiques	Participation/direction	
11-déc Octobre	Techniques De Mise En Œuvre Des Projets Eoliens	Machines	STEG/STEG Enr /UGP /ANME / MIT/ Bureaux d'études/Industrielles	Total invités : 36 Total Participants : 23 Participants ANME : 8	STEG	DPER-IPP- centre de formation STEG- chef chantier
13 Octobre	Techniques De Mise En Œuvre Des Projets Eoliens	Exploitation & Maintenance Des Parcs Eoliens	Juristes et financiers d'entreprises/ STEG/ STEG Enr /UGP / ANME/ Bureaux d'études	Total invités : 36 Total Participants : 23 Participants ANME : 8	ANME	UGP-SR
		Visite du parc éolien 'El Haouariya '	Auto- producteurs /STEG STEG Enr/UGP / MIT/ ANME/ IPP/INM Bureaux d'études/Formateurs recherches	Total invités : 36 Total Participants : 18 Participants ANME : 4	STEG ER	Service éolien
31-oct - 04-nov	Technique De Développement Eolien	Logiciel WASP	Auto- producteurs /MIT /STEG STEG Enr/UGP / ANME/ IPP/INM Bureaux d'études/Formateurs recherches	Total invités : 20 Total Participants : 15 Participants ANME : 5	STEG ANME STEG ER	DPER- chef chantier UGP Service éolien
15-17 Novembre	Technique De Développement Eolien	Logiciel WINDPRO	Auto- producteurs/STEG/STEG Enr/ UGP/ ANME/ MIT/ IPP/Bureaux d'études /Formateurs recherches/INM/CENAFIF	Total invités : 20 Total Participants : 14 Participants ANME : 8	STEG ANME STEG ER	DPER- chef chantier UGP Service éolien
14-16 Décembre	Institutionnelle et réglementaire	Régulation et système tarifaire	Auto- producteurs/STEG/STEG Enr/ UGP/ ANME/ MIT/ IPP/Bureaux d'études	Total invités : 20 Total Participants : 15 Participants ANME : 8	STEG ANME STEG ER	DPER-IPP UGP-DAJP Service éolien
20-22 Décembre	Technique De Développement Eolien	Techniques De Négociation	Auto- producteurs/STEG/STEG Enr/ UGP /ANME/ /IPP/MIT	Total invités : 20 Total Participants : 12 Participants ANME : 4	STEG ANME STEG ER	- UGP Service éolien
11-12 Janvier 2012	Environnement et Changements climatiques	MDP et Finance Carbone	Auto- producteurs /ANPE /MIT /STEG STEG Enr/UGP / ANME/ IPP/INM Bureaux d'études/Formateurs recherches	Total invités : 35 Total Participants : 25 Participants ANME : 8	STEG ANME ANPE STEG ER	DPER financier UGP-DEP S.Dépollution Service éolien