

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Chimique

MEMOIRE DE
POST-GRADUATION SPECIALISEE
« Economie de l'Energie, Maîtrise et Applications »

Intitulé :

*Etude de faisabilité pour l'implantation
d'un parc éolien au sud d'Algérie*

Présenté par : Monsieur RAHAL ADEL

Soutenu le 24 Novembre 2008 devant la commission d'examen :

Président	Pr. A. Mekhaldi
Examineur	Pr. E.H. Benyoussef
Rapporteur	Pr. M. Haddadi
Rapporteur	Dr. A. Smaïli
Invité	M. Z. Boulkroun (SONELGAZ)

Année Universitaire 2007-2008

Etude de faisabilité pour l'implantation

d'un parc éolien au sud d'Algérie

Feasibility study for the installation of a wind farm

in southern Algeria

دراسة أولية لإقامة حقل من العنافات الهوائية

لإنتاج الكهرباء في الجنوب الجزائري

ملخص:

هذا العمل يقودنا إلى دراسة أولية لإقامة حقل من العنافات الهوائية لإنتاج الكهرباء في الجنوب الجزائري. تكتسب منطقة تندوف طاقة هوائية كافية، لإنشاء حقل من العنافات الهوائية لإنتاج الكهرباء. توليد الكهرباء في تندوف يتم بواسطة محطة ديزل، الوقود يوتي به من بشار أو وهران. من المؤكد أن هذه الطاقة تمثل بديل ممتاز لخفض غاز ثاني أكسيد الكربون CO₂ المنبعث سواء كان من المحطة نفسها أو من نقل الوقود إلى هذه الأخيرة. عدة مواقع حول تندوف قد حلت، ثلاثة منها لها إمكانيات هائلة لخلق مثل هذا المشروع ونتائجها متماثلة. الموقع (أ) بالقرب من المطار، الموقع (ب) خلف المحطة والموقع (ج) مقابل المحطة.

المفتاح: سرعة الرياح، الهوائية، تمن الكيلواط/سا، محطة ديزل، العنافات الهوائية

Résumé

Le présent travail porte sur l'étude de faisabilité pour l'implantation d'un parc éolien au sud d'Algérie. La région de Tindouf possède un potentiel éolien favorable à l'installation d'énergie éolienne. Tindouf est alimenté par une centrale diesel, le carburant est acheminé depuis Béchar ou Oran. Il est certain que l'énergie éolienne représente une alternative crédible réduisant les émissions de CO₂ à la fois émise par la centrale comme par le transport du carburant jusqu'à cette dernière. Plusieurs sites ont été analysés aux alentours de Tindouf comme pouvant être propices à l'installation de l'énergie éolienne. Trois sites ont été retenus présentant des potentiels positifs et des résultats assez similaires. (Le site A à côté de l'aéroport, le site B derrière la centrale et le site C en face de la centrale).

Mots clés : Vitesse du vent, Eolien, Prix du kW/h, Centrale Diesel, énergie éolienne, turbine éolienne.

Abstract

This study focuses on the feasibility study for the installation of a wind farm in southern Algeria. The Tindouf area has a potential wind favorable for installation of wind energy. Tindouf is powered by a diesel-generator plant; the fuel is delivered from Bechar or Oran. It is clear that wind energy represents a credible alternative reducing emissions of CO₂ emitted by both the diesel-generator plant as in the transport of fuel up to it. Several sites have been analyzed around Tindouf as being conducive to the installation of wind energy. Three sites have been identified with potential positive and fairly similar results. (Site A near the airport, the site B behind the diesel-generator plant and site C in front of the diesel-generator plant).

Keywords: Wind speed, Wind turbine, kW/h Cost, Diesel power plant, wind power, parc farm.

Avant-Propos

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués au Département de Génie Chimique à l'Ecole Nationale Polytechnique, ces dits travaux rentrent dans le cadre de la formation initiée entre SONELGAZ et SONATRACH d'un côté et l'Ecole National Polytechnique d'un autre côté.

Je tiens, tout d'abord à remercier

Le Professeur Toudert Ahmed-Zaid, chef du Département de Génie Chimique, de m'avoir accueilli dans son département,

Le Professeur C. E. Chitour, d'avoir accepté la responsabilité de la formation POST-GRADUATION SPECIALISEE « Economie de l'Energie, Maîtrise et Applications ». Je lui exprime toute ma gratitude, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

Le Professeur M. Haddadi, d'avoir accepté la direction scientifique de ces travaux et pour sa participation au jury en tant que rapporteur. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son art de la multi – compétence.

Le Docteur A. Smaïli, pour sa participation au jury en tant que rapporteur d'avoir accepté la lourde tâche de codiriger ma mémoire, de m'avoir guidé dans les méandres de l'énergie éolienne et pour ses idées ingénieuses.

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux :

Le Professeur A. Mekhaldi, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de mémoire.

Le Professeur E.H Benyoussef, pour sa participation au jury en tant qu'examineur de ce mémoire.

Je remercie l'ensemble de l'équipe scientifique professeurs et Docteurs qui ont participé à cette formation pour la passion, dynamisme et enthousiasme dans le travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à tout le personnel de l'Engineering (Sonelgaz) en particulier :

Messieurs Z.BOULKROUN Directeur Général de l'Engineering, K.SID Directeur de l'Engineering Moyens de Production, pour leurs compétences, leur disponibilité et leur gentillesse.

Mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes camarades.

Merci à mes professeurs et à mes collègues qui m'ont accompagné dans mon parcours.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer.

Je voudrais remercier tout particulièrement mes parents ainsi que tous les membres de ma famille de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à mon épouse Djamila de m'avoir accompagné et de m'avoir supporté dans ce travail.

SOMMAIRE

1 Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables

1.1	Génération d'énergie renouvelable	12
1.1.1	Génération de la chaleur	14
1.1.2	Génération d'électricité.....	17
1.2	Etat de l'art, principes et éléments constitutifs de l'éolien	20
1.2.1	Historique de l'éolien :.....	20
1.2.2	Notions théoriques sur l'éolien	21
1.2.3	Différentes types d'aérogénérateurs – caractéristiques Cp.....	24
1.2.4	Vitesse variable et l'éolien.....	29
1.2.5	Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne .	30
1.2.6	Modes de couplage au réseau et réseaux autonomes.....	35
1.3	Perturbations Du Fonctionnement Des Radars Météorologiques Par Les Eoliennes.....	37
1.4	Conclusion.....	38

2 Etude d'installation d'un parc éolien Partie technique

2.1	Situation	40
2.2	Choix et description de sites.....	41
2.2.1	Site A :.....	42
2.2.2	Site B : Derrière la centrale de production diesel	43
2.2.3	Site C : Face à la centrale direction sud ouest.....	44
2.2.4	Mât de mesure	45
2.3	Choix de la technologie	45
2.4	Tours et fondations, montage.....	46
2.4.1	Système d'auto-élévation	46
2.4.2	Fondations réduites	46
2.4.3	Transport facile	46
2.5	Ressources éoliennes.....	47
2.5.1	Description des données de vent corrélations long terme.....	47
2.5.2	Potentiel éolien pour chaque site	47
2.5.3	Micro siting /Production énergétique	48
2.5.4	Profil de cisaillement du vent.....	48
2.5.5	Carte éolienne.....	49
2.5.6	Disposition du parc.....	50
2.5.7	Efficacité du parc.....	51
2.5.8	Densité de l'air	51
2.5.9	Rugosité	51
2.5.10	Incertitudes.....	52
2.5.11	Pertes.....	53
2.6	Centrale diesel de Tindouf	53
2.6.1	Caractéristiques techniques.....	53
2.6.2	Production en 2002 – 2009	53
2.6.3	Simulation de Charge.....	54
2.7	Charge du réseau.....	55

2.8	Raccordement au réseau	56
2.8.1	Raccordement au réseau 30 kV	56
2.8.2	Réseau Tindouf.....	56
2.8.3	Raccordement au réseau Tindouf	56
2.9	Protocole de Kyoto et réduction des gaz à effet de serre	58
2.9.1	Applicabilité du MDP	58
2.9.2	Cadre Institutionnel de projets MDP en Algérie.....	58
2.9.3	Revenues du MDP	59
2.10	Conclusion.....	60
3	Etude d'installation d'un parc éolien Partie Economique	
3.1	Faisabilité économique.....	64
3.2	Prix d'ombre.....	64
3.2.1	Les hypothèses	64
3.2.2	La devise.....	65
3.3	Analyse macro-économique	65
3.4	Méthodologie.....	66
3.5	Les outils	67
3.6	Coût évité ajusté du kWh pour Sonelgaz-Tindouf	70
3.6.1	Le prix du pétrole	70
3.6.2	L'analyse.....	71
3.6.3	Le prix de livraison du combustible	72
3.6.4	Le coût spécifique du kWh	76
3.6.5	Les effets externes	77
3.6.6	Le coût évité ajusté	79
3.7	Le parc éolien.....	80
3.8	Résultats de rentabilité.....	81
3.8.1	Le cas de base.....	81
3.8.2	Analyse de sensibilité.....	83
3.9	Le parc éolien analyse micro-économique	85
3.10	Conclusion.....	86
4	Annexes :	87
4.1	88
5	Références.....	93
5.1	Documents	93
5.2	Sites internet	94
5.3	Pages Web des fabricants des éoliennes:	95

Introduction générale

La consommation d'énergie, dans le courant du siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voire amplifier, cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques, en Asie en particulier.

D'une part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente. D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en terme de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Des recherches sont en cours dans le domaine de la fusion des noyaux atomiques qui, éventuellement, pourraient être une solution énergétique du futur, mais l'avenir de cette filière et encore moins son avènement ne sont assurés.

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. Néanmoins, longtemps négligées, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches & développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et d'augmenter l'efficacité énergétique.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière éolienne qui semble une des plus prometteuses avec un taux de croissance mondial très élevé, même si l'Algérie reste « à la traîne » dans ce secteur par rapport à l'occident. Si la filière du « grand éolien » (fermes de forte puissance, sites offshore,...) est en pleine expansion, l'idée de décentraliser l'énergie en produisant de petites quantités de façon localisée (proche du besoin) est de plus en plus présente. Parmi les applications potentielles de ce qu'on à l'habitude de qualifier de « petit

éolien » (gamme jusqu'à 100kW), on peut citer le domaine de l'électrification rurale pour une consommation locale d'électricité ou pour sa transformation vers d'autres vecteurs énergétiques : pompage, traitement de l'eau, électrolyse de l'eau,... Au delà de ces réseaux isolés (ilotés), on parle aussi aujourd'hui d'intégration des énergies renouvelables en site urbain. En effet, suite notamment aux incidents récemment intervenus sur les réseaux nationaux et transnationaux, et dans le contexte « délicat » de la dérèglementation du secteur de l'énergie, l'idée d'un habitat partiellement, voire totalement autonome en énergie (« bâtiment zéro énergie ») fait son chemin. Or, pour ce qui concerne l'éolien, les gisements à proximité des habitations sont nettement moins réguliers et a priori moins performants que les sites 'dégagés' et nécessitent impérativement une gestion optimisée (systèmes à fréquence variable,...) tout en restant peu coûteuse.

C'est dans ce contexte de l' « intégration des énergies renouvelables » que se situent nos études, initiées par l'Institut National de Polytechnique et le Ministère de l'Energie et Mines, dont le but est de *recenser les solutions actuelles et d'en imaginer d'autres dans l'optique d'optimiser le compromis coût / performance au niveau d'économie d'énergie*, c'est à dire en jouant sur les différents atouts et ressources disponible en Algérie. Dans cette optique, notre étude présentée dans ce document est consacrée à l'implantation d'une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW dans Sud-ouest Algérien et plus particulièrement à Tindouf qui possède un potentiel éolien favorable à l'installation d'énergie éolienne. Jusqu'à présent aucun parc éolien n'a été installé en Algérie. L'application de l'énergie éolienne permet de faire face à plusieurs facteurs favorisant de ce fait le développement des Willayas. Tindouf est alimenté par une centrale diesel, le carburant est acheminé depuis Béchar. Le prix du carburant en Algérie est subventionné cependant considérant l'impact réel de cette production énergétique et ses facteurs parallèle, il est certain que l'énergie éolienne représente une alternative crédible réduisant les émissions de CO₂ à la fois émise par la centrale comme par le transport du carburant jusqu'à cette dernière. Plusieurs sites ont été analysés aux alentours de Tindouf comme pouvant être propices à l'installation de l'énergie éolienne. Trois sites ont été retenus présentant des potentiels positifs et des résultats assez similaires (Le site A à côté de l'aéroport, le site B derrière la centrale et le site C en face de la centrale).

Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté dans le premier chapitre de ce document. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution dans le temps de la production renouvelable mondiale. Dans ce cadre, la technologie éolienne est alors abordée et développée. Les méthodes de description du gisement éolien sont données, ce qui est un des

facteurs du choix de la configuration de la chaîne éolienne. Quelques exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle, d'architectures de chaînes de conversion d'énergie sont donnés en association avec différents types de génératrices.

Le second chapitre est dédié à l'étude de faisabilité technique d'une ferme éolienne. Etude du potentiel des sites choisis, présentation de la technologie retenue, raccordement au réseau électrique.

Les modèles utilisés pour le calcul sont RETscreen et HOMER permettant ainsi de connaître la puissance annuelle attendue du parc éolien.

Le troisième chapitre est consacré à l'évaluer sur le plan économique le projet éolien à Tindouf. L'analyse économique est faite sous forme de "production d'électricité sans projet" et "Production d'électricité avec projet" pendant la vie utile des éoliennes qui est estimée à 25 ans, et, bien entendu, sans considérer les taxes, les impôts ou autres frais fiscaux. Enfin, les prix d'ombre pour les paramètres fondamentaux, tel que les composantes du coût du combustible sont utilisées. Un bilan global du compromis coût / efficacité est enfin proposé pour conclure.

Chapitre 1

Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables

1 Etat de l'art et situation de l'éolien dans le contexte des énergies renouvelables

Dans le cadre du développement durable, face au double enjeu planétaire posé par l'épuisement prochain des ressources énergétiques fossiles et les problèmes posés vis à vis du respect de l'environnement, de fortes incitations poussent au développement des énergies renouvelables. En effet, la consommation mondiale d'énergie ne cesse de croître (Figure 1-1 données 2000 selon [1] et [2]) posant des questions cruciales sur l'effet de serre et l'amenuisement des ressources énergétiques.

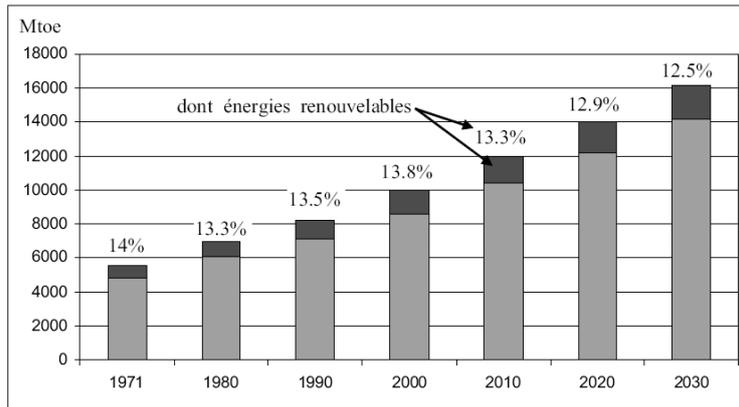


Figure 1-1 Consommation d'énergie primaire dans le monde et prévisions

Aujourd'hui plus de 85% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou de l'énergie nucléaire. La Figure 1-2 montre la répartition en termes d'énergie primaire dans le monde pour toutes les ressources actuelles. Les formes de production d'énergie non renouvelables engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre [3], [4] qui provoque un changement climatique irréversible ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui pose le problème, aujourd'hui non résolu, du stockage des déchets radioactifs [5].

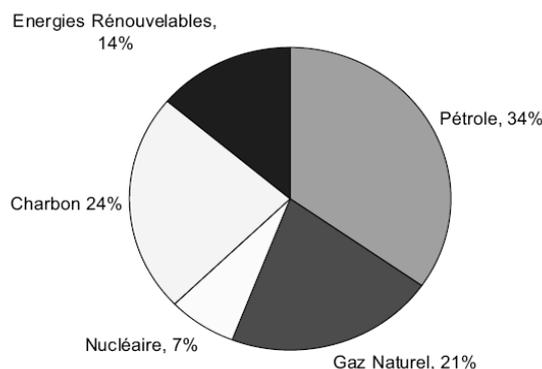


Figure 1-2 Répartition des sources primaires d'énergie dans le monde

L'autre argument qui milite à l'avantage des sources renouvelables est lié à la pérennité des ressources en énergies. Dans le courant de 21^{ème} siècle, le paysage énergétique va radicalement changer car plusieurs ressources fossiles risquent de disparaître [6]. De nouvelles ressources associées à des technologies performantes et fiables sont indispensables pour « tenter » de maintenir le niveau de la production énergétique mondiale. Il existe plusieurs ressources en énergies renouvelables : l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, l'énergie produite par les vagues et la houle ainsi que les courants marins, la géothermie et la biomasse. Ces ressources en énergie sont pratiquement inépuisables et propres. Dans le contexte économique actuel où l'on ne chiffre qu'une partie des coûts en occultant certains « coûts collatéraux » (démantèlement de centrales, pollution,...) les installations à énergie renouvelable peuvent encore aujourd'hui avoir un coût important (exemple des panneaux solaires photovoltaïques) et sont donc plutôt réservées à des pays développés où elles peuvent dans d'autres cas être assez peu onéreuses (exemple de la combustion de la biomasse) et peuvent être utilisées dans les pays en voie de développement.

1.1 Génération d'énergie renouvelable

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est lié au fait que la matière première (source de l'énergie) n'est pas transportable dans la majorité des cas contrairement aux sources traditionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui est extrait des gisements respectifs et acheminé « sans gros problèmes » vers les distributeurs ou les usines qui peuvent être éloignées de milliers de kilomètres. Par contre, le lieu de « l'extraction » de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation. Seule la biomasse semble avoir les propriétés les moins restrictives. Par exemple un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux géographiques les plus régulièrement ventés, les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, les propriétés de la houle ne sont pas favorables partout sur les mers [7], [8]. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous la forme électrique qui est transportable via les lignes électriques. La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation. Cependant, le caractère capricieux des sources renouvelables pose le problème de la disponibilité énergétique et du stockage de masse, actuellement principalement assuré par l'hydraulique. Parmi les énergies renouvelables, trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique

(panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du Soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre. Etant donné que l'énergie mécanique est très difficilement transportable, elle n'est utilisable directement que ponctuellement (pompage direct de l'eau, moulins,...). Cette énergie est donc majoritairement transformée en énergie électrique. A l'exception de la biomasse et de l'hydraulique, l'autre inconvénient majeur des énergies renouvelables vient de la non régularité des ressources. A l'opposé, les fluctuations de demande en puissance selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément en phase avec les ressources. Par exemple, en hiver il y a un besoin énergétique plus important pour le chauffage et l'éclairage mais les journées d'ensoleillement sont plus courtes. La solution à retenir est certainement la diversification voire le couplage entre plusieurs sources, par exemple du solaire avec l'énergie éolienne. Le stockage de l'énergie électrique à grande échelle n'est pas pour le moment envisageable même si l'hydrogène synthétisé par électrolyse de l'eau semble être un débouché privilégié des énergies renouvelables. Ainsi, la pile à combustible fonctionnant à l'hydrogène d'origine renouvelable constituerait une filière entièrement propre et disponible. De plus, stocker l'hydrogène en même temps qu'on produit de l'électricité dans une ferme éolienne ou une centrale solaire permettra d'absorber les surplus de ces « énergies capricieuses » et d'améliorer considérablement le lissage de la production d'électricité, aspect critique des énergies renouvelables pour les gestionnaires de réseau. A l'opposé, un couplage des énergies renouvelables (solaire, éolien) avec la pile à combustible résout en très grande partie le problème de la disponibilité de l'énergie. Des travaux au stade R&D sont par exemple en cours sur le stockage d'hydrogène d'origine éolienne en Espagne (Région de Navarre) où la société EHN, premier promoteur mondial en éolien, s'est associée à la société canadienne 'Stuart Energy Systems' [9] spécialisée dans les technologies de l'hydrogène (électrolyseurs,...).



Figure 1-3 Module de génération de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau

Cependant, cette filière hydrogène, quoique très prometteuse, souffre encore aujourd'hui de sa rentabilité. La problématique du stockage s'applique différemment dans les sites isolés et de petites puissances où il est parfaitement envisageable, voire impératif d'associer un élément de stockage de type accumulateur électrochimique ou volant d'inertie. Toutes les ressources renouvelables sont en forte croissance (cf. Figure 1-1). La Figure 1-4 donne la vue sur la répartition de la production d'électricité entre les différentes sources renouvelables ainsi que leurs prévisions pour les années à venir.

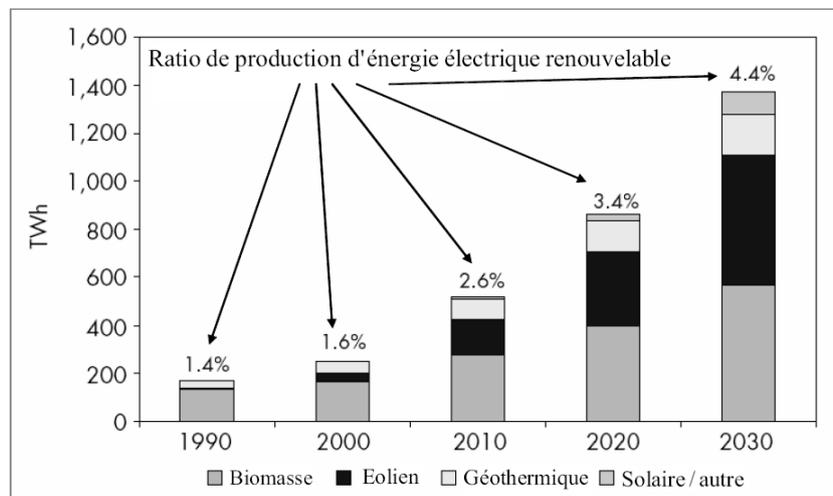


Figure 1-4 Production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables

1.1.1 Génération de la chaleur

Une grande partie de l'énergie consommée par l'humanité est sous la forme de chaleur (chauffage, procédés industriels...). Cette énergie est majoritairement obtenue par la transformation de l'électricité en provenance du nucléaire, gaz ou du pétrole. Il existe des moyens de remplacer ces sources conventionnelles par des sources renouvelables. Une description et quelques commentaires sont proposés ci-dessous.

1.1.1.1 *Thermo solaire*

Une des façons de profiter directement de l'énergie des photons émis par le soleil est le chauffage direct des capteurs thermiques. Ils se comportent comme une serre où les rayons du soleil cèdent leur énergie à des absorbeurs qui à leur tour réchauffent le fluide circulant dans l'installation de chauffage. La température du fluide peut atteindre jusqu'à 60 à 80°C. Ce système est totalement écologique, très peu cher et la durée de vie des capteurs est élevée. Une autre propriété qui rend ce type des capteurs universels est que l'ensoleillement ne doit pas forcément être direct ce qui signifie que, même dans les zones couverts de nuages (peu denses évidemment) le fonctionnement reste correct. Le grand inconvénient est l'impossibilité de transporter l'énergie ainsi captée à grande distance. Cette source est donc à utilisation locale (principalement chauffage individuel, piscines). En 2003 environ 14000 m² de capteurs de ce type ont été en utilisation en Union Européenne avec une croissance annuelle de 22% [11]. Une autre application de la technique thermo solaire est la production d'eau douce par distillation qui est très intéressante du point de vue des pays en voie de développement. La technologie thermo solaire plus évoluée utilisant des concentrateurs optiques (jeu de miroirs) permet d'obtenir les températures très élevées du fluide chauffé. Une turbine permet alors de transformer cette énergie en électricité à l'échelle industrielle. Cette technologie est néanmoins très peu utilisée et demande un ensoleillement direct et permanent [12].

1.1.1.2 *Géothermie*

Le principe consiste à extraire l'énergie contenue dans le sol. Partout, la température croît depuis la surface vers le centre de la Terre. Selon les régions géographiques, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte, et varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15 °C ou même 30 °C. Cette chaleur est produite pour l'essentiel par la radioactivité naturelle des roches constitutives de la croûte terrestre. Elle provient également, pour une faible part, des échanges thermiques avec les zones internes de la Terre dont les températures s'étagent de 1 000 °C à 4 300 °C. Cependant, l'extraction de cette chaleur n'est possible que lorsque les formations géologiques constituant le sous-sol sont poreuses ou perméables et contiennent des aquifères [13]. Quatre types de géothermie existent selon la température de gisement : la haute (>180°C), moyenne (>100°C), basse (>30°C) et très basse énergie. Les deux premiers types favorisent la production de l'énergie électrique. La géothermie basse énergie permet de couvrir une large gamme d'usages : chauffage urbain, chauffage de serres, utilisation de chaleur dans les processus industriels... La géothermie très basse énergie nécessite l'utilisation des pompes à chaleur et donc une installation particulière

[14]. Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques. C'est donc une énergie fiable et disponible dans le temps. Cependant, il ne s'agit pas d'une énergie entièrement inépuisable dans le sens où un puits verra un jour son réservoir calorifique diminuer. Si les installations géothermiques sont technologiquement au point et que l'énergie qu'elles prélèvent est gratuite, leur coût demeure, dans certains cas, très élevé. En 1995 la puissance installée dans le monde était de l'ordre de 7000 MW (il s'agit de production de l'électricité donc de la géothermie grande et moyenne énergie). En 2004 ce chiffre est passé à près de 8500 MW. En Europe, les installations utilisant les pompes à chaleur permettent d'extraire théoriquement environ 1000MW de puissance sous forme de la chaleur. Ce chiffre augmente chaque année d'environ 50MW installés [15].

