



Deutsche Gesellschaft für Technische  
Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Vorgangsnummer: 81064550  
Bearbeitungsnummer: 97.2019.4-001.15  
Projektbezeichnung: Windenergieprogramm  
TERNA

---

**Etude de faisabilité**  
**Pour un parc éolien, 900 kW,**  
**À Gao / Mali**  
**Systeme Eolien Diesel**

**Rapport final**

**Juillet 2004**



**Deutsche Gesellschaft für Technische  
Zusammenarbeit (GTZ) GmbH**

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
D-65760 Eschborn  
Téléphone +49 (0) 61 96 79-0  
Téléfax +49 (0) 61 96 79-11 15

Interlocuteur de proximité :

Dr. Jasper Abramowski  
jasper.abramowski@gtz.de

**Partenaire de coopération**

**République du Mali  
Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau  
Direction Nationale de l'Énergie**

Imm. CRES de Badalabougou  
Bamako, République du Mali  
Téléphone +223 222 45 38  
Téléfax +223 223 73 96

Homologue malien du chef de projet :

Division Maîtrise d'Énergie (DME)  
dnenergy@afribone.net.ml  
Tézana Coulibaly

**Consultant:**



Lahmeyer International GmbH  
Friedberger Strasse 173  
61118 Bad Vilbel  
Téléphone +49 (0) 6101-55-1531  
Téléfax +49 (0) 6101-55-2101  
bungo.ezawa@lahmeyer.de

No du Projet : 25.0303



**Equipe du Projet :**

Chef de projet: Economie d'énergie:	Bungo Ezawa Hajo Kiessling
Backstopping Socio économiste : Commerce des émissions de CO2: Technique Diesel: Système Diesel/éoliennes: Electrotechnique: Electrotechnique: Repowering: Assistant:	Dr. Eliza Mohamedou Dr. Norbert Enzensberger Harald Neff Wesley Urena Vargas Bert Hagenkort Carsten Ropeter, TU Clausthal Dieter Fries Joo Yeol Lee
Consultant local: Expertise du sol:	Ousmane Ouattara Garan Konaré
Vérifié par:	Dr. Andreas Wiese
	Bad Vilbel, le 16. Juillet 2004
Vérifié par	Direction Nationale de l'Energie Bou Traouré Chef de la Division Maîtrise de l'Energie
Approuvé par	Solimani Diakité Directeur National de l'Energie Bamako, le 15 Juillet 2004

## 1 Résumé

### 1.1 Environnement du projet :

La société d'approvisionnement en électricité du Mali a été privatisée en 2000. Les tarifs de l'électricité sont unitaires sur toutes les zones approvisionnées en électricité par la société Energie du Mali (EDMSA) et sont surveillés par une Commission indépendante de Régulation de l'Electricité et de l'Eau.

A l'opposé du sud du pays, qui est alimenté par le réseau interconnecté, les villes du nord du pays comme Gao sont alimentées par de petites centrales thermiques fonctionnant au diesel. Les puissances de ces centrales sont inférieures à 10 MW. Ces centrales thermiques sont au plan financier très déficitaire dans l'ensemble. Une connexion au réseau interconnecté à 800 Km n'est pas économique.

La centrale thermique de Gao a été agrandie en 2002 et dispose depuis d'une puissance installée d'à peu près 4 MW. La charge de pointe en 2003 était de 1,8 MW. La production brute d'électricité enregistrée a été de 8,8GWh en 2002. Le besoin en électricité pour les prochaines années selon les prévisions de la DNE augmentera probablement de 5 à 10% par an. Concernant l'énergie éolienne, 13 % des effets de puissance de la capacité nominale, résultant d'une probable défaillance permanente de l'ensemble du système de production d'électricité, seront pris en compte dans le plan d'expansion du réseau.

La ville est alimentée par un réseau de moyenne tension de 15 kV qui s'étend jusqu'à l'emplacement prévu pour le parc éolien.

Pendant les nuits de fort vent, la production du champ peut dépasser les besoins. En programmant le remplissage des réservoirs d'eau potable de la ville, on peut créer un besoin en électricité de 50 kW pour les pompes pendant la nuit.

### 1.2 Investigations relatives au site

Le courant produit par le parc éolien sera déversé directement dans le réseau existant, ou transporté en moyenne tension (15 kV) sur une distance de 9,25 Km afin d'être déversé au niveau du jeu de barre de 15 kV de la centrale. Une étude approfondie du système se révèle nécessaire à ce niveau.

Les fouilles du sol ont montré que le sol du site est composé en profondeur de sable parfois mélangé à de l'argile. Le sol est résistant et de ce fait une fondation plate des aérogénérateurs est sans réserve possible.

La route Bamako - Gao est goudronnée et peut être empruntée à tout moment de l'année pour le transport des aérogénérateurs. A Gao, pour la traversée du fleuve, il existe un bac avec une capacité suffisante pour transporter un camion de 40 t.

Un point critique sera le montage des aérogénérateurs. Il n'existe pas au Mali de grue dont la capacité est supérieure à 100 t pour ce montage.

En principe, trois possibilités pourraient être envisagées pour l'érection des aérogénérateurs.

- Faire venir une grue de 160 t du Nigeria et installer normalement les aérogénérateurs.

- Faire l'érection à partir de la méthode Self Erecting Crane. Il s'agit d'une construction en acier, qui se déplace le long de la tour. Cette solution semble la plus appropriée pour la garantie qu'elle offre dans le cas d'éventuels travaux d'entretien, de réparation et d'extension.
- Utiliser la méthode Tilt up: l'aérogénérateur est rassemblé au sol et hissé à partir de câbles.

Fondamentalement, le montage est possible. Le choix définitif de la méthode de montage surviendra à la phase de réalisation du projet.

La dernière lecture des données du vent a été effectuée en fin février 2004. L'analyse de ces données ne montre aucun écart significatif avec l'analyse effectuée par la société allemande Wind-Guard.

### 1.3 Configuration technique du parc éolien

Sept types d'aérogénérateurs ont été comparés. Dans cette comparaison faisaient partie des aérogénérateurs à réglage "Stall" et "Pitch", tout comme des aérogénérateurs d'occasion.

Pour l'étude, seule la marque Enercon E-30 a été choisie comme aérogénérateur sans transmission (boîte de vitesses) et à vitesse de rotation variable. L'avantage du E-30 est le réglage "Pitch" et le système de convertisseur qui a de grands avantages pour l'intégration du système au réseau. Comme alternative, le Vestas V29 d'occasion à réglage "Pitch" avec une vitesse de rotation invariable a été retenu.

Les fondations plates ont été retenues. Le ciment doit être transporté sur plus de 2000 Km. Le sable et le gravier sont disponibles sur place.

Pour la réalisation du parc éolien, il sera nécessaire de construire une piste de 2 Km de long et de 4 m de large. La latérite et le matériel nécessaires pour l'aménagement de la piste sont disponibles sur place.

Pour l'intégration au réseau deux variantes ont été étudiées:

- Grâce au système de convertisseur, l'Enesco E-30 est très compatible à un réseau et peut être directement relié au réseau moyenne tension de 15kV existant.
- Le Vestas V29 dispose d'un moteur asynchrone qui a des effets secondaires sur un réseau, se produisant généralement pendant son lancement (vacillement du courant du réseau). En plus de ces effets secondaires chez le V29, les techniques de réglage de la puissance réactive sont limitées. Il est alors recommandable de relier des aérogénérateurs de ce genre directement à la centrale thermique par une ligne de moyenne tension (15 kV) distante de 9,25 Km du site des éoliennes

Les systèmes de réglage de la centrale et du parc éolien seront indépendants. Une ligne d'intervention d'urgence sera installée entre la centrale et le parc (câble de commande).

La simulation de charge est basée sur des données horaires de la charge de la centrale et de la vitesse du vent. A partir du diagramme de la centrale et des aérogénérateurs on a déterminé la quantité d'énergie qui pourra être substituée par l'énergie éolienne.

Comme condition de base, les groupes diesel doivent marcher continuellement à charge minimale.

Avec 3 éoliennes de type E-30, 0,5% du potentiel éolien ne sera pas absorbé par le réseau. Cette perte augmente considérablement au fur et à mesure qu'augmente le nombre d'aérogénérateurs. C'est ainsi que le parc éolien a été dimensionné avec 3 éoliennes de type E-30.

Les groupes de la centrale doivent, avec la connexion du parc éolien, fonctionner à charge minimale. Ce qui augmente la consommation spécifique des groupes en diesel de 15%, la consommation spécifique étant la consommation par kWh produit.



A partir du potentiel du vent évalué, on a estimé la production nette des éoliennes en se basant sur l'analyse détaillée des incertitudes. Cette estimation servira de base à l'étude économique du projet.

Avec les 3 x E-30, il a été estimé une production de 1021 MWh/an qui doit être atteinte avec une probabilité de 75%.

Le concept d'exploitation et d'entretien implique une forte implication du personnel exploitant du parc, après avoir subi une formation dans ce sens. Ainsi l'entretien des éoliennes par son fabricant sera réduit à une fois par an. Cependant, les éoliennes seront surveillées à distance par ce dernier.

Comme matériaux locaux, seuls les matériaux de construction des fondations et les machines peuvent être utilisés. Le personnel qualifié pour le montage est disponible sur place.

#### **1.4 Estimation des coûts**

On a évalué à 1,7 millions d'Euro, le coût total de l'investissement pour ce parc éolien soit environ 1115 millions de francs CFA. En comparaison avec un parc éolien européen, les frais de transport et d'infrastructure sont proportionnellement supérieurs. Les frais de formation et de planification sont par contre proportionnellement inférieurs. Le coût spécifique d'environ 2.000 EUR/kW soit environ 1300000 FCFA correspond à une augmentation de 100% par rapport au niveau européen. Les frais d'exploitation du parc éolien sont de 21.650 EUR/an soit environ 14,1 millions de FCFA.

L'augmentation de la consommation spécifique de la centrale en carburant avec l'arrivée du parc éolien est de presque 35.000 litres de DDO/an, qui est pris en compte dans l'étude économique.

Le prix du diesel à Gao est un paramètre essentiel des analyses micro-économiques et macro-économiques. Le prix du diesel se compose du prix à la raffinerie, du transport, des impôts et taxes et des frais d'entreposage et d'exploitation. Les prix du diesel utilisés dans l'analyse macro-économique sont exempts d'impôts. Avec un prix de pétrole brut de 25 USD le baril soit environ 15000 FCFA, on obtient un prix commercial de 437.880 FCFA/t et un prix macro-économique de 287.840 FCFA/t. Il est bon de mentionner qu'actuellement, EDM-sa ne paye pas d'impôts en permanence sur le DDO.

Les charges limites de la centrale se composent des frais de capital, de carburant et lubrifiant et des frais variables et fixes d'exploitation. Les frais de carburant et les frais variables d'exploitation constituent la partie majeure des frais marginaux. Le prix du courant au niveau de la distribution moyenne tension de la centrale thermique sans l'apport de l'énergie éolienne et hors impôts est de 138,3 FCFA/kWh; avec impôts, il est de 183,2 FCFA/kWh. Avec l'augmentation de la consommation spécifique de la centrale, le prix du courant sans impôts est de 140,8 FCFA/kWh. Le calcul du prix d'achat de l'électricité applicable donne 121,5 FCFA/kWh.

Le mode d'achat de l'électricité du parc, qui doit constituer la base du contrat d'achat du courant avec EDM- sa sera fixé en FCFA/kWh.

#### **1.5 Avantages environnementaux du projet**

L'estimation de la réduction d'émission en CO2 due au parc éolien est de 880 t/an.

Le projet, malgré sa petite taille, peut prendre part au commerce d'émission de CO<sub>2</sub> à partir du <<Fonds carbone>>. Avec une estimation modeste de 5 EUR/t on obtient des revenus de 4.400 EUR/an soit environ 2886400FCFA.

## 1.6 Analyse macro-économique et micro-économique

Le parc éolien s'intègre bien dans le plan d'extension de la centrale thermique de Gao.

### Analyse micro-économique

L'analyse micro-économique examine si le parc éolien en temps qu'entreprise, est rentable. Sur le plan technique, les paramètres du rendement en énergie, du coût d'investissement et des coûts d'exploitation seront considérés comme des constantes.

Il sera fixé un prix d'achat de l'électricité de 120 FCFA/kWh comme scénario de base et 115 FCFA/kWh comme variante.

On partira de l'hypothèse que le projet de Gao répond aux critères internationaux de réalisation de projet pilote dans un pays en voie de développement. Les frais locaux seront financés en monnaie locale. Aussi bien en devise qu'en monnaie locale, le fonds propre du projet est fixé à 20%. On admet un taux d'intérêt réduit de 2 à 4% pour les montants en devises et de 12 à 15% pour les emprunts locaux. La durée d'amortissement pour les montants en devises est fixée à 14 ans avec 2 ans de différé de remboursement.

Le modèle Cash- Flow détermine les charges d'exploitation et les encaissements annuels.

Comme hypothèse pour assurer la rentabilité du projet, on a fixé le taux d'intérêt du fonds propre à 10%. En cas de nécessité ce taux peut être ajusté pour pouvoir garantir le financement de ce fonds propre. Avec un prix d'achat de 120 FCFA/kWh et un taux d'intérêt faible de 2% pour les montants en devises, l'analyse du Cash- Flow donne un IRR (EK) de 10%. Avec un taux d'intérêt maximal de 4% et un bas prix d'achat d'électricité de 115 FCFA/kWh, le Cash- Flow nécessaire est de 250.000 Euro, soit environ 164 millions de FCFA, ce qui correspond à 15% des coûts d'investissement pour maintenir le taux d'intérêt du fonds propre à 10%.

### Analyse macro-économique

Sur le plan macro-économique les avantages du parc éolien sont les suivants:

- Avec l'exploitation du parc, diminue la consommation en diesel de la centrale. Avec l'éloignement de la centrale, le diesel devient relativement très cher.
- L'extension de la capacité de la centrale diesel qui, selon les scénarios, sera effectuée en 2008, se fera (de manière réduite) conformément à la puissance des trois éoliennes.
- Avec la mise en réseau du parc, l'émission de CO<sub>2</sub> de la centrale diminuera.

Ces avantages seront quantifiés dans l'étude macro-économique. La substitution de combustible est d'une importance capitale. Elle varie selon les scénarios de la demande, le prix du diesel, l'estimation des émissions de CO<sub>2</sub> et le taux d'accroissement de la population. Dans le scénario de base, la part de la substitution de combustible dans le profit est estimée à 84% et la part de l'effet de puissance est de 14%. Les autres 2% sont liés à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

L'installation du parc éolien conduira à une économie d'échelle dans la production de l'électricité à Gao. Sans le parc les frais de production du courant s'élèveront à 35,5 millions d'Euro soit 23288 millions de FCFA entre 2006 et 2025. Avec l'installation et l'exploitation du parc éolien, ces frais chuteront à 35,4 millions d'Euro soit 23222 millions de FCFA. Le rapport entre profit et charges est de 1,03. Le taux de rentabilité interne avec 6,6% à un niveau acceptable.

Sans projet, le coût de la production du courant est de 175,51 EURO/ MWh, soit environ 115135 FCFA. Avec l'exploitation du parc éolien ce coût de production chutera à 175,21 EUR/MWh soit 114938 FCFA.

Suivant les paramètres prouvés du site, on a jugé convenable de limiter la puissance individuelle des éoliennes à 300 kW/. Avec le caractère pilote du projet, d'autres sites favorables peuvent permettre l'installation d'un grand parc avec de grandes éoliennes à moindres coûts spécifiques d'investissement. Au lieu d'installer des unités de 300 kW, si on installait des éoliennes de 600 kW (par exemple des Enercon 44) les coûts d'investissement chuteront de 11,5%. Les avantages du projet ne changent pas mais par contre, du point de vue macro-économique, sa rentabilité sera améliorée de 2 pour cent. Pour le scénario de base, cette rentabilité est de 8,5%. Même avec un prix de diesel moindre pour un prix de baril de pétrole de 25US\$, la rentabilité se situe un peu au dessus de 7%.

Sur le plan macro-économique, le projet est réalisable.

D'autres avantages du projet sont les suivants:

- Des ressources locales peuvent être utilisées dans la production de l'électricité.
- La production sera diversifiée
- La dépendance par rapport au carburant importé diminuera
- L'environnement sera allégé sur le plan des émissions de CO2.
- Le parc éolien complétera de manière significative, les petites unités de production d'électricité existantes et basées sur l'exploitation des énergies renouvelables.
- Le projet soutient la vision politique du gouvernement malien dans le secteur de l'énergie.
- Le projet peut servir de projet pilote pour d'autres projets éoliens au Mali et dans la sous région (pays limitrophes du Mali).

## 1.7 Participation du secteur privé

La participation du secteur privé sera organisée sur la base de son apport au capital de la société de financement et d'exploitation du parc éolien.

Dans la classification internationale des pays à risques, le Mali occupe la 145<sup>e</sup> place sur 185, ce qui est typique pour cette région du monde.

La société Energie du Mali (EDM-sa) doit jouer 2 rôles principaux dans le projet:

- Société avec laquelle le contrat d'achat de l'électricité produite doit être signé
- Eventuelle contribution au capital de la société du parc.

Les fabricants d'aérogénérateurs n'ont montré aucun signe positif en ce qui concerne leur participation soit par la méthode de contractings des éoliennes, soit par crédit fournisseur au financement du projet.

Le projet pilote est difficilement réalisable sans la contribution d'organismes internationaux de développement.

## 1.8 Recommandation

En récapitulatif, au plan technique, le parc éolien de Gao est réalisable. De ce point de vue, il n'a été décelé aucun point critique qui rendra impossible la réalisation du parc éolien ou qui élèvera de manière significative son coût de réalisation.

Le projet peut être réalisé si les organismes internationaux de développement soutiennent son financement.

De ce fait, l'étape suivante sera de négocier avec les bailleurs de fonds potentiels. Une bonne occasion sera offerte lors de la tenue de l'Atelier de sa validation à Bamako.

Image 1.1 Marché de bétail de touaregs nomades non loin de Gao



## Table des matières

<b>1</b>	<b>Résumé .....</b>	<b>4</b>
1.1	Environnement du projet : .....	4
1.2	Investigations relatives au site .....	4
1.3	Configuration technique du parc éolien .....	5
1.4	Estimation des coûts .....	6
1.5	Avantages environnementaux du projet.....	6
1.6	Analyse macro-économique et micro-économique.....	7
1.7	Participation du secteur privé.....	8
1.8	Recommandation .....	9
<b>2</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>16</b>
2.1	Description du projet .....	16
2.2	Tâche .....	17
2.3	Bases de l'étude .....	17
<b>3</b>	<b>Environnement du projet.....</b>	<b>18</b>
3.1	Economie et secteur de l'énergie du Mali.....	18
3.2	Répartition de charge et fonctionnement du réseau.....	24
3.3	Scénarii sur l'évolution de la demande et de la construction à Gao .....	33
3.4	Structure de propriété et concept d'exploitation .....	41
<b>4</b>	<b>Investigations relatives au site .....</b>	<b>46</b>
4.1	Description du site .....	46
4.2	Conditions d'alimentation.....	49
4.3	Expertise du sol.....	51
4.4	Conditions de transport et de montage .....	53
4.5	Potentiel éolien .....	56
<b>5</b>	<b>Configuration technique du parc éolien.....</b>	<b>59</b>
5.1	Choix du type de turbines .....	59
5.2	Tours et fondations, montage.....	59
5.3	Intégration au réseau .....	60
5.4	Système optimisé groupes diesel/éoliennes.....	65
5.5	Configuration de la capacité du parc éolien.....	66
5.6	Puissance débitée et disponibilité.....	69
5.7	Exploitation et entretien.....	73



5.8	Utilisation de matériels et savoir-faire local .....	74
6	Devis estimatif des coûts .....	75
6.1	Etat détaillé du coût d'investissement .....	75
6.2	Coûts d'exploitation et d'entretien.....	78
6.3	Coûts de l'énergie standard et du courant déwatté.....	78
6.4	Prix de référence .....	78
6.5	Besoin financier et Concepts de financement .....	82
6.6	Coûts marginaux et coût de production d'électricité par le diesel .....	82
6.7	Modalité de rémunération.....	86
7	Avantages environnementaux .....	88
7.1	Avantages environnementaux de l'utilisation de l'énergie éolienne, évaluation du parc éolien en temps que projet CDM potentiel.....	88
8	Analyse macro-économique et micro-économique.....	93
8.1	Compatibilité avec la planification (extension) d' EDM-sa à Gao.....	93
8.2	Analyse micro économique.....	93
8.3	Analyse macro économique.....	97
9	Participation du secteur privé .....	110
9.1	Risques inhérents au pays .....	110
9.2	Rôle de la Société Energie du Mali ( EDM-SA) .....	110
9.3	Organisation institutionnelle du parc éolien .....	110
9.4	Participation des fabricants d'éoliennes.....	111
9.5	Financement par les organismes internationaux de développement.....	111
10	Annexe .....	112

## Table des images

Image 1.1 Marché de bétail des touaregs nomades non loin de Gao.....	9
Image 3.1 PIB (2000-2003).....	18
Image 3.2 Répartition du PIB en 2002 .....	19
Image 3.3 Inflation (1999-2003) .....	20
Image 3.4 Centrale thermique de Gao .....	24
Image 3.5 Courbe de rendement du CAT 3512 .....	25
Image 3.6 Courbe de rendement du MWM .....	25
Image 3.7 Changement de piston à la centrale.....	26
Image 3.8 Réseau moyenne tension de Gao.....	28
Image 3.9 Courbe annuelle de la charge de pointe .....	29
Image 3.10 Courbe de charge de la journée la plus chargée, jour ouvrable.....	31
Image 3.11 Courbe de charge de la journée à faible charge, jour férié. ....	31
Image 3.12 Production brute de Gao - DNE valeurs estimées et réelles.....	36
Image 3.13 La charge annuelle la plus élevée à Gao - DNE valeurs estimées et réelles.....	36
Image 4.1 Site du projet, carte de Gao .....	46
Image 4.2 Vue vers le nord à partir du mât.....	47
Image 4.3 Vue vers l'est à partir du mât.....	47
Image 4.4 Vue vers le sud à partir du mât .....	48
Image 4.5 Vue vers l'ouest à partir du mât.....	48
Image 4.6 Schéma global de connexion au réseau .....	49
Image 4.7 Ligne aérienne 15 kV .....	50
Image 4.8 Puits existants .....	51
Image 4.9 Puits pendant les fouilles sur le site .....	52
Image 4.10 Etroit chemin de fer Dakar - Bamako. ....	53
Image 4.11 Bac sur le Niger.....	54
Image 4.12 Résultats principaux des mesures du vent du 02.07.03 au 26.02.04.....	57
Image 5.1 Excédant de courant proportionnel au nombre d'éoliennes. ....	67
Image 5.2 Courbe annuelle de la production et des besoins en énergie .....	68
Image 5.3 Probabilité du rendement en énergie (E-30) .....	71
Image 6.1 Composants du prix du DDO à Gao.....	81
Image 6.2 Prix du DDO en fonction du prix du petrole brut.....	82
Image 6.3 Evolution du facteur de charge (FC) et de la relation entre la charge de pointe (CP) et la .....	85
Image 6.4 Coûts de production d'électricité des groupes existants en rapport avec le taux d'intérêt pour des frais annuels du capital .....	86

Image 8.1 Incidence de l' IRR sur la rémunération .....	95
Image 8.2 Besoins en subvention liés aux conditions d'achat de l'électricité.....	96
Image 8.3 Les variantes prises en compte pour la production brute avec le DDO et les frais externes .....	101
Image 8.4 Comparaison des composants du coût de production du courant "sans projet" et "avec projet" scénario "faible" de la demande (EUR/MWh, taux d'escompte 6%).....	106
Image 8.5 Coût de production du courant en fonction du taux d'escompte social .....	107

### Tableaux

Tableau 2.1 Principaux paramètres de l'exploitation en îlot à Gao .....	16
Tableau 3.1 Production brute dans la zone d'exploitation d'EDM-sa en MWh/a (2001 – 2003) .....	21
Tableau 3.2 Charge maximale dans la zone d'exploitation d'EDM-sa en kW (2001 – 2003) .....	22
Tableau 3.3 Production brute et nette dans la zone d'exploitation d'EDM-sa en 2002.....	22
Tableau 3.4 Production nette et consommation propre dans la zone d'exploitation d'EDM-sa en 2002 .....	22
Tableau 3.5 Consommation moyenne par client dans la zone d'exploitation d'EDM-sa en 2002... ..	23
Tableau 3.6 Les données suivantes sur la consommation de la centrale nous ont été fournies par EDM-sa: .....	27
Tableau 3.7 Estimation de la DNE dans le secteur de l'électricité au Mali (2001 - 2005) .....	33
Tableau 3.8 Accroissement annuel estimé par la DNE dans le secteur de l'électricité au Mali .....	34
Tableau 3.9 Estimation annuelle de la DNE dans le secteur de l'électricité à Gao (2001 - 2005) ..	34
Tableau 3.10 Estimation annuelle de la DNE dans le secteur de l'électricité à Gao (2001 - 2005)	35
Tableau 3.11 Scénario sur l'évolution de la production brute et de la charge maximale à Gao.....	38
Tableau 3.12 Scénarios d'extension .....	40
Tableau 3.13 Tarification SSD .....	42
Tableau 5.1 Consommation spécifique de diesel.....	68
Tableau 5.2 Incertitudes basées sur les données du vent .....	69
Tableau 5.3 Incertitudes de la vitesse du vent et du rendement en énergie.....	70
Tableau 5.4 Rendement (production) en énergie du E-30 .....	72
Tableau 5.5 Rendement (production) en énergie du V29 .....	73
Tableau 5.6 Point d'intersection exploitation et entretien.....	73
Tableau 6.1 Coûts des fondations.....	75
Tableau 6.2 Estimation des frais d'investissement pour 3 x E-30 .....	77
Tableau 6.3 Prix de livraison du DDO à partir des raffineries en Afrique de l'ouest, Décembre 2003.....	79
Tableau 6.4 Composantes micro-économique du prix du DDO à Gao, Janvier 2004 .....	80
Tableau 6.5 Informations de base pour le calcul des frais de la centrale diesel à Gao .....	83



Tableau 6.6 Estimation des frais de ré acquisition d'un nouveau dispositif semblable .....	83
Tableau 6.7 Evolution de la production brute d'électricité, la charge de pointe et la puissance disponible à Gao .....	84
Tableau 6.8 Coûts de production d'électricité sans le parc éolien .....	85
Tableau 6.9 Coûts de production d'électricité avec le parc éolien .....	85
Tableau 8.1 Résultats de l'analyse de sensibilité.....	97
Tableau 8.2 Paramètres technique des éoliennes et de la centrale thermique .....	100
Tableau 8.3 Paramètres techniques des nouvelles unités diesel .....	100
Tableau 8.4 Valeurs actuelles pour la comparaison "sans le projet" et "avec le projet" - scénario "fort" de la demande (Mill. EUR, taux d'escompte 6%) .....	102
Tableau 8.5 Valeurs actuelles des coûts du projet et de son avantage - scénario "faible" de Demande (Mill., EUR, taux d'escompte 6%).....	103
Tableau 8.6 Valeurs actuelles des coûts du projet et de son avantage -scénario "fort" de la demande (Mill., EUR, taux d'escompte 6%) .....	104
Tableau 8.7 Valeurs actuelles des coûts du projet et de son avantage -scénario "fort" de la demande (Mill., EUR, taux d'escompte 6%) .....	105
Tableau 8.8 Coût de production d'électricité - scénario "faible" de la demande (EUR/kWh, taux d'escompte 6%).....	105
Tableau 8.9 Influence des coûts et variables substantiels .....	108
Tableau 8.10 Valeurs actuelles des frais du projet et de son avantage avec la dégression.....	109

## **Abréviations**

AKFED	Fonds Aga Khan pour le développement économique
AMADER	Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale
ASECNA	Association pour la sécurité de la navigation africaine.
BOO	Built, own, operate
BOOT	Built, own, operate and transfer
CDM	Clean Development Metchnikov / protocole de Kyoto
KMDT	Compagnie Malienne pour le Développement du Textile
CERUPT	Certified Emmissions Reduction Unit Procurement Tender
CREE	Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau
DDO	Distillate Diesel- oil, Combustible
DNE	Direction Nationale de l'Energie
EDF	Electricité de France
EDM	Energie du Mali
EPC	Engineering, procurement and construction
ESCO	Energy service companies
F CFA	Franc de la Communauté Financière Africaine
FMI	Fonds Monétaire International
HUICOMA	Huilerie Cotonnière du Mali
OHADA	Traité de l'organisation pour l'harmonisation du droit des affaires en Afrique
O&M	Opération et maintenance
ONG	Organisation non--gouvernementale
PIB	Produit intérieur brut
PPTTE	Pays pauvres très endettés
SA	Société anonyme
SARL	Société à responsabilité limitée
SSD	Société de services décentralisés
TFE	Total Fina Elf
TTC	Toutes taxes comprises
UEMOA	Union Economique et Monétaire de Ouest- Africaine
UPCAO	Union des producteurs d'eau et d'électricité de l'Afrique de l'Ouest
WEA	Windenergieanlage (Aérogénérateur)

## 2 Introduction

Lahmeyer International a été chargé en octobre 2003 par la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH de réaliser l'étude de faisabilité du parc éolien de Gao / Mali

Ce rapport provisoire doit d'abord avoir l'approbation de la GTZ et de la DNE, avant d'être présenté à un Atelier de Validation conjointement organisé par ces deux parties avec la participation de EDM –sa et sous présentation de Lahmeyer International à Bamako ; l'objectif de cet atelier étant de présenter et de faire accepter le projet par les autorités maliennes.

A cette occasion, l'équipe de projet souhaite remercier vivement tous les participants et toutes les institutions de la République du Mali, qui ont apporté une excellente contribution à cette étude par leur soutien.

### 2.1 Description du projet

Le Mali est l'un des pays les plus pauvres de l'Afrique, ayant comme principaux produits d'exportation l'or et le coton. En 2002, certaines grandes villes du sud du pays comme Bamako et Ségou furent reliées au réseau interconnecté de EDM- sa, également en interconnexion avec les pays voisins du Sénégal et de la Mauritanie, dans le cadre de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) à partir de l'électricité de la centrale hydroélectrique de Manantali d'une capacité nominale de 200 MW.

Gao est une ville de 55.000 habitants à 1200 Km au nord- est de la capitale Bamako, au bord du Sahara.

La ville a son propre réseau et est alimentée par une centrale thermique caractérisée par des coûts spécifiques de production très élevés. Le combustible de la centrale est transporté par camion sur plus de 2600 Km. Le tableau suivant présente les paramètres principaux du centre isolé.

Tableau 2.1 Principaux paramètres de l'exploitation en îlot à Gao

	2001	2002
Production d'électricité totale	7.901Mwh	8.825Mwh
Charge de pointe	1480 kW	1530 kW
Consommation de combustible (DDO)	2.127.710 l	2.393.095 l

Le but du projet est, avec l'installation d'un parc éolien de 1 MW, de substituer une partie de la consommation de la centrale en carburant par l'utilisation de l'énergie éolienne. Ainsi certains coûts seront évités et la production d'électricité sera stabilisée. Le projet à un caractère pilote dans le Sahel.

Depuis mars 2001 se déroulent des mesures de vent sur le site, qui montrent l'existence d'un potentiel éolien modéré.

Depuis 1999, le projet a été mis au point dans le cadre du programme TERNA de la GTZ avec la participation de la DNE et de l'expert local Ousmane Ouattara.

## 2.2 Tâche

La tâche est clairement détaillée dans le contrat.

Dans le cadre de cette étude, Lahmeyer International doit examiner techniquement et économiquement la faisabilité du projet.

Les principaux points de l'analyse technique sont:

1. Le potentiel éolien et l'expertise de la production d'énergie
2. La vérification des voies d'accès pour le transport des éoliennes, le concept de montage et la disponibilité de la grue
3. L'expertise du sol du site
4. L'analyse de la courbe de charge et de la configuration du parc éolien
5. L'intégration au réseau et effets sur la centrale
6. Le concept d'exploitation et d'entretien
7. L'estimation des coûts d'investissement et d'exploitation

Se basant sur ces considérations, il sera procédé à une analyse en économie d'énergie sur les points suivants:

1. Situation macroéconomique du Mali, en particulier dans le secteur de l'énergie
2. Structure de propriété et concept d'organisation
3. Analyse du prix du diesel / prix de référence
4. Analyse micro-économique
5. Analyse macro-économique
6. Conception de financement

Dans le cadre de l'étude, deux missions ont été effectuées à Gao. La première pour l'inventaire technique, la seconde pour des recherches dans le domaine de l'économie de l'énergie et la présentation du concept d'intégration du parc éolien au réseau de Gao

Le but de l'étude est de déterminer si le projet est techniquement et financièrement réalisable. Cela servira de base pour la recherche de financement du projet.

## 2.3 Bases de l'étude

Les mesures du vent de Wind Guard ont joué un rôle déterminant dans l'estimation du vent. Cette entreprise a réalisé sur le site deux campagnes de mesure du vent. Depuis 2001 jusqu'en mars 2003 le vent a été mesuré à 26 m à Gao. A partir de mars 2003 le vent a été mesuré à 40 m de hauteur.

Depuis 1999, a été rassemblée dans le cadre du projet une série de documents qui sont regroupés sur l'**Annexe 1 Registre des documents de base de l'étude**).

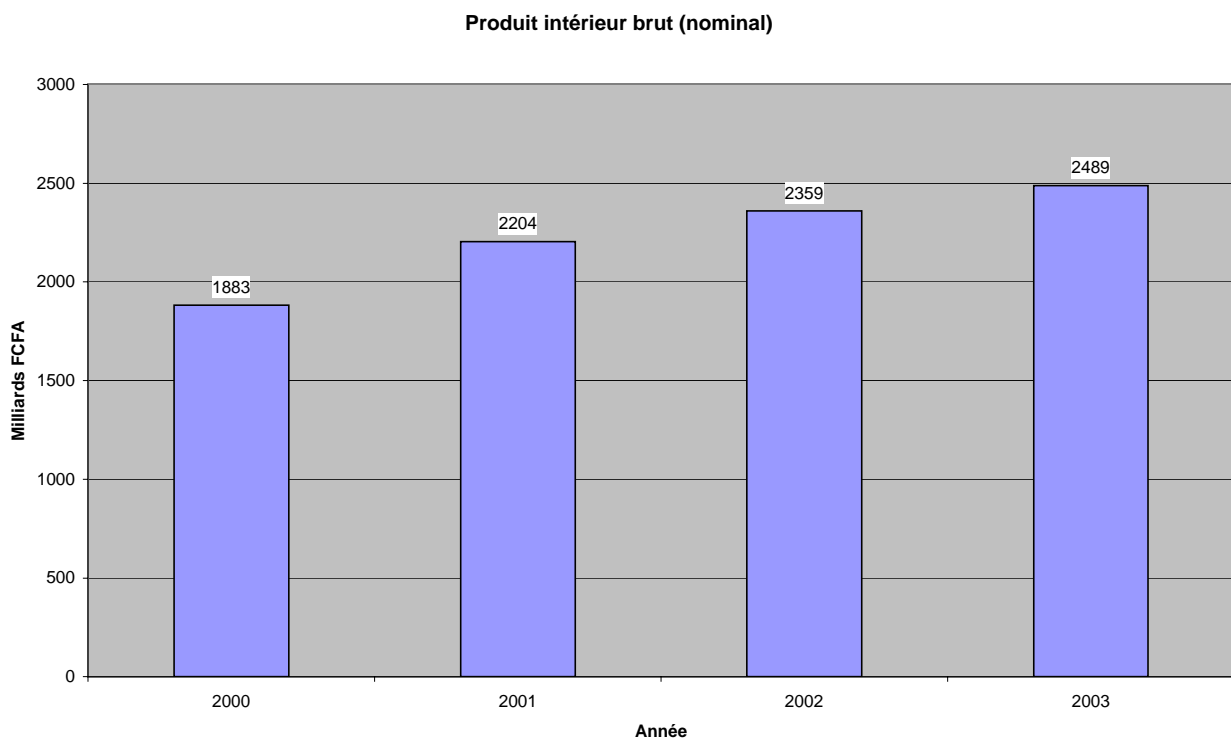
### 3 Environnement du projet

#### 3.1 Economie et secteur de l'énergie du Mali

##### 3.1.1 Généralité

Le Mali est le deuxième producteur africain, après l'Egypte, de coton où il fait vivre directement ou indirectement près du quart de la population. Le coton occupait jusqu'en 2000 le premier rang des produits d'exportation du pays, avant d'être détrôné par l'or. En 2002, avec une production de 571.000 tonnes, les ventes à l'étranger ont atteint 145,6 milliards de FCFA. L'impact sur le Mali du conflit ivoirien a réduit la croissance économique, estimée par l'Union économique et monétaire ouest africaine (UEMOA) à 2,3% en 2003, un taux qui reste en deçà du rythme d'accroissement démographique, de l'ordre de 2,9%.

Le diagramme suivant montre l'évolution du PIB ces dernières années.



Source: UEMOA

Note: La valeur 2003 est une prévision.

Image 3.1 PIB (2000-2003)

La dépendance au coton de l'économie malienne pose donc le problème d'insuffisance dans sa diversification.

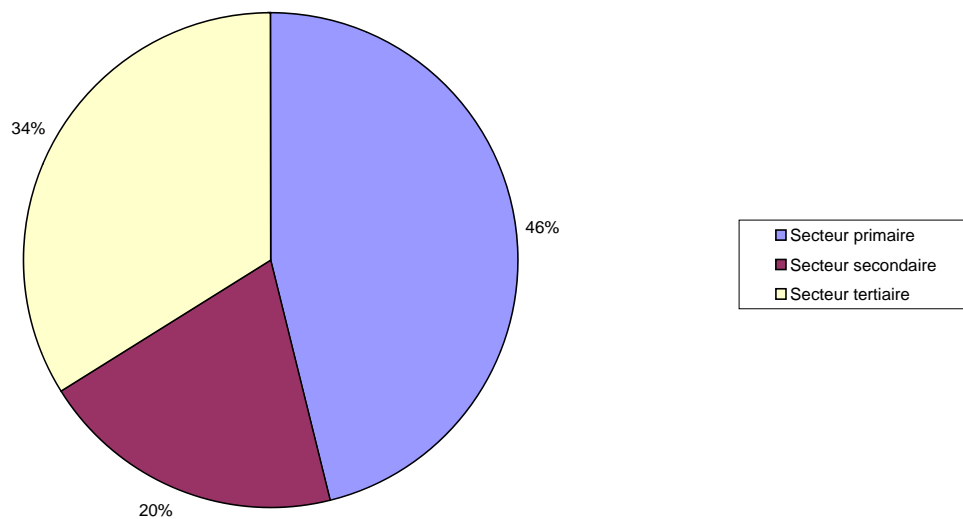
Aujourd'hui, le secteur primaire représente 46% du Produit intérieur brut (PIB) et fait travailler près de 80% de la population active. Exploité par des entreprises sud-africaines, l'or est devenu le premier pourvoyeur en devises du pays. L'or a l'avantage qu'il ne souffre pas de subventions à

l'exportation contrairement au coton.<sup>1</sup> Mais le nombre de nouveaux gisements et leur rentabilité restent incertains.

L'industrie, quant à elle, représente près de 10% du PIB au Mali. En comparaison à d'autres pays au sud du Sahara<sup>2</sup>, l'industrie malienne est encore à l'état embryonnaire

Le diagramme ci-dessous indique la répartition du PIB en 2002.

Répartition du PIB en 2002



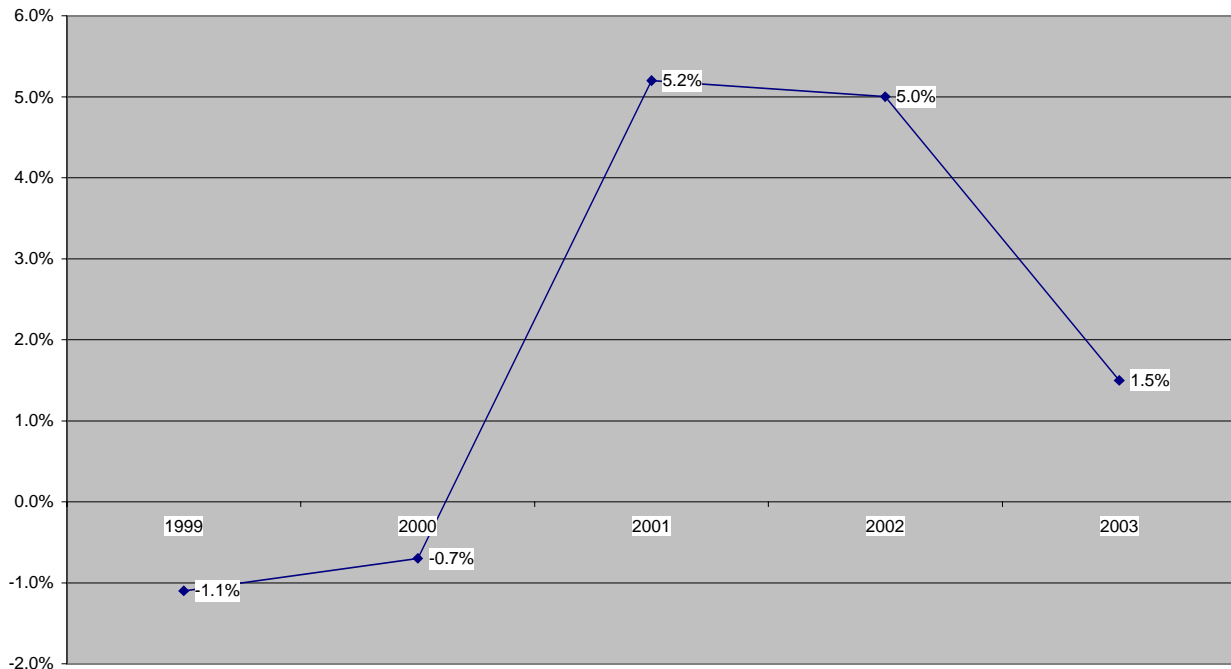
Source: UEMOA

Image 3.2 Répartition du PIB en 2002

Le gouvernement vient d'achever un programme triennal soutenu par le Fonds monétaire international (FMI) et, après avoir adopté une stratégie de réduction de la pauvreté, le Mali bénéficiera de l'Initiative de réduction de la dette en faveur des pays pauvres très endettés (PPTE). L'un des objectifs du gouvernement est de réduire l'inflation comme l'indique le diagramme suivant.

<sup>1</sup> En 2002, le gouvernement malien accordait aux producteurs un prix de l'ordre de 200 FCFA/kilo. En 2003, ce prix au producteur a été réduit à 180 FCFA/kilo.

<sup>2</sup> En Côte d'Ivoire, elle représente 25% et au Sénégal 30% du PIB.

**Inflation (indice des prix à la consommation)**


Source: UEMOA

Note: La valeur 2003 est une prévision.

Image 3.3 Inflation (1999-2003)

### 3.1.2 Réforme sectorielle

En 2001, la capacité nationale installée atteignait 140 MW, à 52% de source hydraulique. Le potentiel hydraulique est estimé à 900 MW. Le taux d'électrification au Mali n'atteint que 9,3% au niveau national et moins de 1% pour les zones rurales. Les prévisions nationales de croissance annuelle de la demande en électricité sont de 8 à 10% d'ici l'an 2005. Ceci équivaldrait à une production de 896 à 987Gwh.

Le sud a largement bénéficié de la mise en exploitation du barrage de Manantali dont la capacité de 200 MW dessert également la Mauritanie et le Sénégal avec un quota de 52% pour le Mali.

Le nord du pays par contre souffre d'un déficit d'approvisionnement en électricité. Un approvisionnement adéquat en électricité stimulerait les activités économiques dans les régions du Nord et appuierait ainsi le processus de pacification de cette partie du pays, entamé depuis 1995. Gao est la cinquième ville du pays avec 55.000 habitants, derrière Bamako, Ségou, Mopti et Sikasso.

Entre 1988 et 1996, le gouvernement malien a mis en œuvre un large programme de réforme du secteur public. 16 entreprises ont alors été privatisées, 20 autres partiellement et d'autres restructurées. En décembre 2000, le groupe français Saur International, filiale de Bouygues, s'est associé à IPS, filiale du Fonds Aga Khan pour le Développement Economique (AKFED) pour acquérir ensemble 60% du capital de EDM, l'Etat Malien restant avec les 40% de ce capital. Cette

nouvelle donne conféra à la société le statut de société privée désormais appelée EDM-sa. Sous l'égide de l'OMVS, l'exploitation de l'unité de production hydroélectrique du barrage de Manantali a été confiée au groupe sud-africain Eskom en 2001 pour 15 ans. La politique énergétique du Mali est menée à bien sous la conduite de la Direction Nationale de l'Energie créée en 1999 ainsi que l'organe de régulation des secteurs de l'électricité et de l'eau, mis en place en 2000.

EDM-sa est donc depuis 2000 le concessionnaire des services publics de l'électricité et de l'eau potable pour une période de 20 ans avec possibilité de prorogation pour 5 ans.

Quelques auto producteurs existent dans le pays et produisent pour leurs propres besoins ou comme centrales de secours. C'est le cas en particulier des sucreries, de la KMDT, de l'Huilerie Cotonnière du Mali (HUICOMA).

L' Energie du Mali (EDM-sa) n'exploite dans le Nord du pays que des centrales diesel de petites tailles (1 à 3 MW) dans certaines villes. Cette zone n'est donc pas reliée au réseau national. Le coût de production de l'énergie atteint quelque fois plus de 21 Euro cents/kWh dans la région du Nord en comparaison avec un tarif usager national variant entre 10 et 23 Euro cents/kWh.

### 3.1.3 Production et consommation d'énergie dans les zones desservies par EDM-sa

Les zones desservies par EDM-sa consistent en un réseau interconnecté et environ 20 centres isolés. Pour l'année 2003, la production brute a été estimée sur la base des valeurs mensuelles observées jusqu'à septembre et des prévisions mensuelles d'octobre à décembre.

En 2003, la production brute du réseau d'EDM- sa s'élevait à 619Gwh dont 89 % par le réseau interconnecté et 11 % par les centres isolés. Après Mopti et Sikasso, Gao est le troisième plus grand producteur parmi les centres isolés de cette société.

Tableau 3.1 Production brute dans la zone d'alimentation d' EDM-sa en MV/ an (2001 – 2003)

	Réseau interconnecté	centre isolé de Gao	Autres centres isolés	Total DEM
2001	451.699	7.902	61.312	520.913
2002	521.594	8.825	59.745 <sup>3</sup>	590.164
2003	548.092	9.628	61.500	619.221
	En pourcentage			
2001	86,7 %	1,5 %	11,8 %	100,0 %
2002	88,4 %	1,5 %	10,1 %	100,0 %
2003	88,5 %	1,6 %	9,9 %	100,0 %

En 2002, la charge de pointe a atteint 87 MW dans le réseau interconnecté. A Gao elle s'élevait la même année à 1,5 MW et est passée à 1,8 MW l'année suivante.

<sup>3</sup> En 2002 les centres isolés de Kayes et Kita étaient connectés au réseau interconnecté

Tableau 3.2 Charge maximale dans la zone d'alimentation d' EDM en kW (2001 – 2003) <sup>4</sup>

	Réseau interconnecté	Centre isolé de Gao
2001	81.900	1.480
2002	87.330	1.530
2003	Pas de données	1.834

En 2002, la production nette dans le périmètre concédé de EDM-sa s'élevait à 576GWh/a. Dans le réseau interconnecté, où les centrales hydrauliques sont dominantes, la consommation propre des installations est relativement faible. Elle est d'environ 6 % de la production brute des centres isolés qui sont approvisionnés par des centrales diesel.

En 2002, la société EDM-sa a établi des factures pour 444GWh à ses clients. Ainsi, les pertes techniques et non techniques se sont élevées pour l'ensemble du parc à 23 %.

Dans les statistiques de la DNE l'inverse des pertes est appelée efficacité du réseau. Elle s'élève dans la totalité de la zone d'alimentation à 77 %. L'efficacité la plus petite est à Gao avec 52 %. La cause en est probablement les pertes non techniques anormalement élevées. Il n'a pas été possible d'obtenir d'autres renseignements au niveau de EDM-sa à ce sujet.

 Tableau 3.3 Production brute et nette dans la zone d'alimentation d' EDM-sa en 2002<sup>5</sup>

	Production brute [MWh]	Consommation propre [MWh]	Consommation propre [%]	Production nette [MWh]
Réseau interconnecté	521,593	9,736	1.9 %	511,859
Gao	8,825	497	5.6 %	8,328
Centres isolés sans Gao	59,735	3,810	6.4 %	55,925
EDM totale	590,155	14,043	2.4 %	576,112

 Tableau 3.4 Production nette et consommation propre dans la zone d'approvisionnement de EDM-sa en 2002<sup>6</sup>

	Production nette [MWh]	Pertes [%]	Production vendue [MWh]	Efficacité du réseau [%]
Réseau interconnecté	511,859	23.9 %	389,484	76.1 %
Gao	8,328	47.6 %	4,364	52.4 %
Centres isolés sans Gao	55,925	10.8 %	49,860	89.2 %
EDM totale	576,112	23.0 %	443,708	77.0 %

<sup>4</sup> Source: DNE, rapport annuel 2002; EDM

<sup>5</sup> Source DNE rapport annuel 2002

<sup>6</sup> voir remarque 5

Il n'existe pas d'indications sur la consommation par type d'abonnés. La consommation moyenne pour 2002 a été calculée avec les données sur la consommation d'électricité et celles sur le nombre d'abonnés dans le réseau basse tension. Selon les informations de la DNE et d'EDM-SA, il n'existe que peu de clients pour le réseau moyenne tension dans les exploitations en îlots. Pour cette raison la consommation par abonné (du réseau basse tension) ne devrait pas présenter de grandes distorsions pour les exploitations en îlot. Elle s'élevait pour :

- Gao à environ 1500 kWh/an par abonné
- Les autres centres isolés sont à environ 2000 kWh/an par abonné.

L'efficacité du réseau, relativement basse dans ce centre isolé, a probablement une grande influence sur la faible consommation par abonné à Gao. Supposant que l'efficacité du réseau est identique à celle des autres exploitations en îlots, la consommation par abonné devrait être d'environ 2500kWh par an.

Tableau 3.5 Consommation moyenne par client dans la zone d'approvisionnement d'EDM-SA en 2002<sup>7</sup>

	Vente	Nombre de clients dans le réseau basse tension	Consommation moyenne par client
	[MWh]		[kWh]
Réseau interconnecté	389,483.22	90,376	4,310
Gao	4,364.24	2,954	1,477
Centres isolés sans Gao	49,860.83	25,476	1,957
DEM	443,708.29	118,806	3,735

### 3.1.4 Tarification

Le tarif moyen basse tension (BT) en 2001 s'élevait à : 108,6 FCFA/kWh, haute tension (HT) à 83,9 FCFA/kWh.

A l'heure actuelle, le tarif social BT (usage domestique), est en moyenne de l'ordre de 90 FCFA / kWh selon la tranche monophasée alors que ce tarif est à 96 FCFA au Burkina Faso et 85 FCFA au Sénégal.

Le dernier rapport de l'Union des Producteurs d'eau et d'électricité de l'Afrique de l'Ouest (UPCAO) révèle que la tarification de la consommation industrielle est de 165 FCFA au Mali, 83 FCFA au Burkina Faso, 95 FCFA en Gambie et 62 FCFA au Niger. Il y a donc nettement un désavantage pour l'industrialisation du Mali.

La CREE a récemment jugé cette situation « préjudiciable à l'intérêt des usagers des secteurs de l'eau et de l'électricité ». La commission a constaté que l'application pratique des formules d'indexation de l'électricité et de l'eau issue des contrats de concession actuellement en vigueur avec EDM-SA, soulève des difficultés depuis leur mise en vigueur et conduit à des hausses de tarifs répétées. Par conséquent, la CREE a décidé de suspendre les dites formules pour une durée de trois mois à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2003.

<sup>7</sup> voir marque 5

## 3.2 Répartition de charge et fonctionnement du réseau

Un inventaire des installations de production et de distribution de l'électricité à Gao sert de base pour les analyses et les conceptions suivantes.