1.1.1.3 Biomasse

La biomasse désigne toute la matière vivante d'origine végétale ou animale de la surface terrestre. Généralement, les dérivés ou déchets sont également classés dans la biomasse. Différents types sont à considérer : le bois – énergie, les biocarburants, le biogaz. Le bois – énergie est une ressource très abondante. C'est la ressource la plus utilisée au monde. En Europe, c'est 51% de la part de l'énergie renouvelable qui appartient à ce mode de production d'énergie [16]. Elle se concentre sur l'utilisation destinée au chauffage. On peut utiliser toutes les ressources du bois : les chutes ou déchets de production des industries de transformation du bois (bois d'élagage, le bois forestier provenant de l'entretien des espaces boisés ou le bois de rebut provenant d'emballages, de palettes etc.). L'utilisation va de petites chaufferies individuelles jusqu'à la production de la chaleur industrielle de plus de 15 MW. Le développement des biocarburants est souvent corrélé aux cycles de variation des prix du baril de pétrole. Aujourd'hui éthanol (betterave, blé...) et biodiesel (colza, tournesol...) offrent des avantages environnementaux appréciables dans le contexte de la lutte contre l'effet de serre. L'Union européenne projette d'atteindre une production de 17 millions de tonnes de biocarburant par an en 2010 par rapport au million produit actuellement. La principale motivation qui pousse à la production du biogaz est environnementale. La production de l'énergie, peut être vue seulement comme une méthode d'élimination des gaz polluants, mais elle représente une ressource renouvelable très importante. Quelle que soit l'origine, le biogaz non valorisé contribue, du fait de ses fortes teneurs en méthane, à l'effet de serre, mais c'est le bilan global du cycle qui doit être considéré. Il peut être utilisé comme source brute ou après le processus d'épuration injecté dans les réseaux de distribution. Longtemps le biogaz ne

servait qu'à la production de la chaleur. De nos jours la filière carburant ainsi que la génération de l'électricité est en pleine expansion. En 1993, 6 millions de m³ ont été utilisés dans le monde. 80% provenait des décharges d'ordure ménagères [17]. L'utilisation du biogaz n'est pas encore à son maximum : une croissance de cette technologie est donc à prévoir.

1.1.2 Génération d'électricité

Une autre famille d'énergies renouvelables est celle où l'énergie produite est directement sous la forme électrique. A l'aide des panneaux solaires ou de génératrices hydrauliques et éoliennes, la puissance électrique peut être récupérée et immédiatement utilisée par un récepteur ou bien transportée vers les réseaux de distribution. Nous donnons ici une description sommaire de chaque ressource énergétique et la façon de produire l'énergie électrique.

1.1.2.1 Photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Cependant, de nets progrès ont été faits à ce sujet et on considère aujourd'hui qu'il suffit de 3 à 5 ans pour qu'un panneau produise l'énergie que sa construction a nécessité. Un autre inconvénient est celui de la pollution à la production qui est due à la technologie utilisée. Des progrès technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive. En raison des caractéristiques électriques fortement non linéaires des cellules et de leurs associations, le rendement des systèmes photovoltaïques peut être augmenté par les solutions utilisant les techniques de recherche du point de puissance maximale (techniques dites MPPT). Cette dernière caractéristique est assez commune avec la production d'énergie éolienne. Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale (télécommunication, balises maritimes, etc..). La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance. En 2001, en Europe on comptait environ 250 MW installés et en 2003 ce chiffre est monté jusqu'au 560 MW de puissance installée. La Figure 1-5 montre l'évolution mondiale de cette ressource qui est en très nette progression depuis le début du siècle (la production est équivalente à la puissance installée).

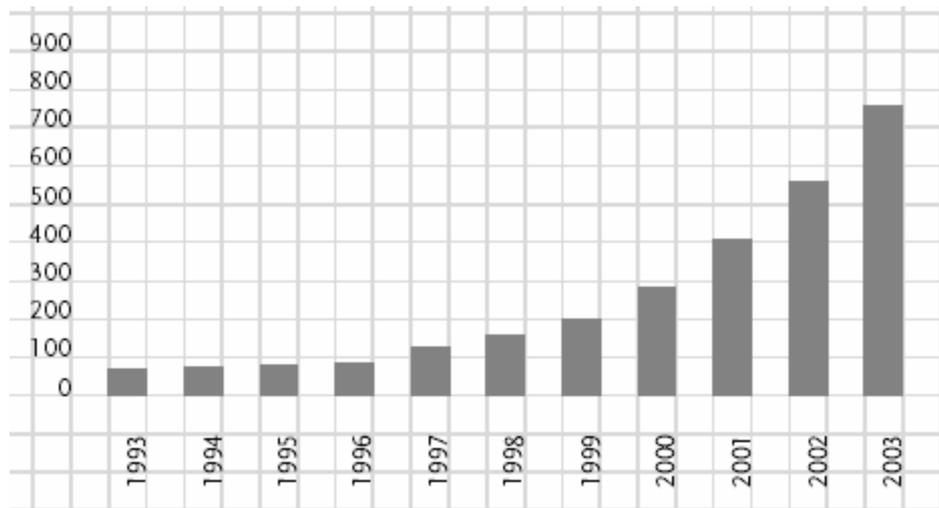


Figure 1-5 Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW [18]

1.1.2.2 Hydraulique

L'eau, comme l'air est en perpétuelle circulation. Sa masse importante est un excellent vecteur d'énergie. Les barrages sur les rivières ont une capacité importante pour les pays riches en cours d'eau qui bénéficient ainsi d'une source d'énergie propre et « stockable ». Cette source représentait en 1998 environ 20% de la production mondiale de l'énergie électrique [19]. Certains pays (dont la France) sont déjà « saturés » en sites hydroélectriques exploitables et ne peuvent pratiquement plus progresser dans ce domaine. Les sites de petite puissance (inférieures à 10kW) sont des solutions très prisées dans les applications aux petits réseaux isolés. Une forte stabilité de la source ainsi que les dimensions réduites de ces sites de production sont un grand avantage. En Europe, en 1999, on comptait environ 10000 MW de puissance hydraulique installée. A l'horizon 2100, cette puissance devrait passer à plus de 13000 MW.

1.1.2.3 Energie de la mer

L'énergie des vagues est encore une fois une forme particulière de l'énergie solaire. Le soleil chauffe inégalement les différentes couches atmosphériques ce qui entraîne des vents eux-mêmes responsables par frottement des mouvements qui animent la surface de la mer (courants, houle, vagues). Les vagues créées par le vent à la surface des mers et des océans transportent de l'énergie. Lorsqu'elles arrivent sur un obstacle elles cèdent une partie de cette énergie qui peut être transformée en courant électrique [20], [21]. Il existe trois grandes

familles de systèmes : rampe de déferlement ou overtopping (Maurice, Maré, Tapchan en Norvège, Wave Dragon en Danemark [22], FWPV...), colonne d'eau oscillante ou OWC (Kvaerner en Norvège, Pico en Açores en Portugal, Islay en Ecosse, Limpet, Osprey...) et puis les flotteurs articulés (Cockerel raft, Pelamis en Ecosse [23]...) ou les flotteurs sur ancrage (Salter duck, AWS en Portugal [24]...). Des projets de recherche sont aussi en cours. Un des exemples très innovateur est le projet de Système Electrique Autonome pour la Récupération de l'Energie des Vagues (SEAREV) [25], [26] Une autre façon de la récupérer de l'énergie de la mer est la production grâce à la marée qui est due à l'action de la lune sur les eaux. Les barrages ou des hydroliennes installées dans les endroits fortement touchés par ce phénomène peuvent être une source de l'énergie substantielle comme c'est le cas de l'usine de la Rance ou bien celle de Annapolis au Canada. L'énergie en provenance du mouvement des eaux de la mer est une énergie très difficilement récupérable bien qu'elle représente un potentiel immense. Les investissements sont très lourds dans un environnement hostile et imprévisible. Cette énergie est à exploiter dans l'avenir et ne représente qu'une toute petite quantité de l'énergie produite à ce jour par rapport aux autres ressources exploitées.

1.1.2.4 Production éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, on comptait en 2000 environ 15000 MW de puissance installée. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40000MW de puissance éolienne installée dans le monde. En prévision, pour l'année 2010, on peut espérer une puissance éolienne installée en Europe de l'ordre 70000 MW [27].

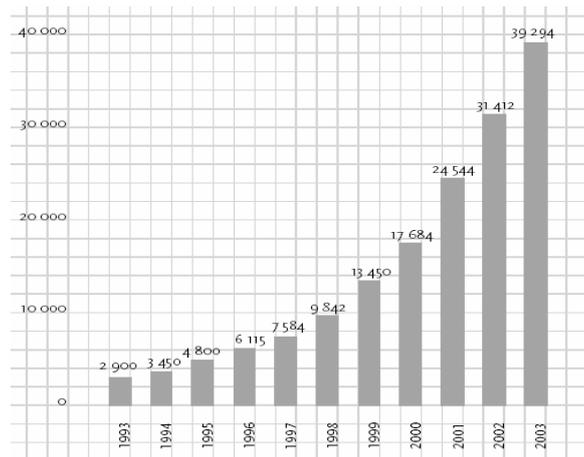


Figure 1-6 Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW [28]

1.2 *Etat de l'art, principes et éléments constitutifs de l'éolien*

1.2.1 *Historique de l'éolien :*

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier par l'homme. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2 000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour mouliner le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et Danemark, vers le milieu du XIXème siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde.

1.2.2 Notions théoriques sur l'éolien

1.2.2.1 *Loi de Betz – notions théoriques*

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active S de la turbine, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par :

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (1.1)$$

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité. La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est égale à la limite de Betz :

$$P_{\max.} = (16/29) P_v = 0,59 \cdot P_v \quad (1-2)$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini

$$C_p^{\text{opt}} = P_{\max} / P_v = 0,59 \quad (1-3)$$

En réalité, jusqu'à présent, seulement 60 à 70% de cette puissance maximale théorique peut être exploitée par les engins les plus perfectionnés. Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque turbine. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent :

$$C_p = (2 P_{\text{eol}}) / (\rho \cdot S \cdot V_v^3) \quad (1.4)$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée : la vitesse réduite λ , qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent :

$$\lambda = R \Omega / V_v \quad (1.5)$$

1.2.2.2 Distributions de Weibull

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans). En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. L'expression (1-6) donne la méthode de ce calcul et le Tableau 1-1 les valeurs de rugosité α en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h est la hauteur du mat et hmes la hauteur des appareils de mesure.

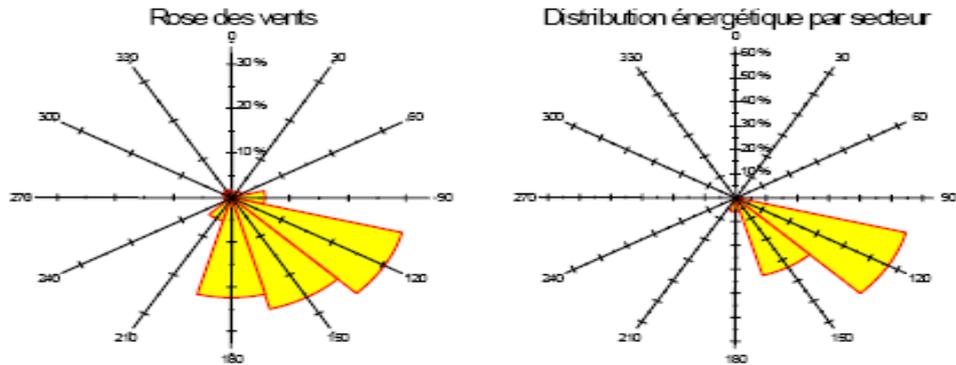
$$V_v(h) = V_v(h_{mes}) \cdot \ln(h / \alpha) / \ln(h_{mes} / \alpha)$$

Tableau 1-1 : Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	0,0002
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu,...)	0,0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.	0,03
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.	0,055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m.	0,1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m.	0,2
Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.	0,4
Grandes villes avec bâtiments hauts	0,8
Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel.	1,6

Chaque site éolien est caractérisé par une direction de la vitesse de vent dominante. Cependant, elle est variable comme la valeur de la vitesse du vent. Pour décrire ces propriétés spatiotemporelles le diagramme appelé rose des vents peut être élaboré. Il se présente comme

un diagramme polaire, lequel répertorie l'énergie du vent disponible dans chaque direction en pourcent (parfois c'est la vitesse) et le temps de l'occurrence de chaque direction du vent en pourcent. L'exemple est donné par la Figure 1-7.



La rose des vents nous permet de connaître le pourcentage d'apparition des vents dans chaque secteur, mais l'élément important pour le calcul de potentiel éolien est la rose énergétique. Elle permet de définir l'axe optimal d'implantation pour les machines sur le site.

Figure 1-7 Exemple de la rose des vents

La rose du vent permet d'avoir une première vue sur la capacité énergétique du site éolien mais elle est destinée plutôt à l'aide au choix de l'emplacement spatial de la turbine et principalement pour éviter les obstacles qui peuvent gêner le flux d'air. Des informations supplémentaires peuvent être insérées dans ce graphique comme la turbulence ou la rugosité du terrain. La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (Figure 1-8). Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

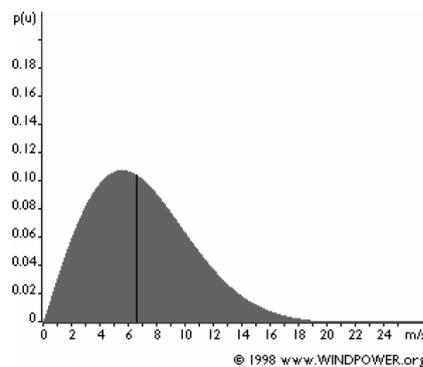


Figure 1-8 Exemple de la distribution de Weibull [29]

Cette figure est obtenue grâce à l'expression (1-7) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k et c sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à k=2. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V_v

$$P(V_v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V_v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-(V_v/c)^k} \quad (1.7)$$

1.2.3 Différentes types d'aérogénérateurs – caractéristiques C_p

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. Deux familles de turbines existent : les aérogénérateurs à axe vertical (VAWT) et à axe horizontal (HAWT). Le graphique de la Figure 1-9 donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse réduite λ pour différents types d'éoliennes :

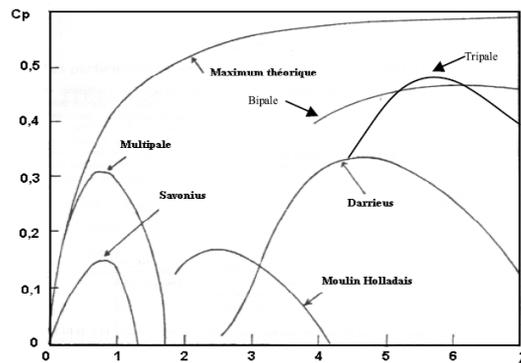


Figure 1-9 Courbes caractéristiques des aérogénérateurs

1.2.3.1 Axe horizontal (HAWT)

Les turbines à axe horizontal sont de loin les plus utilisées actuellement. Les différentes constructions des aérogénérateurs utilisent les turbines à deux, trois pales (les plus courantes) et les multipales. La caractéristique de puissance $C_p(\lambda)$ dépend principalement du nombre de pales comme le montre la Figure 1-9 et des propriétés aérodynamiques de la turbine (coefficient de poussée C_F , coefficient de couple C_M ...) [30]. La turbine peut être placée avant la nacelle (upwind) et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire. Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de toute mécanique d'orientation est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (downwind). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face

au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont à noter qui sont dues au passage des pales derrière le mat. La Figure 1-10 montre les deux procédés

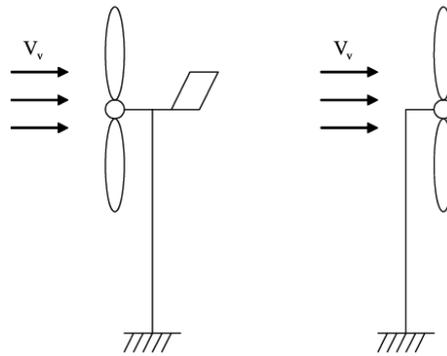


Figure 1-10 Type de montage de la turbine a) upwind b) downwind

La Figure 1-11 donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Après une partie (A) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse du démarrage V_v^{\min} une section de fonctionnement normal existe. Si on extrait alors la puissance maximale de la turbine (MPPT) celle ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (B). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, elle doit être limitée (C). Au delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée.

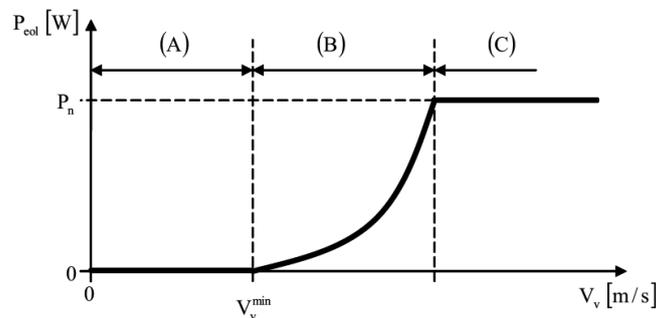


Figure 1-11 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent. La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la turbine. La seconde technique est passive « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage

dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue.

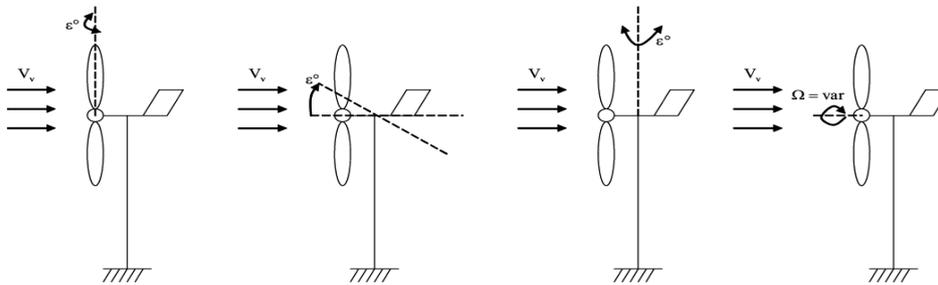


Figure 1-12 Limitation de puissance éolienne a) pitch, b) déviation verticale de l'axe de rotation, c) rotation horizontale de l'axe de rotation, d) vitesse de rotation continûment variable

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation Ω par une action électrique (cf. paragraphe 1.2.4). Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall).

1.2.3.2 Axe vertical (VAWT)

Une autre famille d'éoliennes est basée sur les turbines à l'axe vertical. Ce type d'éoliennes est très peu répandu et assez mal connue. Cependant, comme cela est explicité aux paragraphes suivants (cf. paragraphe 1.2.7 et 1.2.8), elles peuvent avoir un intérêt dans certains secteurs d'application. Il existe principalement trois technologies VAWT (Vertical Axis Wind turbine) : les turbines Darrieus classique ou à pales droites (H-type) et la turbine de type Savonius, comme montré à la Figure 1-13. Toutes ces turbines sont à deux ou plusieurs pales.



Figure 1-13 Exemples des constructions VAWT a) Darrieus, b) Darrieus de type H, c) Savonius

Le rotor de Darrieus fonctionne grâce à la portance et se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Le couple de démarrage de ce type d'éoliennes est proche de zéro, ce qui implique qu'une petite turbine Savonius est très souvent présente sur son axe pour rendre possible le démarrage.

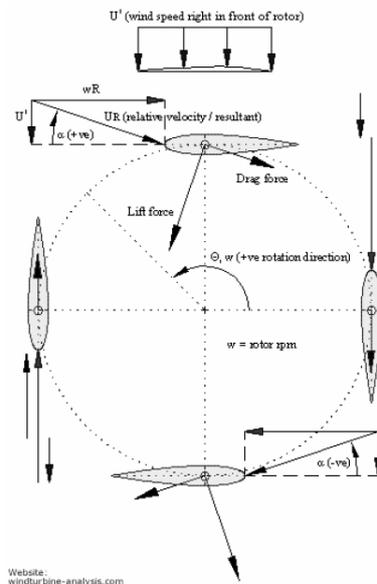


Figure 1-14 Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus [31]

Ces solutions ont, jusqu'à maintenant, connu assez peu de succès en raison de certains incidents mécaniques survenus en particulier au pied du mât. Cependant, elles présentent des caractéristiques intéressantes (bonne valeur de C_p et indépendance de la direction du vent) et les progrès technologiques actuels pourraient laisser entrevoir un prochain regain d'intérêt. Les deux problèmes majeurs de la Darrieus en forme de « batteur d'œufs » résident dans la fragilité de sa structure et par le fait que son mât soit haubané. Certains projets ont vu le jour pour corriger ces imperfections en particulier avec les rotors en forme de H. Toshiba commercialise une machine de ce type (Wind Flower de 400W) [32], la Hochschule Bremerhaven (Allemagne) a déjà conçu un engin opérationnel et efficace depuis 1991. Le rotor de Savonius (Figure 1-15) est basé sur le principe de la traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble comme sur la Figure 1-16 ci-dessous.

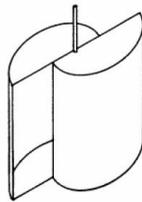


Figure 1-15 Turbine Savonius simple

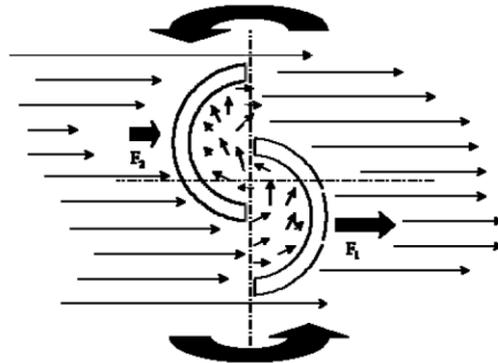


Figure 1-16 Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius

Dans cette étude nous allons nous intéresser à la turbine de type Savonius (cf. Figure 1-15). Cette turbine à axe vertical se présente sous la forme d'un cylindre de faible diamètre. Elle est de ce fait complètement insensible à la direction du vent dans un plan horizontal. La valeur de la vitesse réduite peu élevée (environ 8 fois moins que pour les tripales classiques) (cf. Figure 1-9) offre des caractéristiques intéressantes du point de vue de l'acoustique et de la

sécurité, cet aspect étant fortement liée à la vitesse linéaire en bout de pales. Toutefois, ces propriétés impliquent l'usage d'une génératrice à grand nombre de pôles et très souvent des machines sur mesure. Le démarrage à faible vitesse de vent est également un point fort. Ainsi, malgré une certaine faiblesse du coefficient de puissance (C_p 0.15 à 0.2), les avantages précédents auxquels s'ajoute une « certaine » esthétique en font une solution bien adaptée aux sites urbains. Ce point est repris au paragraphe 1.2.7. Le couple d'une turbine Savonius simple telle que celle de la Figure 1-15 présente un harmonique deux du couple et de la vitesse de rotation. Mais des constructions spéciales, comme le vrillage de la turbine, permettent de la minimiser (cf. Figure 1-13 c)). D'un point de vue mécanique, cet inconvénient peut poser des problèmes de vibration et donc de résistance des matériaux. Les dimensions géométriques d'une telle turbine sont cependant limitées. En effet, vu les efforts mécaniques devant être supportés par le mat, les éoliennes de type Savonius ne peuvent pas être de taille trop imposantes. C'est pour cette raison qu'elles sont utilisées dans l'éolien de petite puissance (cf paragraphe 1.2.7). Un autre aspect très intéressant de ces turbines est qu'elles ont une forme assez esthétique, et peuvent être bien intégrées dans l'environnement urbain (cf paragraphe 1.2.8)

1.2.4 Vitesse variable et l'éolien

Nous avons vu qu'il est indispensable de réguler la puissance éolienne et que les courbes caractéristiques des turbines éoliennes ne sont pas linéaires (Figure 1-9), surtout dans le cas des turbines de type Savonius dont la forme de cloche est très « pointue ». En ce qui concerne la puissance éolienne (cf section (B) de la Figure 1-11), elle résulte de la vitesse de rotation de l'arbre mécanique de l'éolienne et de la vitesse du vent (donc de la vitesse réduite) et de la caractéristique $C_p(\lambda)$. Elle peut être optimisée dans le but de maximiser l'énergie captée par l'éolienne. La Figure 1-17 donne l'image de la famille des courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent (pour une turbine Savonius) ainsi que la courbe optimale qui relie leurs sommets selon une fonction cubique de la vitesse de rotation. En suivant cette courbe continuellement, la puissance éolienne recueillie sera toujours maximale. De nombreuses études ont montré l'intérêt de la vitesse variable en éolien sur le plan énergétique, y compris dans le petit éolien (cf [33]) où le surcoût entraîné par la vitesse variable (du fait de l'électronique de puissance et de réglage supplémentaire) est compensé par le surplus de production.