### 3.2.1 Centrale thermique de Gao

La centrale alimente la ville de Gao à partir d'un réseau isolé. En dehors de quelques groupes secours qui ne sont pas destinés à alimenter la ville mais appartiennent à des particuliers, EDM-sa a installé à Gao une capacité suffisante pour alimenter la ville.

En 2002, la centrale a été radicalement renforcée et la capacité est passée de 2 MW à 4 MW.

Trois groupes de type MWM- Deutz, BV6M628 avec chacun 1,1 MW de puissance et un groupe Caterpillar 3512 de 580 kW, sont installés à Gao. Image 3.4 montre la nouvelle centrale lors de la première mission.



Image 3.4 Centrale thermique de Gao

La courbe de rentabilité est primordiale pour un groupe diesel. L'Image 3.5 montre les courbes de rendement des groupes.

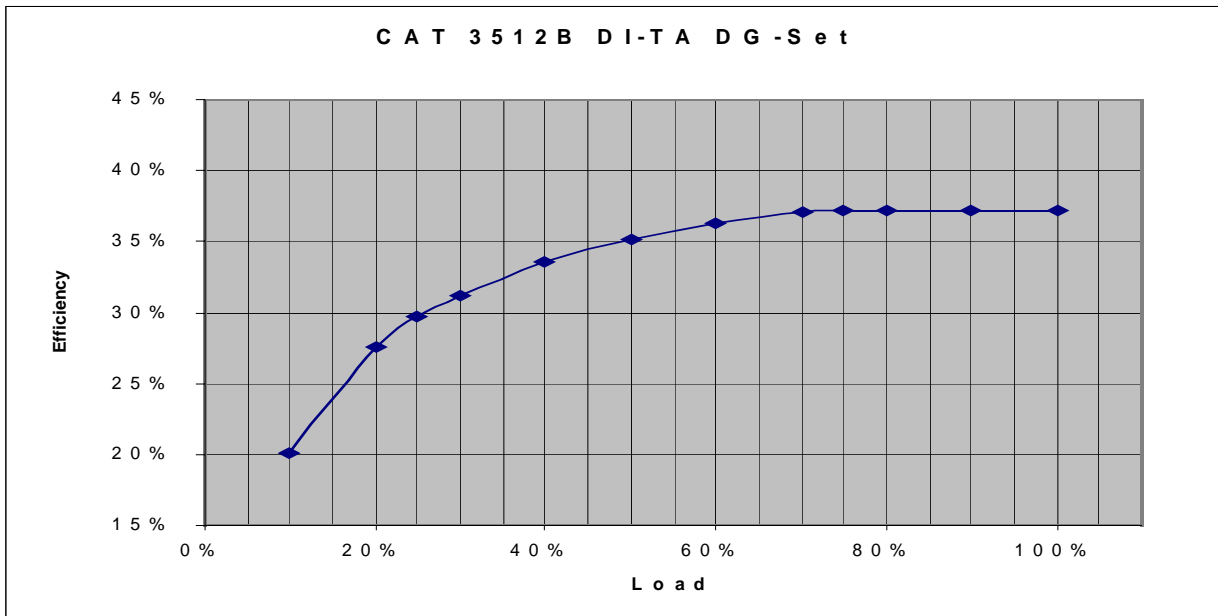


Image 3.5 Courbe de rendement du CAT 3512

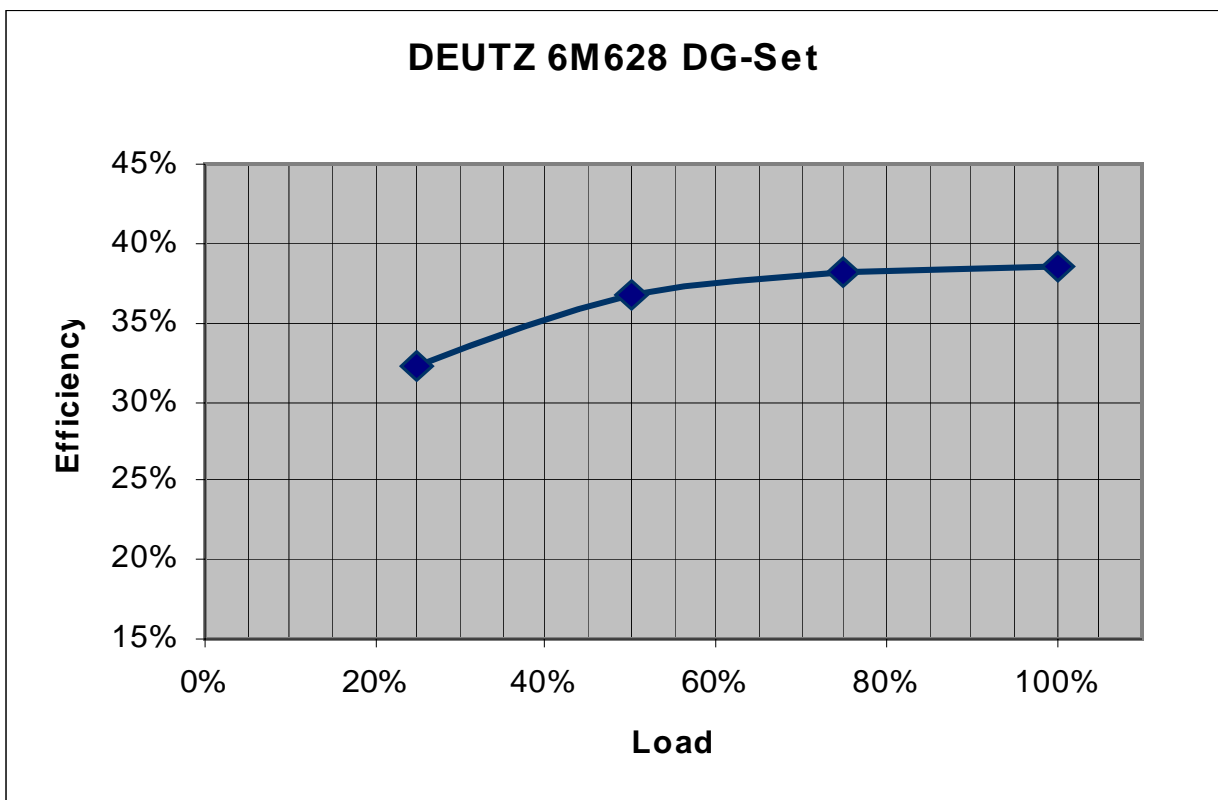


Image 3.6 Courbe de rendement du MWM

Techniquement, les installations sont en bon état, car les groupes sont actuellement en révision générale. L'état des groupes qui ont presque 20 ans d'âge et 25.000 heures d'utilisation sont satisfaisant après cette révision.



Image 3.7 Changement de pistons à la centrale

Le plan de fonctionnement des groupes se répartit en charge de pointe et en charge minimale. Le groupe électrogène Caterpillar est utilisé principalement pendant la charge minimale. Les MWM sont utilisés pendant la journée.

Le réglage de la centrale est très simple. La synchronisation pendant le couplage des groupes se fait manuellement. Les groupes ont un réglage de vitesse de rotation mécanique. Le réglage de la fréquence se fait à partir de la vitesse de rotation.

Depuis l'extension, la centrale dispose de réserve suffisante. Les conditions de production se sont améliorées et les coupures du réseau ont été réduites.

Tableau 3.6 Les données suivantes sur la consommation de la centrale nous ont été fournies par EDM-sa:

	2001	2002
Production brute en MWh	7.901	8.825
Charge de pointe en kW	1480	1530
Consommation de diesel (DDO) en litres	2.127.710	2.393.095
Huile pour le graissage en litres/MWh	N c	2,12

EDM nous a donné un organigramme selon lequel la centrale fonctionne avec 7 travailleurs :

- 1 Chef de centrale
- 1 Technicien mécanicien
- 1 Technicien électricien
- 4 Mécaniciens (Agents de quart)

### 3.2.2 Le réseau moyenne tension de Gao

Le réseau de moyenne tension approvisionne seulement la ville de Gao et les abonnés aux alentours de l'aéroport.

Le poste de distribution principal de la moyenne tension se situe au niveau de la centrale et comporte 4 départs de 15 kV, qui couvrent la ville et l'aéroport. Un plan du réseau avec les stations de transformation nous a été livré par EDM-sa.

Un schéma de la distribution est représenté dans le chapitre connexion au réseau.

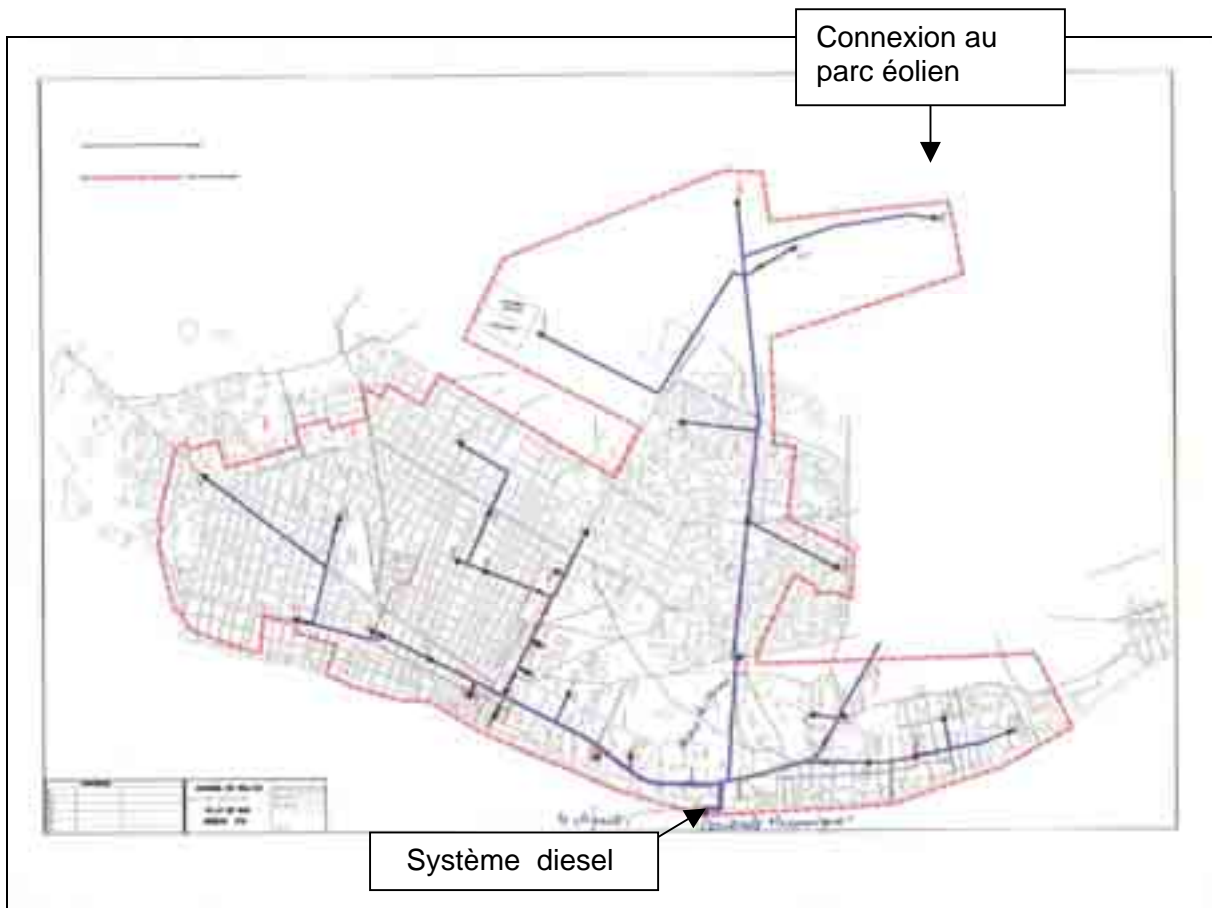


Image 3.8 Réseau moyenne tension de Gao

Le réseau est composé principalement de lignes aériennes avec des poteaux en béton.

Seulement 49% du courant produit en 2002 a été facturé. Les pertes nettes du réseau jouent un rôle secondaire dans cette contre performance.

### 3.2.3 Demande de l'électricité

Les besoins en électricité de Gao sont essentiellement de type domestique et commercial. Il n'existe pas d'industrie. La climatisation croissante des bâtiments a une grande influence sur les besoins en électricité à Gao.

Il existe des courbes de charge pour 2002 et en partie pour 2003 sous forme de charge annuelle et journalière.

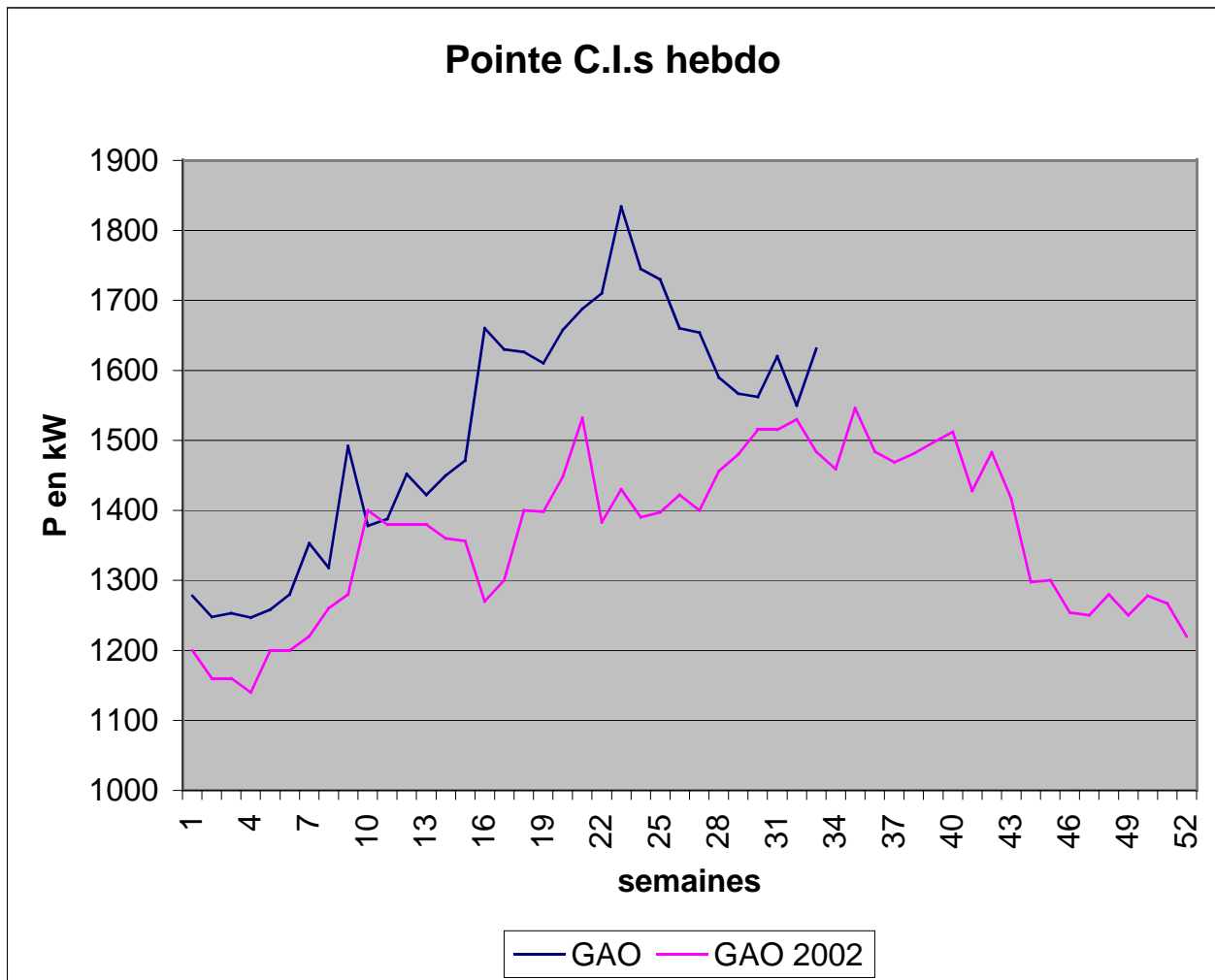


Image 3.9 Courbe annuelle de la charge de pointe

L'augmentation de la charge de pointe dans la 23e semaine en 2003 sur l'Image 3.6 montre que les besoins en électricité existaient avant l'extension de la centrale en 2002.

On remarque que la climatisation est maximale dans la 23e semaine car mai et juin sont les mois les plus chauds au Sahel. La chute prématurée de la charge de pointe à partir de la 25e semaine en 2003 montre que l'hivernage a commencé très tôt dans le Sahel en

2003.

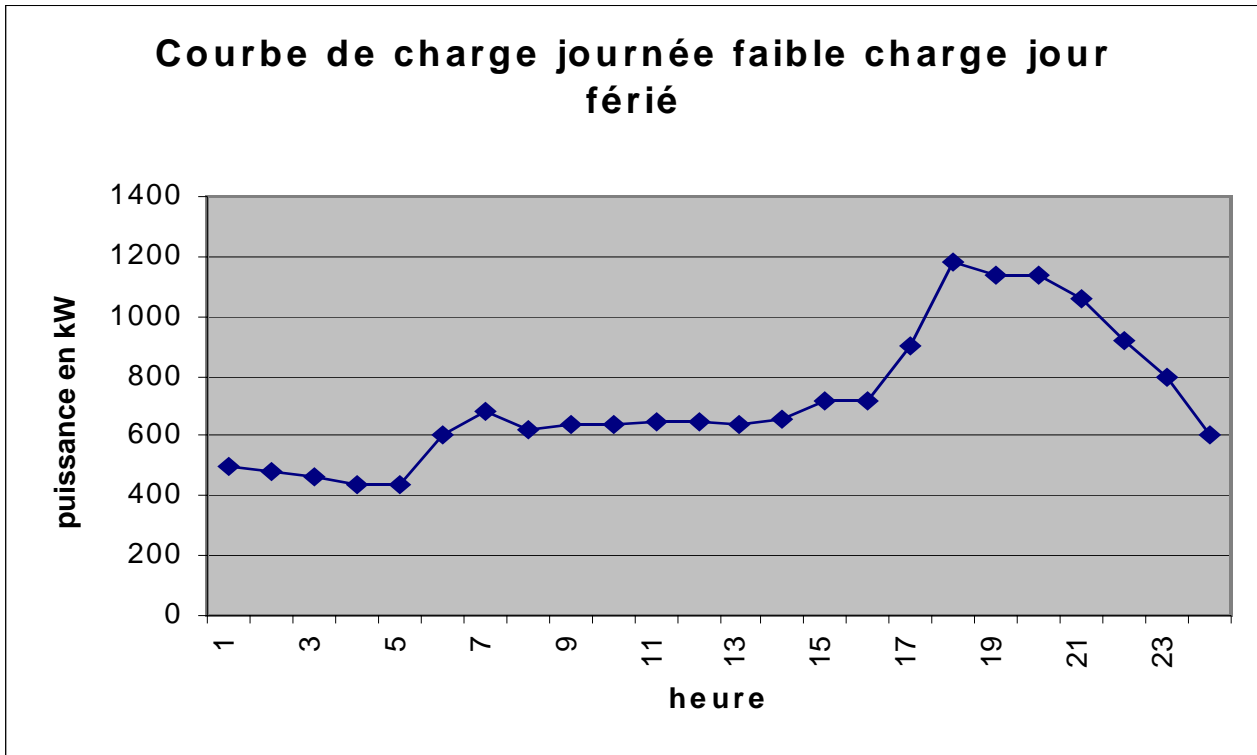


Image 3.11 montre une charge maximale le soir et une relative faiblesse de consommation d'électricité des commerces et de l'industrie.

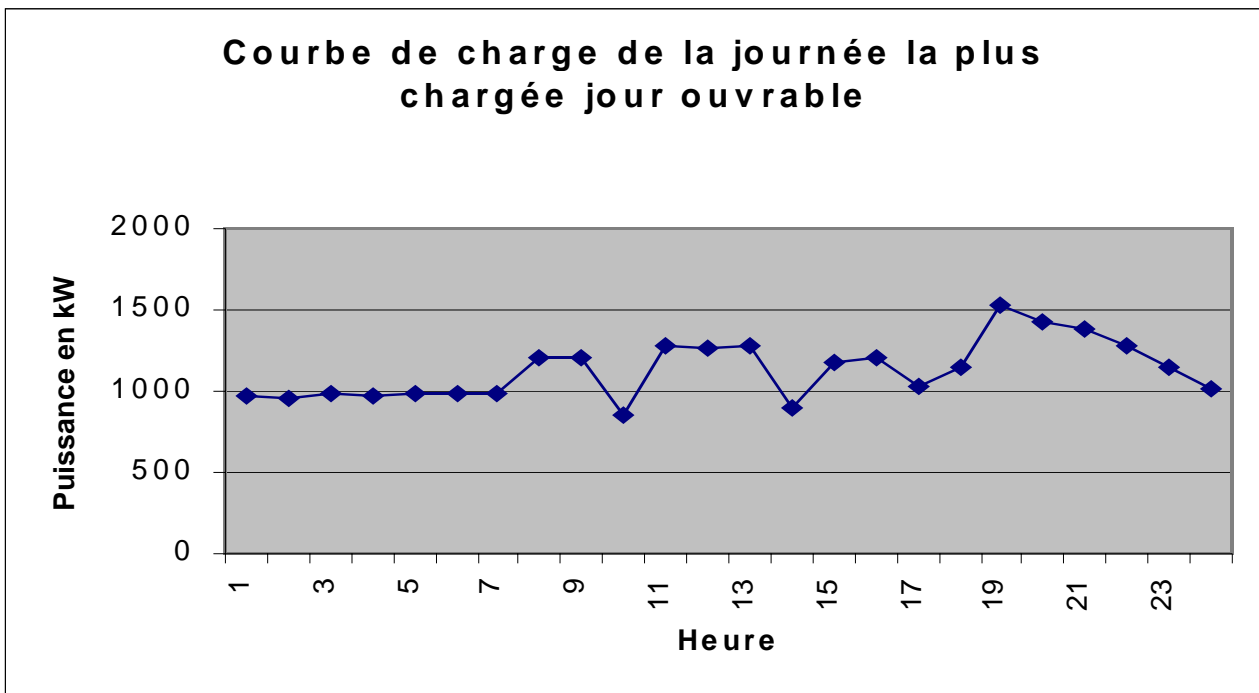


Image 3.10 Courbe de charge de la journée la plus chargée, jour ouvrable.

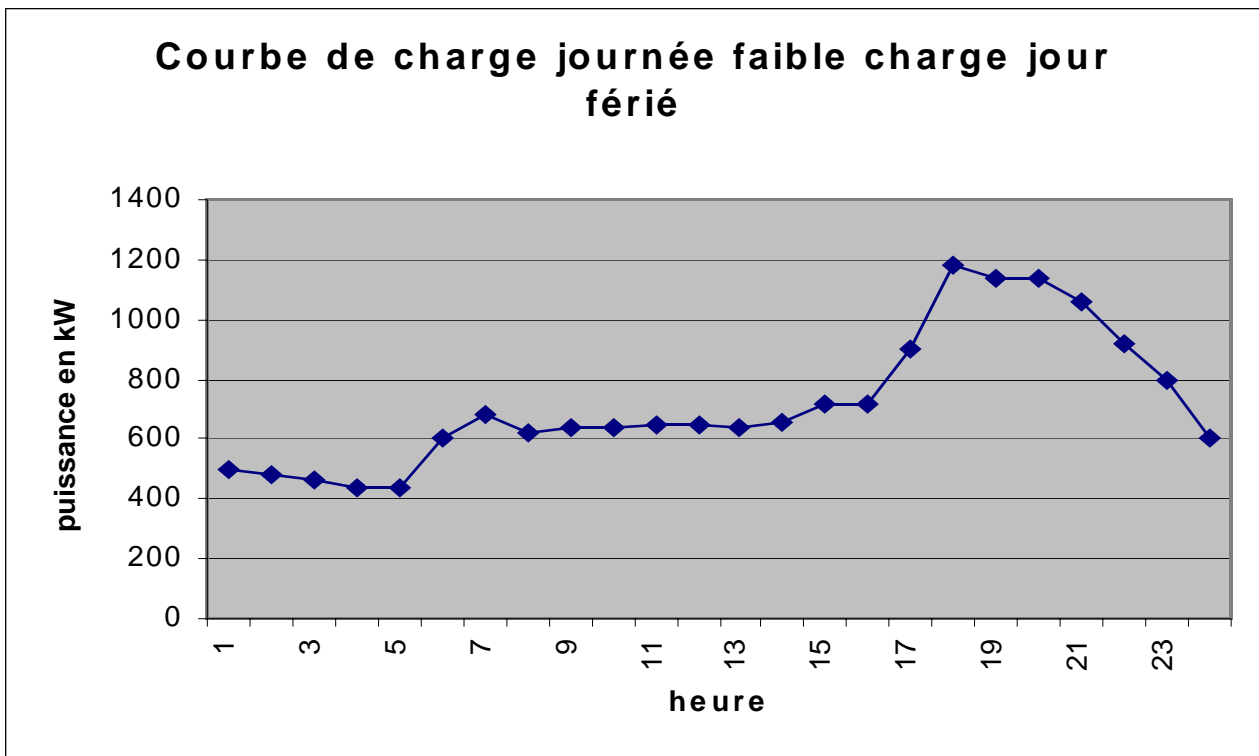


Image 3.11 Courbe de charge journée faible charge jour férié.

### 3.2.4 Possibilités de commande pour optimiser la charge

EDM-sa à Gao dispose d'une unité de distribution d'eau avec une capacité de pompage d'environ 300 m<sup>3</sup>/h. Le besoin en eau est de 4.000 à 5.000 m<sup>3</sup>/jour.

L'eau ainsi pompée est conservée dans 2 réservoirs souterrains de 1.000 m<sup>3</sup> avant qu'elle ne soit refoulée dans le château et distribuée dans le réseau.

Jusqu'à présent, les pompes sont activées à partir du système de commande de remplissage des réservoirs.