Mais c'est aussi et surtout sur le plan de la durée de vie des systèmes que se situe l'avantage de la vitesse variable. En effet, les chaînes à vitesse variable sont moins « raides » que les

chaînes à vitesse fixe ou presque fixe rigidement couplées au réseau : cette liaison rigide se solde par de fortes oscillations de puissance engendrées par les turbulences. Ces variations sont à la longue nuisibles pour les éléments mécaniques : la vitesse variable permet de mieux lisser la production à travers l'énorme moment d'inertie que constitue la turbine. Plusieurs techniques sont développées dans nos travaux et sont décrites dans le chapitre 3.

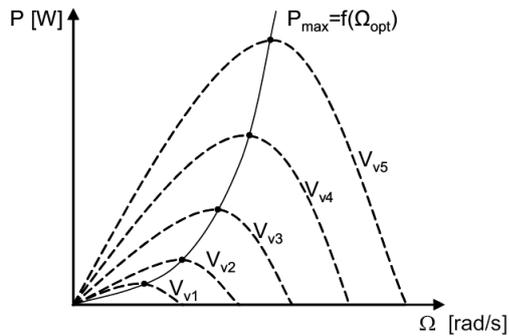


Figure 1-17 Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent

1.2.5 Machines électriques et systèmes de conversion d'énergie éolienne

Il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques [34]. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques de la turbine. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont succinctement décrites dans ce paragraphe en tenant compte de leurs spécificités

1.2.5.1 Asynchrones à cage (MAS)

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. Dans les aérogénérateurs de dimensions conséquentes (grande puissance et rayon de pales important), la vitesse de rotation est peu élevée. Or, il n'est pas envisageable de concevoir une génératrice asynchrone lente avec un rendement correct. Il est donc nécessaire d'insérer entre la turbine et la machine asynchrone un multiplicateur mécanique de vitesse. Le changement de la configuration de bobinage du stator (nombres de pôles) et donc l'utilisation des machines de type Dahlander est une solution parfois utilisée (Figure 1-18), mais là encore le rendement est loin d'être optimal sur

toute la plage de vent. Une autre possibilité consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais cette solution est globalement coûteuse (variation de fréquence et multiplicateur de vitesse) et donc très rarement exploitée (Figure 1-20). La majorité des applications en éolien (environ 85%) sont donc à vitesse de rotation constante et à connexion directe sur le réseau électrique comme le montre la Figure 1-18. Ces machines peuvent être facilement utilisables dans le petit éolien car la vitesse de rotation des pales est importante et l'entraînement direct possible. Mais, au delà d'une efficacité énergétique moindre par rapport aux systèmes à fréquence variable, la rigidité de ces chaînes dont on a déjà dit qu'elle occasionne des variations brusques de puissance, ainsi que les problèmes de décrochage du réseau en cas de chute de vent sont leurs principaux inconvénients.

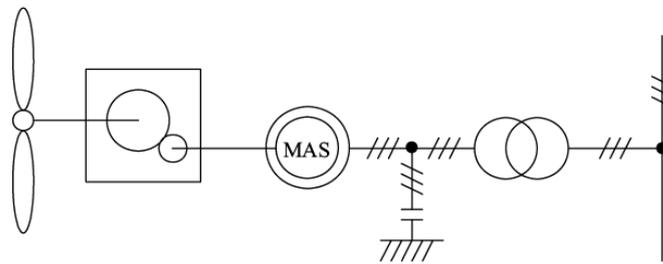


Figure 1-18 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage (vitesse de rotation fixe)

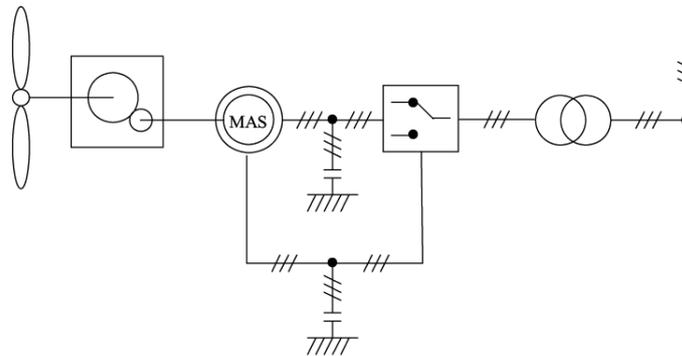


Figure 1-19 Système éolien basée sur la machine asynchrone de type Dahlander à deux vitesses de rotation

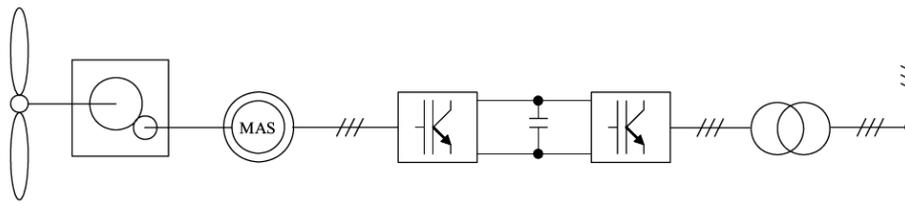


Figure 1-20 Système éolien basé sur la machine asynchrone à cage à fréquence variable

1.2.5.2 Machines asynchrones à double alimentation (MADA)

Avec les génératrices synchrones, c'est actuellement l'une des deux solutions concurrentes en éolien à vitesse variable. Le stator de la génératrice est directement couplé au réseau (cf. Figure 1-21 et Figure 1-22) le plus souvent par un transformateur. A la place du rotor à cage d'écureuil, ces machines asynchrones ont un rotor bobiné dont le réglage électronique assure la variation du glissement. La chaîne rotor permet ainsi à l'ensemble de fonctionner à vitesse variable sur une plage de vitesse qui dépend du type et du dimensionnement de la chaîne rotor.

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (Vestas, Gamesa,...) utilisent ce type de machines. Les vitesses de rotation nominales de ces machines sont d'habitude un peu moins élevées par rapport aux machines à cage d'écureuil alors le rapport de multiplicateur de vitesses peut être moins important. La Figure 1-21 montre la technologie (Optislip de Vestas) qui permet une variation limitée de la vitesse à environ 10% autour de la vitesse de synchronisme par le changement de la résistance rotor. Outre la plage de variation de vitesse limitée, l'inconvénient de cette solution est la dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs.

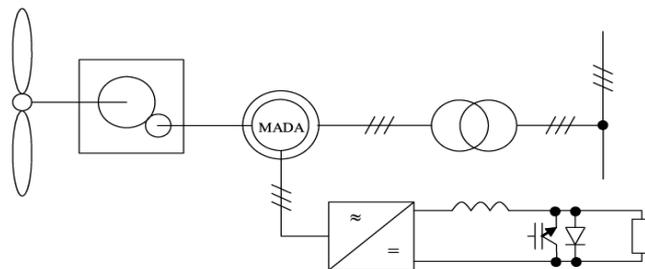


Figure 1-21 Système éolien basé sur la machine asynchrone à rotor bobiné – variation de la vitesse de rotation par réglage de la résistance du rotor

Une autre solution très intéressante et permettant d'obtenir une variation de la vitesse de rotation d'environ 30% autour de la vitesse de synchronisme consiste à coupler le rotor de la génératrice à double alimentation au rotor à travers deux onduleurs MLI triphasés, l'un en mode redresseur, l'autre en onduleur réseau (cf Figure 1-22). En général, le dimensionnement de la chaîne rotor se limite à 25% de la puissance nominale du stator de la machine électrique., ce qui suffit à assurer une variation sur 30% de la plage de vitesse. C'est là son

principal avantage tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau, en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau.

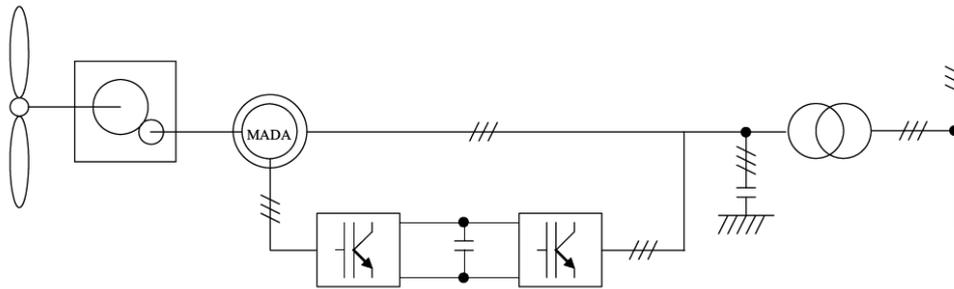


Figure 1-22 Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation – régulation de la vitesse de rotation par chaîne rotor alimentation

1.2.5.3 Génératrices synchrones

Les machines asynchrones présentent le défaut d'imposer la présence d'un multiplicateur de vitesse. Elles sont en effet bien adaptées à des vitesses de rotation relativement importantes et un couple insuffisant pour un couplage mécanique direct sur les turbines éoliennes. Par contre, les machines synchrones sont connues pour offrir des couples très importants à dimensions géométriques convenables. Elles peuvent donc être utilisées en entraînement direct sur les turbines éoliennes. Les systèmes de ce type possèdent aussi leurs défauts. Les machines synchrones à rotor bobiné demandent un entretien régulier de système des bagues et balais. Le circuit d'excitation de l'inducteur demande la présence du réseau et une fourniture de la puissance réactive. Les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie de condensateurs ou d'une source de tension indépendante. Par contre, la possibilité de réglage de l'inducteur de ces machines offre un moyen supplémentaire d'ajustement du point de fonctionnement énergétique. Le couplage direct sur le réseau est proscrit car étant beaucoup trop rigide. Une électronique de puissance s'impose pour toutes les applications utilisant ce type de machine qui sont donc à vitesse variable. Mais, contrairement aux génératrices MADA (Machines Asynchrones à Double Alimentation) la chaîne de conversion placée sur le stator doit être dimensionnée pour la totalité de la puissance du système de production. Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction de machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables. Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des

machines de construction standard (aimantation radiale) aux génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur. Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts : suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants (Figure 1-23). Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple). La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace.

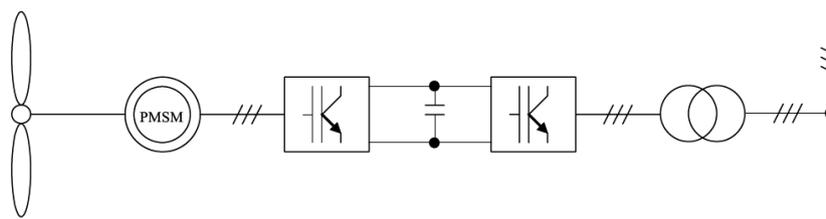


Figure 1-23 Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents

Une autre solution (Figure 1-24) est le redressement à diodes placé directement derrière la génératrice. L'optimisation de la gestion énergétique n'est alors possible que si l'excitation est réglable. Une version dérivée de cette structure sera étudiée plus amplement dans la suite de ce document.

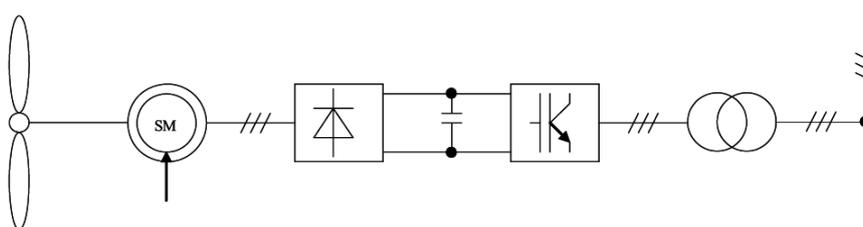


Figure 1-24 Système basée sur la machine synchrone et redresseur à diodes

Les systèmes de très petite puissance peuvent être simplifiés radicalement. En choisissant judicieusement les paramètres (paramètres machine et tension continue) du système représenté sur la Figure 1-25, un système à vitesse « non constante », à coût minimum et énergétiquement assez performant peut être obtenu.

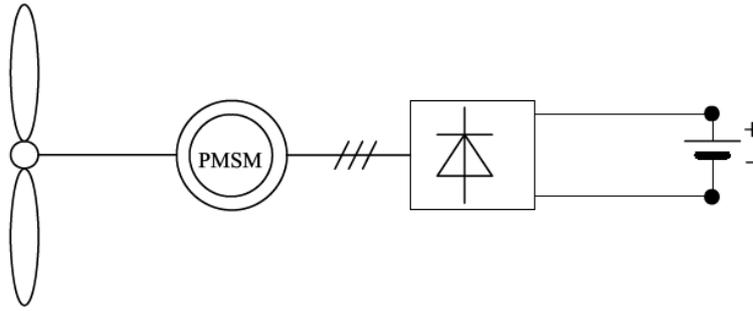


Figure 1-25 Système éolien à coût minimum

1.2.6 Modes de couplage au réseau et réseaux autonomes

On peut distinguer deux familles de systèmes de génération d'énergie

- D'une part il y a les sites isolés où l'énergie est produite et consommée sur place ou à proximité du générateur. Un réseau local (« faible »), à faible puissance de court circuit, doit être créé et stabilisé.
- D'autre part les systèmes sont (en majorité) connectés au réseau national.

Dans le premier cas, il peut y avoir une seule source d'énergie ou le couplage de plusieurs sources de même type ou bien de types différents. Le problème d'interconnexion se pose alors. Il existe plusieurs configurations selon les propriétés des sources énergétiques et les besoins de distribution. La Figure 1-26 donne un exemple de solutions couplant une éolienne à un panneau photovoltaïque. Le « nœud électrique » permet de connecter et de distribuer l'énergie entre les différents composants du système.

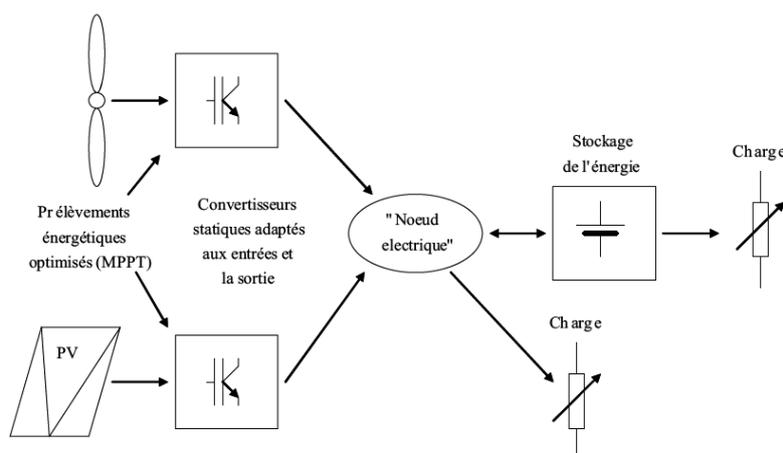


Figure 1-26 Exemple d'une configuration dédiée à un site isolé : couplage éolien - photovoltaïque

La représentation de la turbine éolienne (ou du générateur photovoltaïque) sur ce schéma peut signifier plusieurs éléments. Des solutions spécifiques peuvent alors être nécessaires selon la configuration (propriétés des sources, des convertisseurs statiques, longueurs des lignes, du profil de la ressource, etc...). Le choix résulte du bilan d'une optimisation énergétique et d'une projection des coûts engendrés. La Figure 1-27 donne l'exemple de quelques structures utilisées actuellement en éolien de grande puissance raccordé au réseau [35], [36]. Ces structures peuvent être bien adaptées à des systèmes de puissance modérée et certaines de ces figures peuvent regrouper non seulement les turbines éoliennes mais plusieurs types de sources. Les configurations de la Figure 1-27 sont toutes dédiées à des turbines à vitesse variable.

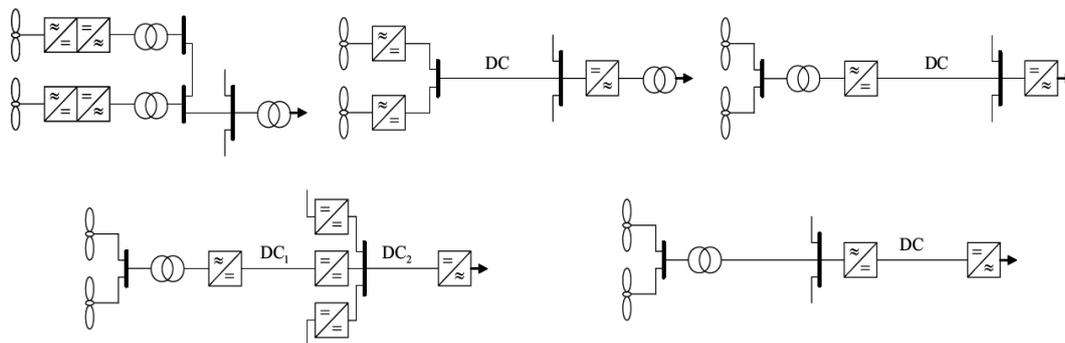


Figure 1-27 Structures de couplage des sources éoliennes

La connexion des sources renouvelables aux réseaux électriques « forts » (réseaux nationaux et trans-nationaux) demande de respecter certaines normes qui ne sont pas forcément spécifiques au domaine éolien. Les normes existantes s'appliquent à des générateurs ou des convertisseurs statiques dans le cadre des normalisations françaises et européennes (machines électriques, onduleurs, pollution électrique, sécurité,...). Majoritairement, les installations sont en dessous de la puissance de 10MW. Alors elles sont soumises à la réglementation pour le raccordement des systèmes de micro – génération. Plusieurs groupes du travail au sein de la CEI travaillent sur la question de la normalisation des systèmes utilisant les énergies renouvelables. Une norme ISO 27.180 porte sur l'énergie éolienne. Aux Etats Unis la série des normes IEEE 1547 encadre tous les aspects liés à l'interconnexion entre les sources et le réseau.

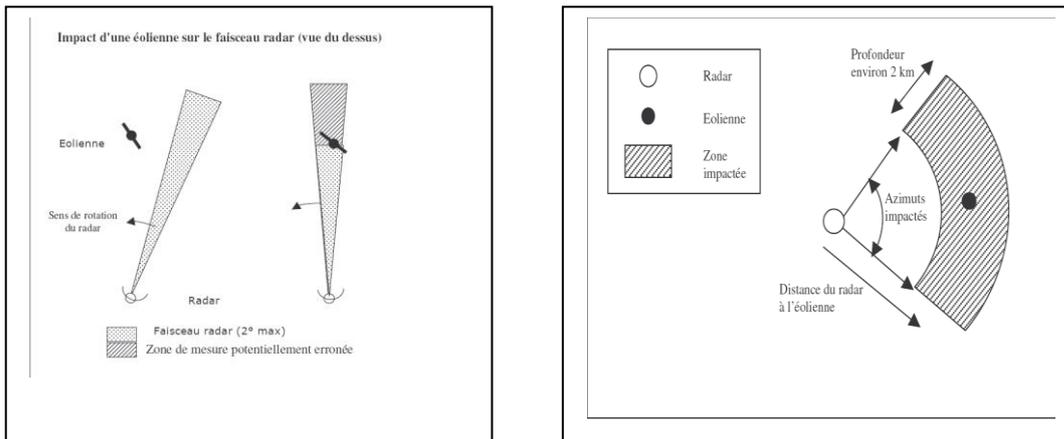
1.3 Perturbations Du Fonctionnement Des Radars Météorologiques Par Les Eoliennes

Dans cette section nous présentons un aperçu sur les perturbations que peuvent être engendrées par l'implantation des éoliennes sur le fonctionnement de radars météorologiques. Par ailleurs, les radars de l'Aviation Civile et ceux du Ministère de la Défense, qui ont des caractéristiques différentes des radars météorologiques, doivent faire l'objet d'une étude et d'un rapport très détaillé.

Compte-tenu de la spécificité de la situation géographique de la Wilaya de Tindouf ainsi que l'existence d'un aéroport civil dans cette région.

Trois phénomènes sont a priori à considérer pour le cas des radars météorologiques:

- le blocage du faisceau qui induit une diminution du signal utile reçu ;
- les échos fixes résultant des signaux réfléchis par les éoliennes à des niveaux bien supérieurs au niveau du signal utile dans le cas de mesures de précipitations ;
- la perturbation des mesures Doppler conduisant à des données erronées de vent [37].



Figures 1-28 Impaction d'une éolienne sur le faisceau radar

Pour une éolienne donnée et selon le type de radar, les angles d'azimut incriminés, c'est-à-dire lorsque le radar pointe en direction de l'éolienne, sont compris entre 1 et 2 degrés ce qui peut représenter des zones géographiques importantes pour lesquelles les mesures hydrométéorologiques peuvent être erronées, comme schématisé sur la figure 1-28 ci-dessous. Dans la zone grisée optiquement occultée par l'éolienne (zone de mesure potentiellement erronée), le signal radar sera atténué et inférieur au niveau nominal.

Selon les caractéristiques des éoliennes, l'analyse faite par l'Agence Nationale Française des Fréquences montre qu'en cas de **visibilité directe** entre le radar et l'éolienne, même au-delà d'une distance de servitude (2 000 m), une seule éolienne a le potentiel de bloquer, dans l'azimut considéré, plus de 10% des faisceaux radar et jusqu'à quelques % à 10

km, et des échos fixes et Doppler très importants peuvent être détectés par les radars météorologiques, pouvant impacter des zones géographiques assez larges autour de l'éolienne. Les larges zones géographiques autour de l'éolienne.

Dans le cas de l'agrégation de l'effet de plusieurs éoliennes installés dans un même parc, il semble raisonnable d'estimer, en fonction de leur agencement, que l'impact de telles installations reste critique jusqu'à une distance de 10 km, en particulier pour les radars.

En conséquence, afin de limiter les effets du phénomène de blocage, et dans le cas de visibilité directe entre le radar et l'éolienne, toute nouvelle installation d'éoliennes à une distance inférieure à 10 km d'un radar météorologique devrait faire l'objet d'une coordination entre les responsables du parc éolien et l'ONM afin de mettre en œuvre, au cas par cas, l'une des solutions suivantes pour s'assurer que le critère de 10 % de blocage, dans l'azimut considéré, ne soit pas dépassé :

- aligner parfaitement les éoliennes pour qu'une seule soit vue depuis le radar,
- à l'opposé, disperser les éoliennes pour que plusieurs d'entre-elles ne soient pas prises dans le même faisceau radar à un instant donné,
- éloigner le parc d'éoliennes du radar pour que le pourcentage total de surface occultée, dans l'azimut considéré, soit inférieur à 10%.

1.4 Conclusion

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme les méthodes de description du gisement éolien, des exemples d'architectures, les génératrices utilisées, etc. Nos travaux portent sur l'implantation d'une ferme éolienne de 10 x 1 MW dans le Sud-ouest Algérien.

Chapitre 2
Etude d'installation d'un parc éolien
Partie technique

2 Etude d'installation d'un parc éolien Partie technique

2.1 Situation

La ville de Tindouf se trouve au sud-ouest de l'Algérie, à environ 2000 km d'Alger, 1400 km d'Oran et 800 km de Béchar.

La région est caractérisée par sa topographie relativement plate ainsi que par une géomorphologie désertique. Tindouf et ses alentours sont caractérisés par un fort potentiel de vent venant du nord ouest. Cet élément est aussi caractérisé par la relative proximité de Tindouf de l'océan qui se trouve à environ 200 km à vol d'oiseau. Ce qui amène à dire que cette région présente le meilleur potentiel de vent d'Algérie. Il est aussi important de considérer le coût réel de revient du combustible qui doit être acheminé depuis Béchar jusqu'à Tindouf par voies terrestres (environ 800km).

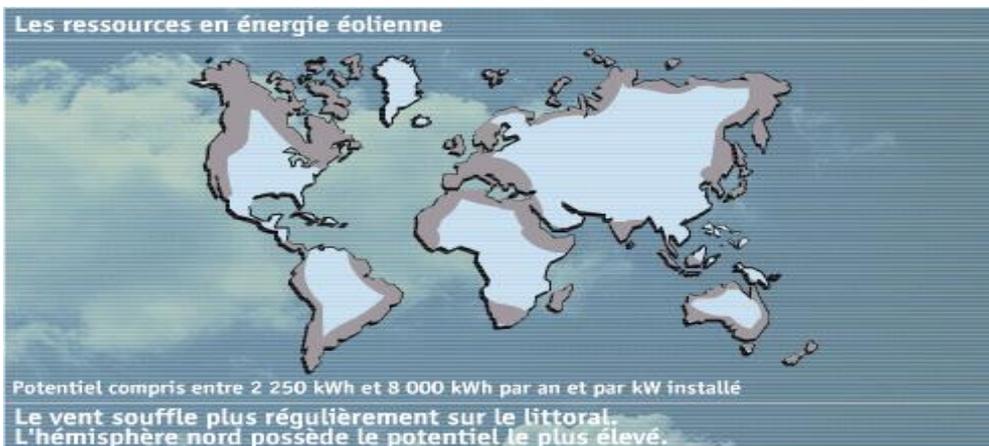


Figure 2-1 les ressources en énergie éolienne



Figure 2-2 : Carte Algérie

2.2 Choix et description de sites

Le choix des sites objet de cette étude est basé sur la disponibilité des mesures de la vitesse du vent. Les éléments pris en compte ont été les suivants pour le choix de ces sites:

- Altitude
- Obstacles
- Situation par rapport à la direction des vents
- Situation par rapport au réseau électrique de distribution
- Superficie disponible
- Géographie et géomorphologie (qualité des sols, topographie)
- Possibilités d'accès
- Axe routier jusqu'à la prochaine ville portuaire
- Eléments réglementaires (éloignement suffisant par rapport au plan d'extension de la ville, éloignement suffisant aux radars, aéroport...).