Pendant les nuits de fort vent, la production d'électricité des éoliennes peut dépasser la demande. De là, on peut optimiser la charge, en stoppant les pompes des puits le soir afin de vider un des réservoirs de 1.000 m<sup>3</sup>. Dès que vers 23 h le besoin en électricité diminuera, les pompes seront alors lancées, ainsi le besoin en courant comparativement à la courbe actuelle de charge augmentera pendant la nuit entre 23 h et 5 h de presque 50 kW.

### 3.2.5 Évaluation sur le plan économique des structures existantes

EDM-sa ne nous a pas fourni une estimation de la valeur actuelle des groupes existants. Les installations sont en principe, avec 20 ans d'âge, sans valeur. Cette valeur actualisée doit correspondre aux coûts de révision de la centrale.

Le coût des nouvelles installations, selon la banque de données de LI est de 457 EURO/kW pour le module avec tableau mais sans le réservoir, le bâtiment et la commande centrale de mise en circuit.

La durée de vie est normalement de 15 ans.

EDM-sa nous a fait parvenir des chiffres correspondant aux consommations de diesel et d'huile.

Pour le personnel, un organigramme de 7 personnes (techniciens ou mécaniciens) pour le fonctionnement de la centrale nous a été transmis. Ce personnel s'occupe aussi de l'entretien et de la réparation.

La centrale a une disponibilité élevée car avec l'extension en 2002 les pannes d'électricité sont devenues moins fréquentes à Gao.

L'efficacité des installations se situe dans le cadre du carnet de bord.

Se référant au standard dans la sous région, l'état de la centrale de Gao peut être qualifié de bon.

Une observation détaillée du capital et des frais d'exploitation se trouve dans les chapitres suivants.

### 3.3 Scénarii sur l'évolution de la demande et de la construction à Gao

Pour évaluer la rentabilité économique du projet, ses coûts seront comparés aux coûts de production qui, sans le projet seront à assumer. Ainsi on fixera un temps qui tiendra compte de la durée de réalisation du projet et de la durée de vie des installations.

Des anciennes estimations sur la production et la charge de pointe de 2000 à 2005 en scénario de base et variante optimale sont disponibles au niveau de la DNE. Les tableaux 3.1 à 3.4 donnent les résultats obtenus pour l'ensemble du Mali et ceux de Gao.

Etant donné que pour l'évaluation du projet il aurait fallu faire des estimations jusqu'en 2025, on a décidé de faire notre propre scénario de la demande en électricité.

Tableau 3.7 Estimation de la DNE dans le secteur de l'électricité au Mali (2001 - 2005)

	Production [GWh]	Pertes [GWh]		Vente [GWh]	Efficacité du réseau [%]	Charge de pointe [MW]	Facteur de charge
			[%]				
Scénario de base							
2000	545,2	109,7	20,1%	435,5	79,9%	114,6	54,3%
2001	601,7	115,2	19,1%	486,5	80,9%	126,5	54,3%
2002	664,3	120,5	18,1%	543,8	81,9%	139,6	54,3%
2003	733,7	125,8	17,1%	607,9	82,9%	154,2	54,3%
2004	810,7	130,9	16,1%	679,8	83,9%	170,4	54,3%
2005	896,3	135,8	15,2%	760,5	84,8%	188,4	54,3%
Variante optimale							
2000	545,2	109,7	20,1%	435,5	79,9%	114,6	54,3%
2001	613,4	117,4	19,1%	496,0	80,9%	129,1	54,2%
2002	690,4	125,2	18,1%	565,2	81,9%	145,3	54,2%
2003	777,4	133,2	17,1%	644,2	82,9%	163,7	54,2%
2004	875,8	141,4	16,1%	734,4	83,9%	184,3	54,2%
2005	987,0	149,6	15,2%	837,4	84,8%	207,8	54,2%

Tableau 3.8 Accroissement annuel estimé par la DNE dans le secteur de l'électricité au Mali

	Production [GWh]	Pertes [GWh]		Vente [GWh]	Efficacité du réseau [%]	Charge de pointe [MW]	Facteur de charge
			[%]				
Variante de base							
2001	10,4%	5,0%	-4,8%	11,7%	1,2%	10,4%	0,0%
2002	10,4%	4,6%	-5,3%	11,8%	1,2%	10,4%	0,0%
2003	10,4%	4,4%	-5,5%	11,8%	1,2%	10,5%	0,0%
2004	10,5%	4,1%	-5,8%	11,8%	1,2%	10,5%	0,0%
2005	10,6%	3,7%	-6,2%	11,9%	1,2%	10,6%	0,0%
01-05	10,5%	4,4%	-5,5%	11,8%	1,2%	10,5%	0,0%
Variante optimale							
2001	12,5%	7,0%	-4,9%	13,9%	1,2%	12,7%	-0,1%
2002	12,6%	6,6%	-5,2%	14,0%	1,2%	12,5%	0,0%
2003	12,6%	6,4%	-5,5%	14,0%	1,2%	12,7%	-0,1%
2004	12,7%	6,2%	-5,8%	14,0%	1,2%	12,6%	0,1%
2005	12,7%	5,8%	-6,1%	14,0%	1,2%	12,8%	0,0%
01-05	12,6%	6,4%	-5,5%	14,0%	1,2%	12,6%	0,0%

Tableau 3.9 Estimation annuelle de la DNE dans le secteur de l'électricité à Gao (2001 - 2005)

	Production [GWh]	Pertes [GWh]		Vente [GWh]	Efficacité du réseau [%]	Charge de pointe [MW]	Facteur de charge
			[%]				
Variante de base							
2000	8,4	1,8	21,4%	6,6	78,6%	1,7	56,4%
2001	9,0	1,8	20,0%	7,2	80,0%	1,9	54,1%
2002	9,7	1,8	18,6%	7,9	81,4%	2,0	55,4%
2003	10,5	1,9	18,1%	8,6	81,9%	2,2	54,5%
2004	11,3	1,9	16,8%	9,4	83,2%	2,3	56,1%
2005	12,2	2,0	16,4%	10,2	83,6%	2,5	55,7%
Variante optimale							
2000	8,4	1,8	21,4%	6,6	78,6%	1,7	56,4%
2001	9,2	1,8	19,6%	7,4	80,4%	1,9	55,3%
2002	10,1	1,9	18,8%	8,2	81,2%	2,1	54,9%
2003	11,1	2,0	18,0%	9,1	82,0%	2,3	55,1%
2004	12,2	2,1	17,2%	10,1	82,8%	2,5	55,7%
2005	13,4	2,1	15,7%	11,3	84,3%	2,8	54,6%

Tableau 3.10 Estimation annuelle de la DNE dans le secteur de l'électricité à Gao (2001 - 2005)

	Production Pertes			Vente [GWh]	Efficacité du réseau [%]	Charge de pointe [MW]	Facteur de charge
	[GWh]	[GWh]	[%]				
	Variante de base						
2001	7,1%	0,0%	-6,7%	9,1%	1,8%	11,8%	-4,1%
2002	7,8%	0,0%	-7,2%	9,7%	1,8%	5,3%	2,4%
2003	8,2%	5,6%	-2,5%	8,9%	0,6%	10,0%	-1,6%
2004	7,6%	0,0%	-7,1%	9,3%	1,6%	4,5%	2,9%
2005	8,0%	5,3%	-2,5%	8,5%	0,5%	8,7%	-0,7%
01-05	7,7%	2,1%	-5,2%	9,1%	1,3%	8,0%	-0,2%
	Variante optimale						
2001	9,5%	0,0%	-8,7%	12,1%	2,4%	11,8%	-2,0%
2002	9,8%	5,6%	-3,9%	10,8%	0,9%	10,5%	-0,7%
2003	9,9%	5,3%	-4,2%	11,0%	1,0%	9,5%	0,3%
2004	9,9%	5,0%	-4,5%	11,0%	1,0%	8,7%	1,1%
2005	9,8%	0,0%	-9,0%	11,9%	1,9%	12,0%	-1,9%
01-05	9,8%	3,1%	-6,1%	11,4%	1,4%	10,5%	-0,6%

### 3.3.1 Scénarii de la demande

Les scénarii suivants de la demande s'appuient sur une analyse :

- des estimations de la DNE faites pour le réseau de Gao ;
- des valeurs observées de la demande en électricité et celles de la charge de pointe pour l'année 2002 et 2003.

Les estimations pour Gao s'identifient de la façon suivante:

- Selon les estimations de base, une augmentation annuelle de 8% de la charge de pointe est attendue. A partir de 2001, le taux d'accroissement chaque deux ans est largement supérieur à cette valeur moyenne (8%). Mais de 2002 à 2004 l'accroissement est inférieur à la moyenne.
- Dans l'estimation de base, l'accroissement de l'énergie se détache carrément de l'accroissement de la charge de pointe. Le taux augmente continuellement de 2001 à 2003 de 7,1% à 8,2%. En 2004, ce taux chute à 7,6% et remonte à 8% dans l'année qui suit. Pendant la période déterminée l'accroissement moyen est de 7,7%.
- Dans la variante optimale de la charge maximale le taux de croissance chute de 11,8% (2001) à 8,7% (2004), et monte à 12% pendant les dernières années. En moyenne l'accroissement est de 10,5% par an.
- Dans la variante optimale de l'énergie on s'attend à un taux constant de 9,8%.

En dehors des informations ci-dessus évoquées, d'autres informations et hypothèses pour les deux variantes ne sont pas disponibles.

Des données actuelles pour les années 2001 à 2003 sont disponibles. Elles sont comparées en Image 3.12 et Image 3.13 avec les valeurs estimées

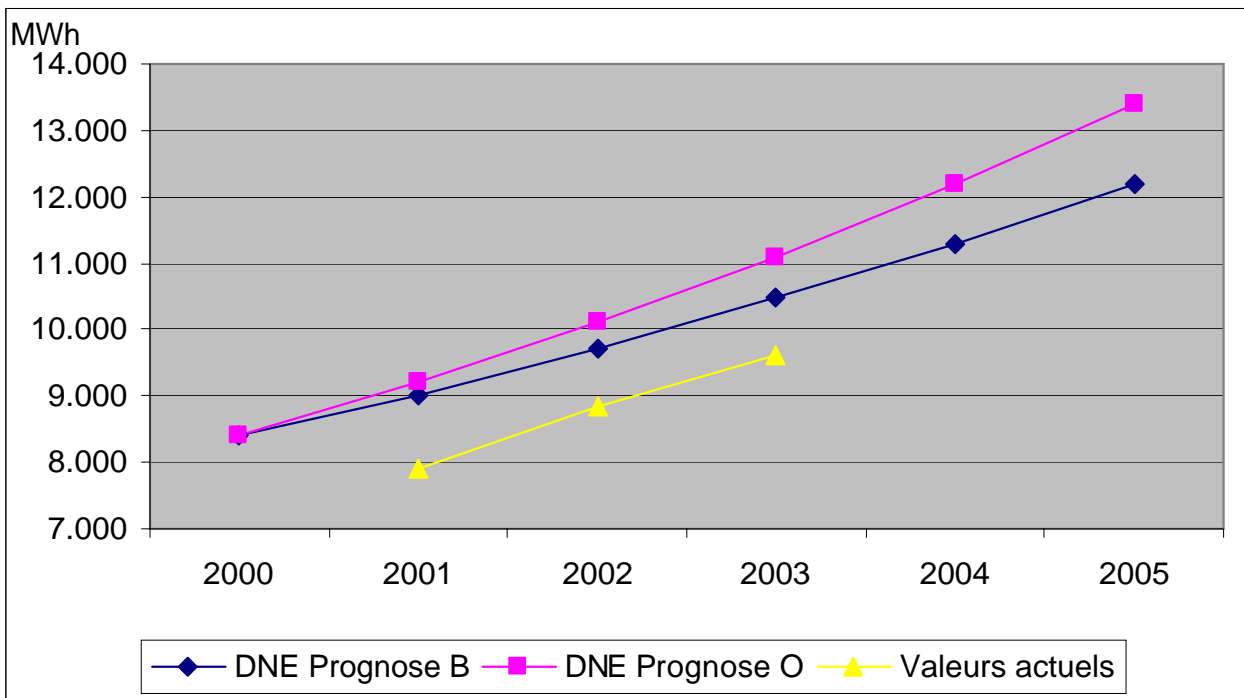


Image 3.12 Production brute de Gao - DNE valeurs estimées et réelles

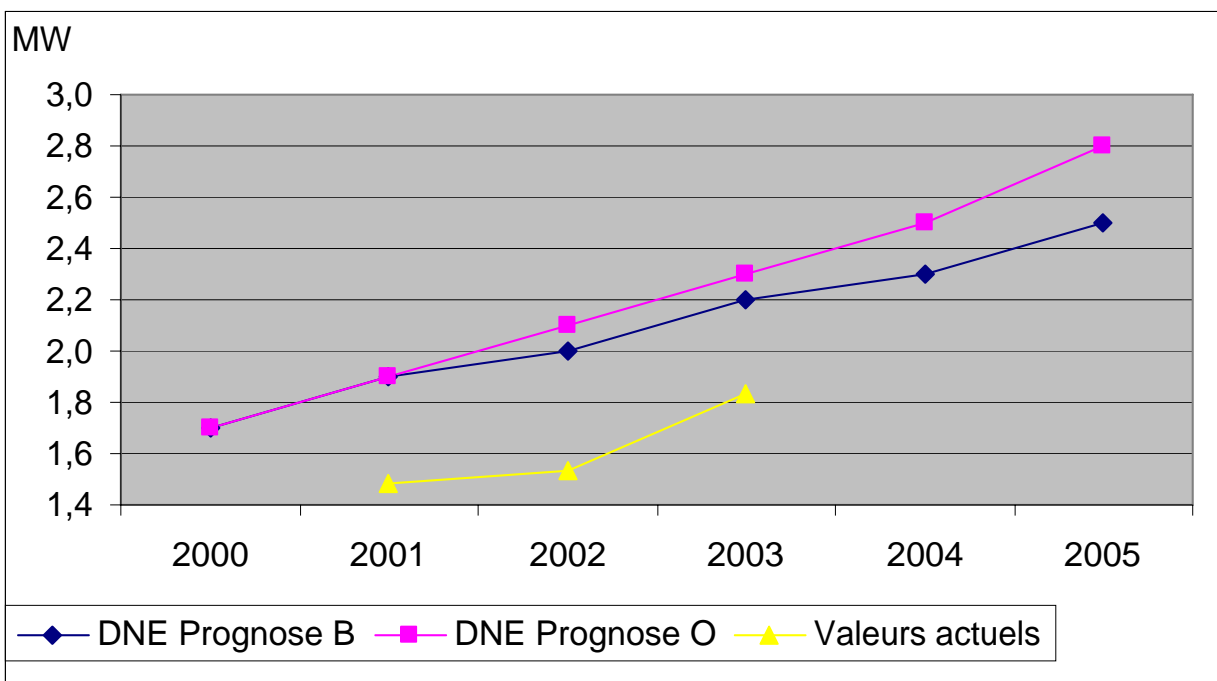


Image 3.13 La charge annuelle la plus élevée à Gao - DNE valeurs estimées et réelles.

Une comparaison entre les valeurs estimées et les valeurs actuelles montre:

- Pour l'énergie, les valeurs observées sont inférieures de presque 8 à 14%.

- Les valeurs pour la charge maximale sont inférieures de presque 20 à 30%.

Une possible explication de la surestimation peut être l'indisponibilité dans le passé des installations de Gao. Après la privatisation, EDM-sa a entrepris un vaste programme de réhabilitation de ses installations. Ce programme de réhabilitation prendra fin en 2004.

Les données mensuelles de la charge (janvier 2002 - juillet 2003) montrent que pendant ces années la charge de pointe correspondait avec la capacité disponible de la centrale.

- 1.530 kW en 2002
- 1.834 kW en 2003

Pendant cette période, la charge de pointe a augmenté de presque 20%.

Il est alors permis de croire que la demande insatisfaite en électricité à Gao est grande.

Pour l'évolution de la charge de pointe deux hypothèses ou alternatives seront proposées:

- Le problème de la demande insatisfaite a été résolu. La charge de pointe augmente annuellement de 8% jusqu'en 2009. Dans les cinq années à venir le taux de croissance annuel est de 5% (scénario faible)
- Aucune solution n'a été trouvée pour la demande insatisfaite. La charge de pointe augmentera en 2004 de presque 20%. Pendant les années qui suivront jusqu'en 2009, la demande insatisfaite diminuera annuellement d'un point ou 1%. Entre 2010 et 2014 l'accroissement annuel est de 7% (scénario fort)

On supposera toujours qu'avec la satisfaction de la demande en scénario fort la charge de pointe après 2015 évoluera en scénario faible.

Tableau 3.11 Scénario sur l'évolution de la production brute et de la charge maximale à Gao.

	Production brute (GWh)			Charge maximale (MW)			Facteur de charge	
	Scénario faible	Scénario fort	"Fort" à "Faible"	Scénario faible	Scénario fort	"Fort" à "Faible"	Scénario faible	Scénario fort
2003	9,6	9,6	100%	1,83	1,83	100%	59,9%	59,9%
2004	10,3	10,6	103%	1,98	2,19	111%	59,4%	55,2%
2005	11,0	11,7	106%	2,14	2,59	121%	58,8%	51,3%
2006	11,8	12,8	109%	2,31	3,04	132%	58,3%	48,1%
2007	12,6	14,1	112%	2,50	3,51	141%	57,7%	45,9%
2008	13,5	15,5	115%	2,69	3,94	146%	57,2%	44,9%
2009	14,4	17,1	118%	2,91	4,31	148%	56,7%	45,1%
2010	15,2	18,4	121%	3,06	4,62	151%	56,7%	45,6%
2011	15,9	19,9	125%	3,21	4,94	154%	56,7%	46,0%
2012	16,7	21,5	128%	3,37	5,28	157%	56,7%	46,4%
2013	17,6	23,2	132%	3,54	5,65	160%	56,7%	46,9%
2014	18,4	25,1	136%	3,71	6,05	163%	56,7%	47,3%
2015	19,0	25,8	136%	3,83	6,17	161%	56,7%	47,8%
2016	19,6	26,6	136%	3,94	6,29	160%	56,7%	48,2%
2017	20,2	27,4	136%	4,06	6,42	158%	56,7%	48,7%
2018	20,8	28,2	136%	4,18	6,55	157%	56,7%	49,2%
2019	21,4	29,1	136%	4,31	6,68	155%	56,7%	49,7%
2020	22,0	29,9	136%	4,44	6,81	154%	56,7%	50,1%
2021	22,7	30,8	136%	4,57	6,95	152%	56,7%	50,6%
2022	23,4	31,7	136%	4,71	7,09	151%	56,7%	51,1%
2023	24,1	32,7	136%	4,85	7,23	149%	56,7%	51,6%
2024	24,8	33,7	136%	4,99	7,37	148%	56,7%	52,1%
2025	25,5	34,7	136%	5,14	7,52	146%	56,7%	52,7%

### 3.3.2 Effets de capacité de l'énergie éolienne

A ce jour, il n'existe que très peu d'études exhaustives sur les effets de capacité de l'énergie éolienne, surtout concernant les centres isolés. Les données d'entrée pour la simulation des effets de rentabilité à Gao ne sont que partiellement disponibles.

Dans le cadre du projet, l'effet de puissance de l'énergie éolienne a été estimé à 117 kW pour une puissance installée de 900 kW. Il s'agit de la capacité des turbines éoliennes, qui peut remplacer, avec une fiabilité constante, une part de la production des installations diesel existantes ou à construire.

Différentes études menées pour les zones d'alimentation en Allemagne ont déterminé l'effet de puissance de l'énergie éolienne [8]. Dans ce contexte, les paramètres primordiaux sont les moments de charges de pointe, le plan de révision des centrales conventionnelles, les répercussions climatiques sur la capacité conventionnelle disponible d'une centrale, le débit maximal de l'énergie éolienne et le potentiel éolien météorologique [29]. Dans le passé, les effets

<sup>8</sup> Dany, G.; Haubrich, H-J; Biermann, D.; Krabs, M.; Machate, R.-D.; Sierig, J.: Wert der Windenergieeinspeisung. La valeur de l'alimentation en énergie éolienne Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50. Jg. (2000) Heft 1 / 2 S. 48-52

<sup>9</sup> Lux, R.; Sontow, J.; Voß, A.; Kaltschmitt, M. Windstrom im Kraftwerksverbund L'énergie éolienne dans le réseau interconnectées

de charge ont été étudiés de manière détaillée dans des échantillons de zone en Allemagne par les représentants des entreprises de production et de distribution d'énergie ainsi que par les scientifiques, qui ont trouvé indépendamment les uns des autres, des effets de puissance de 15 % pour la capacité éolienne dans des zones éventées et d'environ 10 % dans des zones de l'arrière-pays.

### **3.3.3 Scénarios pour l'extension de la centrale**

En se basant sur les deux scénarios, l'extension se fera sur la base de l'évolution de la charge de pointe en tenant compte de la réserve de la centrale. Supposons que:

La réserve est de 1,1 MW. Celle ci correspond à la puissance d'un des plus grands groupes de la centrale.

L'extension doit être de 1,1 MW par unité. La durée de vie est de 15 ans.

D'après une estimation technique de LI, les groupes actuels de la centrale avaient à partir du 1.1.2004 une durée de vie restante de 5 ans. Ce qui signifie que ces groupes doit être remplacés à partir du 31.12.2008.

Les plans d'extension partent du fait que la production de l'électricité sera simultanément assurée par la centrale thermique et le parc éolien. Ainsi pour chaque demande d'électricité, il est prévu deux scénarios d'extension de la centrale.

Tableau 3.12 Scénarios d'extension

	Capacité de production				Nombre de groupes diesel installés			
	Sans vent		Avec vent		Sans vent		Avec vent	
	Scénario faible	Scénario fort	Scénario faible	Scénario fort	Scénario faible	Scénario fort	Scénario faible	Scénario fort
2003	3,88	3,88	3,88	3,88	0	0	0	0
2004	3,88	3,88	3,88	3,88	0	0	0	0
2005	3,88	3,88	3,88	3,88	0	2	0	0
2006	3,88	6,08	4,00	4,00	0	0	0	0
2007	3,88	6,08	4,00	4,00	0	0	0	5
2008	3,88	6,08	4,00	5,50	5	5	4	0
2009	5,50	7,70	4,52	5,62	0	0	0	0
2010	5,50	7,70	4,52	5,62	0	0	0	2
2011	5,50	7,70	4,52	7,82	0	0	0	0
2012	5,50	7,70	4,52	7,82	0	0	1	0
2013	5,50	7,70	5,62	7,82	0	0	0	0
2014	5,50	7,70	5,62	7,82	0	0	0	0
2015	5,50	7,70	5,62	7,82	0	0	0	0
2016	5,50	7,70	5,62	7,82	0	0	0	0
2017	5,50	7,70	5,62	7,82	0	0	0	0
2018	5,50	7,70	5,62	7,82	1	3	0	0
2019	6,60	11,00	5,62	7,82	0	0	0	0
2020	6,60	11,00	5,62	7,82	0	0	1	2
2021	6,60	8,80	6,72	10,02	0	0	0	0
2022	6,60	8,80	6,72	10,02	0	0	0	4
2023	6,60	8,80	6,72	8,92	5	5	4	0
2024	6,60	8,80	6,72	8,92	0	0	0	0
2025	6,60	8,80	6,72	8,92	0	0	0	0
<b>Totaux</b>					<b>11</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>13</b>

Pour le scénario de la plus faible demande sans aérogénérateurs on obtient:

5x1, 1 MW par groupes diesel qui seront en exploitation le 1.1.2009 (investissement de renouvellement ou nouveau)

1x1, 1 MW par un groupe diesel qui commence à produire de l'électricité en 2019 pour couvrir l'augmentation de la demande.

En 2024, un investissement supplémentaire interviendra pour remplacer les groupes qui ont été installés en 2009.

Entre 2005 et 2025 l'extension serait de 12,1 MW. De cette extension 2,72 MW vont aux nouveaux investissements causés par l'augmentation de la demande et 9,38 MW vont aux investissements de renouvellement.

Au contraire, si on installait le champ, le besoin d'extension diminuera de 12,1 MW à 11 MW (2,84 MW en investissement nouveau et 8,16 MW en investissements de renouvellement). La puissance de la centrale serait en 2025 de 6,72 MW. Cette puissance sera inférieure de 0,12 MW si le champ éolien n'est pas installé.

A cause de la charge de pointe élevée du scénario de la forte demande, l'extension doit atteindre 2x1, 1 MW en 2005. Ces groupes seront en 2006 en service. D'autres mises en service s'effectueront de la façon suivante:

- 2008: 5x1, 1 MW
- 2018: 3x1, 1 MW
- 2023: 5x1, 1 MW.

L'extension sera de 16,5 MW (4,92 MW en investissement nouveau et 11,58 MW en investissements de renouvellement).

Avec les aérogénérateurs, l'extension de la centrale se limitera dans le scénario de forte demande à 14,3 MW (13 Unités). Les premières unités supplémentaires seront installées seulement en 2007. De cette extension, 5,04 MW sont des nouveaux investissements et 9,26 MW des investissements de renouvellement.

Suivant la durée fixée dans l'hypothèse de notre analyse, la capacité de production installée est, selon le scénario fort de la demande avec les éoliennes de 8,92 MW. Elle diminuera comme dans les autres scénarios de 0,12 MW si l'installation du champ n'a pas eu lieu.

### **3.4 Structure de propriété et concept d'exploitation**

#### **3.4.1 Participation privée dans le secteur de l'électricité au Mali**

La réforme du secteur de l'électricité qui a été réalisée de 1998 à 2000, a favorisé la diversification des opérateurs intervenant dans le secteur. Ainsi, on note :

- la société Energie du Mali (EDM-SA), concessionnaire du service public qui intervient dans 97 localités réparties sur le territoire national ;
- la société de Services décentralisés SSD-EN qui intervient dans 20 localités de la zone cotonnière, dans les cercles de Koutiala, Bougoulma, Sikasso et Bla ;
- la société de Services décentralisés SSD- Total-Fina Elf qui intervient dans 4 localités en zone du fleuve, dans la région de Kayes.

En outre, plusieurs autres opérateurs produisent de l'électricité pour leur propre compte.