Ces différents points ont été analysés dans le choix du site. L'optimisation se fait en comparant à la fois le potentiel éolien du site choisi avec les coûts impliqués dans la construction du parc à cet endroit là.

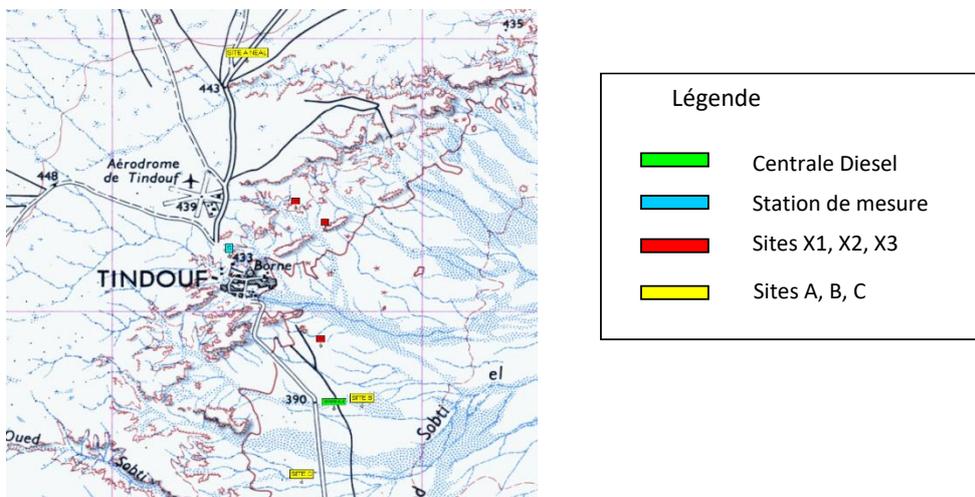


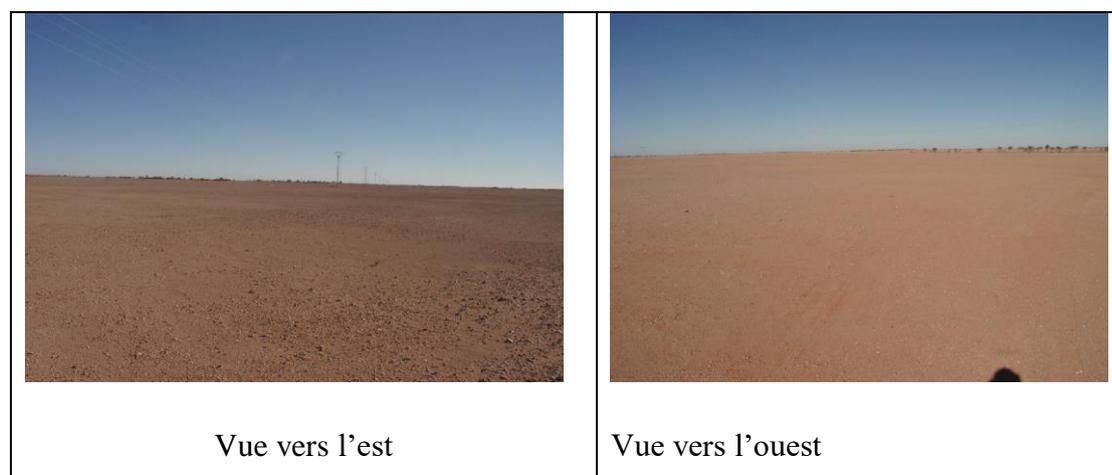
Figure 1-3 : Carte de localisation des sites

2.2.1 *Site A :*

Le site A se trouve sur le plateau au nord de la ville. Ce site présente un potentiel intéressant du fait de sa situation sur le plateau. Il présente les avantages suivants.

- **Transport :** Le site présente des possibilités idéales pour le transport. En effet il se trouve près de l'axe routier reliant Béchar à Tindouf et de par sa géomorphologie ne présente pas de problème d'accès.
- **Réseau électrique :** Un autre avantage non négligeable est que ce site se trouve à proximité du réseau électrique de distribution. De ce fait, l'extension nécessaire afin de raccorder le parc au réseau est limité, ce qui réduit les coûts de construction.
- **Superficie et topographie :** La superficie disponible est importante, ce qui peut permettre d'envisager par la suite une éventuelle extension du parc éolien. La topographie plate et la rugosité du terrain faible permettent de faciliter le travail pour la réalisation des fondations
- **Station météo :** La station de mesure est relativement proche, à une altitude pratiquement similaire à celle du site considéré. De ce fait, nous pouvons considérer que les données de vent obtenues sont représentatives.

	Nord	Ouest	Altitude
Coordonnées	27°44,741'	8°08,660'	445



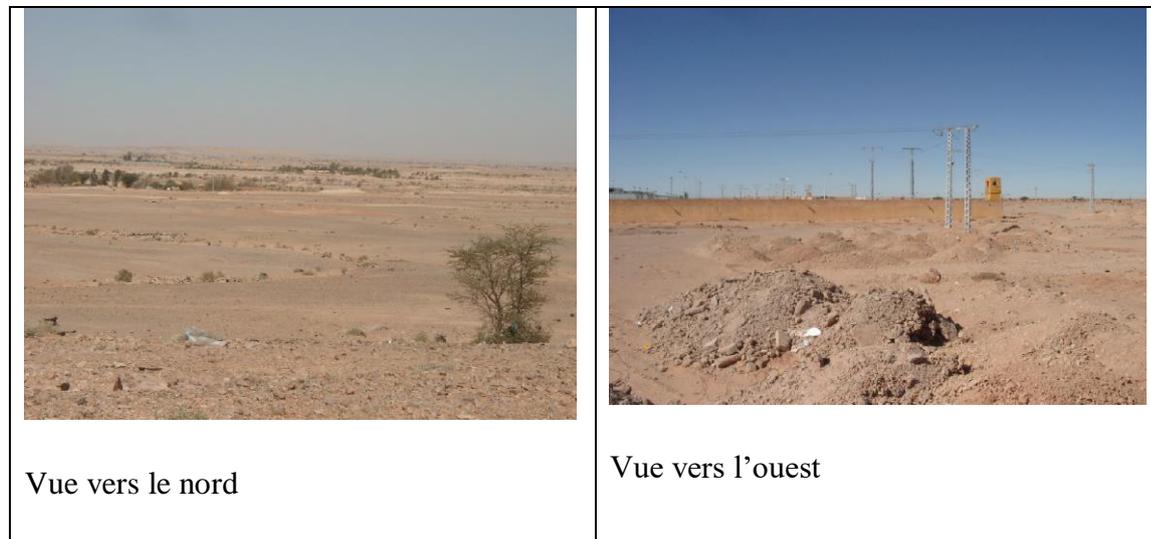
Conclusion : Ce site présente un intérêt certain de par sa localisation et le potentiel du vent qu'il offre.

2.2.2 *Site B : Derrière la centrale de production diesel*

Le site B se trouve derrière la centrale diesel. Il présente les avantages suivants.

- **Topographie:** La topographie du site est plate présentant une faible rugosité.
- **Superficie :** La superficie disponible derrière la centrale est très importante et laisse sans difficultés envisager une extension du parc éolien.
- **Réseau de distribution :** Se site ce trouve à proximité de la ligne de distribution 30 kV ce qui limite les coûts de connexion au réseau.
- **Transport :** Le transport jusqu'au site prédéterminé ne pose pas de difficultés particulières. Le site se trouve à proximité d'un axe routier important.
- **Contrôle :** Il serait possible que le parc soit contrôlé directement depuis la centrale diesel.

	Nord	Ouest	Altitude
Coordonnées	27°37,8768'	8°6,43359'	377,3



Conclusion : Ce site est intéressant de par sa proximité de la centrale diesel existante.

2.2.3 Site C : Face à la centrale direction sud ouest

Le site C se trouve de l'autre côté de l'axe routier en position sud ouest par rapport à la centrale. Il présente une légère colline et est situé à 2 kilomètres du réseau de distribution électrique et de l'axe routier. Ce site présente les avantages suivants :

- **Topographie** : La présence d'une légère colline se présente comme être idéale de manière à obtenir un potentiel du vent plus important en raison de l'altitude plus élevée.
- **Superficie** : La superficie disponible est importante.
- **Accès et transport** : L'accès et le transport jusqu'au site ne présentent pas de problème significatif.
- **Distance par rapport au réseau et par rapport à la route** : Cette distance est de 2 km et augmentera donc les coûts de réalisation du parc par rapport aux deux sites précédents.

	Nord	Ouest	Altitude m
Coordonnées	27°36,8366'	8°6,9744'	401,4



Conclusion : Ce site présente des avantages non négligeables, mais la distance du parc à la fois du réseau et à la fois de la route augmenteront les coûts par rapport aux autres sites considérés.

2.2.4 *Mât de mesure*

Le mât de mesure est situé à la sortie de Tindouf en direction de l'aéroport. L'anémomètre a été calibré suivant le protocole. Cependant il est possible que les données obtenues soient légèrement affectées.

2.3 *Choix de la technologie*

En Europe centrale, la taille moyenne des éoliennes installées est supérieure à 1500 kW. La raison de cette tendance à installer des éoliennes toujours de plus en plus grandes, vient de la limitation de l'espace pour installer d'importantes fermes éoliennes. Pour le projet pilote de Tindouf, la disponibilité de l'espace n'est pas un facteur limitatif.

La technologie retenue dans cette étude vient du résultat de l'appel d'offre lancé par Sonelgaz pour la réalisation d'une ferme éolienne de puissance de 10 x 1MW. Les résultats de l'ouverture des plis des offres techniques sont donnés ci-dessous :

Appel d'Offres N° 07/KDM/2008

Etat des Entreprises ayant soumissionnées pour le projet en date du 27/10/2008 :

N°	ENTREPRISE	TEL	FAX	Siège social	CONTACT
01	VERGNET-SA	33 (0)2 38 52 35 60	33 (0)2 38 52 35 83	1 rue des châtaigniers – 45140 ORMES-France	FREDERIC CHEVE +33 0 624 94 75 01 f.cheve@vergnet.fr
		021 60 67 00 021 60 67 76	021 60 66 53	25 Bis Rue Mohamed Hadj Ahmed Hydra 16405 Alger	Fawzi Bouarbi 0770 10 88 11
02	CONSORCIUM RSW INC/TCI/RSWA	514 878 2621	514 397 0085	1010 de la Gauchetière West Suite 500 Montreal (Qc) H3B OA1 Canada	
		021 36 90 76	021 36 90 76		LARBI HADJ AISSA rswi@Rswinc.com
03	MAN FERROSTAAL Industrieanlagen GmbH	49. 67 22. 501-1	49. 67 22. 501-221	Industriestraße 13 65366 GEISENHEIM/ GERMANY	
		021 60 10 08	021 60 10 09	Bureau de liaison Alger 04 bis Place Abou Nous DZ-16 035 Hydra-Alger	SID ALI BOUDJERADA 0 661 664 279 Sid.ali.boudjerada@man-fs.com
04	ATI EOLIEN	418-732-2552	418-724-1879	91, rue du Séjour, Rimouski, QC, Canada, G5L 9G8	ADRIAN ILINCA, Président Audace Technologies Inc

Vergnet SA propose une éolienne GEV HP1MW, avec un diamètre de rotor de 62m et une hauteur de la tour est de 70 m. L'éolienne est équipée d'un système moderne de pitch régulation et un système de vitesse variable. Les paramètres électriques sont adaptables à la connexion au réseau électrique de Tindouf.

En conclusion, les calculs qui vont suivre sont basés sur cette éolienne vu la disponibilité des données sur son site web (www.vergnet.com).

2.4 Tours et fondations, montage

2.4.1 Systeme d'auto-élévation

Un dispositif de construction intégré permet d'ériger le mât. Aucune grue de grande taille n'est nécessaire. Seule une simple grue 50-90 t est utilisée. Une fois le mât érigé, l'avant de la tour et le rotor sont treuillés depuis la partie centrale de la tour.



2.4.2 Fondations réduites

Le principe du mât haubané permet de réduire de manière importante les fondations, et donc le volume de béton de plus de 60%, en comparaison d'une éolienne conventionnelle.

2.4.3 Transport facile

La GEV HP, une éolienne transportable dans des containers standard, son transport est rapide et d'un coût maîtrisé (camions ordinaires).



Photo d'une éolienne nécessitant un transport exceptionnel

2.5 Ressources éoliennes

2.5.1 Description des données de vent corrélations long terme

Les données de vents à Tindouf sont disponibles à partir de deux sites de mesure:

	Coordonnées		Hauteur	Période
	N	W		
a) ONM	27°42,252'	8°10,325'	10 m	01.01.1995 - 31.12.1999
b) Ville	27°40,854'	8°09,024'	21 m	01.01.2002 - 22.11.2005

Le mât de mesure de l'ONM a enregistré des données sur une période de 5 ans à une hauteur de 10 m. En raison des variations importantes dans les données ce qui ne les rends pas représentatives, ces données n'ont pas été prise en considération dans l'étude.

Les données du second site viennent du mât de mesure de la CREDEG. Prenant en compte la durée des mesures qui est de pratiquement 4 ans, nous considérons ces données comme représentatives du site.

2.5.2 Potentiel éolien pour chaque site

Par l'utilisation des données de vent de la station de mesure, le potentiel éolien à été calculé pour chacun des sites. Nous pouvons observer le potentiel le plus important au niveau du site A, en raison de son altitude plus élevé ainsi que la faible présence d'obstacles l'entourant. Le potentiel éolien est légèrement moindre aux sites B et C.

Site	A	B	C
	V[m/s]	V[m/s]	V[m/s]
N	5.68	5.61	5.57
NNE	5.17	5.12	5.14
ENE	5.74	5.67	5.69
E	4.52	4.46	4.47
ESE	4.19	4.13	4.14
SSE	4.37	4.31	4.32
S	4.60	4.60	4.59
SSW	5.17	5.11	5.11
WSW	6.23	6.17	6.19
W	8.29	8.12	8.12
WNW	9.28	9.06	9.06
NNW	7.57	7.31	7.43
Total	6.68	6.55	6.56

La rose des vents montre que les vents viennent majoritairement de la direction ouest/nord ouest.

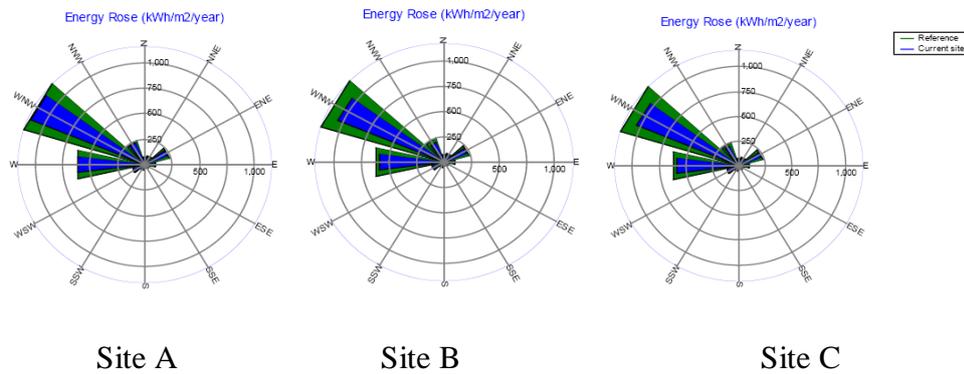


Figure 2.4 : Rose des vents des sites A, B et C

2.5.3 *Micro siting /Production énergétique*

Le parc situé au niveau du site A offre une production énergétique supérieure d'environ 2,5% par rapport au site B et de 3,7% par rapport au site C. Le tableau suivant montre une prévision de la production énergétique pour chacun des sites avec trois types d'éoliennes différents.

	Site A	Site B	Site C
GEV HP	19 726	19 149	19 234

Figure 2 : Production d'énergie brute [MWh/an]

Les résultats de la prévision énergétique pour les différents sites sont inclus dans le tableau en annexe (figure 35). Cette prévision énergétique a été affinée en incluant les pertes et les incertitudes. Cela revient à dire qu'avec une probabilité de 90%, la production sera de tant.

2.5.4 *Profil de cisaillement du vent*

Le terrain aux alentours de Tindouf est relativement peu complexe. De ce fait, la variation de la vitesse des vents en fonction de l'altitude est assez faible.

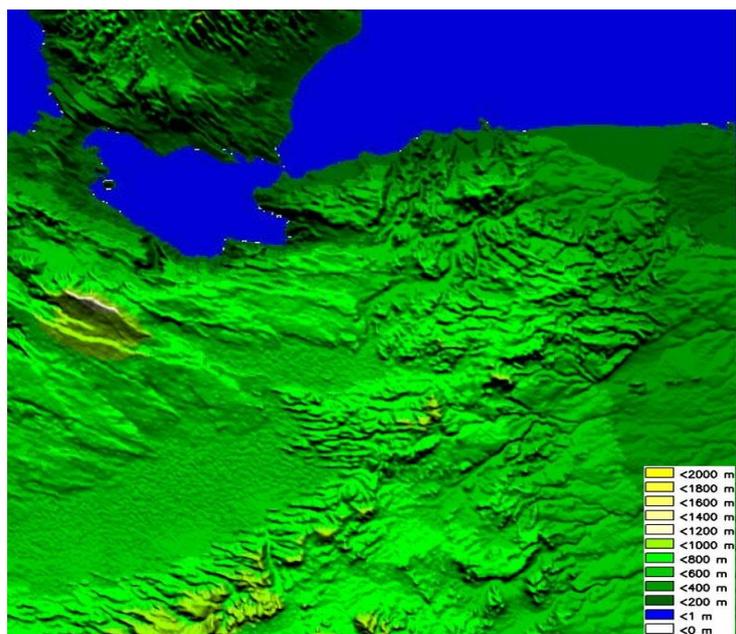


Figure 2.5 : carte topographique de la zone

2.5.5 *Carte éolienne*

La carte suivante présente les conditions de vent des alentours de Tindouf. Les zones de couleur jaunes présentent le potentiel éolien le plus élevé. Le site A est dans une zone légèrement plus favorable que les sites B et C.

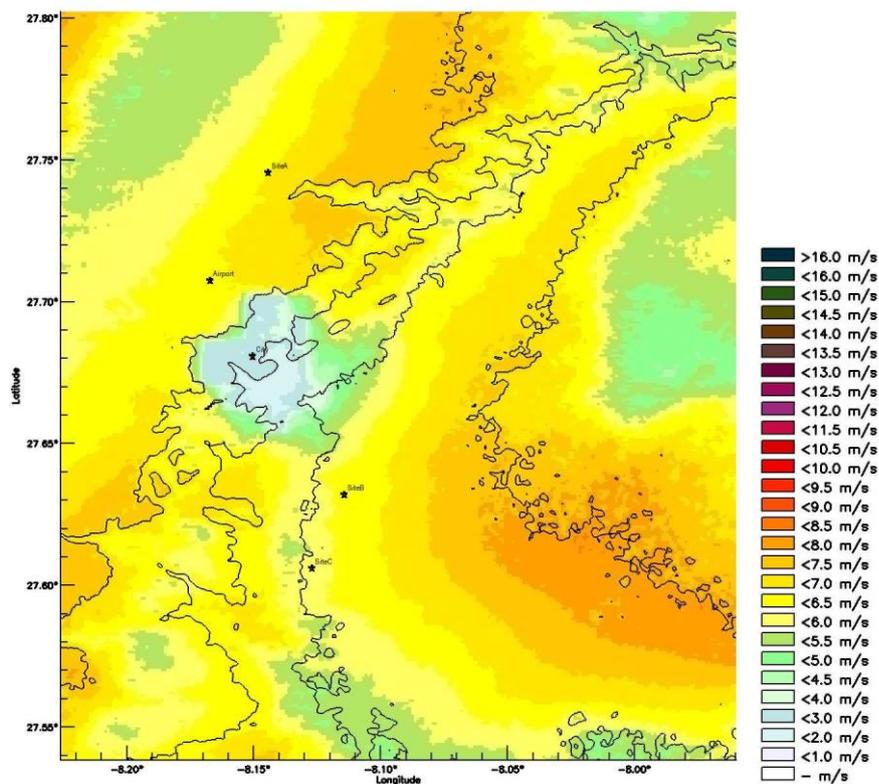


Figure 2.6 : Vitesse du vent à une hauteur de 50 m

2.5.6 *Disposition du parc*

Afin de disposer le parc, nous avons pris une série de critères en compte de manière à obtenir le résultat le plus adéquat possible :

- Distance de protection par rapport à la route et aux futures aménagements
- Ressources de vent optimales
- Hauteur des tours

En raison du profil du vent à Tindouf, il n'est pas nécessaire d'ériger des tours d'une grande hauteur, car l'augmentation de production énergétique n'est pas significative par rapport au coût que cela implique.

- Configuration du parc

Pour chacun des sites, nous avons poursuivi notre analyse avec quatre éoliennes. De manière à maximiser la production énergétique, les éoliennes sont placées en ligne diagonale ; de manière à limiter l'effet de sillage causé par les éoliennes, une distance minimale de 3 à 5 fois le diamètre du rotor a été prise en compte. Au niveau de l'infrastructure.

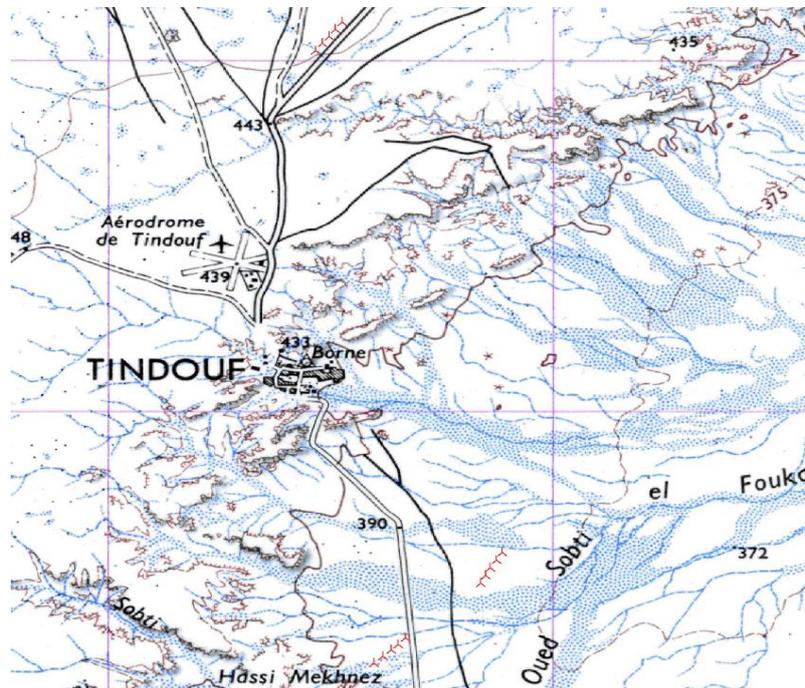


Figure 2.7 : Disposition du parc

2.5.7 *Efficacité du parc*

Les pertes causées par les effets de sillage du parc ont été minimisées par la planification des éoliennes sur une ligne en diagonale, orientée par rapport à la direction principale des vents. Les pertes par sillage estimées sont de l'ordre de 1.15% à 2.73%.

	Site A	Site B	Site C
GEV HP 1MW	1.68%	1.44%	2.39%

2.5.8 *Densité de l'air*

L'altitude moyenne des éoliennes dans la région de Tindouf est de 415 m au dessus du niveau de la mer. La hauteur de tour considérée est de 70 m. Nous appliquons donc une densité d'air moyenne de 1.149 kg/m³ dans nos calculs énergétiques.

2.5.9 *Rugosité*

La rugosité aux alentours de Tindouf est faible. Nous avons donc pris en compte un indice de 1.2.