Pour les SSD, qui sont permissionnaires du service public, la puissance totale installée est de 306 kW dont 296 kW en zone fleuve et 10 kW en zone cotonnière avec un nombre total d'abonnés de 1.422 dont 600 en zone fleuve et 822 en zone cotonnière. La durée de fourniture d'électricité est de 5 heures par jour.

Ces sociétés actives dans la zone du fleuve par exemple sous une coopération EDF Total Elf Fina (TFE), fonctionnent sur la base de micro- réseaux et groupes diesel ainsi que la fourniture de kits photovoltaïques. Le projet est financé sur fonds propres EDF et TFE sans subventions<sup>10</sup> et est soumis à un régime d'Autorisation. La tarification se fait sur la base d'une utilisation limitée, en particulier à l'éclairage et l'audiovisuel. Le tableau suivant montre les niveaux de tarification pour la zone de Koraye Kurumba (zone fleuve).

<sup>10</sup> Dans la zone cotonnière du Yeelen Kura, le projet bénéficie d'une subvention du Gouvernement hollandais pour couvrir 50% du coût des équipements (hors transport et installation).



Tableau 3.13 Tarification SSD

	Puissance maximum	Forfait de raccordement	Dépôt de garantie	Abonnement mensuel TTC
	W	FCFA	FCFA	FCFA
S0	30	29500	16500	8850
S1 = 2 lampes	20	21240	11000	5900
S2 = 3 lampes	30	29500	16500	8850
S3 = 6 lampes	60	33040	23100	12390
S4 = 9 lampes	90	36580	29700	15930
S5 = 3 lampes + 1 prise	140	42480	31900	17110
S6 = 6 lampes + 1 prise	170	46020	38500	20650
S7 = 9 lampes + 1 prise	200	49560	45100	24190

Source: EDF

L'originalité du système tient au fait que 80% de la collecte du forfait mensuel se fait à Paris auprès des immigrants.

Dans la zone cotonnière, la gestion du client est également adaptée aux conditions rurales particulières puisque le rythme de collecte du forfait mensuel y est adaptable.

Le client bénéficie des services basés sur l'énergie conformément à un contrat d'abonnement.

Le constat en ce qui concerne ces sociétés est celui du coût élevé de l'électricité dans les zones desservies avec un prix du kWh qui varie de 806 à 966 FCFA en zone fleuve et de 562 à 1.966 FCFA en zone cotonnière.

Pour l'auto producteurs, ils sont au nombre de 14 parmi lesquels on retrouve la Compagnie Malienne de Développement Textile (CMDT), Sukala, les sociétés minières. Leur production totale d'énergie était d'environ 264 millions kWh en 2002, en progression de 15 % par rapport à l'année 2000.

### 3.4.2 Présentation des modèles possibles de concession

Dans le cadre de l'extension du réseau électrique, le Gouvernement malien vise à inclure une participation financière privée.

Jusqu'à présent, l'énergie éolienne est extrêmement marginalisée au Mali. Le projet actuellement en question, serait de l'ordre de 8 installations de 100 kW avec une production d'environ 1.100 MWh /an. Ce choix final résulte de la vitesse moyenne de vent dégagée.

Différents modèles de concession seraient envisageables.

- BOOT : sous ce régime, l'opérateur privé construit le parc dont il devient propriétaire et l'exploite pendant toute la durée de la concession de 20 à 25 ans. Il le transfère ensuite à l'Etat qui en sera le nouveau propriétaire.
- Bail : le propriétaire du parc reçoit un paiement de l'opérateur, en général à un prix fixe. Le propriétaire bénéficie de l'amortissement en contrepartie des exonérations d'impôts.
- BOO : sous ce régime, l'opérateur privé est propriétaire permanent du parc qu'il exploite.
- ESCO : l'opérateur, qui peut être EDM, une coopérative, une ONG ou une autre entreprise privée, est dans ce cas, propriétaire du parc éolien et facture ses services. Ce type de modèle offre des mécanismes de paiement abordables et peut ainsi couvrir une large clientèle. A travers cette vaste base d'abonnés, ESCO obtient des économies d'échelle dans l'approvisionnement et la livraison de services d'appui, en facilitant la standardisation du produit et l'assurance qualité. Cependant, le modèle ESCO encourt un risque commercial plus élevé dû à une plus longue période de recouvrement des coûts.

- « Project company » : il s'agit d'une entité à but spécifique qui développe et exploite le parc éolien dont il est propriétaire.

### 3.4.3 Présentation des bases légales de l'entreprise

Les bases légales de la participation d'opérateurs privés et de distributeurs d'électricité sont couvertes par :

- l'approbation des tarifs de l'électricité par la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (CREE), créée en septembre 2001 ;
- la mise en place de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale (AMADER), qui doit aider à atteindre une couverture électrique du pays de 20 % en 2005, 23 % en 2007 et 25 pourcent en 2010.

La révision du Code des investissements en 1991 a permis l'introduction du système de « guichet unique ». Celui-ci permet l'établissement des entreprises en passant par une seule institution, à savoir le Centre National de Promotion des Investissements.

Le Mali a également adopté le Traité de l'Organisation pour l'Harmonisation du Droit des Affaires en Afrique (OHADA).

Le Code de commerce a été révisé en 1992. Il définit les formes légales de mise en place d'entreprises privées. Le principal atout de ce Code est que les entreprises étrangères sont traitées de la même manière que les compagnies nationales.

Plusieurs formes d'entreprises peuvent être adoptées.

- Les sociétés anonymes (SA) ont un seul actionnaire mais doivent avoir un capital minimum inscrit de 10 million FCFA, s'il n'y a pas d'appel du public au capital, et de 100 million FCFA, s'il y a appel du public au capital. La valeur minimale par action doit être de 10.000 FCFA dans ce cas. L'entreprise peut être gérée par un directeur général et/ ou administrée par un conseil d'administration qui s'imposera dès lors que cet appel public au capital a eu lieu.
- Dans le cas d'une société à responsabilité limitée (SARL), la responsabilité des partenaires sera fonction du niveau de souscription au capital et des droits octroyés par les actions. Le capital minimal est de 1 million FCFA, divisé en actions dont la valeur minimale est fixée à 5.000 FCFA. Le transfert des actions est restreint.
- Dans le cas d'une agence, celle-ci n'est pas une entité légale séparée de la compagnie -mère mais bénéficie d'un certain degré d'autonomie.
- Une filiale : ici, la compagnie – mère doit détenir plus de la moitié du capital de la filiale.
- Partenariat : tous les partenaires ont une responsabilité illimitée. Il n'y a pas d'exigence minimale de capital et les actions peuvent être divisées à valeur égale. Les actions ne peuvent être transférées qu'avec l'accord unanime de tous les partenaires.
- « Sleeping partnership » : ce mécanisme permet à une partie des partenaires (les actifs) d'avoir une responsabilité commune et illimitée tandis que les autres

partenaires, les passifs (« sleeping ») ont une responsabilité limitée. Un partenaire passif ne peut être en charge de l'entreprise.

- **Joint-venture :** la joint-venture n'est pas considérée comme une entité légale. Les partenaires sont personnellement responsables ou ont une responsabilité commune. Dans le cas d'une joint-venture avec le gouvernement, la participation de ce dernier ne peut excéder 20%.

Le Code des investissements favorise l'établissement des entreprises hors de Bamako. Les avantages fiscaux incluent, entre autre, une exonération des impôts sur les bénéfices pendant 8 ans pour les grandes entreprises (régime B) dont les investissements sont supérieurs ou égaux à 100 millions FCFA. Cette période d'exonération est prolongée de 4 ans pour la zone III, zone qui couvre Gao.

Le droit de transfert des capitaux et leurs revenus est garanti au Mali.

Le Code du Travail, révisé en 1992, offre des exonérations d'impôts et autres avantages fiscaux aux employeurs de jeunes cadres. Dans ce cas, ils peuvent payer des taux réduits d'allocations à la sécurité sociale.

Les codes des investissements et du commerce permettent l'importation hors taxes des équipements, ainsi que des avantages fiscaux pour les entreprises dans les industries prioritaires. Le secteur de la production de l'énergie a été identifié parmi les secteurs prioritaires et bénéficie de réductions fiscales spéciales.

#### **3.4.4 Contrats à considérer**

Pour la planification et l'opérationnalité du parc éolien, les contrats suivants seront à prendre en considération.

Contrat des parties (Shareholder agreement): Le financement de projet exige un accord entre les investisseurs de l'entreprise. Ce contrat permet de gérer les rapports entre les actionnaires et le projet. Les clauses du contrat couvrent la gestion du projet, le droit de vote ; le financement et les responsabilités durant la phase de préparation du projet ; le financement et les responsabilités durant la phase de construction du projet ; le financement de la phase d'exploitation ; les besoins supplémentaires de capital ; les droits de ventes et d'achat d'actions ; les restrictions de ce droit de vente et d'achat.

Contrat EPC : c'est le contrat principal de la phase de pré- exploitation. Il permet au concessionnaire de bénéficier d'une assistance professionnelle dans la conception, la soumission d'offres et la gestion du travail. En particulier, la section « engineering » couvre la préparation des concepts préliminaires et généraux du projet ; la préparation des spécifications ; la préparation des devis initiaux ; la préparation, le suivi et l'analyse d'appels d'offres pour les travaux et les équipements ; la préparation de dessins techniques détaillés produits par les fournisseurs ; l'établissement du calendrier des activités ; l'inspection et le contrôle ; et durant la phase de construction, l'administration du contrat de construction pour le compte du concessionnaire. La section « approvisionnement » comprend les clauses établissant les procédures d'appel d'offres pour les équipements, le matériel ; la réalisation d'une analyse économique des offres ; la coordination des licences d'exportation/importation et autres autorisations officielles nécessaires à l'importation de matériaux et équipements ; l'établissement du calendrier de livraison des matériaux et équipement, le suivi de celles-ci jusqu'au site du projet ; la coordination des besoins financiers à travers le suivi des facturations et la tenue de la comptabilité. Enfin, la section



« construction » couvre tous les services liés à la construction, tels que la supervision de la construction ; la gestion du personnel, etc.

Contrat d'achat d'énergie: le concessionnaire signe un accord avec l'entité qui achètera l'électricité, notamment EDM-sa qui en a l'exclusivité conformément à son contrat de concession pour une durée de 10 ans depuis la mise en vigueur dudit contrat. Cet accord couvre le prix d'achat de l'électricité ainsi que la quantité produite.

Bail du site de projet (« land-lease agreement »): Un accord est signé entre le concessionnaire et le/les propriétaire(s) du site du projet pour son utilisation à des fins industrielles pour une durée de temps déterminée. Cet accord peut-être signé avec les autorités publiques, si le site appartient à l'Etat, ou avec des particuliers, si c'est un domaine privé.

Contrat d'O&M: c'est le contrat d'opération et de maintenance du projet. Il est souvent signé avec les fournisseurs de l'équipement pour une durée de temps déterminée qui peut dépasser la période de garantie.

## 4 Investigations relatives au site

### 4.1 Description du site

Le site du champ est situé au nord-est de la ville de Gao aux abords de l'aéroport. Le site se trouve non loin de la route de Niamey.



Image 4.1 Site du projet, carte de Gao

Le site a une topographie plate.

Les images suivantes montrent le paysage du site. Les photos ont été prises à partir du mât de mesure.



Image 4.2 Vue du nord à partir du mât



Image 4.3 Vue de l'est à partir du mât



Image 4.4 Vue du sud à partir du mât



Image 4.5 Vue de l'ouest à partir du mât

## 4.2 Conditions d'alimentation

Pour la connexion du parc éolien au réseau, deux variantes ont été envisagées.

**Variante A** : c'est la connexion directe du parc au réseau existant de 15 kV près de l'aéroport. Le champ peut être connecté au départ 3 dénommé "Château" sur le site de l'ASECNA. Ce départ approvisionne principalement l'aéroport et la caserne.

Image 4.7, montre la ligne aérienne "Château" avec des poteaux en béton. La ligne a une longueur de 9,225 Km dont 0,5 Km en câble souterrain. La ligne est en aluminium et à une section de 54,6 mm<sup>2</sup>. Après analyse technique, la section de la ligne est suffisante pour que le parc éolien de 1 MW lui soit connecté.

**Variante B** : c'est la connexion du champ à partir de sa propre ligne aérienne de 15 kV au jeux de barres de 15 kV de la centrale.

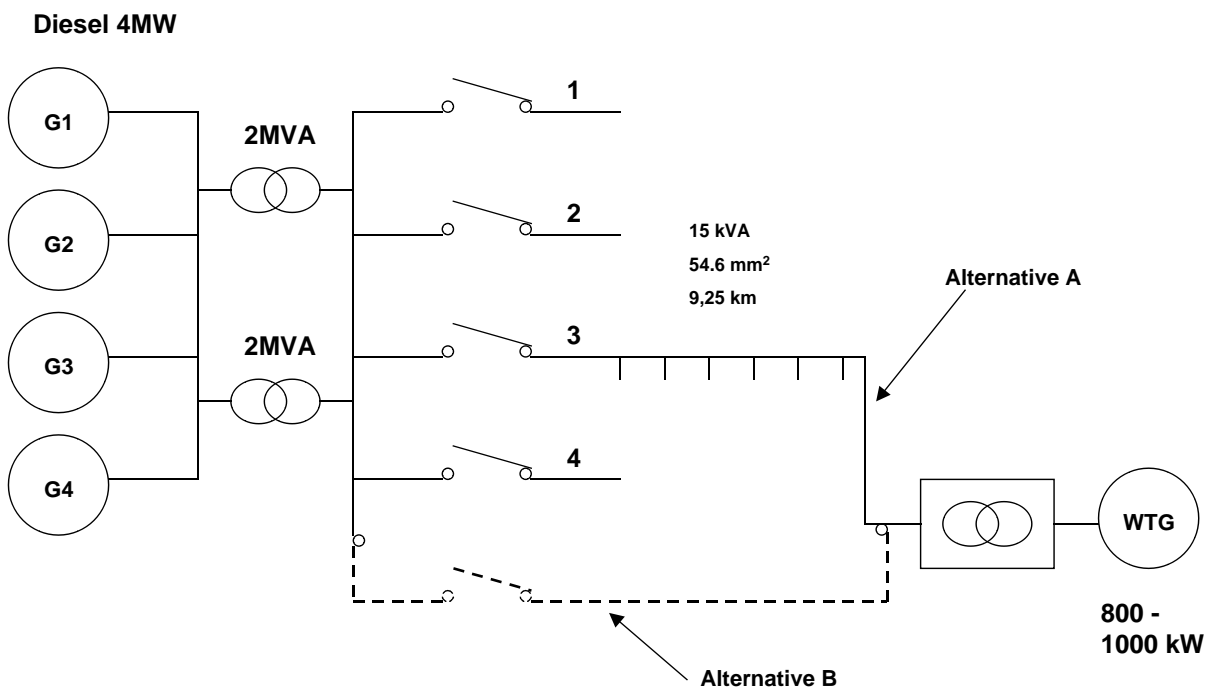


Image 4.6 Schéma global connexion au réseau



Image 4.7 Ligne aérienne 15 kV

### 4.3 Expertise du sol

La constitution géologique du sous-sol du site a été vérifiée à partir des cartes géologiques et aussi des coupes géologiques. Des profils de coupe de deux forages situés non loin du site ont confirmé les fouilles. La nappe phréatique a été localisée à une profondeur de 30 m.

Sur le site, il a été creusé un puits de fouille de 2,5 m d'où ont été effectués des prélèvements d'échantillons. Ces échantillons ont été analysés à Bamako. Jusqu'à une profondeur acceptable, le sous-sol du site est composé d'une couche de sable compact avec des teneurs différentes en argile. Les résultats du labo ont révélé que le sol peut supporter des pressions considérables. Dans l'**Annexe 2 Expertise du sol** : le sous-sol a été qualifié de très résistant.

L'élaboration de fondations plates sera sans dommages pour les aérogénérateurs.



Image 4.8 Puits existants



Image 4.9 : Puits issus des fouilles du site

#### 4.4 Conditions de transport et de montage

Le Mali est un pays continental approvisionné à partir des ports de Cotonou (Bénin), Lomé (Togo), Abidjan (Côte d'Ivoire) et Dakar (Sénégal).

Il existe un vieux et étroit chemin de fer de 1200 Km entre Dakar et Bamako.



Image 4.10 : Etroit chemin de fer Dakar - Bamako.

Hormis le port de Dakar relié au pays par un réseau de chemin de fer vétuste, tous les autres ports d'approvisionnement sont reliés à Bamako par des routes bitumées. La crise actuelle en Côte d'Ivoire rend impossible toute livraison à partir du port d'Abidjan.

Actuellement l'approvisionnement du Mali se fait principalement à partir du port de Lomé en traversant le Burkina Faso. La distance Lomé - Gao par Kouri est de 2646 Km. **Annexe 3 Route pour le transport à Gao** montre sur la carte de l'Afrique de l'Ouest les différents itinéraires routiers sur Gao.

La route qui relie Bamako à Gao est goudronnée, donc praticable pendant toute l'année.

Il n'a été observé aucun obstacle comme ponts ou dénivellements pouvant compromettre le transport à Gao. A l'entrée de Gao la traversée du fleuve Niger se fait à l'aide d'un bac qui a une capacité suffisante pour transporter des camions de 40 t (Image 4.1).

En 2005 la construction du pont sur le fleuve Niger à Gao doit être terminée.



Image 4.11 : Bac sur le fleuve Niger

D'une manière générale, l'installation d'aérogénérateurs de 300 kW nécessite une grue de 120 t et une grue de soutien.

Au Mali jusqu'à présent il n'a été identifié aucune grue de capacité supérieure à 50 t.

Une grue de 160 t, appartenant à une entreprise allemande a été identifiée au Nigeria. Les détails pour faire parvenir la grue au Mali seront éclaircis pendant la phase de réalisation du projet.

En ce qui concerne le concept de montage, il existe deux options selon lesquelles le montage sera possible avec des grues de moindre capacité.

1. **Tilt tower:** Cette méthode consiste à rassembler l'éolienne au sol. A l'aide d'un vérin hydraulique, l'éolienne est hissée. Pour cette méthode, on a besoin d'une grue de 40 t pour soulever les composants de l'éolienne. Cette méthode est proposée par les sociétés Vergnet et Eoltec pour des hauteurs allant jusqu'à 55 m. Pendant la phase de préparation du montage, il pourra être demandé à la société Enercon ses potentialités par rapport à cette méthode.



1. **Self erecting crane:** La firme Valmont propose cette méthode, qui consiste à faire monter l'aérogénérateur à partir de sa propre tour. Cette grue peut être utilisée pour des éoliennes allant jusqu'à 600 kW. Le prix de la grue, selon les informations reçues par téléphone, est de 150.000 EURO en prix FOB. La grue restera à Gao après le montage et peut servir pendant les travaux d'entretien. Vu le caractère pilote du projet, une négociation (marchandage) avec le but du "downscalings" est nécessaire. Une description détaillée du concept se trouve en **Annexe 4 Self Erecting crane.**

En récapitulant, le montage est techniquement possible sans grue de grande capacité. D'autres négociations seront nécessaires lors de la phase préparatoire du montage.

Les machines pour la confection des fondations et l'aménagement des pistes sont disponibles sur place.



## 4.5 Potentiel éolien

L'analyse du potentiel éolien est basée sur les informations suivantes:

- L'étude de WindGuard: Rapport final de la deuxième phase de mesure du vent en novembre 2003
- La mesure du vent de mars 2001 à février 2003 et la deuxième campagne de mesure de mars 2003 à septembre 2003

Dans ce contexte nous vous prions de vous référer à l'investigation nuancée de la base de données éoliennes dans l'étude du Deutschen Windguard. Ici on trouve notamment les corrélations les résultats des différentes périodes de mesures et une analyse statistique détaillée des données éoliennes.

De plus, des données brutes jusqu'en février 2004 sont disponibles. Un rapport détaillé des mesures du vent se trouve en **Annexe 5 Rapport sur la mesure du vent**

Les analyses du vent de juillet 2003 à février 2004 récapitulées en image 4.12 confirment les résultats de WindGuard. La vitesse moyenne du vent est de 5,0 m/s à 40 m de hauteur.

**Gao / Mali 40meter Station**  
**16° 14' 45.7" North 0° 1' 9.1" East Altitude: 249m asl**

Measurements Period : from 2/7/2003 to 26/2/2004

Mean Wind Speed (at 41m height)	5.0 m/s	
Mean Turbulence Intensity (at 10m/s)	11.6 %	
Max. 10min Average Wind Speed	32.4 m/s	(29/8/2003 14:20)
Mean Wind Power	119.0 Watt/m <sup>2</sup>	
Total Wind Energy	683.3 kWh/m <sup>2</sup>	
Weibull Distribution constants		
shape factor (k)	2.66	
scale factor (C)	5.6 m/s	
Total number of valid data	34462	
Included number of calms (< 2m/s)	1941	
Missing data	98 (0.3%)	
Expected W.T. energy production	320,402.8 kWh	(Enercon 500)
W.T. Capacity Factor	11.0 %	
WT Annual Energy Production & cap. factor calculated from data distribution	498,108.8 kWh	11.2 %
WT Annual Energy Production & cap. factor calculated from Weibull distribution	496,057.0 kWh	11.2 %
Best Sector in Energy contain	ENE	19.6 %
2nd best Sector in Energy contain	E	17.4 %
Best Sector in Time distribution	ENE	16.3 %
2nd best Sector in Time distribution	E	11.7 %

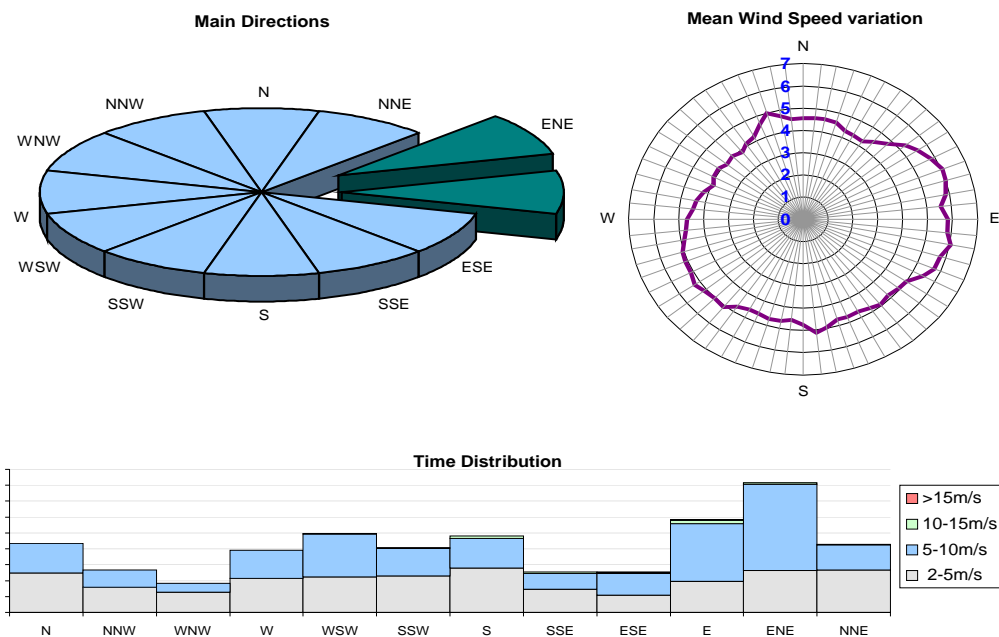


Image 4.12 : Principaux résultats des mesures du vent du 02.07.03 au 26.02.04.



Dans le cadre de l'étude du vent de WindGuard, le potentiel éolien a été analysé en détail. De ce fait on a procédé au préalable à des estimations de production d'énergie pour deux types d'aérogénérateurs.

En **Annexe 6 Estimation du rendement (production) en énergie**, se trouvent les résultats pour les éoliennes suivantes:

- Enercon 3 x E-30 : 300 kW, hauteur du moyeu 50 m
- Vestas 4 x V29 : 225 kW (d'occasion), hauteur de moyeu 40 m

La démarche de calcul repose essentiellement sur la différence des techniques de production d'énergie, qui servira de base à une étude économique viable. Dans le chapitre 5.6 on traite la disponibilité et la livraison d'énergie (de puissance).

## 5 Configuration technique du parc éolien

### 5.1 Choix du type de turbines

Il existe des propositions et aussi des sondages pour les types de turbines suivants:

1. Enercon E-30
2. Fuhrländer FL 100
3. Fuhrländer FL 250
4. Vestas V29 d'occasion
5. Bonus 150 d'occasion
6. Vergnet GEV MP 275 kW
7. Eoltec Chinook 17-65 kW

IES Nordwind ne produit plus d'éolienne.

Pour les éoliennes d'occasion, un sondage du marché a été réalisé. Les prix prévoient une révision de la boîte de vitesses (transmission). La durée d'exploitation des éoliennes d'occasion est estimée à 15 ans.

L'Enercon E-30 est le seul aérogénérateur sans transmission avec une vitesse de rotation variable. La variabilité de la vitesse est un grand atout en ce qui concerne l'intégration au réseau. Au chapitre 5.3.2 (Réaction du réseau), il existe une explication détaillée sur l'avantage de la vitesse variable des aérogénérateurs.

Le Fuhrländer, le Vestas et le Bonus ont des vitesses invariables, dotés parfois de générateurs à 2 niveaux. Ils ont tous des moteurs asynchrones. Dans ce lot, seul le Vestas V29 dispose d'un réglage "Pitch", essentiel dans la limitation de puissance pour un système Diesel/éolienne. Le V29 est une éolienne d'occasion disponible à bas prix.

Les grosses éoliennes de 500 kW n'ont pas été analysées, car leur montage posera des problèmes. En plus, un grand nombre de petites turbines ont un grand avantage pour la stabilité du réseau.

La turbine Enercon E-30 a été retenue pour le reste de la simulation. Comme alternative, la Vestas V29 d'occasion a été adoptée. Les appareils à réglage "Stall" seront traités en deuxième choix à cause de leur problème de réglage.

L'adoption de marques pour mener à bien cette étude de faisabilité ne doit pas être considéré comme un obstacle au lancement d'appels d'offres lors du choix des turbines.

### 5.2 Tours et fondations, montage

Les fondations des turbines seront des fondations plates. Le sable propre et les graviers pour le béton sont disponibles à Gao. Le prix du béton est nettement supérieur à celui en Europe.

Les pistes seront d'une largeur de 4 m. Comme revêtement, il est prévu 50 Km de latérite, qu'on rencontre presque partout. Les prix locaux dans le domaine de la construction sont mentionnés en **annexe 8 (Prix locaux dans la construction)**. Vu la hauteur de la nappe phréatique et la capacité de perméabilité du sol, le système de drainage ne joue qu'un rôle secondaire. Les machines et appareillages nécessaires à la construction peuvent être trouvés sur place à Gao.

La construction de 2 Km de piste est nécessaire, représentée en **en annexe9 (infrastructures)** et en **Annexe 10 Construction de piste**.

## 5.3 Intégration au réseau

### 5.3.1 Introduction

L'intégration d'aérogénérateurs dans un réseau électrique peut provoquer des effets secondaires sur ce dernier. En particulier, la connexion d'éoliennes à un réseau de faible densité comme à Gao conduit à des perturbations dues non seulement à l'instabilité dynamique de la puissance des éoliennes mais aussi à leur processus de mise en circuit.

La connexion du champ apportera des changements sur les points suivants du réseau:

- Avec les générateurs supplémentaires du parc éolien, la puissance de court-circuit du réseau augmente.
- Le démarrage des éoliennes du parc cause généralement des grandes variations de puissance dans le réseau. Cet effet, ajouté au fonctionnement à charge minimale des groupes, peut conduire à des variations relativement importantes de puissance ainsi que de grandes variations de fréquence du réseau.
- Il y aura donc une variation du flux de charge dans le réseau et parfois un changement de sens de cette charge.

En reliant directement le champ au réseau, la variation de puissance liée à la rotation des éoliennes conduit à une variation de tension, ce qui amène les "Flicker" et les appareils électriques du réseau (générateurs, transformateurs...) à être soumis à de rudes épreuves. Les processus de mise en circuit des éoliennes conduisant à cette variation de tension, leurs répercussions sur le réseau dépendent de la taille et des spécificités de ces éoliennes. Ainsi, leur point de connexion au réseau a une grande incidence sur l'effet du parc sur ce dernier. C'est pourquoi pour la connexion du champ au réseau de Gao, deux variantes ont été préconisées.

### 5.3.2 Effets rétroactifs du réseau

L'influence des éoliennes sur le réseau et leur compatibilité peut être définies par les critères suivants qui seront approfondis par la suite :

**Processus de mise en circuit:** La liaison et l'interruption des éoliennes au réseau ainsi que leurs processus de mise en circuit, fonction de la vitesse à partir de leur système de transmission et des condensateurs, conduisent à une variation de la tension, des puissances effective et apparente du réseau.

**Variations de la puissance effective:** Les variations périodiques de la puissance causées par les ombres des tours, les variations de la puissance dues à la dynamique du vent (rafales, turbulences) conduisent à une fluctuation de la puissance des éoliennes, qui à son tour peut causer des variations de fréquence et de tension du réseau.

**Variations de la puissance réactive:** La manière particulière des éoliennes, d'agir sur les variations de la puissance effective, peut conduire à des variations de la puissance apparente et causer ainsi des problèmes de stabilité de la tension.

**Les fréquences harmoniques:** Les convertisseurs des éoliennes à vitesse variable et les thyristors chez les générateurs asynchrones produisent des harmoniques dans le réseau de distribution, qui dérangent les consommateurs et causent des pertes et des échauffements.

**Protection du réseau:** L'intégration d'éoliennes dans un réseau exige l'adaptation de la protection existante à la nouvelle structure du réseau.

### 5.3.2.1 Processus de mise en circuit, Couplage au réseau:

Les éoliennes de la classe de 300 kW possèdent généralement des générateurs asynchrones. La mise en circuit de ces éoliennes, sans assistance électronique, se conduit selon la démarche suivante:

La mise en marche du rotor se fait sans précautions préalables. Après que la vitesse de synchronisme ait été atteinte et dépassée, le générateur est connecté au réseau. Alors intervient obligatoirement, avec la magnétisation de la machine pendant une durée de 0,2s, une augmentation de l'intensité du courant allant de 6 à 8 fois l'intensité nominale. Pendant le couplage, l'intensité du courant est indépendante du degré de charge du générateur. En plus, en changeant de niveau (transmission) à cause de la compensation, l'intensité du courant augmente. Ces manœuvres provoquent sur le réseau les effets suivants:

- L'élévation de l'intensité du courant pendant le couplage, conduit à une chute de tension, qui selon l'impédance et la phase ( $\cos \phi$ ), peut amener le réseau à une position critique. Cela peut avoir des effets indésirables chez les consommateurs et dans la protection du réseau.
- Le besoin soudain de puissance effective ne peut être compensé que par l'énergie emmagasinée des groupes diesel. Le besoin en puissance apparente est généralement couvert par le réseau. Cela entraîne des variations instantanées de la fréquence (surplus de puissance effective) et de la tension (surplus de la puissance apparente). Ces effets sont généralement indésirables. La variation de la tension est fonction de celle de la puissance et non du mode de couplage et de la puissance des éoliennes.
- La variation de la fréquence est proportionnelle à l'énergie cinétique. Afin de pouvoir apprécier de la nécessité de réduire le courant, d'autres calculs sont nécessaires.
- La variation de puissance conduit à des moments de torsion de l'arbre du rotor des groupes. La variation du moment de torsion peut conduire les groupes à des balancements et ainsi à des efforts mécaniques extrêmes. La fréquence de mise en circuit peut influencer négativement la durée de vie des groupes.

### 5.3.2.2 Variations de la puissance effective

A cause de l'irrégularité du vent, le flux de puissance agissant sur le rotor n'est pas constant. Pour les aspects dynamiques, une considération particulière doit être accordée aux turbulences du vent. Ces turbulences sont cause de cassures de puissance, qui conduisent aux variations de fréquence. En plus, cela peut donner naissance à des variations de la torsion au niveau des groupes et des efforts de compensation au niveau des bobines, ce qui conduit à des surcharges.

- Des recherches ont montré que les variations de puissance dues aux turbulences ont une fréquence entre 1 et 10 Hz. Les variations de puissance peuvent selon les turbines atteindre 15%

de la puissance de base. Sur un site déterminé, une faible intensité des turbulences est en tout cas un avantage.

- En plus des variations de puissance dues aux turbulences, viennent aussi les variations périodiques de la puissance dues aux tours des éoliennes. Ces variations atteignent 3 fois la fréquence de rotation du rotor. Les fréquences varient selon les éoliennes de 1 à 3 Hz. Les variations de puissance peuvent atteindre 25%.
- En plus des variations de puissance dues aux turbulences, interviennent aussi des variations dues aux rafales. La fréquence varie entre 0,2 et 0,02 Hz. Selon les turbines et le sens du vent, les variations de puissance dans un intervalle de 60 secondes avec un vent moyen de 8 m/s se situent entre 60% (turbine isolée) et 15% de la puissance nominale pour des turbines dont l'effectif atteint 3 unités.
- Les recherches ont montré que les variations de puissance existent aussi bien chez les petites turbines que chez les turbines à vitesse variable. Dans le cas précis de Gao, avec les 3 x 300 kW et la grosse masse d'entrain des rotors, on doit compter sur le bon comportement des turbines à vitesse variable du champ.

#### 5.3.2.3 Variations de la puissance réactive:

Le changement de la puissance apparente conduit en général à des variations de tension. Ces variations peuvent conduire à des fluctuations et sont alors mauvais si elles conduisent à des variations visibles à l'oeil de l'intensité de la lumière.

Les variations des puissances apparente et effective dépendent du type de turbine. Ainsi les éoliennes qui travaillent à 100% avec des convertisseurs comme dans notre cas (Enercon) peuvent respecter le  $\cos \phi = 1$ . Ce qui est impossible chez les turbines à générateur asynchrone. Ainsi varient les puissances effective et apparente, ce qui conduit à des variations de tension. L'amplitude de ces variations dépend du rapport  $S_{c-c} / S_{c-c, t}$  ( $c-c$  = court-circuit,  $c-c, t$  = court-circuit des turbines). Il est recommandé de respecter la "courbe de fluctuation" de la VDEW (l'organisation des ingénieurs en électricité en Allemagne).

- Concernant la connexion au réseau, la variante A est très défavorable en cas de variations de puissance apparente, causées par des turbulences ou les tours, car tous les consommateurs peuvent plus ou moins être dérangés par les fluctuations. Le fonctionnement des groupes diesel n'est pas directement affecté par ces variations.
- Indépendamment des options de connexion, les variations de puissance causées par les rafales sont dangereuses pour les groupes diesel car ces variations, à charge constante doivent obligatoirement être réglées par les groupes si aucune mesure n'est prise.

#### 5.3.2.4 Les harmoniques

Les harmoniques sont inévitables, s'il s'agit d'installer des éoliennes dont la connexion avec le réseau se fait à partir de convertisseurs, ou si les rotors des générateurs de ces éoliennes sont alimentés à partir de convertisseurs. Aussi l'utilisation de thyristors dans le système de mise en circuit des moteurs asynchrones des éoliennes conduit aux harmoniques.

Les harmoniques ont une grande importance car à travers elles, les appareils les plus sensibles sont dérangés. Aussi les harmoniques peuvent, avec l'impédance du réseau, conduire à des effets de résonance.

### 5.3.2.5 Répercussions sur le système de protection du réseau

Les changements de structure du réseau à cause de l'intégration des éoliennes ont des effets sur la protection du réseau et des groupes de la centrale:

- Les éléments de protection existants (disjoncteur de puissance, fusibles, etc.) doivent être vérifiés et rendus conformes à la nouvelle puissance de court-circuit.
- Une protection sélective (relais à impédance) ne serait plus performante comme auparavant. Il faudra avec l'aide de protecteurs contre les surplus de courant ou de protections différentielles, développer une nouvelle conception de protection sélective.
- Il faudra aussi développer un concept permettant de savoir quelle est la puissance nécessaire au niveau de la centrale pour le démarrage et le fonctionnement stable des éoliennes. Aussi il faudra prendre en considération les variations de fréquences et prévoir la protection des groupes. Il faudra éventuellement prévoir une installation afin de contrôler la tension et la fréquence du réseau.

### 5.3.2.6 Précautions pour la réduction des effets rétroactifs sur le réseau

Les répercussions sur le réseau peuvent être réduites jusqu'au minimum permis. Pour le cas concret de Gao, il faudra analyser les précautions en fonction de leur coût.

### 5.3.3 Point de connexion du parc éolien

L'influence du parc sur le réseau existant, dépend en grande partie de son point de connexion au réseau. Une valeur essentielle pour la connexion, est le rapport de la puissance du parc  $S_p$  et de la puissance de court-circuit du réseau  $S_{c-c}$ , au point de connexion. Pour la connexion du parc au réseau de Gao, il existe deux possibilités:

**Variante A :** profite de la proximité du réseau moyenne tension existant, pour connecter le parc directement au réseau de 15kV, par un ou plusieurs transformateurs.

Dans ce cas, les chutes de tension ne sont pas à négliger car tous les consommateurs branchés sur le départ "Château" de 15 kV ressentiront ces effets, ce qui conduit à des "Flickers" et autres réactions sur la ligne. Il existe des impédances supplémentaires entre le point de connexion du parc éolien et le jeu de barres de 15 kV de la centrale, ce qui peut conduire à des effets rétroactifs du réseau. Pour cette variante A, la chute de tension au jeu de barres de 15 kV peut être très élevée. Ses avantages résident à ses moindres coûts d'investissement.

**Variante B :** exige une ligne aérienne de 15 kV d'une longueur de 9 Km. Ainsi la puissance du parc éolien peut être connectée directement au jeu de barres de 15 kV de la centrale. Avec la proximité des installations électriques du parc et de la centrale, toutes les influences peut être réglées sans que les consommateurs ne soient touchés.

Cette variante B a des avantages par rapport aux harmoniques, car avec la proximité de la centrale, les harmoniques sont amorties avant qu'elles ne soient nocives pour les consommateurs sensibles.

### 5.3.4 Mesures de soutien au réseau

On réalisera un soutien au réseau si les harmoniques de base et de niveau inférieures des puissances apparente et effective sont compensées. Selon le type d'éolienne, les variations de puissance peuvent être réglées avec le "Conditionneur d'énergie". Ce conditionneur peut :

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

#### 5.3.4.1 Utilisation d'un couplage mou (Démarrage mou)

Par l'utilisation de coupleurs mous, on peut limiter l'intensité du courant de démarrage des générateurs asynchrones. Le couplage se fait alors de la façon suivante. Après le signal de mise en circuit, l'appareil reste immobilisé pendant au moins 1 minute. Après, on laisse tourner l'éolienne jusqu'à atteindre sa vitesse de synchronisme, sans qu'elle ne soit couplée au réseau. En ce moment, l'éolienne est couplée au réseau à l'aide de thyristors qui limitent l'intensité du courant de démarrage des générateurs. Après quelques secondes, les thyristors seront commutés au système de protection du réseau et l'éolienne est ainsi couplée directement au réseau. Il faudra prendre soin de filtrer les harmoniques produites par les thyristors.

Par la mise en circuit simultanée de plusieurs éoliennes par "Soft Starter" les harmoniques sont plus élevées que si on couplait une à une les éoliennes. C'est pourquoi il est recommandé de ne pas mettre simultanément en circuit plusieurs éoliennes.

#### 5.3.4.2 Diminution, compensation des harmoniques

Pour avoir un courant sinusoïdal, les filtres sont nécessaires. Un dimensionnement concret nécessite une analyse du réseau. On utilise généralement le circuit de filtrage passif (combiné aux installations de compensation de la puissance réactive) ou le filtrage actif par convertisseurs.

#### 5.3.5 Dispositions concrètes de réduction des effets rétroactifs sur le réseau

- La variation de tension attendue pour la puissance de court-circuit, supposée au point de couplage des éoliennes de  $S_{c-c} = S_r / u_{c-c} \approx 40 \text{ MVA}$  ( $r = \text{réseau}$ ) et une puissance totale des turbines de  $S_t = 1 \text{ MVA}$  ( $t = \text{turbine}$ ) est donnée dans le rapport 40/1, qui paraît très critique. Une variation de puissance de 50% peut conduire à une variation de tension de 1%, ce qui est dérangeant pour une fréquence de "Flicker" de 1-20 Hz. Alors doivent intervenir les dispositions énumérées.
- Le danger des vacillements "Flickers" du courant du réseau existe aussi si la variation de tension n'est pas maîtrisée pendant la mise en circuit de l'éolienne de 300 kW ( $\cos \phi = 0,8$ ;  $\sin \phi = 0,6$ ;  $Q = 225 \text{ kVars}$ ). Ceci peut provoquer une variation de tension de 5% ( $8 \times 225 \text{ kVars} = 1800 \text{ kVars}$ ) + la partie réelle. Ici l'utilisation d'un "Soft Starter" est nécessaire.
- Variations de la fréquence, résonance du réseau et variation de la torsion sont toujours possibles dans des systèmes comme celui-là. Si le cas se produit, on peut se servir des précautions déjà mentionnées comme les amortisseurs actifs, Dumpload et autres, si les autres concepts de réglage technique ne réagissent pas.

#### 5.3.6 Recommandations pour le choix de types d'aérogénérateurs

Fondamentalement, il existe deux concepts s'il s'agit d'éoliennes destinées à la vente. Les éoliennes à vitesse constante avec transmission et générateur asynchrone relié directement au réseau (exemple le Vestas V29) et les éoliennes à vitesse variable sans transmission mais avec

des convertisseurs (exemple l' Enercon E-30). Sur le plan comportement électrique, les concepts sont très différents. La vitesse constante et le couplage direct au réseau des appareils à générateur asynchrone font que les variations de puissance et le processus de mise en circuit soient directement ressentis par le réseau.

En particulier pour le faible réseau de Gao, l'utilisation d'éolienne à vitesse variable est obligatoire. On peut considérer, qu'il existe déjà au niveau du réseau de Gao de grandes variations de fréquence et de tension. Les effets supplémentaires que causera le champ sur le réseau doivent être réduits au strict minimum. Cela n'est possible qu'avec des éoliennes à vitesse variable et convertisseurs de fréquence.

#### **Propriétés de l'Enercon E-30**

- Utilisation de la cinétique du rotor pendant les variations de la puissance.
- Facteur de puissance constant et même possibilité de réglage de la tension et de la puissance réactive de l'éolienne par les convertisseurs.
- Réglage "Pitch" de la puissance
- La E-30 peut être connectée au réseau selon la variante A

#### **Propriétés du Vesta V29**

- Réglage "Pitch" de la puissance
- Danger de formation de "Flirt" pendant le processus de mise en circuit de l'appareil
- Réglage limité de la puissance réactive.
- L'éolienne doit être connectée au réseau selon la variante B

Pour pouvoir prédire exactement les problèmes techniques qui peuvent être rencontrés, une étude du réseau avec les paramètres réels de production est nécessaire. Ainsi les répercussions du champ sur le réseau seront analysées avec précision. Pour estimer la stabilité du réseau, une simulation qui tient compte du comportement dynamique de tout le système est obligatoire. En cas de problèmes de stabilité, des solutions sont à proposer et leur efficacité démontrée par calcul.

En particulier, les propriétés électriques des turbines en rapport avec la puissance réactive, les harmoniques et autres doivent être mentionnés dans l'analyse.

L'analyse doit concerner aussi le réglage des appareils (exemple réglage de la puissance réactive, les variations de tension et de fréquence), aussi les producteurs d'éolienne peuvent être impliqués dans l'étude par rapport au "Soft Starter", Dumpload et autres.

## **5.4 Système optimisé groupes diesel/éoliennes**

### **Réglage de la centrale**

La centrale se règle à partir d'un système mécanique de réglage de vitesse et de fréquence et agit ainsi sur les variations de puissance dans le réseau. La charge du parc sera considérée dans ces conditions comme une charge négative.

La synchronisation par couplage des groupes est semi-automatique.

## Réglage de la charge du parc

Le réglage du parc a été simulé avec l'Enercon E-30. Une stratégie détaillée de réglage doit être élaborée avec la participation du fabricant (constructeur) des turbines.

- Le système Scada du parc limite la puissance du parc à l'aide d'un réglage de fréquence. Dès que la fréquence au point de couplage dépassera la valeur limite indiquée, la puissance effective du parc sera réglée à partir du réglage "Pitch".
- Aussi le réglage de la puissance réactive du convertisseur du E-30 et aussi de la batterie de condensateurs pour les éoliennes ayant un moteur asynchrone peut être effectué comme un circuit fermé propre au parc.

Ainsi les deux systèmes peuvent démarrer séparément de façon autarcique. Le parc peut s'intégrer modérément au réseau.

Le système "Scada" sera relié à l'aide d'un câble au centre de commande de la centrale. Avec ce câble, il sera possible en cas d'urgence, de pouvoir intervenir dans le système de commande du parc et pouvoir le modifier à partir du centre de commande de la centrale par le personnel.

Les paramètres des turbines ne seront en général modifiés que par le constructeur. Il est prévu que le constructeur, à l'aide de câble téléphonique, puisse avoir accès aux éoliennes afin de pouvoir contrôler régulièrement leur état.

## 5.5 Configuration de la capacité du parc éolien

La simulation de charge en **annexe 11 ; simulations de la charge**, tient compte des données horaires de la consommation à Gao et des mesures du vent.

Les données paramétriques s'intègrent à la centrale et au parc.

Du côté de la centrale, les paramètres principaux se composent de la charge de pointe et d'autres charges de base. L'intégration des groupes dans la simulation s'est faite à partir d'une option d'optimisation de leur rentabilité.

Comme paramètre de réglage, le point de commutation entre le Caterpillar 3512 (groupe pour la charge de base) et les groupes pour la charge de pointe a été retenu. De plus, il a été fixé avec quelle charge minimale les groupes doivent marcher. Le réglage de ce paramètre dépend des fluctuations de la charge du parc, qui ont été dimensionnées plus grandes pour les éoliennes à générateurs asynchrones que pour les éoliennes de type Enercon.

La courbe de charge et le nombre d'éoliennes constituent les paramètres du parc.

La simulation est définie par 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 moins la charge de base dépasse la demande, il y aura un freinage des éoliennes. Ce surplus en courant a le but principal de la simulation. La charge restante déterminera le mode de fonctionnement des groupes.

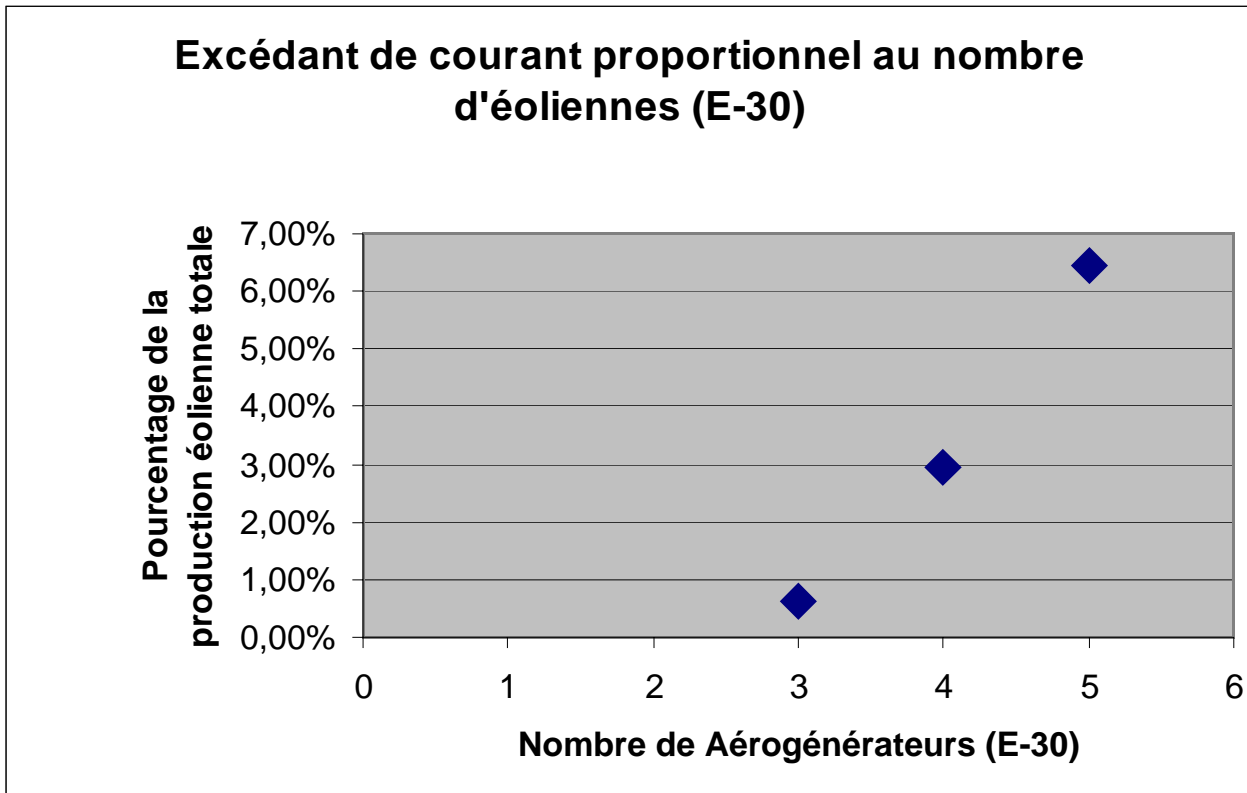


Image 5.1 Excédant de courant proportionnel au nombre d'éoliennes.

Image 5.1 : montre l'augmentation rasante du surplus en courant comparée à la production totale d'énergie éolienne, dès que l'effectif des éoliennes dépasse 3 x E-30. En faisant un rapport entre le surplus en courant et la production supplémentaire, en augmentant les effectifs des turbines, on obtient pour le quatrième E-30 un surplus de 10% et à 5 x E-30 20%. C'est pourquoi, pour un début, le parc sera planifié avec 3 x E-30. Dans le cas d'une situation économique plus favorable (prix élevés du carburant), une extension du champ peut être nécessaire. Avec ce champ de 1 MW, presque toute la production des éoliennes peut être déversée dans le réseau. C'est pour quoi cette option technique de 3 x E-30, ne demande aucune augmentation de la demande en électricité.

La courbe de charge de la centrale avec l'énergie éolienne se modifie de façon considérable.

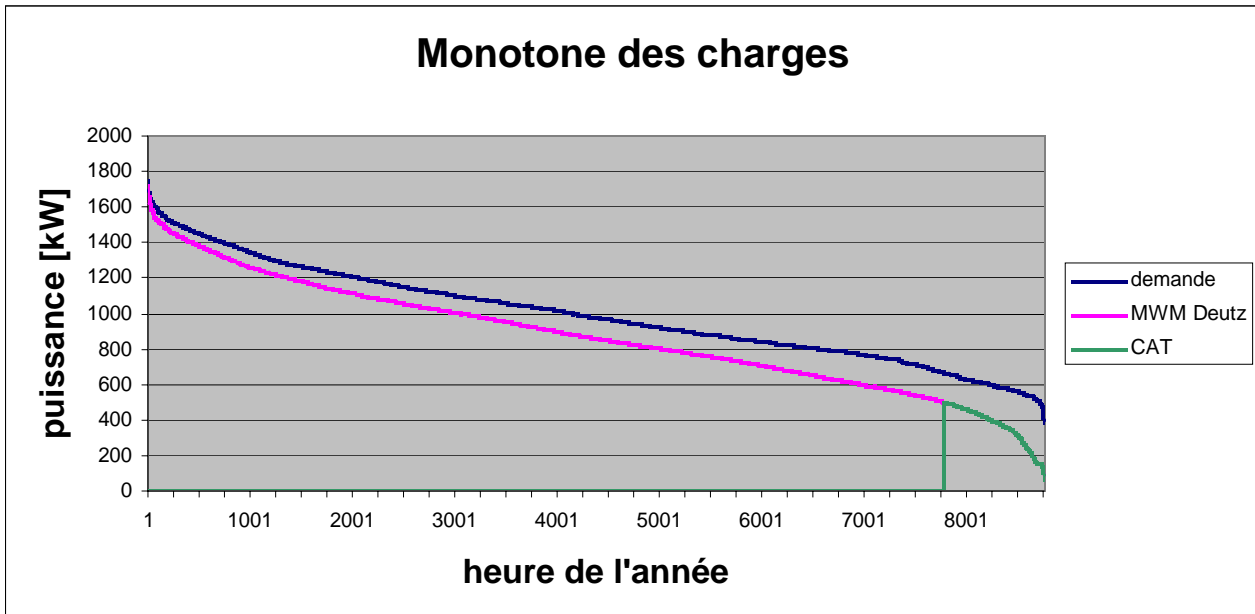


Image 5.2 Courbe annuelle de la production et des besoins en énergie

Image 5.2 montre la courbe annuelle et le changement de la courbe de charge. La différence entre la courbe des besoins en énergie et celle des groupes est l'énergie éolienne déversée dans le réseau, qui se situe dans l'ordre de 12,5% des besoins.