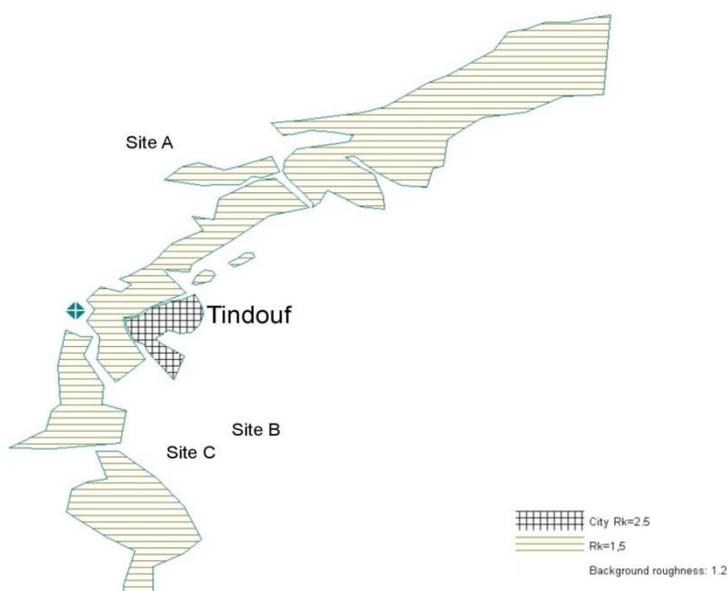


Figure 2.3 : Carte de rugosité

2.5.10 Incertitudes

Les fabricants d'éoliennes donnent une garantie de 97% pour leur courbe de puissance, c'est pour cela qu'une incertitude de 3% sur la courbe de puissance a été prise en compte.

La courbe de puissance est en relation avec l'énergie et non avec le vent. Pour cela, le total les incertitudes appliquées à l'énergie se montent à 16,83% incluant (Gradient de température, Vitesse des vents en hauteur, **Incertitude sur les données...**)

Les résultats de l'estimation de la production énergétique pour le parc de Tindouf incluant les pertes et incertitudes sont donnés dans le tableau en annexe.

2.5.11 Pertes

2.5.11.1 *Disponibilité*

La disponibilité des éoliennes est placée à 95.0% en raison des conditions environnementales. Cette valeur doit être confirmée par le fabricant. Pour des parcs de plus grosse taille en Europe, il est parfois possible que les fabricants donnent une garantie de 97 à 98%. Cependant, lorsque les fabricant fournissent des éoliennes pour des régions qu'ils connaissent moins, ils se montrent plus conservateurs.

2.5.11.2 *Pertes Electriques*

Les pertes électriques dépendent de la résistance des conducteurs et de l'intensité de courant. En raison de la taille limitée du parc, les pertes électriques sont situées à 2.0%.

Type de pertes

Indisponibilité	5.0 %
Pertes électriques	2.0%
Total	7.0%

2.6 *Centrale diesel de Tindouf*

La ville de Tindouf est localisée dans le sud-ouest de l'Algérie à environ 840 km au sud de Béchar. L'agglomération du chef-lieu et ses environs comprennent une population estimée de 35.937 habitants et 6.040 foyers (4,25 habitants/logis) à la fin de 2005. Il est prévu un taux de croissance de la population à l'horizon 2015 de 4.95%.

2.6.1 Caractéristiques techniques

Le complexe de la centrale diesel de Tindouf est composé de 11 groupes d'une puissance nominale de 2 MW. Elle fût mise en service en 1991 avec 5 groupes de marque CMI, puis renforcé par un groupe, puis par 5 groupes supplémentaires de même type en provenance de Timimoun. Ces groupes sont rentrés en action en mai 2004. L'entretien des groupes est effectué régulièrement, cependant leur état est vieillissant.

2.6.2 Production en 2002 – 2009

Nous notons que la production entre 2002 et 2007 a augmenter de manière constante. Prenant en compte la stimulation de croissance qu'est en train de vivre la Wilaya, nous pouvons

prévoir que cette demande augmentera encore de manière importante dans les prochaines années.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Production (GWh)	36.6	42.5	46.1	52.1	57.3	59	65.2	70.9
P.max atteinte (MW)	9.87	10.68	11.71	13.41	16.48	17.87	20.27	22.68

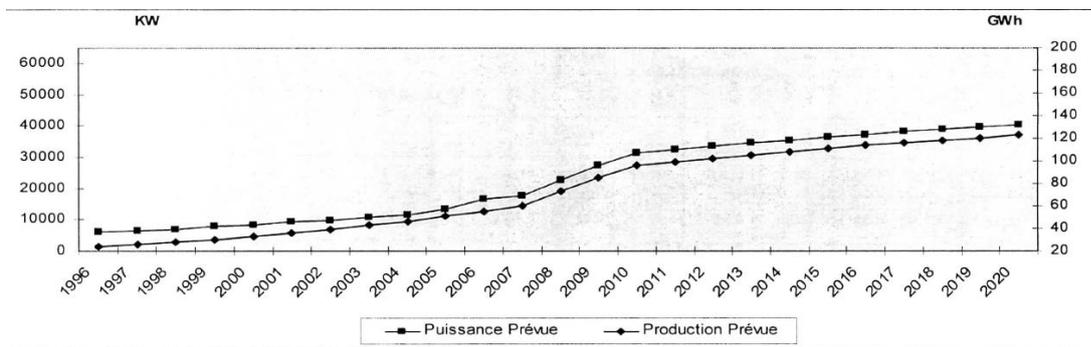


Figure 2.4 : Courbe de production annuelle

2.6.3 Simulation de Charge

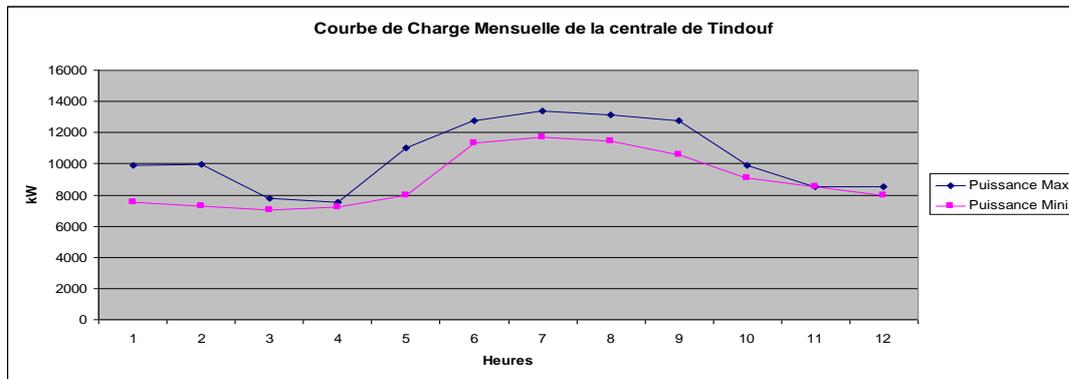


Figure 2.10 : Courbe de charge mensuelle

La simulation de la charge en tenant compte des données horaires de la demande au réseau de Tindouf en prenant en compte la courbe de charge de la centrale diesel appliquée à la courbe de puissance des éoliennes modulées aux données de vent mesurées à Tindouf, une optimisation du système est indispensable avant installation du parc. Cela est suscité par le pic de production de l'éolienne qui correspond aux mois d'hiver (octobre, novembre et décembre) et le pic de la demande du réseau qui correspond aux mois d'été.

La simulation sera définie par l'intégration des courbes de charge des données du vent qui seront comparées avec les données momentanées de la charge. L'énergie des éoliennes est primordiale et peut être limitée par la charge minimale des groupes. Si l'énergie des éoliennes plus la charge de base dépasse la demande, il y aura un freinage des éoliennes. L'analyse de ce surplus en courant était le but principal de la simulation. Le surplus de production déterminera le mode de fonctionnement des groupes du fait que la centrale diesel étant composée de plusieurs unités, il y est possible de pouvoir réguler le diesel par rapport à la demande en excès par rapport à la production d'énergie éolienne.

2.7 Charge du réseau

Les mois de l'année où la puissance appelée est la plus élevée sont juin, juillet et août. La puissance appelée baisse ensuite dans les mois frais.

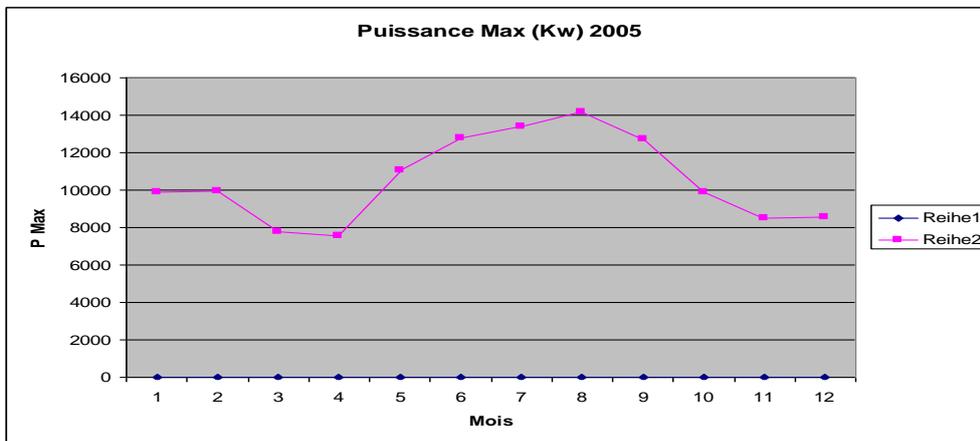


Figure 2.11 : Puissance max (kW) 2005

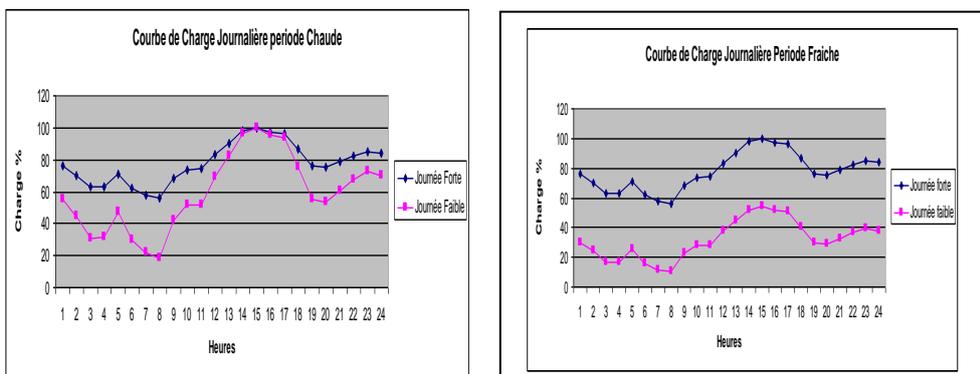


Figure 2.12&2.13 : Courbe de charge journalière type période chaude / période fraiche

2.8 *Raccordement au réseau*

2.8.1 *Raccordement au réseau 30 kV*

A chaque éolienne est associée un transformateur de 1100 kVA, 0.69/30kV avec régulateur de tension hors charge de $3\pm 2.5\%$, groupe vectoriel Dyn5, ucc = 6% et un interrupteur en charge manuel 400A, $I_{cc} = 16\text{kA}$ et parafoudre pour la protection contre les surtensions.

Les éoliennes sont interconnectées par des câbles souterrains 30/18kV, mono polaires et des postes en coupure d'artère.

La connexion au réseau 30 kV se fait au support le plus proche de la ligne 30 kV du réseau électrique de distribution de Tindouf par une remontée aéro-souterraine du câble. Le câble sera protégé contre les surtensions par des parafoudres. Dépendant de la situation, un interrupteur à courant manuel ou des fusibles HCR peuvent être montés.

2.8.2 *Réseau Tindouf*

Le réseau électrique de Tindouf est composé essentiellement de lignes de 30 kV alimentant l'agglomération de Tindouf et les alentours proches.

La production de l'énergie électrique de la ville de Tindouf est assurée par la centrale de Tindouf, située au sud de la ville de Tindouf. La centrale de Tindouf a une puissance installée de 22,4 MW (12 groupes).

La ville de Tindouf est alimentée par un réseau MT bouclé raccordé aux postes sources 30 kV.

La pointe de consommation de la ville de Tindouf pour l'année 2007 a été de 17,87 MW et a eu lieu pendant le mois de juillet, le minimum étant de 10,53 MW (mars-avril).

2.8.3 *Raccordement au réseau Tindouf*

Le point de raccord pour l'installation d'énergie éolienne a une influence sur les paramètres électriques du réseau. Pour cette raison, trois variantes sont proposées pour le raccordement des installations.

Le raccordement au réseau Tindouf du parc éolien nécessite les ouvrages suivants:

- Poste de regroupement 30 kV pour connecter les dix éoliennes
- Connexion par câbles souterrains de chaque éolienne au poste 30 kV de regroupement

- Raccordement de ce poste à la ligne 30 kV parc éolien Tindouf – centrale diesel Tindouf

Le réseau d'alimentation électrique est modifié par la connexion du parc éolien au regard des points suivants:

- Les générateurs supplémentaires (éoliennes) augmentent la capacité en court-circuit du réseau.
- L'accumulation des éoliennes et les grands gradients de performance dans le parc éolien représentent peut-être les plus variations de charge dans le réseau d'alimentation électrique. Ils peuvent aussi conduire à des modifications de performances relatives et donc à de plus fluctuations de fréquence dans le réseau que jusqu'a présent.
- Le flux d'énergie changera dans certains secteurs du réseau et pourra retourner également dans l'autre sens.

Ainsi l'installation d'un système de contrôle est fortement conseillée. Il gère la connexion ou la déconnexion du parc éolien en cas de fluctuations de charge et par conséquent de variations de tension.

Selon le type d'éolienne, les variations de puissance peuvent être réglées avec le soi-disant "conditionneur d'énergie". Ce dernier peut soit:

- Compenser la puissance apparente (installation de compensation de la puissance réactive ou convertisseur réglable) ou
- Compenser simultanément la puissance effective et réactive avec par exemple des batteries et autres ou
- Réguler les pics de charge par couplage dynamique d'un "Dumpload".

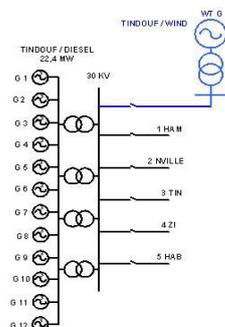


Figure 54 : Schéma électrique du système éolien-diesel (exemple)

2.9 Protocole de Kyoto et réduction des gaz à effet de serre

2.9.1 Applicabilité du MDP

Le mécanisme de développement propre (MDP) est l'un des deux mécanismes de projet basés sur le Protocole de Kyoto (voir figure ci-dessous démontrant tous les mécanismes).

Le mécanisme de développement propre, établi sous l'article 12 du protocole de Kyoto (PK), représente un concept de politique commun des nations industrielles et des pays en développement. Il est visé à promouvoir les projets d'infrastructure dans les pays en voie de développement et a en même temps pour but de réduire les émissions des gaz à effet de serre (GES), tel que le CO₂. Du point de vue des nations industrielles, le MDP constitue une option économique pour satisfaire leurs obligations à réduire les émissions nationales en conformité avec le PK. Les pays en voie de développement bénéficient du MDP comme **source de cofinancement supplémentaire** pour réaliser des projets d'énergie importants. Cependant, son applicabilité dépend des capacités de ces pays de satisfaire les exigences d'éligibilité spécifiques du pays ou du projet. Cette section contient un aperçu de l'applicabilité du MDP relatif au parc éolien planifié (à savoir un parc éolien dans la région de la ville de Tindouf).

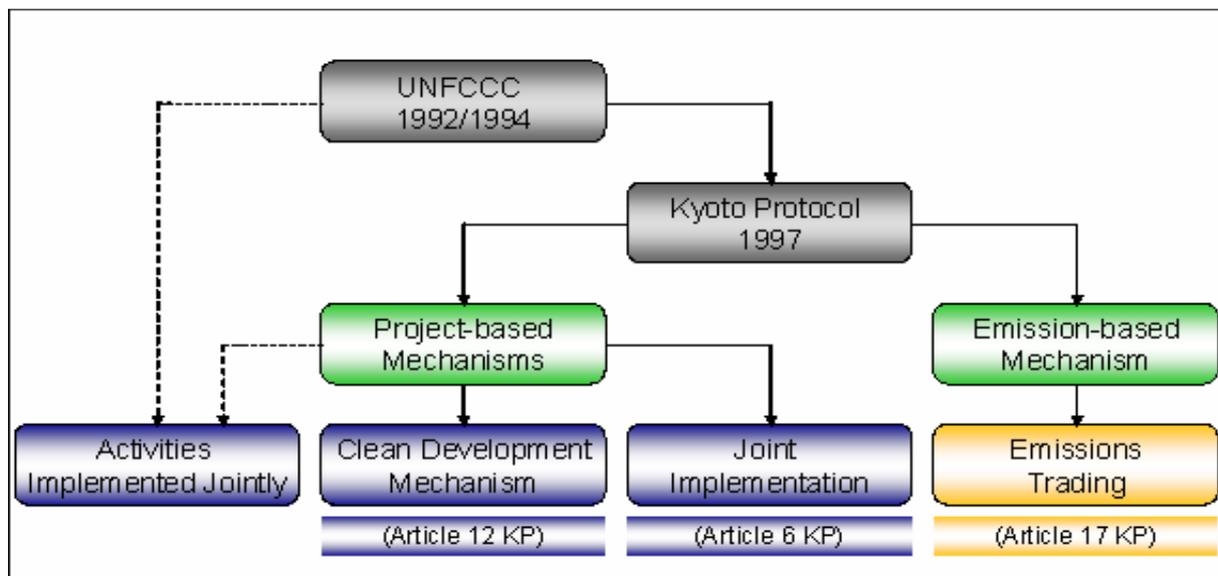


Figure 2.15 : Mécanismes du protocole de Kyoto

2.9.2 Cadre Institutionnel de projets MDP en Algérie

Afin d'être éligible pour le MDP, les pays hôtes postulants doivent être des partenaires de la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et du Protocole de Kyoto. De plus, chaque pays hôte doit avoir mis en place une autorité nationale

désignée chargée du MDP qui assume la coordination du procédé d'approbation du MDP à l'échelle nationale pour le gouvernement du pays hôte.

L'Algérie a signé la CCNUCC le 13 juin 1992 en tant que pays partie non annexe I de la convention. La ratification a eu lieu le 9 juin 1993. Le 16 février 2005, l'Algérie a également ratifié le protocole de Kyoto, et satisfait donc les premières exigences pour devenir un pays hôte du MDP.

L'Algérie a aussi mis en place une autorité nationale désignée et satisfait donc également la seconde exigence formelle des projets hôte MDP. L'autorité nationale désignée est organisée par le ministère algérien de l'aménagement du territoire et de l'environnement:

2.9.3 Revenues du MDP

Si un projet est déclaré comme activité MDP, il permet de générer des autofinancements supplémentaires à part des ventes d'électricité du parc éolien, grâce à la vente des réductions d'émission certifiées (REC). Pour générer des RECs, il faut que le projet soit enregistré comme activité MDP.

Il est prévu que le projet d'énergie éolienne actuelle, dont la capacité nominale maximale d'éoliennes est estimée à environ 10.000 kW, remplace à peu près 28% de la génération diesel du système électrique isolé.

Conditions préalables:

- Il est avantageux que le "projet" fournisse de l'électricité au système électrique isolé
- Le "projet" contient une composante "d'énergie renouvelable" (énergie éolienne)
- La capacité de cette composante d'énergie renouvelable ne va pas dépasser les 15 MW
- Les unités de génération d'énergie renouvelable (énergie éolienne) fournissent et tirent de l'électricité d'un système de distribution d'électricité qui est opéré par au moins une unité de génération à base de combustible fossile
- Le "projet" ajoute des unités d'énergie renouvelables nouvelles
- Le projet correspond aux „modalités et procédures simplifiées pour les activités de projet de faible ampleur admissibles au titre MDP » en accord avec la décision 17/CP.7 (contenue dans le document FCCC/CP/2001/13/Add.2), paragraphe 6 (c), Type (I) les activités en matière de projets d'énergie renouvelables dont la puissance de pointe va jusqu'à 15 mégawatts (ou un équivalent approprié), Catégorie I.D ("génération d'électricité renouvelable reliée au réseau électrique).

- Il est donc possible de préparer un échantillon du PDD et des méthodologies de base et de surveillance.

2.10 Conclusion

Le sud de l'Algérie et particulièrement la région de Tindouf possède un potentiel éolien favorable à l'installation d'énergie éolienne. Jusqu'à présent aucun parc éolien n'a été installé en Algérie. L'application de l'énergie éolienne permet de faire face à plusieurs facteurs favorisant de ce fait le développement des Wilayas. Tindouf est alimenté par une centrale diesel, le carburant est acheminé depuis Béchar. Le prix du carburant en Algérie est subventionné cependant considérant l'impact réel de cette production énergétique et ses facteurs parallèle, il est certain que l'énergie éolienne représente une alternative crédible réduisant les émissions de CO₂ à la fois émise par la centrale comme par le transport du carburant jusqu'à cette dernière. Nous avons corrélé les données de vent disponible venant de la station de mesure, la vitesse annuelle moyenne de vent obtenue est de respectivement 6,2, 5,9 et 6,0m/s.

Grace à ces vitesses de vent et en analysant son comportement sur les différentes saisons, nous sommes arrivé à une production respective de 19.726,00 ; 19.149,00 et 19.234,00 MW/h par an en se basant sur un scénario avec 10 éoliennes GEV HP de 1000 kW chacune.

Chapitre 3
Etude d'installation d'un parc éolien
Partie Economique

3 Etude d'installation d'un parc éolien Partie Economique

Le projet éolien est localisé à Tindouf, au sud ouest de l'Algérie. Nous avons pris en compte les trois sites (A, B et C) dans cette analyse. Ces sites sont cependant très similaires dans leur production énergétique et leur coût d'investissement. La rentabilité économique a été calculée sur la base

La puissance du parc éolien est de 10 MW et la production annuelle espérée est de 19 726 MWh. Le coût des investissements est d'environ 7,9 million d'euros et le coût spécifique de 1341€/kW (0.133 Millions de DA/kW). La technologie éolienne choisie comprend dix (10) aérogénérateurs Vergnet GEV HP de puissance 1000 kW chacun.

Wind Farm – Cost Estimate Summary, U.S.
(Prorated Per Individual Turbine, Except as Noted)

Cost Component (2008 \$)	units	12 MW Farm	50 MW Farm	100 MW Farm
Turbine Size		750 kW	1 MW	2.5 MW
Number of Turbines		16	50	40
Rotor Diameter	meters	50	65	85
Hub Height	meters	55	55	100
Rotor	1000 \$	\$160	\$180	\$430
Drive train, nacelle	1000 \$	\$480	\$660	\$1,520
Control, Safety System, and Condition Monitoring	1000 \$	\$50	\$50	\$50
Tower	1000 \$	\$120	\$140	\$430
Turbine Capital Cost, Per Turbine	1000 \$	\$810	\$1,030	\$2,430
Balance of Plant				
Foundations	1000 \$	\$50	\$60	\$90
Roads & Civil Work (Other than Foundations)	1000 \$	\$67	\$86	\$176
Turbine Installation	1000 \$	\$30	\$41	\$114
Electrical Interface and Connections	1000 \$	\$120	\$150	\$310
Direct Field Cost per Turbine (Rounded)	1000 \$	\$1,080	\$1,370	\$3,120
Engineering & Home Office	1000 \$	\$30	\$40	\$65
Project Contingency	1000 \$	\$170	\$280	\$640
Total Plant Cost per Turbine (Rounded)	1000 \$	\$1,310	\$1,690	\$3,830
Total Plant Cost for Farm (Rounded)	1000 \$	\$21,000	\$84,500	\$153,200
Total Plant Cost (\$/kW)	\$/kW	\$1,750	\$1,690	\$1,530
Annual Energy Production (AEP)	GWh/yr	32	132	263

Tableau n° 3-1 : le cout d'une ferme éolienne (source The International Bank for Reconstruction and Development/THE WORLD BANK GROUP)

Le tableau et le graphe suivants montre la viabilité économique du projet en prenant en compte uniquement le cout évité du diesel en injectant sur le réseau l'énergie produite par l'éolienne en substitution de l'énergie produite par la centrale diesel.

Analyse financière		
Durée de vie du projet	an	25
Coûts d'investissement		
Système de production d'électricité	€	7 908 600
Autre	€	1 719 842
Total des coûts d'investissement	€	9 628 442
Coûts (économies) d'exploitation et entretien	€	277 704
Total des économies et des revenus annuels	€	2 367 149
Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	21,5%
TRI avant impôt - actifs	%	21,5%
Retour simple	an	4,6
Retour sur les capitaux propres	an	4,6

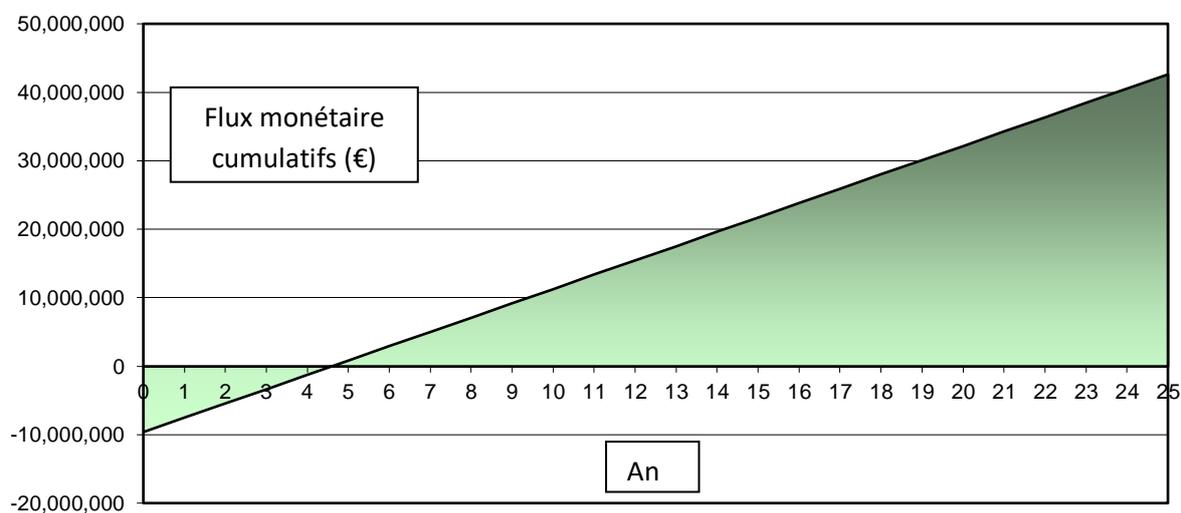


Figure 3.1 : Graphique des flux monétaires cumulatifs

3.1 Faisabilité économique

L'objectif de cette section est de présenter l'évaluation sur le plan économique d'un projet éolien à Tindouf de taille de 5 MW établi par LI pour le compte de CREDEG. Le coût du kwh des éoliennes est élevé dû essentiellement à la taille du parc (projet pilote) et au facteur d'utilisation. Ces paramètres devraient s'améliorer pour un parc éolien de taille plus importante (10MW dans notre cas). Les éoliennes constituent une couverture du risque de la hausse de cours du prix du pétrole.