Le comportement du réseau est différent suivant qu'on soit avec le groupe électrogène CAT, module de la charge de base ou qu'on soit avec un MWM, groupe utilisé en période de pointe. Avec la livraison de l'énergie éolienne, augmente le nombre d'heures d'utilisation des groupes en charge de soudure. Cela influence la consommation spécifique de carburant.

Tableau 5.1 Consommation spécifique de diesel

Consommation spécifique de diesel		Cas 1	Cas 2	Cas 3
		Sans énergie éolienne	3 x E 30	8x FL100
<b>Cat</b>	I/MWh	322,3	324,2	330,2
	%	100,0	100,6	102,5
<b>MWM</b>	I/MWh	281,3	284,1	283,8
	%	100,0	101,0	100,9
<b>Total</b>	I/MWh	281,3	285,7	286,0
	%	100,0	101,6	101,7

Le Tableau 5.1 montre le changement de la consommation spécifique en carburant avec et sans livraison d'énergie éolienne. L'augmentation des heures en charge de soudure conduite à une augmentation de 1,5% de la consommation spécifique en diesel de la centrale. Il faudra tenir compte du fait que la simulation est basée sur des données horaires. C'est-à-dire que les effets

comme les rafales et autres qui peuvent avoir une influence sur la rentabilité ne sont pas pris ici en considération.

## 5.6 Puissance débitée et disponibilité

### 5.6.1 Incertitudes du potentiel éolien

Le standard des expertises éoliennes comme élément de base pour les financements a rapidement évolué ces dernières années. Il y a quelques années, si une pratique largement répandue était d'appliquer des marges de sécurité forfaitaires de 10 % sur le rendement éolien, aujourd'hui ce sujet est traité de manière bien plus détaillée. Il n'est pas exclu que les standards techniques des expertises éoliennes continuent à évoluer d'avantage.

Les données utilisées dans les calculs afin de déterminer le potentiel éolien au niveau des moyeux des turbines comportent des incertitudes qui sont définies à partir de facteurs d'incertitude. Pour le terrain et les conditions de mesure à Gao, les incertitudes et leurs influences sur le potentiel éolien sont mentionnées dans le tableau 5.2.

Afin de déterminer l'incertitude totale sur le potentiel éolien, les incertitudes peuvent être analysées séparément. La méthode usuelle est la formation quadratique de la valeur moyenne de chaque incertitude. L'incertitude totale pour l'estimation de la vitesse du vent est définie au tableau 5.2 et est de 4,7%.

Tableau 5.2 Incertitudes basées sur les données du vent

<b>Incertitudes basées sur les données du vent</b>		
Mesure du vent	2 %	Valeur typique
Référence à long terme	4 %	Pas de données de référence à long terme
Description du terrain	1 %	Valeur typique
Méthode de calcul	1 %	Valeur typique
<b>Incertitude globale</b>	<b>4,7 %</b>	

La conversion de l'incertitude de la vitesse du vent en incertitude de rendement en énergie ne peut pas s'effectuer de façon linéaire, mais aussi la relation théorique cubique entre la vitesse du vent et l'énergie ne donne aucune description satisfaisante des phénomènes.

Pour le E-30, il existe au niveau du moyeu une vitesse moyenne de 5,69 m/s. L'incertitude de 4,7% de la vitesse moyenne du vent correspond à une réduction de 0,26 m/s. Pour convertir cette réduction en énergie, les paramètres de Weibull seront rendus conformes et cette répartition réduite de Weibull sera intégrée dans la courbe de puissance.

Tableau 5.3 Incertitude de la vitesse du vent et du rendement en énergie.

Vitesse moyenne du vent m/s	Divergence	Facteur A m/s	Facteur k	Rendement (production) d'énergie MWh/a	Divergence Energie
5,69	0,0 %	6,40	2,6	1.301	0,0 %
5,43	4,7 %	6,11	2,6	1.136	<b>12,67 %</b>

De l'incertitude de la vitesse du vent il en résulte une incertitude de 12,67% de la production d'énergie.

### 5.6.2 Incertitude de la courbe de puissance

Une observation de l'incertitude de la courbe de puissance utilisée pour définir le rendement en énergie sera effectuée.

A cause de la non linéarité des rapports entre vitesse moyenne et rendement en énergie, cette incertitude ne peut pas être intégrée dans l'incertitude du potentiel éolien. Elle doit être traitée séparément. En général, les constructeurs de turbines promettent 95% de la courbe de puissance, ce qui correspond à une incertitude de 5%.

En partant du fait que l'incertitude de la courbe de puissance des éoliennes soit indépendante de la divergence du potentiel éolien, il en résulte une incertitude globale du potentiel énergétique de 13,62% ( $\sqrt{(12.67)^2 + 5^2} = 13.62$ )

Le E-30 est un cas particulier car la promesse faite par la firme Enercon dans le domaine des hélices permettra d'améliorer le rendement de l'éolienne de 5 à 10%. Ceci résulte d'une comparaison avec la nouvelle configuration des hélices du E 66-20.70). La nouvelle courbe de puissance du E-30 n'est pas publiée officiellement. Ainsi l'incertitude jusqu'à l'officialisation de la nouvelle courbe de charge sera considérée comme égale à zéro.

Ainsi l'incertitude globale du E-30 est réduite à 12,67%.

L'analyse des incertitudes est une avancée capitale dans l'évaluation des risques du projet. Avec l'estimation du rendement annuel de l'énergie et de l'incertitude globale du rendement énergétique à 12,67%, on peut calculer la probabilité pour un certain rendement de l'énergie à partir des méthodes statistiques. En utilisant le procédé de Gauss pour l'analyse statistique, le rendement brut en énergie est alors défini comme le rendement annuel moyen de l'énergie qui a la plus grande probabilité par rapport aux résultats. Afin de comprendre la probabilité des résultats, l'incertitude doit être considérée comme une divergence standard des résultats attendus. Image 5.3 montre les probabilités pour qu'un certain rendement en énergie soit atteint.

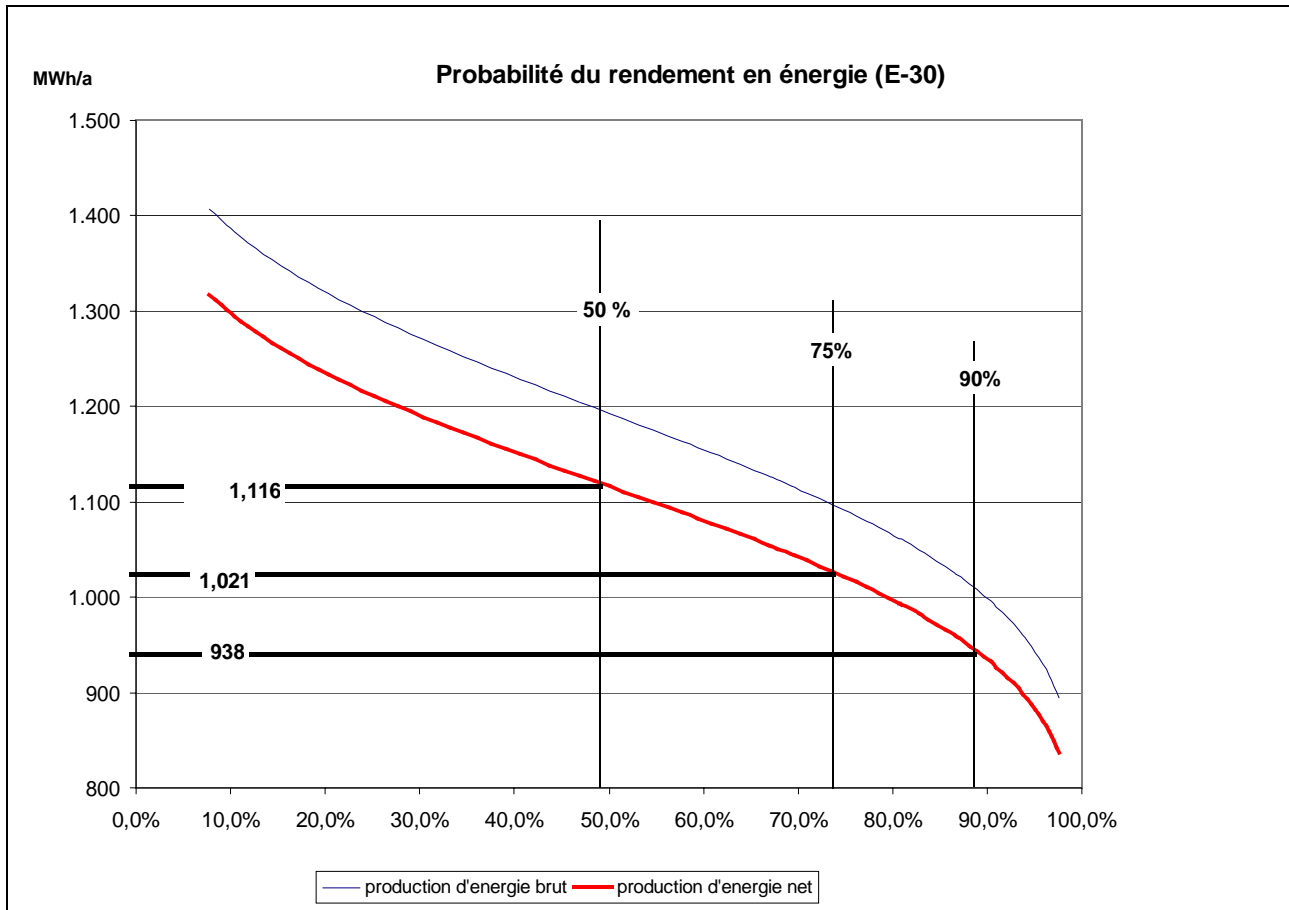


Image 5.3 Probabilité du rendement en énergie (E-30)

En plus de cette incertitude il existe aussi des pertes d'énergie pendant son transport (estimées à 0,8%), une réduction de la disponibilité technique des éoliennes (disponibilité estimée à 95%) et le retrait du réseau du champ dû à la saturation de la demande (saturation de la demande 0,7%). Ces pertes seront considérées comme des facteurs constants et seront retirées du rendement en énergie.

Le rendement du Vestas V29 est à cause du nombre d'utilisation d'heures à pleine charge plus élevé que celui du E-30. Cela est essentiellement dû au rapport de la surface balayée par le rotor et la puissance du générateur.



### 5.6.3 Estimation du rendement

Tableau 5.4 Rendement (production) en énergie du E-30

#### Enercon E-30

Type d'éolienne		E-30	E-30	E-30	E-30
Puissance de l'éolienne	kW	300	300	300	300
Nombre		3	3	3	3
Puissance du parc	MW	0,9	0,9	0,9	0,9
Hauteur du moyeu	m	50	50	50	50
Diamètre du rotor	m	30	30	30	30
Superficie spécifique du rotor	m <sup>2</sup> /kW	2,36	2,36	2,36	2,36
<b>Probabilité</b>	<b>%</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>90</b>	<b>95</b>
Pertes du parc	%	1,7	1,7	1,7	1,7
Production brute	MWh/y	1.193	1.092	1.002	942
Disponibilité	%	95	95	95	95
Saturation de la demande	%	0,7	0,7	0,7	0,7
Pertes du réseau	%	0,8	0,8	0,8	0,8
<b>Production nette</b>	<b>MWh/a</b>	<b>1.116</b>	<b>1.021</b>	<b>938</b>	<b>882</b>
Rendement spécifique	kWh/m <sup>2</sup>	526	482	442	416
Nombre d'heures pleines	h/a	1.240	1.135	1.042	980

Le rendement en énergie P75 du E-30 servira de base pour la gestion du parc.

Tableau 5.5 Rendement (production) en énergie du V29

### Vestas V29

Type d'éolienne		V29	V29	V29	V29
Puissance de éolienne	kW	225	225	225	225
Nombre		4	4	4	4
Puissance du parc	MW	0,9	0,9	0,9	0,9
Hauteur du moyeu	m	40	40	40	40
Diamètre du rotor	m	29	29	29	29
Superficie spécifique du rotor	m <sup>2</sup> /kW	2,94	2,94	2,94	2,94
<b>Probabilité</b>	<b>%</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>90</b>	<b>95</b>
Pertes du parc	%	1,4	1,4	1,4	1,4
Production brute	MWh/a	1.307	1.183	1.072	1.006
Disponibilité	%	95	95	95	95
Saturation de la demande	%	2,7	2,7	2,7	2,7
Pertes du réseau	%	0,8	0,8	0,8	0,8
<b>Production nette</b>	<b>MWh/a</b>	<b>1.198</b>	<b>1.085</b>	<b>983</b>	<b>923</b>
Rendement spécifique	kWh/m <sup>2</sup>	454	411	372	349
Nombre d'heures pleines	h/a	1.331	1.206	1.092	1.025
Facteur de puissance	%	15,2	13,8	12,5	11,7

### 5.7 Exploitation et entretien

Le concept d'exploitation et d'entretien du parc doit garantir une grande disponibilité du parc.

Tableau 5.6 Point d'intersection exploitation et entretien

	Tâche	Fabricant	Local
<b>1.</b>	<b>Exploitation</b>		
1.1	Contrôle journalier à distance des éoliennes	<b>X</b>	
1.2	Occupation du centre de commande de la centrale, mise en circuit des éoliennes		<b>X</b>
<b>2.</b>	<b>Entretien et réparation</b>		
2.1	Vérification visuelle régulière		<b>X</b>
2.2	Entretien général chaque 6 mois	<b>X</b>	<b>X</b>
2.3	Réparation des éoliennes	<b>X</b>	<b>X</b>
2.4	Réparation des infrastructures		<b>X</b>



Les points d'intersection définis au tableau 5.6, permettent de mettre à contribution le personnel exploitant de la centrale. La responsabilité de la disponibilité du parc reste entre les mains du fabricant (constructeur) des éoliennes tandis que la responsabilité de l'exploitation du réseau est du ressort de la EDM. Le travail d'exploitation et d'entretien des éoliennes par le personnel local se fera sous la supervision du fabricant.

Les pièces de rechange doivent être limitées aux pièces d'usures et courantes. Pour élever la disponibilité du parc, il est conseillé de mettre en place un "Condition Monitoring System". Ainsi, les défaillances de composants peuvent être identifiées à temps; aussi le transport et le montage des pièces de rechange peuvent être organisés par avance.

Le personnel local doit être formé par le fabricant. Le programme de formation est conçu pour un mécanicien et un électricien. Il comporte une semaine de formation manuelle et une semaine de pratique sur les éoliennes. Nous conseillons d'étendre le programme de formation de telle sorte que la majeure partie des travaux d'entretien qui ne nécessitent pas l'utilisation de grue puisse être effectuée par le personnel local.

## **5.8 Utilisation de matériels et savoir-faire local**

Les travaux comme les fondations et la construction de piste doivent être effectués par des sociétés implantées à Gao ou tout au plus au Mali. Il y aura une synergie si le pont de Gao est terminé comme prévu en 2005. La Direction Régionale de l'Hydraulique et de l'Energie (DRHE) dispose du matériel pour le forage des puits. Les machines lourdes pour la réalisation du projet doivent être acheminées du sud.

Les travaux de montage se divisent en composantes mécanique et électrique. Les travaux doivent être effectués par les sociétés d'une expérience avérée en la matière. Avant de commencer les travaux de montage, les techniciens doivent être auparavant formés par le constructeur des éoliennes.

Pour diriger les travaux, des compétences réelles sont disponibles sur place.

## 6 Devis estimatif des coûts

### 6.1 Etat détaillé du coût d'investissement

Une étude détaillée des coûts d'investissement pour 7 types d'éoliennes se trouve **en annexe 12 coûts d'investissement**.

A titre d'exemple il est représenté au tableau 6.2 l'estimation des coûts d'investissement pour la variante avec 3 x E-30.

Il s'agit ici des coûts de base des éoliennes.

Proportionnellement élevés sont les frais de transport (sur mer et sur terre) des éoliennes;

Les frais de la grue sont estimés à partir de la grue de 160 t au Nigeria. Il existe aussi une estimation dans le cas où il serait question d'utiliser le système "self erecting crane" ou le système "tilt up".

Les frais de montage profitent du niveau très bas des salaires.

Les coûts des fondations sont proportionnellement élevés, car le prix du béton dépasse de plusieurs fois celui en Europe.

Les prix locaux du béton et de l'acier reposent sur les prix communiqué par un ingénieur du bâtiment.

La crise en côte d'ivoire a provoqué une augmentation des frais de transport de l'acier et du ciment.

Tableau 6.1 Coûts des fondations

<b>Coût des fondations</b>			
Description	Béton	Acier	Total
Unité	m <sup>3</sup>	t	EUR
Prix unitaire (EUR)	370	1100	
Enercon E-30	80	6	36.200
Fuhrländer FL 250	70	5	31.400
Fuhrländer FL100	40	3	18.100
Vestas V29	65	5	29.550
Bonus 150	50	4	22.900
Vergnet GEV MP	70	6	32.500
Eoltec 17-65	25	2	11.450

Les coûts sur le plan électrotechnique sont moindres chez le E-30 que chez les éoliennes ayant des moteurs asynchrones car chez le E-30 la construction d'une ligne aérienne (15 kV) de 9,25 Km n'est pas nécessaire.

Les frais de formation et de planification sont à cause de la petitesse du champ proportionnellement très élevés.

Le rapport des coûts locaux et les devises se situe à 30% contre 70%.



Le coût spécifique total d'investissement est de 2.000 EUR/kW, presque le double du coût de parc en Europe Centrale. La cause de cet écart n'est pas le prix des aérogénérateurs qui dépasse seulement de 20% le coût spécifique d'une éolienne de 1,5 MW en Europe.

Le coût élevé du transport est un facteur essentiel pour cet écart. Le coût des infrastructures et de la planification est à cause des dimensions du parc très élevé.

Tableau 6.2 Estimation des frais d'investissement pour 3 x E-30

<b>Constructeur</b>			<b>Enercon</b>		
<b>Type d'éolienne</b>			<b>E 30</b>		
Puissance nominale	KW		300		
Hauteur du moyeu	M		50		
Diamètre du rotor	M		30		
Réglage			Pitch		
Effectif			3		
Puissance du parc			900		
Production nette (P75) par éolienne	MWh		340		
Production nette (P75) totale	MWh		1.021		
Nombre d'heures pleine			1.135		
Durée de vie/Reste de vie			20		
<b>Investissement</b>	D=Devisé		<b>Nombre</b>	<b>Unité</b>	<b>Total</b>
	L=local			EUR	EUR
Eolienne prix FOB		D	3	297.000	891.000
Transport maritime	Forfaitaire	D			120.000
Transport terrestre	Pièce	L	18	7.000	126.000
Grue	d	L	18	5.000	90.000
Montage tarif local	Forfaitaire	L			50.000
Fondation	Pièce	L	3	36.200	108.600
Construction de piste	m	L	2.022	24	48.903
Système de contrôle	Forfaitaire	D			30.000
Transformateur	Pièce	D	3	12.000	36.000
Câblage interne et Commutateur	m	L	800	63	50.000
Couplage au réseau	m	L			
Formation	Forfaitaire	D			25.000
Planification	Forfaitaire	D			160.000
<b>Somme</b>					<b>1.735.503</b>
Investissement spécifique par rendement	EUR/kWh				1,70
Investissement spécifique par puissance	EUR/kW				1.928

## 6.2 Coûts d'exploitation et d'entretien

Une offre détaillée pour l'entretien du parc par le constructeur n'est pas disponible. Vu l'éloignement du site, on ne doit pas attendre d'un constructeur des garanties à 100% sur la disponibilité.

Les frais d'entretien de la part du constructeur, le ravitaillement en pièces de rechange et la surveillance en temps d'entretien sont estimés à 1,5 Eurocent/kWh.

Actuellement on ne peut pas déterminer si les appareils doivent être assurés contre une cassure de la machine et une interruption de la production d'énergie. Il est prévu cependant, des frais d'assurance incorporés dans les frais d'entretien.

Pour l'exploitation du parc éolien par le personnel local, on considère que l'exploitation technique sera prise en main par la société d'exploitation créée. Le démarrage des activités, depuis la phase de construction, jusqu'aux 2 premières années d'exploitation, seront sous assistance du fabricant des aérogénérateurs. Cette période sera mise à profit par le personnel, qui aurait déjà participé à la construction, d'asseoir une maîtrise technique des équipements et des opérations liées à leur pleine rentabilité. Après cette période, l'assistance à distance du fabricant ainsi que sa présence physique pour les révisions et les grosses réparations, seront contractuellement établies entre ce dernier et la société d'exploitation du parc. Concernant la gestion économique, qui doit couvrir la partie financière et commerciale, il doit être prévu un contrat d'achat avec EDM-sa dans lequel l'accent sera mis sur trois aspects importants ; l'achat de toute l'électricité produite, le prix d'achat du kilowattheure et le paiement à termes des factures. Les frais locaux d'exploitation seront provisionnés pour une somme forfaitaire de 5.000EUR/mois soit environ 3280000FCFA.

Ainsi les frais globaux d'exploitation du champ atteignent les 21.650 EUR/an soit environ 14000000FCFA.

## 6.3 Coûts de l'énergie standard et du courant déwatté

D'après la simulation faite, la consommation spécifique supplémentaire en carburant de la centrale est de 1,25% pour le E-30. Comme les effets dynamiques ne sont pas simulés, la consommation supplémentaire sera estimée à 1,75% avec une consommation de 2.000.000 l/a. Cela correspond à une consommation supplémentaire de 35.000 l/a qui seront pris en compte dans l'analyse économique du projet.

## 6.4 Prix de référence

Les prix du marché local, auxquels sont soumis l'exploitation de la centrale diesel de Gao ou auxquels seront soumis un futur exploitant du parc éolien incluent en général les impôts et les taxes, les frais de douanes et parfois positivement les effets de différentes subventions. Ces prix ne conviennent pas à l'analyse macro économique d'un projet car ils ne s'adaptent pas aux coûts d'opportunité réels de la société malienne. C'est pourquoi, afin d'analyser le projet sur le plan de l'économie nationale, on utilisera<sup>11</sup> des prix de référence. Ainsi les prix du marché seront débarrassés des impôts et des taxes, des frais de douanes et ne tiennent pas compte des subventions.

<sup>11</sup> Les notions "macro-économique" et "économie nationale" seront employées de façon synonyme.

Les principaux coûts au niveau de l'éolienne résident aux coûts d'investissement, tandis qu'au niveau de la centrale thermique, ils se trouvent aux niveaux des coûts du combustible et des frais du capital.

Selon la DNE, l'importation de composants d'aérogénérateurs est exempte de tout impôt et taxe de même que les frais de douanes. Ainsi, le calcul des prix de référence se limitera au prix du carburant DDO.

Les centrales diesel au Mali ont été toujours ravitaillées en DDO à partir des raffineries de Dakar et Abidjan ainsi que les ports de Lomé et Cotonou. En Décembre 2003, les différences de prix entre les sources d'approvisionnement étaient minimales (Tableau 2.1), selon une déclaration des autorités, cela correspondrait à la même situation que l'année d'avant.

Tableau 6.3 Prix de livraison du DDO à partir des raffineries en Afrique de l'ouest, Décembre 2003<sup>12</sup>

	Dakar	Abidjan	Lomé	Cotonou
FCFA/l	144	144	160	159
Dakar = 100	100	100	111	110

Pour des raisons politiques, il y'a eu un changement de trajet pour le transport du carburant. Avec la crise actuelle en côte d'ivoire, le carburant ne peut pas être livré à partir d'Abidjan. Suite à cet événement, le transport s'effectue actuellement à partir de Lomé en traversant le Burkina Faso.

Des prix mensuels sont communiqués par l'ONAP (Office National des Produits Pétroliers) qui est sous la tutelle du Ministère des finances. Ces prix sont déduits de la vente du DDO à Bamako et, pour des motifs politico-économiques, sont valables sur toute l'étendue du territoire. Le prix théorique de vente du DDO à Gao est mentionné dans le tableau 2.2: Composants micro économiques du prix du DDO à Gao, Janvier 2004.

Sont pris en compte :

- les 2.646 Km de distance entre Lomé et Gao
- les frais de transport de 35,49 FCFA par tonne et par Km (3,18 FCFA/hl/Km)<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Source: République du Mali, Ministère des finances, rapport mensuel sur les prix du carburant, Décembre 2003

<sup>13</sup> Source: Agent de l'ONAP. Les données ont été vérifiées pour sa plausibilité.

Tableau 6.4 Composantes micro-économique du prix du DDO à Gao, Janvier 2004

Composantes	[FCFA /t]	[FCFA /l]	Remarques
Prix à partir de la raffinerie de Lomé	178.571	160,00	
Taxes et impôts au Burkina Faso			
- Montant fixe	500	0,45	500 FCFA/t
- Montant proportionnel	307	0,28	0,17% Prix de livraison de la raffinerie
Transport au Mali	48.090	43,09	35,49 FCFA/t + Km
Prix frontière Mali	227.468	203,81	
Taxes et impôts au Mali	141.187	126,50	62,07% Prix à l'importation au Mali
Frais de transport Frontière - Gao	93.907	84,14	35,49 FCFA/t + Km
Assurance, financement, marge			
- Montant fixe	37.116	33,26	
- Montant proportionnel	5.243	4,70	2,31% Prix à l'importation au Mali
Prix de livraison à Gao	504.922	452,41	

Le prix gestionnaire du DDO à Gao est de 504.922 FCFA/t.