Cette section est divisée en quatre (4) volets. Le premier est le prix ombre, dans lequel est analysé le coût d'opportunité réel de la réalisation de la ferme éolienne ainsi que la fixation des principaux paramètres, tels que le prix de livraison du combustible pour la centrale diesel, qui sera utilisé dans les autres sections. Le deuxième volet analyse la rentabilité économique, laquelle est essentielle en Algérie, vue la structure de subvention importante en particulier sur le combustible. Le troisième volet analyse la rentabilité financière de la ferme mais tient compte des conclusions atteinte dans la première et deuxième section. Enfin le quatrième volet, est une analyse des coûts incrémentaux d'options de production à Tindouf.

3.2 Prix d'ombre

3.2.1 Les hypothèses

Les prix d'ombres reflètent le vrai coût d'opportunité d'un bien ou d'un service et sont utilisés pour faire des évaluations économiques dans des pays où on trouve des distorsions importantes entre les prix du marché libre et les prix appliqués localement. Ils sont de moins en moins utilisés dans les évaluations du fait que de plus en plus les pays tendent à avoir des économies de libre marché dans un environnement de globalisation. L'Algérie se trouve en transition vers le libre marché. Cependant, les prix appliqués de plusieurs biens et services dans le pays ne reflètent pas leurs coûts d'opportunités réels et donc des moyens d'ajustements peuvent être utilisés pour développer l'analyse économique des éoliennes. Néanmoins, vu la nature du projet, deux éléments clés représentent la plupart des coûts à considérer: d'une part le combustible de la centrale diesel et d'autre part le coût d'investissement des équipements éoliens. Ces sont des biens marchands.

Un bien ou un service marchand a un prix établi sur les marchés internationaux. Il peut être pris comme valeur économique véritable de ce bien ou de ce service puisque les taxes, les impôts et les autres distorsions du marché local ne sont pas appliquées.

Par conséquent, pour ce projet le prix international du combustible et le coût des équipements électriques et mécaniques (hors taxes, ou autres fiscalités applicables ou subventions) sont considérés les prix d'ombres de ces biens, bien entendu dans le cas où le cours du taux de change du Dinar reflète le taux du libre marché. Cette hypothèse est valable pour cette étude.

Par ailleurs, pour les biens et les services non marchands, les prix d'ombre peuvent être calculés en multipliant le prix du marché par un facteur spécifique de conversion (SER). Les services et biens non marchands comprennent les composants locaux de l'investissement, le travail local (travail qualifié ou non qualifié) et le matériel fourni localement.

3.2.2 *La devise*

Le cours du taux de change du dinar devrait refléter le taux du libre marché. Cela est une variable importante dans l'analyse économique, vu que les éléments clés, tels que le combustible de la centrale diesel et le coût d'investissement des équipements éoliens sont des biens quotés en devise (p.ex. USD, Euro).

Actuellement le dinar est librement convertible avec d'autres devises et les opérations de change se font dans le marché interbancaire organisé qui a été institué par la Banque Nationale d'Algérie qui peut intervenir (présentation du marché interbancaire des changes - banque d'Algérie).

3.3 *Analyse macro-économique*

L'objectif de cette section est de comparer sur le plan économique les avantages d'une centrale éolienne avec ses coûts, comme il est courant dans les analyses Coûts – Avantages. L'unité d'évaluation des avantages et des coûts est la monnaie. Sur le plan économique, les effets seront évalués en tenant compte des prix du marché. Pour cela, on utilisera des prix de références ou les prix d'ombres, comme il a été expliqué plus bas. Les prix de références sont les prix usuels du marché. Ainsi, les prix de références constituent une tentative d'évaluer au plan économique les coûts réels d'un bien ou un service. Les impôts et les taxes, les frais de douanes et les subventions ne sont pas pris en considération dans les calculs, vu que l'effet économique net sur le projet est nulle: hypothétiquement, un revenu supplémentaire pour le projet et par conséquent son actionnaire le « gouvernement de l'Algérie » et une dépense pour le projet et par conséquent son actionnaire le « gouvernement de l'Algérie ». Le transfert net de fonds pour la collectivité dans son ensemble est nul.

3.4 Méthodologie

Les calculs sont effectués pour la période 2007 à 2027, c'est-à-dire l'investissement pour la centrale éolienne en 2007 et 20 années d'exploitation de celle-ci.

L'analyse économique est faite sous forme de "production d'électricité sans projet" et "production d'électricité avec projet". L'électricité produite et injectée par les éoliennes dans le réseau interconnecté substitue essentiellement la production de la centrale diesel de Tindouf.

Il est important de bien identifier la situation de "production d'électricité sans projet" pendant la période d'analyse (2007- 2027). Le choix de la situation est tel que l'énergie non produite par les éoliennes serait produite par la centrale diesel. En tout état de cause, le système électrique à Tindouf étant isolé du reste du pays, l'alternative de production actuelle pour Tindouf est la centrale diesel.

Pour la "production d'électricité sans projet" l'analyse tiendrait compte des éléments suivants:

Revenu

- Le revenu généré par la production produite par la centrale diesel

Charges

- Les frais du combustible
- Les frais fixes et variables d'exploitation et de maintenance (O&M)
- Les frais externes de production associés à la production d'électricité avec des unités diesels.

Il faut noter que les frais du capital ne seraient pas considérés, vu que la capacité installée existe déjà et que la centrale éolienne ne remplacerait pas une capacité installée futur qui pourrait être nécessaire. La raison est que vu sa taille, ce projet éolien ne peut être considéré comme ayant une disponibilité significative pour le système interconnecté.

Pour la "production d'électricité avec projet" l'analyse tiendrait compte des éléments suivants:

Revenu

- Le revenu généré par la production produite par la centrale éolienne

- Le revenu généré par la vente des échanges de droits d'émission de CO2 dans le cadre du protocole de Kyoto (Crédits Emissions Réductions CER)

Charges

- Les frais fixes et variables du parc
- Les frais du capital du parc éolien (p.ex. le coût des investissements)

Le revenu lié aux ventes d'électricité pour la situation "production d'électricité sans projet" et la situation "production d'électricité avec projet" est le même, vu qu'une production remplacerait l'autre et que les consommateurs paieraient le même tarif électrique indépendamment de la source de production.

D'un point de vue économique, le projet est rentable si pour l'intervalle de temps de l'analyse, le coût de "production d'électricité avec projet" est inférieur au coût de "production d'électricité sans projet". L'utilité du parc se définit à partir des coûts évités, autrement dit si l'électricité est produite par le parc éolien alors moins d'électricité sera produite par les centrales diesels et par conséquent les frais de combustible, les frais variables et fixes d'opération et de maintenance (O&M) et d'autres coûts externes (p.ex. émissions CO2) diminueront. Il faut noter que les frais fixes de l'O&M dépendent du nombre d'heures d'utilisation des machines. Les coûts précédents représentent dans son ensemble le "coût évité du kWh".

Dans la pratique et pour analyser la rentabilité économique de la centrale éolienne nous déterminerons le "coût évité du kWh" de la centrale diesel. Ce coût évité du kWh représente effectivement le tarif maximum à payer pour la production éolienne pour qu'il soit indifférent de générer la "production d'électricité sans projet" ou la "production d'électricité avec projet". Si ce tarif maximum suffit pour couvrir les coûts de production d'électricité de la centrale éolienne, y compris le coût du capital lequel est le plus significatif pour ce moyen de production, alors le projet est rentable.

3.5 Les outils

L'analyse économique se base sur deux modèles :

- Un modèle du coût évité du kWh pour Sonelgaz à Tindouf qui estime le "coût évité du kWh" de la centrale diesel de Tindouf, et qui tient compte essentiellement de la

fluctuation du prix international du pétrole. Coût évité du kWh est ajusté par le coût d'opportunité lié à la réduction des émissions de CO₂.

- Un *modèle* qui comprend principalement: le revenu hypothétique calculé à partir d'un tarif du kWh éolien et qui représente le coût évité du kWh; les charges d'exploitation et de maintenance (O&M) et autres charges administratives et finalement le coût de l'investissement (coût du capital).

Le *modèle du coût évité ajusté de Sonelgaz à Tindouf* qui est l'un des outils de l'évaluation économique inclut essentiellement les feuilles de calculs suivantes :

- Prix du combustible à Tindouf - la structure du prix du marché du gasoil à Tindouf. Elle permet de fixer des hypothèses concernant le combustible et en particulier la prévision du prix international du pétrole et le coût du transport.
- Coût évité du kWh - le calcul et les hypothèses du coût évité de production de la centrale de Tindouf.
- Les données économiques de l'Algérie. La source est la banque mondiale.
- L'analyse du prix international du combustible (gasoil) : "EIA Oil forecast" - la prévision du département d'énergie des Etats Unis (DOE) du prix du pétrole 2006 à 2030); "pétrole et gasoil –
- Modèle de dispatching : Cette feuille permet de calculer le coût de fourniture d'électricité à long terme pour Tindouf en utilisant différentes alternatives technologiques.
- Coût du capital (i) : Cette feuille fait une estimation du coût annuel du capital pour le projet.
- CERs éoliennes: une estimation des émissions de CO₂ réduites et du revenu par la vente des CERs.

Le *modèle éolien* qui est l'autre outil de l'évaluation économique inclut les calculs suivants :

- Inputs (i) - permet de fixer les hypothèses du modèle
- Sensibilités - comprend les analyses de rentabilité
- Cash-flow - les revenus et les charges du projet ainsi que le cash-flow du projet pour l'analyse de rentabilité et pour les sensibilités.
- Production : La production est simulée pour chaque type de turbines dans trois (3) site différents (Site A, B, C) et pour le cas de 5 Turbines.

- Budget - le détail pour l'estimation du coût des investissements pour la centrale éolienne.
- Dette - comprend la structure de la dette du projet
- Tableaux Rapport - Cette feuille présente plusieurs tableaux qui sont utilisés dans ce rapport.

L'étude de rentabilité économique se base sur deux critères :

- Valeur actuelle nette (VAN ou NPV) du projet: La valeur actuelle nette est, du point de vue financier, l'expression mathématique de la variation subie par un investissement dont le taux d'intérêt a été affecté par le temps en baisse ou en hausse. La valeur actuelle nette est la valeur actualisée du projet par l'application d'un taux d'actualisation qui représente le coût du capital pour l'investisseur. Ce taux d'actualisation inclut tant le coût moyen de la dette comme le coût des fonds propres de l'investisseur. Dans ce cas en particulier, le coût du capital pour l'Algérie est considéré être de l'ordre de 12%. Le projet est rentable si le NPV est positif.
- La rentabilité interne (IRR) du projet :le taux de rentabilité interne est le taux d'escompte pour lequel le NPV est égal à zéro (0). Le projet est rentable si l'IRR est supérieur au taux d'actualisation.

Il est fondamental de bien comprendre :

Que cette analyse économique regarde la rentabilité du projet et non celle des fonds propres. Cela signifie que le cash flow sur lequel l'évaluation est faite, et par conséquent le NPV (projet) et le IRR (projet) sont calculés sur le bénéfice net d'exploitation (revenu d'exploitation – Charges d'exploitation) et l'investissement. Cela est justifié vu que ce bénéfice net d'exploitation est effectivement utilisé pour payer le capital (la dette et les fonds propres). Aucune taxe ou/et subvention n'est tenue en compte pour obtenir le cash flow du modèle.

Que cette analyse tient compte de « la situation avec projet » et la « situation sans projet » pour comparer son utilité. Comme il a été expliqué plus haut, cette analyse comparative se fait sous la forme de "coût évité du kWh" de la centrale diesel. Les économies et bénéfices espérés sont les suivants :

- Substitution du combustible et des charges d'exploitation O&M: Avec les éoliennes il y aura une diminution du volume de combustible (gasoil), ainsi que des charges variables et fixes d'exploitation comme la consommation d'huile et les réparations et la maintenance des machines, vu que les heures d'exploitation seront réduites.
- Effets externes :
 - Réduction des émissions de gaz nocifs comme le CO2
 - Diversification des sources de production et par conséquent du risque de concentration du portfolio de production

3.6 Coût évité ajusté du kWh pour Sonelgaz-Tindouf

3.6.1 Le prix du pétrole

Le coût évité de la Sonelgaz est directement lié au prix du pétrole dans les marchés internationaux puisque la production d'électricité à Tindouf se fait en utilisant la centrale diesel au gasoil.

Dans le "annual energy outlook 2006 with projections to 2030" le département d'énergie des Etats Unis (DOE) a publié les scénarios suivants pour le prix international du pétrole :

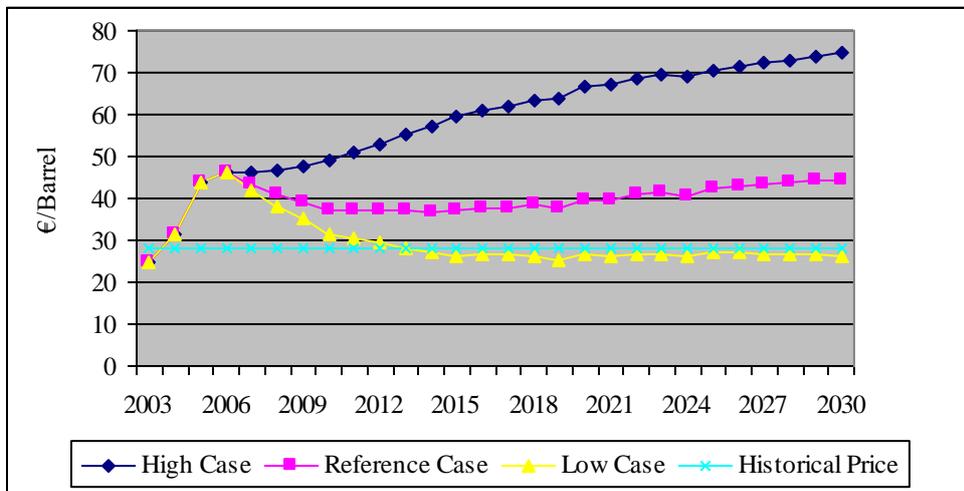


Figure 3.2: Source Annual energy outlook 2006 with projections to 2030 report DOE/EIA 0383 (2006) – petroleum products prices imported low sulfur light crude oil price (2004 dollars)

Le prix moyen à long terme de ce scénario de référence se situe à 40 €/baril, tandis que le scénario bas est de 30 €/baril et pour le scénario haut il est de 58 €/baril. Historiquement, le prix a été de 28€/baril. Un changement structurel du secteur est donc prévu.

L'hypothèse de base est un prix du pétrole à long terme de 35€/ barril. Cette approche est conservatrice puisqu'elle considère un prix du baril dans une tranche entre le cas de référence et le cas bas du DOE.

3.6.2 *L'analyse*

Le **modèle du coût évité EDD** (Excel) produit le coût de revient du kWh pour EDD à partir de la structure des prix pour le gasoil (DO) en Algérie. La centrale diesel de Tindouf consomme du gasoil, elle produit la totalité de l'électricité fournie à Tindouf. Les moteurs diesels consomment de l'huile.

La centrale a utilisé environ 13.000 tonnes de gasoil en 2005 :

Consommation Historique de Combustible		2002	2003	2004	2005
Production d' energie (Billan Energetique) (2)	Gwh	39	45	48	55
Consommation combustible	m3	10713	12784	13593	15496
Consommation combustible(1)	T	9106	10866	11554	13095
Consommation moyenne de combustible (2)	kg/kwh	0,233	0,241	0,241	0,238

(1) Note: hypothèse densité du combustible 0.85 kg/litre

(2) Note: hypothèse aux bornes de l'alternateur - pour matching avec d'autres sources

Source: Document Tindouf/Credec/spe 2006 - Doc LI 032

La consommation spécifique de combustible et d'huile par la centrale en juillet 2005 a été respectivement de 0.231 kg/kwh produit et 0.00157 kg/kwh produit:

Consommation de combustible et d'huile des Centrales de Production

Paramètre	Unité	Juillet 05
Production bornes aternateur	kwh	6439100
Consummation interne	kwh	449450
Consummation interne	%	7.0%
Emission Usine	kwh	5989650
Consummation gasoil	litres	1786493
Consummation gasoil	kg	1484576
Consummation de combustible par kwh produit	kg/kwh	0.231
Consummation de combustible par kwh mis	kg/kwh	0.248
Consummation de lubrifiant	kg	10089
Consummation de lub par kwh produit	kg/kwh	0.00157
Consummation de lub par kwh mis	kg/kwh	0.00168

Source: Centrale diesel de Tindouf / SPE/SO/PRODUCTION
 Rapport Mensuel d'exploitation Juillet 2005
 (Doc LI 023 - Tindouf Credec/spe)

Les hypothèses qui ont été retenues dans cette analyse sont pour la consommation spécifique de gasoil 0.235 kg/kWh produit et pour la consommation d'huile pour la production 0.00157 kg/kWh produit.

3.6.3 Le prix de livraison du combustible

La structure de prix pour le combustible qui est utilisée dans l'analyse économique est basée sur des prix d'ombres, c'est à dire des coûts estimés de marché. Cette structure varie avec le prix du pétrole. Les prix liés au combustible en Algérie sont largement subventionnés comme il est présenté dans cette section. Ci-dessous une facture type d'achat de combustible pour 2005.

Facture 2088 de Gasoil - Sonelgaz Tindouf 23/07/2005

	DA	
Gasoil	299,007	
TVA sur vente p prétrulier	26,686	
Taxes sur Prod.Petroliers(1)	82,325	
Montant total	408,018	
Quantité	litres	
	32000	
Prix Unitaire	DA/l	€/l
Gasoil	9.34	0.101
TVA sur vente p prétrulier (1)	0.83	0.094
Taxes sur Prod.Petroliers	2.57	0.028
	13	0.223

(1) Le taux de taxation est de 7%
 (2) Taux de change 72 DA/USD

Ce prix est de l'ordre de 0.138€/l de gasoil avec les taxes comprises et 0,101€/L hors taxes, ou 162 € par tonne livrée taxes avec taxes et 119 € par tonne livrée à Tindouf hors taxes. Au mois de juillet 2005, le prix était de l'ordre de 43€ par baril, et donc le prix du gasoil 0.2S Med FOB Cgo était de l'ordre de 390€. Ce prix est une bonne mesure du coût d'opportunité de gasoil produit en Algérie hors taxes. Ainsi, en faisant abstraction du coût de transport d'Oran à Tindouf, il existe déjà une distorsion importante entre le prix FOB du gasoil sur le marché international (300€) et le prix de livraison à la Sonelgaz pour sa centrale de Tindouf (119)€, il est trois fois moins cher. Cette analyse nous mène à faire une estimation du coût de livraison réel du combustible à Tindouf. Vu que l'analyse est purement économique, aucune taxe applicable sur le combustible, tel que la TVA sur la vente de produits pétroliers (7%) ou la taxe sur la production des produits pétroliers, n'est considérée.

Les facteurs qui ont été considérés dans la structuration d'un prix de livraison du combustible à Tindouf sont décrits dans cette section:

- Le prix FOB du gasoil (DO) en Euro. Le prix correspond au prix PLATTS du produit en Méditerranée. C'est le prix FOB gasoil 0.2S Med FOB Cgo. C'est un produit avec un bas contenu de soufre.
- Les pertes physiques du pétrole : les pertes sont fixées à 1% du montant FOB. Ce pourcentage est généralement applicable par les fournisseurs de combustible.
- La taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sur les ventes des produits pétroliers : Cette taxe est 7% du coût du produit. .
- La taxe sur la production des produits pétroliers: Cette taxe représente 28% de la facture obtenue pour le gasoil.

- Le transport du combustible du port d'Oran à la Centrale de Tindouf : Ce paramètre est significatif vu que la ville d'Oran, d'où le combustible est fourni, est à environ 1500 kilomètre de distance de la ville de Tindouf. Ainsi une estimation a été faite du coût de livraison par tonne de gasoil transporté en incluant quatre composantes dans les frais de transport en utilisant des camions-citernes d'environ 12 tonnes sur des trajets d'aller-retour de 3000 km:
 - Le coût du diesel utilisé par les camions-citernes qui transportent le gasoil: Le prix du combustible utilisé pour le transport est également le prix FOB gasoil 0.2S Med FOB Cgo et la consommation spécifique des camion-citerne est de

2,1 km par litre (Source : DOE – US, DOE NREL truck evaluation project 2003).

- Le coût de maintenance et d'entretien des camions-citernes qui transportent le gasoil : le coût utilisé est de 0,03 €/km (Source : DOE NREL truck evaluation project 2003 - Incluant lubrifiants et M&O mais excluant le coût de la main d'œuvre - chauffeurs).
- Le coût de la main d'œuvre du transport : ces sont les frais liés aux salaires et autres prestations des chauffeurs.
- Le coût du capital des camions-citernes : Environ 15 camions-citernes devraient être mises en opération pour garantir l'approvisionnement de combustible de la centrale ; le prix d'un camion-citerne de 11 tonnes devrait être aux alentours de 62500€ (Source: truck paper heavy duty trucks - gasoline/fuel tanks), dont un investissement de 0,93 M€.

Le graphique ci-dessous présente le coût estimé du transport du combustible livré à Tindouf, 67€/t, lorsque le cours du pétrole est de 35€ par baril (317€/t de diesel). Pour un prix de pétrole dans le marché international de 55€, le coût atteint 87€/tonne.

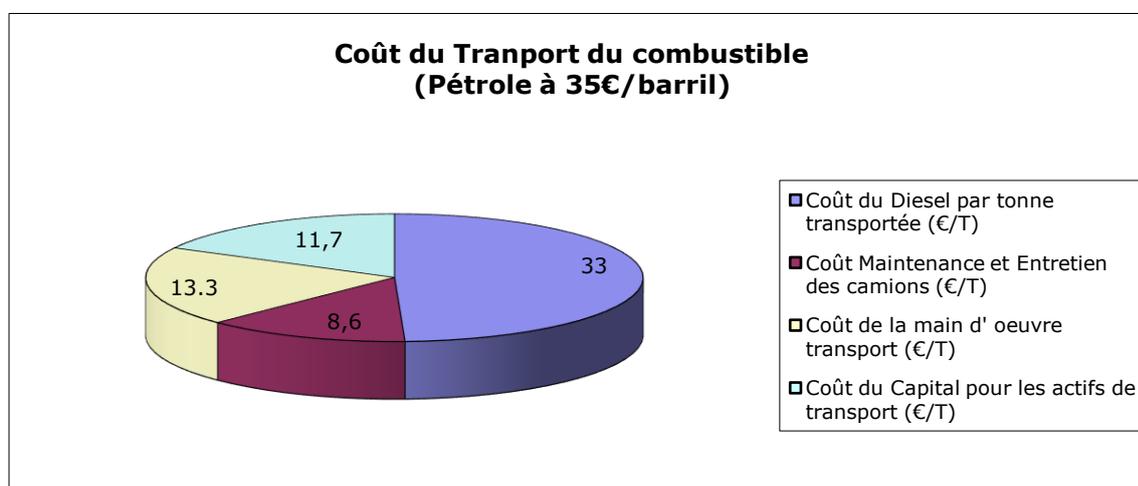


Figure 6 Coût du transport du combustible

Les composantes estimées du prix de livraison du gasoil à Tindouf avec taxes et hors taxes sont présentées sur les graphiques suivants :

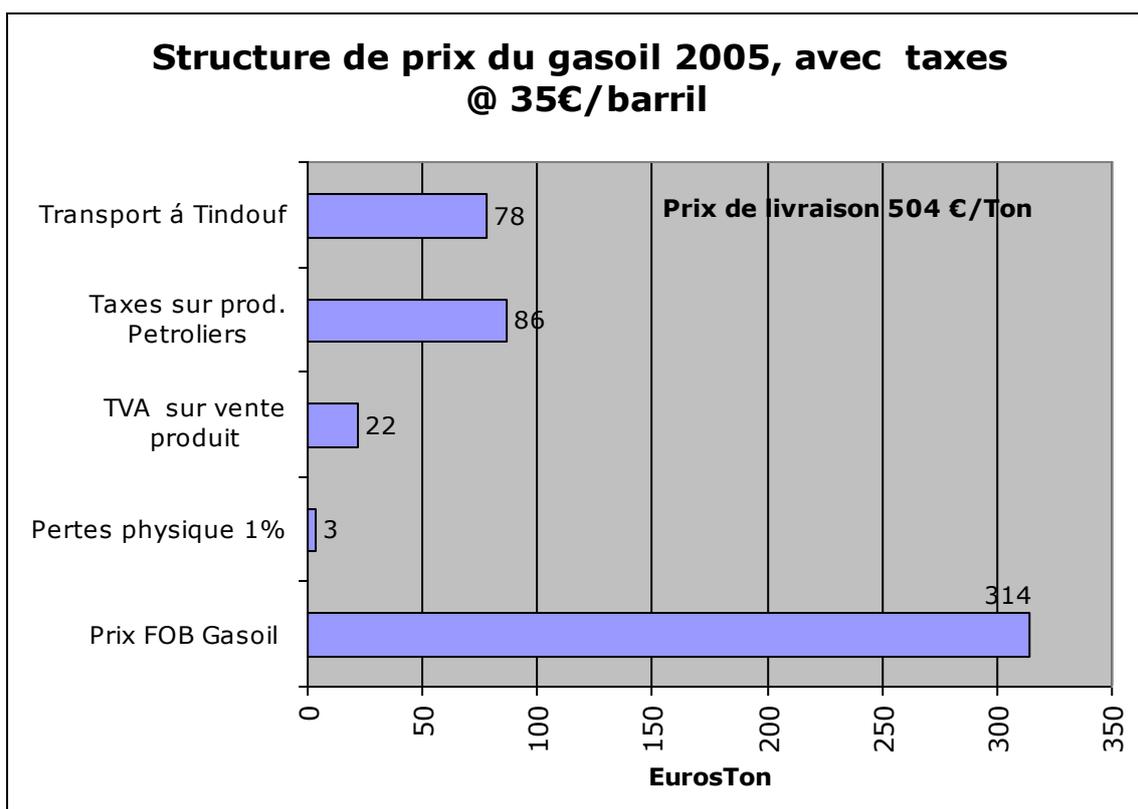


Figure 3.4 : Structure du prix du gasoil

A un prix de 35€ le baril, le prix de livraison du gasoil taxes comprises à Tindouf serait de 504€/t, tandis celui hors taxes serait de 384€/t.

Bien entendu, l'analyse économique ne tient pas compte de la TVA et de la taxe sur produit pétroliers.

3.6.3.1 Estimation du prix du gasoil et de l'huile

L'estimation du prix du gasoil à Tindouf se fait sur la base du prix international du pétrole. . La procédure pour estimer les prix de livraison du gasoil à partir du prix international du pétrole (p.ex. les fluctuations de prix) est la suivante :

- Comme il est décrit dans la section ci-dessus, et sur la base des données de factures de gasoil à Tindouf ainsi que des estimations des coûts du marché pour la livraison du produit, chacune des rubriques de la structure des prix a été identifiée ou établie. Les valeurs des rubriques varient avec le prix international du pétrole puisque les prix FOB du gasoil dépendent du celui-ci, et les autres rubriques fluctuent avec le prix FOB.

- Pour l'estimation du prix FOB à long terme, le consultant a utilisé une équation qui lie le prix international du pétrole et celui du prix FOB du gasoil. Cette équation a un facteur de corrélation de 0,92. Par exemple, pour un prix international du pétrole de 53,8 €/baril l'équation prévoit un prix FOB du gasoil en €/tonne de 291€/tonne. Par ailleurs, au mois de septembre 2004, le prix international du pétrole était de cet ordre de grandeur (33€ - 35€/b) et le prix du gasoil était de 295,3€/tonne.
- Cette équation a été utilisée pour simuler la fluctuation du prix international du pétrole et son impact sur le prix FOB du gasoil. Une fois le prix FOB établi les autres composantes du prix des produits sont calculées soit en utilisant les données en 2005, soit en multipliant les pourcentages applicables, soit enfin en appliquant des hypothèses, en particulier pour les pertes physiques du produit et pour le transport.

D'après l'information fournie par Sonelgaz-Tindouf, l'huile utilisée par les moteurs est principalement du type Chelia 50. Ci-dessous une facture 2005 de la centrale diesel pour l'achat d'huile :

Facture 2088 de Lubrifiant - Sonelgaz/Tindouf 14/06/2005

Lubrifiant (Chelia 50)	DA			
Taxes sur autres prod&prestation (17%)	1.352.615			
	229.945			
Montant total	<u>1.582.560</u>			
Quantité	kg			
	14400			
Prix Unitaire				
	DA/kg	DA/t	€/kg	€/t
Lubrifiant (Chelia 50)	93,9	93932	1,01	1015
Taxes sur autres prod&prestation(17%)	16,0	15968	0,17	173
	<u>109,9</u>	<u>109900</u>	<u>1,19</u>	<u>1188</u>

A titre comparatif, pour d'autres projets de centrales diesel en Afrique de l'Est la fourchette de prix pour le lubrifiant, hors taxes, entre 1,5 et 1,9 €/kg, tandis qu'aux Etats Unis le prix peut être de l'ordre de 0,66€/kg. Le prix de 1,102€/kg est utilisé pour notre analyse.

3.6.4 Le coût spécifique du kWh

Le coût spécifique lié à la consommation de combustible et de l'huile (Euros/kWh) est calculé pour la centrale de Tindouf et déterminé à partir de sa consommation spécifique en kg/kWh. Le tableau suivant montre la fluctuation du coût spécifique de la centrale par rapport au prix international du pétrole.

Tableau: Coût Spécifique du kWh lié au Combustible et à l'huile					
Centrale/ Prix du baril		27	35	43	51
Centrale Tindouf	Euros/kWh	0,073	0,092	1,109	0,130

En ce qui concerne les charges variables et fixes d'exploitation (O&M) pour une centrale au Gasoil, nous avons estimé que leur coût unitaire associé devait être de l'ordre de 0,055 €/KWh. Cette estimation se base sur des montants proposés dans des appels d'offres récents en Afrique. Ce coût tient compte des pièces de rechange, du coût de l'huile pour l'entretien et la maintenance, du coût de la main d'œuvre pour la maintenance. Ce coût ne tient pas compte bien entendu de la consommation d'huile pour la production, puisque celle-ci a été calculée parallèlement avec le combustible. Il ne considère pas non plus les coûts associés aux assurances et aux frais administratifs (overhead) et aux coûts fixes de la main d'œuvre pour l'opération.

Le coût évité du projet est alors fixé comme la somme du coût moyen de production lié au combustible (et à l'huile) et le coût du O&M des centrales. Le tableau suivant présente le résultat du coût évité par rapport à la fluctuation du prix international du pétrole.

Tableau: Coût Evité du kwh produit à Tindouf

Prix du baril		27	35	43	51
Coût spécifique	Euros/kWh	0,073	0,092	1,109	0,130
Coût du O&M	Euros/kWh	0,005	0,005	0,005	0,005
Coût évité	Euros/kWh	0,078	0,098	1,115	0,136
	DA/kWh	7,2	9,0	10,8	12,6

3.6.5 *Les effets externes*

Deux effets externes apportent un bénéfice économique au projet éolien: d'une part la réduction des émissions de CO2 et d'autre part la diversification des sources de production. L'analyse économique tient compte de la réduction des émissions, mais l'effet de diversification n'est pas considéré. Les deux bénéfices sont traités dans cette section.

Le bénéfice environnemental des éoliennes se traduit en un coût pour la centrale diesel. Ainsi, produire de l'électricité à partir de la centrale diesel a un coût d'opportunité de ne pas pouvoir diminuer les émissions de CO2 dans l'atmosphère et par conséquent, de restreindre la vente des droits d'émissions de CO2 (CERs) sous le schéma du protocole de Kyoto. L'étude a donc quantifié le bénéfice environnemental des éoliennes et l'a ajouté au coût évité de la centrale diesel pour obtenir un coût évité ajusté par les CERs:

3.6.5.1 Coût évité ajusté par les CERs

Réduction des émissions de gaz nocifs comme le CO₂ : la substitution de la production thermique par la production éolienne réduit les émissions de CO₂ qui ont une valeur sur le marché international.

Les trois principaux gaz (GHG) qui sont responsables de l'effet de serre dans l'atmosphère sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O). Ils absorbent l'énergie du soleil réfléctée par la terre ce qui a un effet de réchauffement de la planète au-dessus du niveau préindustriel. Les GHG sont mélangés uniformément dans l'atmosphère, aussi l'impact de leur réduction est indépendante de la localisation géographique. Il y a essentiellement deux schémas de régulation qui limitent les émissions de GHG et donnent donc lieu à un marché : le protocole de Kyoto (Kyoto) et european union emissions trading scheme (EU ETS). Les transactions ont commencé dans le cadre du EU ETS le 1er janvier 2005, et celles dans le cadre de Kyoto le 16 février 2005. Dans ce dernier cadre, deux classifications de pays ont été établies: les pays faisant partie de l'annexe B, essentiellement les pays développés sauf les Etats Unis et l'Australie, sont obligés de réduire leur niveau d'émissions en moyenne de 6% en dessous du niveau de 1990 et cela pendant la première période 2008 - 2012 ; par contre les pays non annexe B qui sont les autres pays signataires de Kyoto n'ont pas l'obligation de réduire les émissions pendant la première période. Le mécanisme de développement propre (CDM) du protocole de Kyoto permet que des transactions de ventes de réduction d'émissions (CERS) se fassent entre un vendeur d'un pays de l'annexe B et un acheteur d'un pays non annexe B. Le vendeur est un projet qui contribue à la réduction des émissions. Cela permet qu'il y est des incitations dans les pays en voie de développement d'utiliser des technologies propres pour réduire les émissions à un moindre coût que si elles étaient mises place dans des pays développés. Il y a en principe aussi un transfert technologique.

- Le projet éolien de Tindouf se situe par conséquent dans le cadre mécanisme de développement propre (CDM) et pourrait vendre les CERs dans le marché international créé sous Kyoto.
- L'étude montre une réduction qu'une d'environ 19.500 tonnes d'émissions de CO₂ dans l'atmosphère, du fait de la substitution de la production diesel par la production éolienne, se traduirait en un coût d'opportunité supplémentaire d'environ 0,005

Euro/kWh pour chaque kWh produit par la centrale diesel. Le détail est présenté dans le tableau suivant :

Droits de réduction des émissions (CERs) pour Tindouf
Hypothèse: La production éolienne remplace celle de la centrale diesel

Vente des Droits (CERs)	
Capacité éolienne installée	4.25 MW
Facteur d'utilisation	24% Environ %
Heures de production	2096 hours/year
Production	8.9 Gw h
Tonnes de CO2 réduites (1)	740 TCO2 / Gw h
Réduction d'émissions	6,593 TCO2/an
Ventes de CERs	6,593 TCO2
Prix de Vente	7,8 USD/TCO2
Revenu annuel	51,507 €/an
Coût de vérification	(15,625)€/an
	35,882 €/an
Revenu unitaire par kw h	0.004 €/kw h

(1) Source : As per World Bank assessment 2005

(2) Ce projet est considéré comme un Small CDM - < 50,000 TCO

(3) Le prix des CERs dépend du risque du projet et l'acheteur - Pour d'autres projets le prix a varié dans une fourchette d'environ 4 €

(4) Coût estimé des auditeurs indépendants (DC)

Les frais de structuration de la transaction peuvent être de l'ordre de 117.000€ à 156.000€. Ils comprennent : la préparation du PDD (projet design document) par le promoteur, la validation par le certificateur indépendant (design operational entity - DOE), l'enregistrement du projet à l'executive board des Nations Unies, les frais d'information pour la recherche d'un acheteur, les frais alternatifs pour la clôture de l'ERPA (emissions reductions purchase agreement) ou autres accord d'achats.

Diversification des sources de production et par conséquent du risque de concentration du portefeuille de production. Dans un système isolé, comme celui de Tindouf où le coût de production du kWh dépend 100% de la fluctuation du prix international du pétrole, il est raisonnable de voir le parc éolien comme un instrument de couverture permanent du risque du prix du pétrole. En pratique, l'évaluation devrait se faire sous la forme du coût que Sonelgaz devrait payer pour mettre en place une stratégie à long terme de couverture de risque des fluctuations du prix du pétrole.

3.6.6 Le coût évité ajusté

Le coût évité ajusté par les CERs est donc:

Tableau: Coût Evité du kwh produit à Tindouf ajusté par les CER'S

Prix du barril		27	35	43	51
Coût Evité	Euros/kWh	0,078	0,098	1,115	0,136
Coût d'opportunité	Euros/kWh	0,004	0,004	0,004	0,004
Coût évité ajusté	Euros/kWh	0,082	0,102	1,119	0,140
	DA/kWh	7,6	9,4	11,2	13,0

3.7 Le parc éolien

Le revenu du parc éolien est calculé sur la base d'un tarif estimé de vente pour l'énergie éolienne en €/kWh. Dans la pratique ce tarif correspond au "coût évité ajusté du kWh" de la centrale diesel de Tindouf. Comme il a été vu avant, ce "coût évité ajusté du kWh" représente effectivement le tarif maximum à payer pour la production éolienne pour qu'il soit indifférent de générer la "production d'électricité sans projet" ou la "production d'électricité avec projet". Le coût évité ajusté du kWh a été calculé pour différents niveaux du prix international du pétrole. Les résultats ont été présentés dans le tableau "coût évité du kWh produit à Tindouf ajusté par les CERs". Ces coûts évités sont pris comme les tarifs éoliens.

Nous partons de l'hypothèse que le tarif éolien augmente 2 % par année. Cette approche capture le fait que les dépenses d'opération et de maintenance ainsi que la consommation spécifique de combustible de la centrale de Tindouf croient en termes réels avec le temps dû à leurs usages. Ces composantes ont un poids important dans la structure des frais d'exploitation de la centrale diesel. Pour les centrales éoliennes, les frais d'exploitation sont très faibles comme présenté ci bas

La production annuelle espérée des éoliennes est de 8909.3 MWh en considérant une disponibilité des équipements de 95%, des pertes de 2% et une un niveau d'incertitude de 18,4%.

Concernant les charges d'exploitation pendant la durée d'évaluation (2008 à 2027) :

TABLEAU CHARGES

<i>Charges d'Exploitation du parc éolien</i>			
Frais d' assurance	16.667 €	1.200.000	DA
Maintenance préventive	41.667 €	3.000.000	DA
Réparation et Remplacement	30.998 €	2.231.870	DA
Frais de Gestion Commerciale	3.000 €	216.000	DA
Frais de Gestion Technique	5.000 €	360.000	DA
Dépréciations	351.045 €	25.275.240	DA
Interêts financiers	393.170 €	28.308.269	DA
Total Charges d' Exploitation	841.547 €	60.591.378	DA

Nous avons considéré que les frais de réparation et de remplacement, et en particulier les pièces de rechanges, font parties du contrat d'ingénierie, approvisionnement et construction

("EPC") pour une période de cinq ans. À partir de la 6^e année, les frais sont de 3,1 millions de DA (33,334 €) par année et augmentent de 3% par année pour refléter un coût supérieur dû à l'usage des équipements.

Les investissements pour l'installation du parc éolien sont supposés être financés par un emprunt en monnaie dure dans les termes suivants : durée du crédit 12 ans (p.ex. moins que la vie utile du parc éolien), taux d'intérêt de 8% et un apport de 30% en fonds propres. La durée de dépréciations des actifs est prise aussi sur une durée sur 20 ans.

3.8 Résultats de rentabilité

Une analyse économique du cas de base, et une étude de sensibilités sont faites dans cette section.

3.8.1 Le cas de base

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse économique du projet pour les hypothèses décrites en haut:

Résultats de l'analyse économique pour le cas de base cinq aérogénérateurs G52 - site A sont données dans le tableau ci-dessous:

Tarif éolien / Paramètres	Prix barril (1)		Investissement	Production	NPV @ 12%	IRR
	Unité	Euro	x 1000 Euro	Kwh/a	x 1000 Eur	%
Tarif éolien 0.099 €/kwh		27	6.896,1	8909320	-68	11,7%
Tarif éolien 0.124 €/kwh		35	6.896,1	8909320	1.225	17,6%
Tarif éolien 0.149 €/kwh		43	6.896,1	8909320	2.517	23,6%
Tarif éolien 0.173 €/kwh		51	6.896,1	8909320	3.768	29,7%

(1) Le tarif éolien proposé est égale au Coût Evité du kwh calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole

Ce projet éolien est rentable puisque le tableau montre qu'il a une rentabilité supérieure à 12% pour un tarif éolien égal ou supérieur à 0,102 Euro/kWh (9,4 DA /kWh). Pour ce dernier tarif la rentabilité est de 15,5%. La rentabilité du projet est au dessus du coût du capital.

Si le prix du pétrole à long terme est supérieur à 35 € et dans l'hypothèse d'un coût du capital de 12%, produire de l'énergie avec les éoliennes au lieu d'utiliser la puissance

thermoélectrique est économiquement désirable. Si le prix du pétrole restait au dessus de 51 € la rentabilité du parc serait supérieure à 20%.

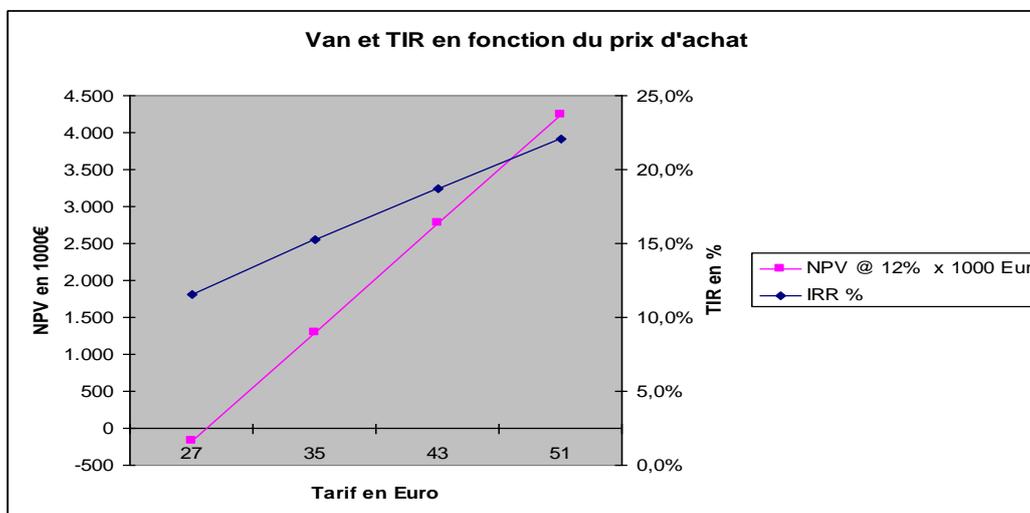
Si le prix du pétrole à long terme tombait à 27 € et dans l'hypothèse d'un coût du capital de 12% le tarif éolien maximum qui serait économiquement justifiable de payer, 0,082€/kWh (7,6 DA/kWh), ne couvrirait pas le coût du capital, puisque la rentabilité du parc serait de 11,5%.

Au alentour d'un prix du pétrole de 35€, la rentabilité du projet égale le coût du capital de 12%.

Pour un tarif éolien entre 0,121 €/kWh et 0,140 €/kWh, le projet atteint une rentabilité proche de 17 à 20%. C'est ce niveau de rentabilité que des investisseurs privés auraient possiblement besoin pour développer un projet éolien. Il pourrait éventuellement être atteint puisque d'une part le coût évité ajusté ne tient pas compte des impôts et en particulier ceux sur le combustible, et d'autre part, même si les taxes douanières sont appliquées (5%) aux équipements éoliens l'analyse de sensibilités montre qu'avec augmentation de 10% du coût les rentabilités sont de l'ordre de 18,7% et 22,1%.

La figure suivante présente plusieurs niveaux pour le tarif éolien (€/kWh) et la rentabilité résultante du projet ainsi que le coût évité ajusté du kWh produit par la centrale diesel de Tindouf en fonction du prix international de pétrole. A 35 euro le baril, le coût évité ajusté par kWh est de 0,101 €/kWh.

Le tableau ci-dessous nous montre que le parc éolien commence à être rentable pour un tarif d'achat situé aux alentours de 10 Dinars du kWh



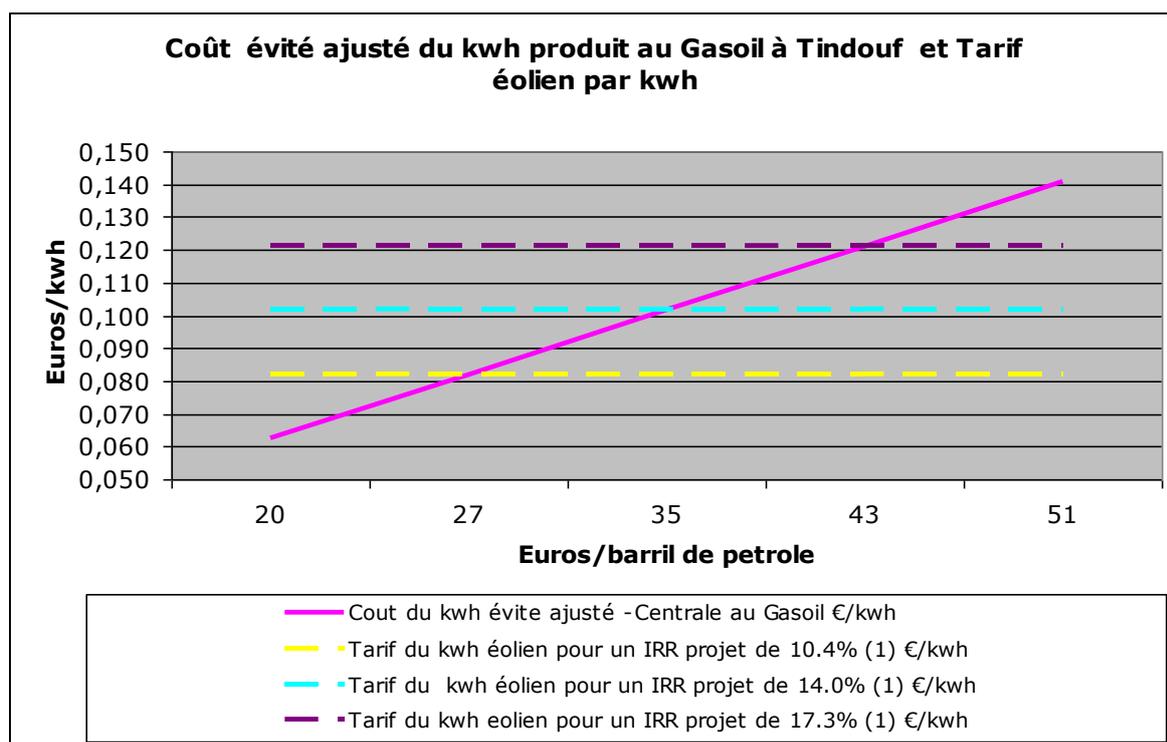


Figure 3.5 : Coût du kWh évité ajusté et tarif éolien

3.8.2 *Analyse de sensibilité*

Les tableaux ci-dessus présentent les résultats obtenus pour les différentes sensibilités qui ont été réalisées et pour quatre (4) niveaux de tarifs éoliens 0.082, 0.102, 0.121, 0.141 euro/kWh, soit respectivement 7.6, 9.4, 11.2, 13.0 DA/kWh. Les sensibilités comprennent des variations sur le « cas de base au site A ». Elles présentent la variation du coût du projet, la variation de la production d'énergie et les variations simultanées du coût du projet et de la production, par rapport au cas de base.

Tableau : Sensibilité sur différents tarif éolien

Tarif Eolien 0,082€/kwh (1)

En '000 €

(1) Coût Evité du kwh de 0.082€ calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole de 27€ le barril

Scenario/paramètres	Investissement x 1000 €	Production Kwh/a	NPV @ 12% x 1000 €	IRR %
Case de Base 5G58 Site A	5.715,0	8909320	-176	11,53%
Coût du projet				
@ +10%	6.286,5	8909320	-748	10,17%
@ -10%	5.143,5	8909320	395	13,12%
Production				
@ +10%	5.715,0	9800252	442	13,13%
@ -5%	5.715,0	8463854	-485	10,70%
Coût et Production				
@ Cout -10% et Prod. +10%	5.143,5	9800252	1013	14,84%
@ Cout +10% et Prod. - 5%	6.286,5	8463854	-1057	9,39%

Tarif Eolien 0,102€ /kwh (1)

En '000 €

(1) Coût Evité du kwh de 0.102€ calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole de 35€ barril

Scenario/paramètres	Investissement x 1000 €	Production Kwh/a	NPV @ 12% x 1000 €	IRR %
Cas de Base 5G52 Site A	5.715,0	8909320	1301	15,30%
Coût du projet				
@ +10%	6.286,5	8909320	730	13,69%
@ -10%	5.143,5	8909320	1.873	17,13%
Production				
@ +10%	5.715,0	9800252	2067	17,10%
@ -5%	5.715,0	8463854	918	14,32%
Coût et Production				
@ Cout -10% et Prod. +10%	5.143,5	9800252	2638	19,11%
@ Cout +10% et Prod. - 5%	6.286,5	8463854	347	12,80%

Tarif Eolien 0,121 €/kwh (1)

En '000 €

(1) Coût Evité du kwh de 0.121 Euro calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole de 43€ barril

Scenario/paramètres	Investissement x 1000 €	Production Kwh/a	NPV @ 12% x 1000 €	IRR %
Cas de Base 5G52 Site A	5.715,0	8909320	2971	18,74%
Coût du projet				
@ +10%	6.286,5	8909320	2.199	16,94%
@ -10%	5.143,5	8909320	3.342	20,89%
Production				
@ +10%	5.715,0	9800252	3683	20,82%
@ -5%	5.715,0	8463854	2314	17,68%
Coût et Production				
@ Cout -10% et Prod. +10%	5.143,5	9800252	4255	23,16%
@ Cout +10% et Prod. - 5%	6.286,5	8463854	1743	15,95%

Tarif Eolien 0,141 usd/kwh (1)

En '000 €

(1) Coût Evité du kwh de 0.141€ calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole de 51 € barril

Scenario/paramètres	Investissement x 1000 €	Production Kwh/a	NPV @ 12% x 1000 €	IRR %
---------------------	----------------------------	---------------------	-----------------------	----------

Cas de base pour un tarif éolien de 0.102 Euro/kWh :

L'analyse de sensibilité sur la base d'un tarif éolien de 0.102€/kWh (équivalent à un coût évité ajusté pour la centrale de Tindouf lorsque le prix du pétrole est de 35€) montre que:

- Tous les scénarios considérés présentent une rentabilité supérieure à 12%,
- Le scénario ou il y a une diminution de la production de 5% a une rentabilité de 14,32%. Cela permet de conclure que la rentabilité des sites B et C est supérieure à 12% et par conséquent que les projets de parcs éoliens sont économiquement rentables.

3.9 Le parc éolien analyse micro-économique

Le but de l'analyse micro-économique est d'évaluer la rentabilité financière du projet éolien pour un investisseur privé. L'analyse financière du parc éolien de Tindouf se fait essentiellement sur la même base que l'analyse économique et en utilisant le *modèle éolien de cash flow* (Excel) bien entendu en faisant les changements suivants:

- Les taxes et les impôts sont considérés dans l'analyse. Les hypothèses pour les taux sont présentées sur le tableau suivant :

Taxes et Douanes		
Intitulé # Taxes	%	Assiette des Taxes
Taux de taxation sur le bénéfice	31%	sur base imposable
Taxes sur la valeur ajoutée (TVA)	7%	sur vente
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)	17%	sur travaux et prestations
Taxe sur l'activité professionnelle (TAP)	2%	sur Chiffres d'Affaires
Taux de taxation sur importations sur équipés/matér	5%	sur coût du bien

(1) les importations paient aussi la TVA

Les taux sont appliqués sur les coûts des investissements du projet éolien (TVA et taxes douanières) et la base imposable pour obtenir le bénéfice net (IBS = 31,42%).

Pour fixer différents tarifs éoliens, le consultant a déterminé le coût évité ajusté du kWh produit par la centrale de Tindouf, comme cela à été fait pour l'analyse économique, mais en incluant le taxe sur le produite pétrolier. La TVA de 7% sur la vente du gasoil n'est pas tenue en compte parce qu'en tout cas elle est récupérée par l'entreprise à travers la vente d'électricité aux abonnés.

- Le coût du projet éolien est donc :
- Une structure de dette et de fonds propre tel que: Le consultant a prévu dans l'analyse que les investissements sont payés avec 70% de dette et 30% de fonds propres. La dette est à 12 ans et a un taux de 8% en dollars.

- Un amortissement moyen des équipements se fait en 20 ans.

La rentabilité financière pour l'investisseur du projet éolien est définie en termes de la Valeur Actuelle Nette (VAN ou NPV) du flux de trésorerie ainsi que de son taux interne de rentabilité (IRR) sur les fonds propres. Le tableau ci-dessous présente les résultats de rentabilité pour différents niveaux du tarif éolien:

Tableau 1

Tarif éolien / Paramètres	Prix barril (1)		Investissement	Production	NPV @ 12%	IRR
	Unité	Euro	x 1000 Euro	Kwh/a	x 1000 Eur	%
Tarif éolien 0.099 €/kwh		27	6.896,1	8909320	-68	11,7%
Tarif éolien 0.124 €/kwh		35	6.896,1	8909320	1.225	17,6%
Tarif éolien 0.149 €/kwh		43	6.896,1	8909320	2.517	23,6%
Tarif éolien 0.173 €/kwh		51	6.896,1	8909320	3.768	29,7%

(1) Le tarif éolien proposé est égale au Coût Evité du kwh calculé à partir d'un prix intl du barril de pétrole

3.10 Conclusion

Les conclusions importantes suivantes peuvent être tirées de l'analyse financière :

- Il faut un tarif éolien dans une fourchette entre 0,124 et 0,173 €/kWh pour attirer des investisseurs privés. Dans ces conditions, le promoteur privé aurait une rentabilité sur ses fonds entre 17% et 29%
- Cette fourchette permettrait que sur le plan financier les éoliennes soient concurrentielles avec la centrale de Tindouf dans un scénario du que le prix du pétrole à long terme entre 35 Euro et 51 Euro.
- Finalement, il faut noter que le coût spécifique de l'investissement pour ce projet est élevé, du fait de sa taille. Un projet de taille plus importante, ainsi que des incitations fiscales, pourraient permettre la réduction de ce coût et par conséquent alléger la charge tarifaire.

Les parcs analysés sont rentables et techniquement faisables, les trois sites proposés ne présentent pas d'obstacles rédhibitoires. La prévision de la production est assez similaire pour les trois sites avec des frais légèrement plus élevé pour les sites A et B.

4 Annexes :

8-1 Production Energétique :

Site A :

Mois	Vitesse du vent mesurée à 50m m/s	Tindouf m/s	Prix de l'électricité exportée €/MWh	Électricité exportée au réseau MWh
Janvier	5,7	4,1	120,0	1 568
Février	5,2	4,3	120,0	1 146
Mars	5,7	4,6	120,0	1 603
Avril	4,5	4,5	120,0	878
Mai	4,2	4,7	120,0	740
Juin	4,4	4,3	120,0	805
Juillet	4,6	4,5	120,0	948
Août	5,2	4,4	120,0	1 269
Septembre	6,2	4,2	120,0	1 831
Octobre	8,3	4,1	120,0	2 991
Novembre	9,3	4,1	120,0	3 307
Décembre	7,6	4,0	120,0	2 641
Annuel	5,9	4,3	120,0	19 726

Site B :

Mois	Vitesse du vent mesurée à 50m m/s	Tindūf m/s	Prix de l'électricité exportée €/MWh	Électricité exportée au réseau MWh
Janvier	5,6	4,1	120,0	1 527
Février	5,1	4,3	120,0	1 120
Mars	5,7	4,6	120,0	1 562
Avril	4,5	4,5	120,0	849
Mai	4,1	4,7	120,0	710
Juin	4,3	4,3	120,0	775
Juillet	4,6	4,5	120,0	948
Août	5,1	4,4	120,0	1 234
Septembre	6,2	4,2	120,0	1 797
Octobre	8,1	4,1	120,0	2 909
Novembre	9,1	4,1	120,0	3 219
Décembre	7,3	4,0	120,0	2 500
Annuel	5,8	4,3	120,0	19 149

Site C :

Mois	Vitesse du vent mesurée à 50m m/s	Tindouf m/s	Prix de l'électricité exportée €/MWh	Électricité exportée au réseau MWh
Janvier	5,6	4,1	120,0	1 532
Février	5,1	4,3	120,0	1 122
Mars	5,7	4,6	120,0	1 565
Avril	4,5	4,5	120,0	849
Mai	4,1	4,7	120,0	710
Juin	4,3	4,3	120,0	775
Juillet	4,6	4,5	120,0	948
Août	5,1	4,4	120,0	1 234
Septembre	6,2	4,2	120,0	1 797
Octobre	8,1	4,1	120,0	2 919
Novembre	9,1	4,1	120,0	3 239
Décembre	7,3	4,0	120,0	2 535
Annuel	5,8	4,3	120,0	19 234

4.1

8-2 Réduction annuelle des émissions des gaz à effet de serre (GES)

Site A

Analyse des émissions

Réseau électrique de référence		Facteur d'émissions GES (avant pertes) tCO2/MWh	Pertes de transport et de distribution (t-d) %	Facteur d'émissions GES tCO2/MWh
Pays - région	Type de combustible			
Algérie	Mazout (#6)	0,841	8,0%	0,914
Électricité exportée au réseau	MWh	19 726	Pertes t-d	8,0%
Émissions de GES				
Cas de référence	tCO2	18 032		
Cas proposé	tCO2	1 443		
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO2	16 589		
Frais de transaction pour les crédits de GES	%	0,0%		
Réduction annuelle nette d'émissions de GES	tCO2	16 589	est équivalente à	3 373 Automobiles et camions légers non utilisés

Site B :

Analyse des émissions

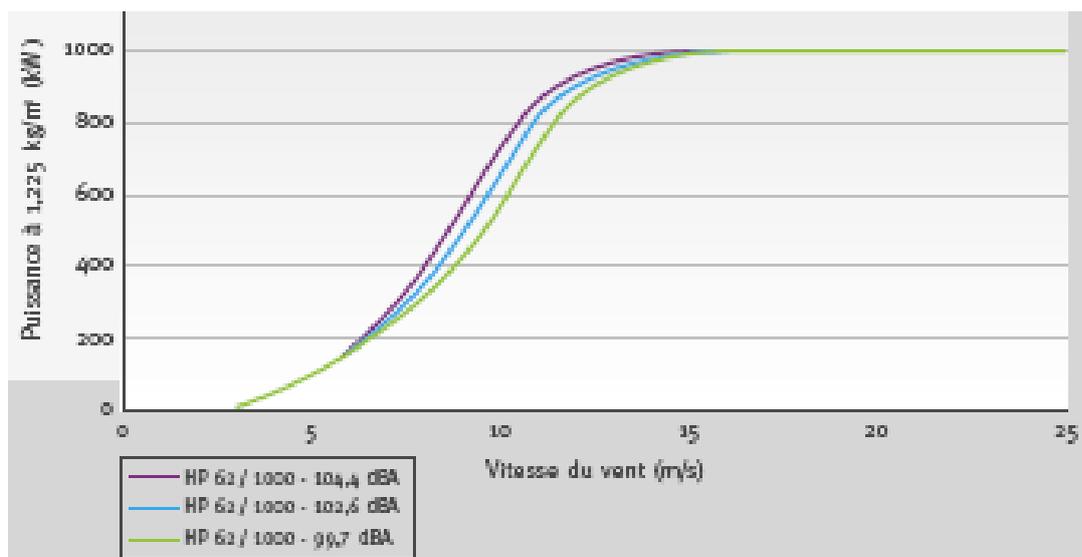
Réseau électrique de référence		Facteur d'émissions GES (avant pertes)	Pertes de transport et de distribution (t-d)	Facteur d'émissions GES
Pays - région	Type de combustible	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Algérie	Mazout (#6)	0,841	8,0%	0,914
Électricité exportée au réseau	MWh	19 149	Pertes t-d	8,0%
Émissions de GES				
Cas de référence	tCO2	17 504		
Cas proposé	tCO2	1 400		
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO2	16 104		
Frais de transaction pour les crédits de GES	%	0,0%		
Réduction annuelle nette d'émissions de GES	tCO2	16 104	est équivalente à	3 274 Automobiles et camions légers non utilisés

Site

Analyse des émissions

Réseau électrique de référence		Facteur d'émissions GES (avant pertes)	Pertes de transport et de distribution (t-d)	Facteur d'émissions GES
Pays - région	Type de combustible	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Algérie	Mazout (#6)	0,841	8,0%	0,914
Électricité exportée au réseau	MWh	19 149	Pertes t-d	8,0%
Émissions de GES				
Cas de référence	tCO2	17 504		
Cas proposé	tCO2	1 400		
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	tCO2	16 104		
Frais de transaction pour les crédits de GES	%	0,0%		
Réduction annuelle nette d'émissions de GES	tCO2	16 104	est équivalente à	3 274 Automobiles et camions légers non utilisés

8-2 Courbes d'énergie GEV HP 1MW :



Vitesse du vent m/s	Courbe de puissance kW	Courbe d'énergie MWh
0	0	
1	0	
2	0	
3	7	301,1
4	43	779,2
5	95	1 464,2
6	168	2 256,1
7	269	3 051,7
8	399	3 786,9
9	560	4 434,6
10	731	4 987,9
11	859	5 447,3
12	929	5 814,8
13	969	6 093,1
14	990	6 286,5
15	1 000	6 401,8
16	1 000	
17	1 000	
18	1 000	
19	1 000	
20	1 000	
21	1 000	
22	1 000	
23	1 000	
24	1 000	
25 - 30	1 000	

8-3 Prix du KW installé: (source The International Bank for Reconstruction and Development/THE WORLD BANK GROUP):

8-3-1 Ferme éolienne :

Class 5 Plant Pricing Estimates for Generation Technologies (2008 \$), \$/kW net

Generation Plant – Total Plant Cost	U.S.	India	Romania
Simple cycle plant, 5 MW	\$1,380	\$1,190	\$1,240
Gas turbine simple cycle plant, 25 MW	\$970	\$830	\$870
Gas turbine simple cycle plant, 150 MW	\$530	\$440	\$480
Gas turbine combined cycle plant, 140 MW	\$1,410	\$1,170	\$1,140
Gas turbine simple cycle plant, 580 MW	\$860	\$720	\$710
Coal-fired steam plant (sub), 300 MW net	\$2,730	\$1,690	\$2,920
Coal-fired steam plant (sub), 500 MW net	\$2,290	\$1,440	\$2,530
Coal-fired steam plant (super), 800 MW net	\$1,960	\$1,290	\$2,250
Oil-fired steam plant (sub), 300 MW net	\$1,540	\$1,180	\$1,420
Gas-fired steam plant (sub), 300 MW net	\$1,360	\$1,040	\$1,110
Diesel engine-generator, 1 MW	\$540	\$470	\$490
Diesel engine-generator, 5 MW	\$630	\$590	\$600
Wind farm, 1 MW x 100 = 100 MW	\$1,630	\$1,760	\$1,660
Photovoltaic array, ground mounted, \$/kW (AC)	\$8,930	\$7,840	\$8,200

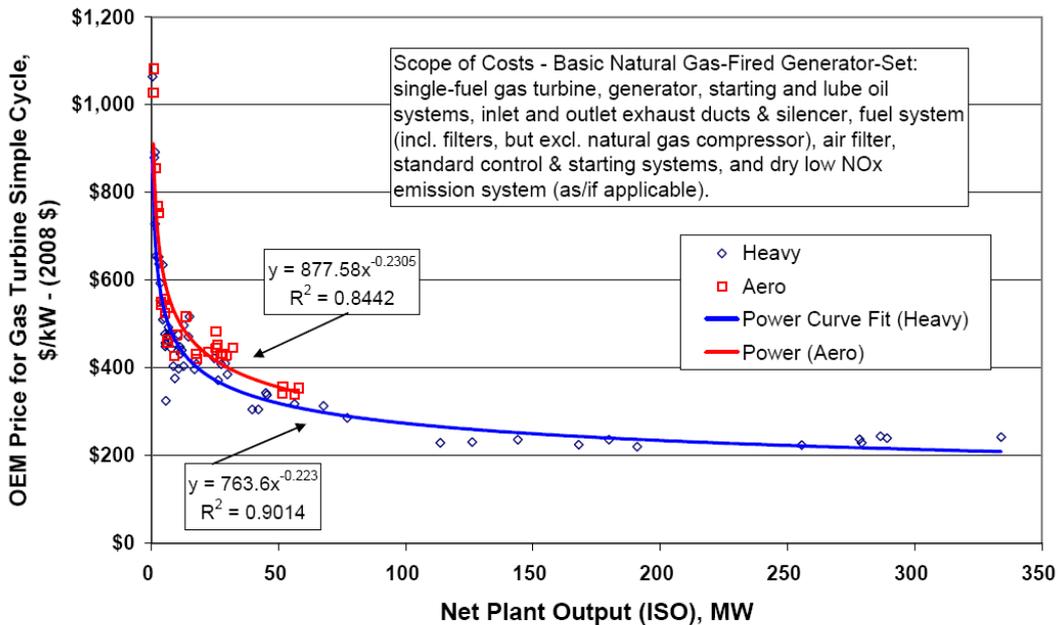


Figure 5-1
Impact of Size on OEM Cost for Simple Cycle Units

8-3-2 Centrale Diesel:

Total Plant Prices for Diesel Engine Generator Plants in U.S., India, and Romania

Plant Cost (\$/kW) – Jan-2008 \$	U.S.		India		Romania	
	1 MW	5 MW	1 MW	5 MW	1 MW	5 MW
Generation Module Equipment Cost	\$287	\$444	\$287	\$444	\$287	\$444
BOP Equipment	\$81	\$38	\$63	\$29	\$95	\$44
Installation	\$81	\$42	\$41	\$21	\$29	\$15
General Facilities & Engineering *	\$38	\$50	\$19	\$25	\$13	\$18
Subtotal Cost	\$487	\$574	\$410	\$519	\$424	\$521
Process Contingency	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Project Contingency	\$49	\$57	\$61	\$78	\$64	\$78
Total Plant Cost (Rounded)	\$540	\$630	\$470	\$590	\$490	\$600

5 Références

5.1 Documents

- [1] Renewables In Global Energy Supply. An IEA Fact Sheet. International Energy Agency. Novembre 2002.
- [2] World Energy Council. <http://www.worldenergy.org>
- [3] Mission Interministerielle de l'Effet de Serre. <http://www.effet-de-serre.gouv.fr>
- [4] Efficacité Energetique : Panorama Mondial – Synopsis. Conseil Mondial de l'Energie.ADEME.
- [5] Agence Nationale Pour la Gestion des Déchets Radioactifs. <http://www.andra.fr/>
- [6] Survey Of Energy Resources. <http://www.worldenergy.org>
- [7] Centre d'Archivage National de Données de Houles In-Situ.
<http://www.cetmef.equipement.gouv.fr/donnees/candhis/>
- [8] Surfouest : Prévisions de Houle. <http://surfouest.free.fr/>
- [9] Stuart Energy Station. http://www.stuartenergy.com/main_our_products.html
- [10] World Energy Outlook 2002. IEA Publications.
- [11] Le baromètre du solaire thermique. Systèmes solaires n°163. Octobre 2004. EurObserv'ER.
- [12] Solar Power Towers. <http://www.wipp.ws/science/energy/powertower.htm>
- [13] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie. <http://www.ademe.fr>
- [14] Centre d'Information sur l'Energie et l'Environnement. <http://www.ciele.org>
- [15] Baromètre de la géothermie. Systèmes solaires n°156. Août 2003. EurObserv'ER.
- [16] Wood Energy Barometer. Systèmes solaires n°158. Décembre 2003. EurObserv'ER.
- [17] Association Hespul. <http://www.hespul.org>
- [18] Photovoltaic Energy Barometer. Systèmes solaires n°160. Avril 2004. EurObserv'ER.
- [19] Systèmes solaires n°140. 2000. EurObserv'ER.
- [20] Waveenergy. <http://www.waveenergy.dk>
- [21] Wave Energy. http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/wavint.html
- [22] Wave Dragon – a large offshore wave energy converter. <http://www.wavedragon.net/>
- [23] Ocean Power Delivery Limited. <http://www.oceanpd.com/>
- [24] Archimedes Waveswing AWS II. <http://www.waveswing.com/>
- [25] SATIE. Les Projets de Recherche.
http://www.satie.ens-cachan.fr/php/projdeta.php?id_proj=48
- [26] Ecole Centrale de Nantes. <http://www.ec-nantes.fr/>
- [27] Energies Renouvelables. <http://www.energies-renouvelables.org> Références168
- [28] Le baromètre de l'éolien. Systèmes solaires n°159. Février 2004. EurObserv'ER.
- [29] Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>
- [30] D. Le Gourrières. Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations. Eyrolles. 1982.
- [31] Darrius wind turbine analysis. <http://windturbine-analysis.com>
- [32] Wind Flower. Toshiba Plant Systems & Services Corporation.
http://www.eyorozu.com/products/windflower/index_j.htm
- [33] Olivier LANGLOIS, "Raccordement d'éoliennes de petite puissance intégrées au

bâtiment”, Contrat avec EDF R&D, DEA Génie Electrique de l’INPT, Septembre 2002.

[34] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H. Ben Ahmed,

"Aérogénérateurs électriques", Techniques de l'ingénieur D3960, Novembre 2004.

[35] P. Bauer, S. W. H. de Hann, M. E. C. Damen, J. T. G. Pierik. Tool for Evaluation of Configuration of Offshore Windparks : Models of the Components. EPE, 2001. Graz.

[36] P. Bauer, S. W. H. de Hann, M. E. C. Damen, J. T. G. Pierik. Evaluation of Electrical Systems for Offshore Windfarms. IEEE IAS Annual Meeting, 2000. Rome

[37] *Wind power technology* EWEA, 2004. www.ewea.org/documents/factsheet_technology2.pdf

[38] *Des éoliennes en Région wallonne* DGTRE - Région wallonne-DGTRE, 2004.
<http://energie.wallonie.be/xml/dgtre.html>

[39] *Wind Energy: the facts – an analysis of wind energy in the EU-25* www.ewea.org/06projects_events/proj_WEfacts.htm

[40] *Electrical Power and Energy Systems* a *Electrical Eng. Dept., Indian Institute of Technology, Kharagpur—721302, India* b *Centre for Energy Studies, Indian Institute of Technology, New Delhi—110016, India*

[41] *Wind and Solar Power Systems 1999* by CRC Press LLC

[42] *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* Thèse préparée au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIH 2005

[43] *(Work in Progress) Study of Equipment Prices in the Power Sector* The International Bank for Reconstruction and Development / THE WORLD BANK GROUP

[44] *Construire une éolienne* Creative Science & Research 2004 www.Fuelless.com

[45]. *Rapports Direction de l'Engineering Moyens de Production Sonelgaz*

[46] *Rapports Sonelgaz Production d'Electricité Pôle Diesel*

[47] *Analyse de projets d'énergie éoliennes* Ministère des Ressources naturelles du Canada
www.retscreen.net/fr

[48] *Wind turbine grid connection and interaction*
http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/doc/wind_energy/

[49] *Perturbations Du Fonctionnement Des Radars Météorologiques Par Les Eoliennes ; Agence Nationale Française des Fréquences*

5.2 Sites internet

www.windpower.org/

Le site de l'Association danoise de l'industrie éolienne

www.eole.org

Un site d'introduction à l'énergie éolienne en français.

<http://espace-eolien.fr/Eolien/Glossaire.HTM>

Une page web consacrée à un lexique franco-anglais de l'énergie éolienne.

www.offshorewindenergy.org/

Tout ce qu'il faut savoir sur l'éolien marin.

www.ewea.org/

Site de la European Wind Energy Association, fédération européenne du secteur.

www.windatlas.dk/index.htm

"Le monde des atlas éolien",

www.nrel.gov/homer

“National Renewable Energy Laboratory - HOMER”,

www.windside.com

Oy Windside Production Ltd.

<http://windturbine-analysis.com>

Un site théorique et technique consacré aux éoliennes à axe vertical de type Darrieus

5.3 Pages Web des fabricants des éoliennes:

LVM LTD: <http://www.lvm-ltd.com/>

Windstream Power Systems: <http://www.windstreampower.com>

Southwest Windpower: <http://www.windenergy.com>

Bornay: <http://www.bornay.com/>

Bergay: <http://www.bergey.com/>

Lake Michigan Wind & Sun LTD: <http://www.windandsun.com/>

Marlec Engineering: Co Ltd <http://www.marlec.co.uk>

Proven Energy: www.provenenergy.com/

Wind Turbine Industries Corp.: <http://www.windturbine.net/>

Windmission: <http://www.windmission.dk>

Windside: <http://www.windside.com/>

Ampair: <http://www.ampair.com/>

Kestrel Wind Turbines: <http://www.kestrelwind.co.za/>

Windsun Technology Enterprise Ltd.: <http://www.windsun.com.hk>

Vergnet: <http://www.vergnet.fr/>

Fortis : <http://www.fortiswindenergy.com/>

Westwind : <http://www.westwind.com.au/>

Synergy Power Corp.: <http://www.synergypowercorp.com/>

Travere Industries: <http://www.travere-industries.com/>

Aerocraft: <http://www.aerocraft.de>

Alternative Energie Systeme GmbH: <http://www.aes-energie.de/>

Compagnie Internationale de Turbines Atmosphériques: <http://www.cita-wind.com/>

Turby: <http://www.turby.nl/>

Electro Vent: <http://www.electrovent.com/>

EnergiVent: <http://www.laperade.qc.ca/energivent/>

Solwind Ltd.: <http://www.solwind.co.nz/>

Svensk Vindkraft Industri AB: <http://www.sviab.com/>