Le prix macro économique du DDO à Gao est de 327.172 FCFA/t ou 491,99 EUR/t<sup>14</sup>. Il ne contient aucun impôt et taxes ou frais de douanes, devant être payés au Mali. De plus, les frais de transport de 35,49 FCFA/t/Km sont réduits à 26,35 FCFA/t/Km afin de tenir compte des impôts sur le carburant utilisé par le camion citerne. La dernière valeur correspond à 40% des prix marginaux. On supposera que micro économiquement, 63% des frais de transport sont causés par le carburant. Le rapport entre économie nationale et économie d'entreprise sur le prix du DDO est de 66%.

L'évolution du prix du DDO au Mali dépend de l'évolution future du prix du pétrole brut. Les prix macro économiques et micro économiques ci dessus du DDO on été calculés avec un prix de baril de pétrole brut de 30 USD. Ce prix du baril sera considéré dans l'analyse suivante comme variante "forte". Dans les deux autres variantes, on prendra pour le pétrole brut un prix de baril de 25 USD (prix moyen du pétrole) et de 20 USD (prix bas "faible" du pétrole).

<sup>14</sup> 1 EUR = 665 FCFA

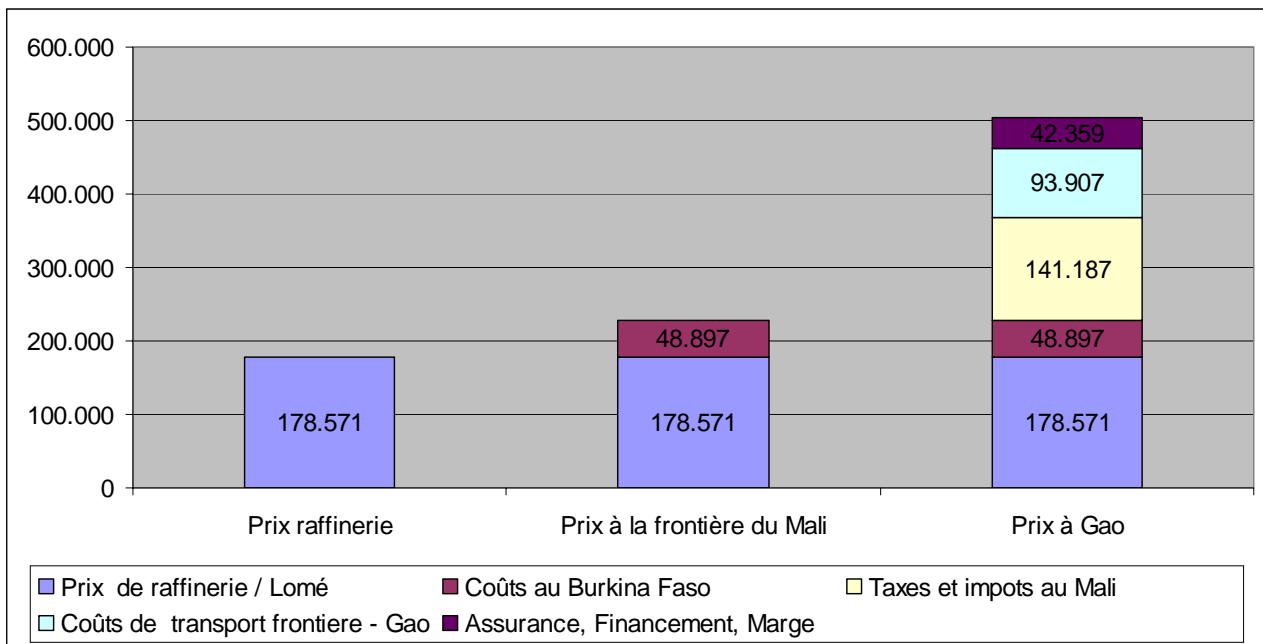


Image 6.1 Composants du prix du DDO à Gao

En évaluant le projet jusqu'en 2025, la variante avec le prix moyen du pétrole brut, est considérée comme plus optimale.

Pour les calculs du prix du DDO avec la variante "moyenne" et "faible" du prix du pétrole, les paramètres suivant ont été utilisés:

- Conversion de baril en tonne 7,29
- Facteur de prix; produit pétrolier/pétrole brut 0,98
- 1 USD: 1,250 EUR

L'influence du niveau de prix du marché international du pétrole brut sur le prix du DDO est représentée en Image 6.2. Comme les impôts et les taxes sont proportionnellement perçus de même que les frais de transport qui contiennent un composant du pétrole brut, le prix du DDO est alors très dépendant du prix du pétrole brut.

Pour un prix moyen où bas du prix du pétrole brut, le prix de gestion du DDO est de 437.880 FCFA/t ou 370.836 FCFA/t. Les prix macro économiques correspondants sont de 432,80 EUR/t et de 373,70 EUR/t. Avec la conversion en FCFA on obtient 287.840 FCFA/t et 248.508 FCFA/t.

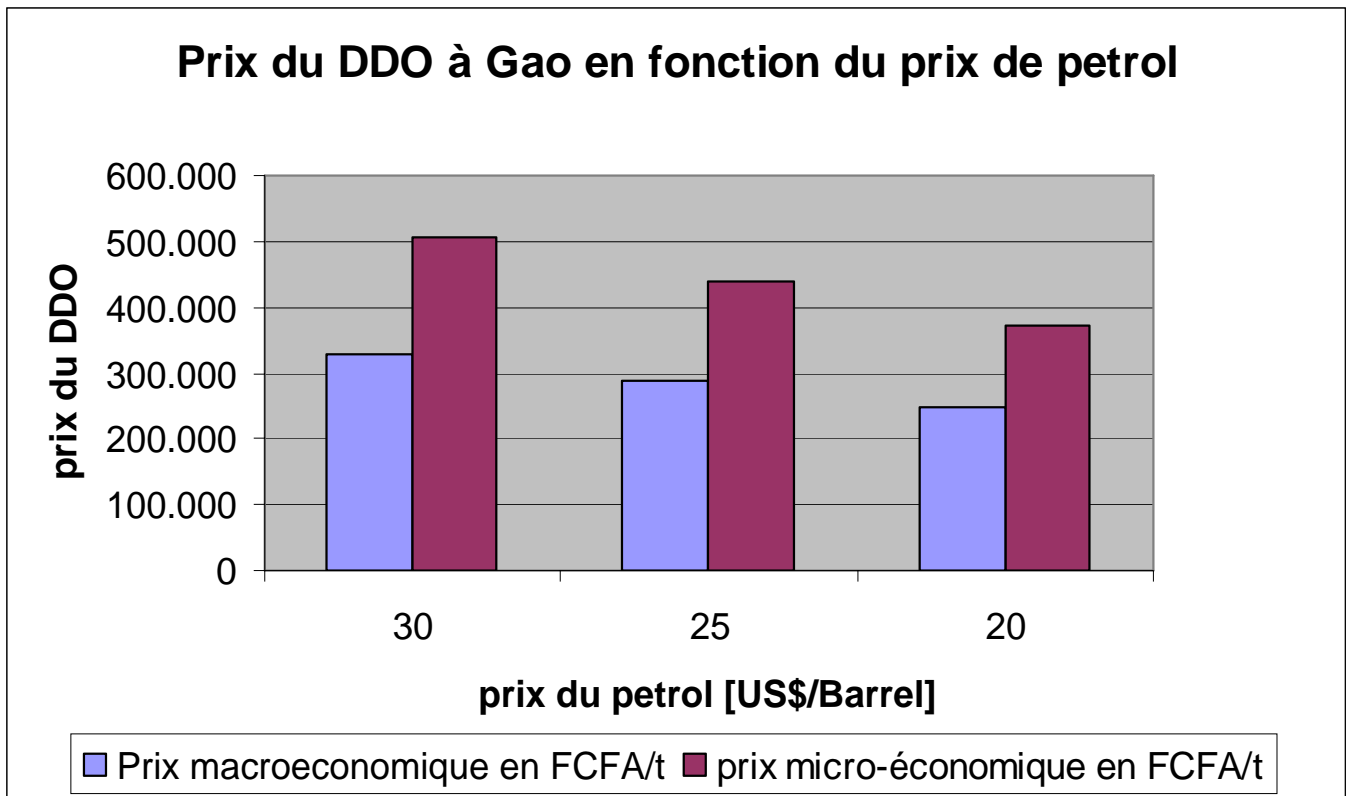


Image 6.2 Prix du DDO en fonction du prix pétrole

## 6.5 Besoin financier et Concepts de financement

Sur ce point on fera recours à l'analyse micro économique du chapitre 3.2 et la participation du secteur privé au chapitre 4.

## 6.6 Coûts marginaux et coût de production d'électricité par le diesel

Pour le calcul des frais de la centrale de Gao, EDM nous a fait parvenir de l'information de base en début mars 2004. Ces informations étaient les suivantes: La puissance disponible après la réhabilitation, le prix spécifique de ré acquisition basé sur les frais d'un nouveau appareil, la consommation spécifique en DDO, le coût du DDO par kWh ainsi que des coûts variables et fixes d'exploitation (Tableau 2.3).

Tableau 6.5 Informations de base pour le calcul des frais de la centrale diesel à Gao

Variable	Valeur	Dimension
Capacité disponible après la réhabilitation	3.880	kW
Prix spécifique de acquisition	457	EUR/kW
Durée de vie d'une nouvelle unité (groupe)	15	an
Consommation spécifique de combustible	0,281	l/kWh
Frais du combustible DDO	82,3	FCFA/kWh 0,124 EUR/kWh
Frais variables d'exploitation	41,7	FCFA/kWh 0,063 EUR/kWh
Frais fixe d'exploitation	19.950	FCFA/kW 30 EUR/kW

Selon les données en tableau 2.3, EDM a payé pour le DDO 326.655 FCFA/t soit 491,21 EUR/t. Ce prix correspond au prix macro-économique du DDO avec un prix du baril du pétrole brut de 30 USD. Il ne contient aucun impôt ou taxes. EDM nous a même confirmé qu'actuellement la société ne paye pas d'impôts sur le DDO.

Les frais de ré acquisition d'un nouveau dispositif semblable au dispositif actuel ont été calculé comme mentionné en tableau 2.4 et est estimé à 1,862 millions d'Euro. Avec la visite de la centrale en Décembre 2004, on a constaté que les groupes peuvent être encore exploités pendant 5 ans. Ainsi la valeur estimée de la centrale de Gao était de 0,621 millions d'Euro le 1.1.2004. Cela correspond, avec un taux d'intérêt de 8% pour des frais de capital de 0,155 millions d'Euro par an soit 103,4 millions FCFA/an

Tableau 6.6 Estimation des frais de ré acquisition d'un nouveau dispositif semblable

Opération de calcul	Variable
*	Capacité disponible après la réhabilitation
*	Prix spécifique de acquisition d'une nouvelle unité (groupe diesel)
*	Supplément pour la réhabilitation (1,05)
=	Frais pour la acquisition d'une nouvelle unité semblable au dispositif actuel la réhabilitation étant incluse

Les coûts de production d'électricité en FCFA/kWh de la centrale de Gao dépendent aussi de la production annuelle d'électricité. Le tableau 2.5 montre l'évolution de 2001 à 2008 comme défini en chapitre 3 pour le scénario de demande "faible". Le facteur de charge se décline légèrement. On peut le voir dans la relation entre charge de pointe et puissance disponible de la centrale que l'utilisation de la centrale augmente continuellement (voir aussi Image 6.3).

Tableau 6.7 Evolution de la production brute d'électricité, la charge de pointe et la puissance disponible à Gao<sup>15</sup>

	Production brute MWh	Charge de pointe (CP) kW	Facteur de charge	de Capacité disponible (CD) <sup>16</sup> kW	Relation entre CP et CD
2001	7902	1480	60,9%	3880	38,1
2002	8825	1530	65,8%	3880	39,4
2003	9628	1834	59,9%	3880	47,3
2004	10302	1981	59,4%	3880	51,0
2005	11024	2139	58,8%	3880	55,1
2006	11795	2310	58,3%	3997	57,8
2007	12621	2495	57,7%	3997	62,4
2008	13504	2695	57,2%	3997	67,4

D'après le scénario de demande "faible", entre 2006 et 2008, la centrale de Gao doit produire en moyenne 12.640 MWh. Sans impôts sur le DDO, le coût de production d'électricité serait de 138,3 FCFA/kWh (Tableau 6.8).

Si le parc éolien avec une production de 1.021 MWh/a entre en service à partir de 2006, la production de la centrale diesel chutera à 11.619 MWh/a.

Avec la mise en exploitation du parc éolien:

- Chute légèrement la pleine utilisation de la capacité des groupes (comparé à la situation sans parc éolien)
- Augmente la consommation en diesel des groupes de 35.906 l/a.

De ce fait augmente aussi le coût de production des groupes diesel de 138,3 FCFA/kWh (sans parc éolien) à 140,8 FCFA/kWh (avec le parc éolien) (Tableau 2.7).

Comme le prix du diesel est majoré sur l'impôt, les coûts de production d'électricité ont augmenté de 45 FCFA/kWh.

<sup>15</sup> Production brute et charge de pointe selon le scénario de demande "faible"

<sup>16</sup> Puissance installée jusqu'en début 2004; à partir de 2006 puissances installées incluses les éoliennes avec une puissance moyenne de 117 kW

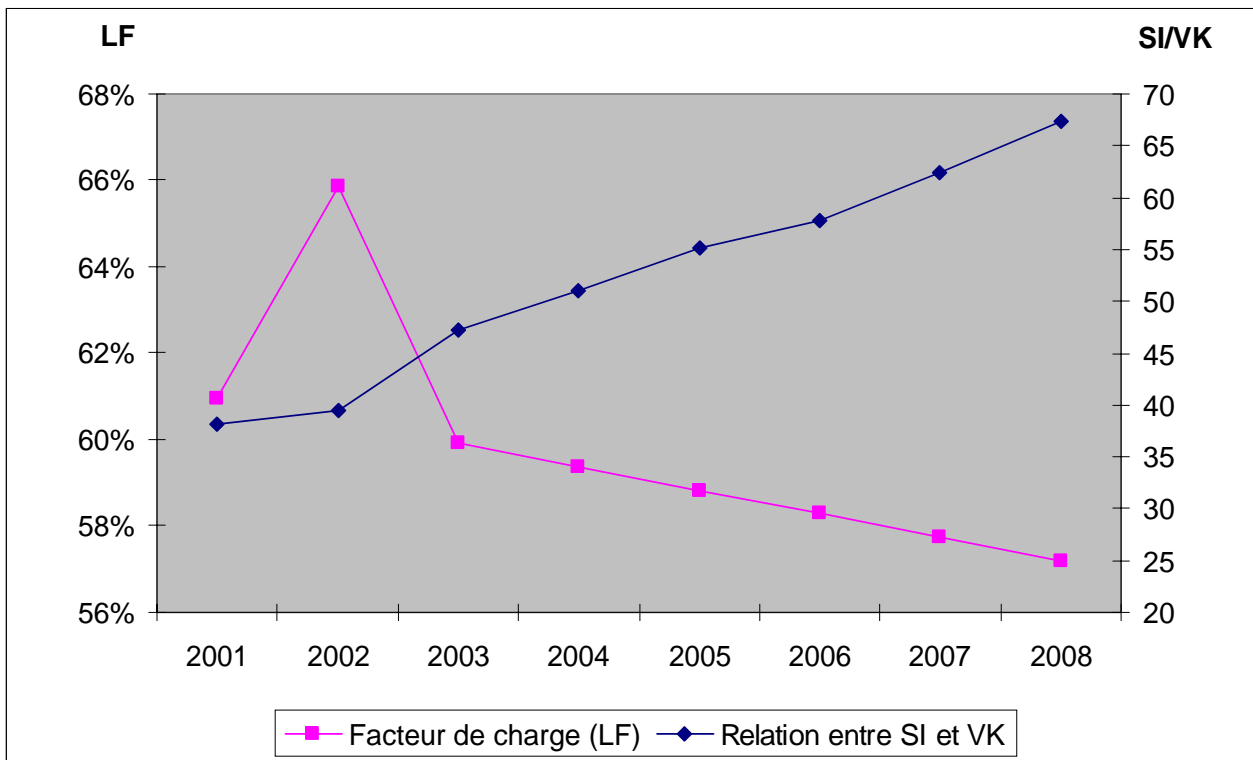


Image 6.3 Evolution du facteur de charge (FC) et de la relation entre la charge de pointe (CP) et la puissance disponible de la centrale selon le scénario de demande faible (CD).

Tableau 6.8 Coûts de production d'électricité sans le parc<sup>17</sup> éolien

	Prix du diesel sans impôts		Prix du diesel avec impôts	
	Mio. FCFA	FCFA/kWh	Mio. FCFA	FCFA/kWh
Frais du capital	103,4	8,2	103,4	8,2
Diesel	1.040,8	82,3	1.608,7	127,3
Frais variables d'exploitation	526,6	41,7	526,6	41,7
Frais fixe d'exploitation	77,4	6,1	77,4	6,1
Total	1.748,1	138,3	2.316,1	183,2

Tableau 6.9 Coûts de production d'électricité avec le parc<sup>18</sup> éolien

	Prix du diesel sans impôts		Prix du diesel avec impôts	
	Mio. FCFA	FCFA/kWh	Mio. FCFA	FCFA/kWh
Frais du capital	103,4	8,9	103,4	8,9
Diesel	971,6	83,6	1.501,8	129,3
Frais variables d'exploitation	484,1	41,7	484,1	41,7
Frais fixe d'exploitation	77,4	6,7	77,4	6,7
Total	1.636,4	140,8	2.166,6	186,5

<sup>17</sup> La production moyenne annuelle d'électricité de 12.640 MWh de 2006 à 2008

<sup>18</sup> La production moyenne annuelle d'électricité de 11.619 MWh de 2006 à 2008

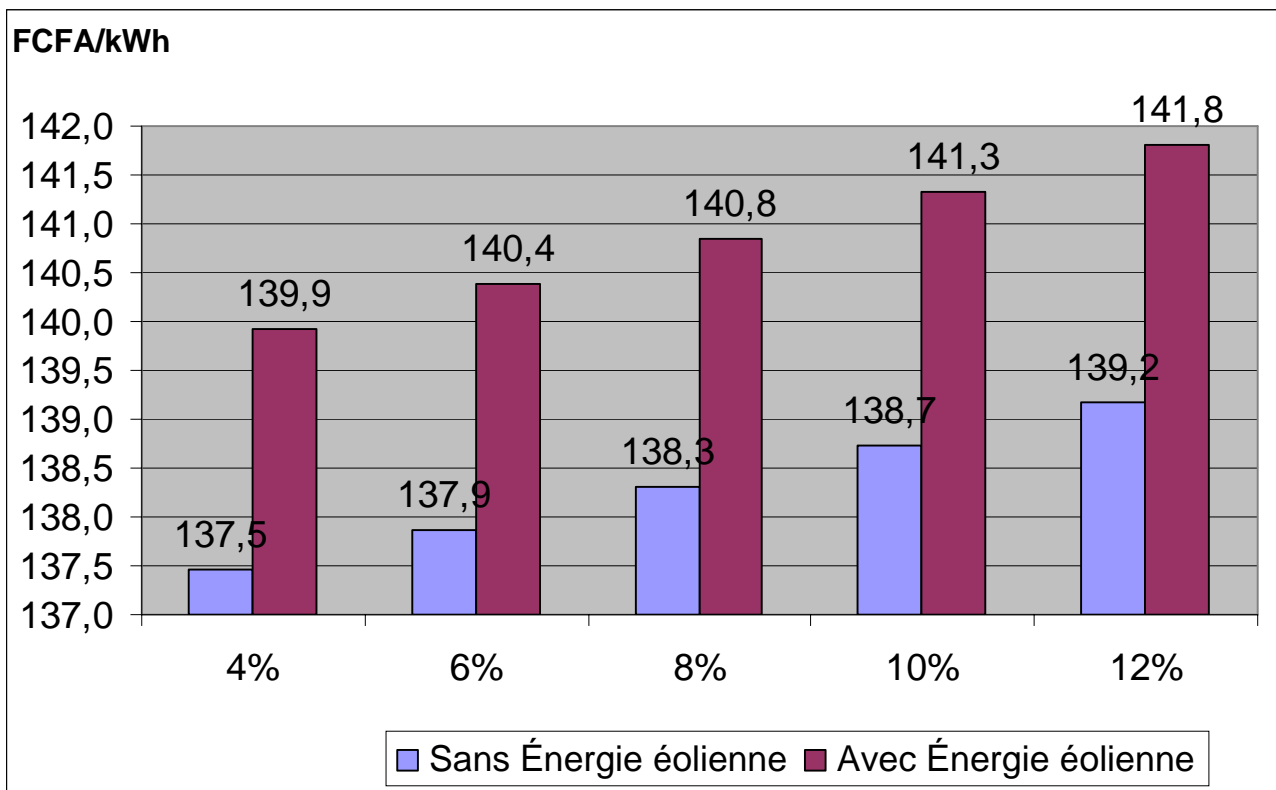


Image 6.4 Coûts de production d'électricité des groupes existants en rapport avec le taux d'intérêt pour le des frais annuels du capital<sup>19</sup>

Les coûts de production d'électricité applicables décrivent les coûts d'opportunité qui peuvent être substituées grâce à l'alimentation en énergie éolienne des installations diesel existantes. Les coûts d'opportunité se composent des coûts variables pour le combustible et l'exploitation (sans énergie éolienne) en y soustrayant les coûts totaux spécifiques accrus. Par conséquent, le coût d'alimentation applicable pour l'énergie éolienne s'élève à 121,5 FCFA /kWh.

## 6.7 Modalité de rémunération

La modalité de rémunération est la partie essentielle du contrat d'alimentation (de vente) qui doit être signé avec EDM-sa. Cette société a déjà montré dans le passé, sa disponibilité à établir un contrat d'achat du courant du parc éolien.

D'une manière générale, les modalités de rémunération du courant du parc seront basées sur les principes de la loi allemande de rémunération des énergies renouvelables. Seul en Grèce existe une rémunération supplémentaire sur la puissance livrée.

Un montant de rémunération annuelle fixe, mettra le risque lié au vent, au compte d' EDM-sa. D'une part, il serait difficile de persuader EDM d'admettre ce principe, d'autre part des rémunérations de ce genre dans le domaine de l'énergie éolienne ne sont pas fréquentes.

<sup>19</sup> Avec un prix de diesel sans impôts



Un modèle de rémunération, selon la quantité d'énergie livrée, doit servir comme base de négociations avec EDM-sa.

Le facteur essentiel est le prix du kWh que EDM est prête à payer pour l'énergie livrée par le parc éolien. Ce détail sera étudié en profondeur dans l'analyse micro économique.

Une marge de manœuvre nous donnera les closes d'ajustement du tarif. Un couplage du tarif de l'énergie éolienne et du prix du diesel est possible. Comparativement à un prix fixe une augmentation du prix du pétrole brut sera un avantage pour le parc éolien. Par contre, une baisse du prix du brut sera un avantage pour EDM-sa. Ainsi selon les perspectives de EDM-sa, le prix de référence de l'énergie éolienne et celui de la centrale thermique reste relativement équilibré.

Un autre aspect essentiel du financement du projet réside à la durée du contrat de fourniture de l'énergie éolienne ; cette durée doit être supérieure à la durée d'expiration de la dette.

## 7 Avantages environnementaux<sup>20</sup>

### 7.1 Avantages environnementaux de l'utilisation de l'énergie éolienne, évaluation du parc éolien en temps que projet CDM potentiel

Dans cette étude, on vérifiera comment le projet peut être positivement influencé sur le plan économique, si on le situait dans le cadre du "Mécanisme de développement propre" (CDM) de l'article 12 du protocole de Kyoto. Dans un premier temps, on essaiera d'éclaircir institutionnellement les conditions générales pour les projets CDM au Mali. Après, à base des critères formels on vérifiera le projet de Gao.

En profitant du CDM, cela s'ajoutera à l'analyse Coûts / Avantages du projet.

#### 7.1.1 Conditions générales institutionnelle

Le Mali a ratifié le protocole de Kyoto en mars 2002. La première condition essentielle est ainsi remplie pour la réalisation de projet CDM au Mali en collaboration avec les pays industrialisés mentionnés en annexe B du protocole de Kyoto pour la réduction des émissions des gaz à effet de serre.

Pour les projets concrets de CDM, la création d'une "Autorité Nationale légale" pour les autorisations nationales et institutionnelles qui accompagneront les projets est nécessaire. Cette Institution gouvernementale existe déjà au Mali avec le Secrétariat Technique Permanent du Cadre Institutionnel de la Gestion des Questions Environnementales:

Secrétariat Technique Permanent du Cadre Institutionnel de la Gestion des Questions Environnementales (STP/CIGQE).

BP 2357, Bamako, Mali

Contacted: Mr. Boubacar Sidiki Dembélé

Tél.: (223) 223 1074, Fax: (223) 223 58

Les expériences des Institutions maliennes avec les projets internationaux de protection du climat sont très limitées. Dans le cadre de la phase de pilotage "Activities Implemented Jointly" (AIJ) au Mali on a implémenté seulement un projet pilote ("Centres d'Energie du Mali"). Dans le cadre de mini projets de développement (exemple PNUD - FEM), des mesures pour la formation dans le cadre l'implémentation de projet CDM dans le futur ont été préconisées. Aucun projet comme actuellement le projet de Gao n'a été présenté ou implémenté par le Mali en temps que projet CDM.

#### 7.1.2 Vérification formelle du projet

Cette vérification formelle se fait selon la ligne directrice développée par l'OCDE/IEA et CERUPT pour les projets CDM dans le secteur de l'électricité et aussi dans le cadre des principes fixés par les sept signataires de la conférence de Marrakech (COP7) pour des projets CDM "à petite échelle" selon la Décision5/COP6.

Dans le projet, il s'agit d'un réseau isolé constitué d'une centrale de groupes diesel de 4 MW et d'un parc éolien de 1 MW. Comme la puissance totale du système Diesel/éolien n'atteint pas les 15 MW, le projet se situe dans la catégorie Système – Hors - Réseau englobe tous les projets

<sup>20</sup> L'avantage macro-économique du projet sera traité dans le chapitre analyse macro-économique

Mini- Réseau incluant la capacité du projet de Gao. Une accumulation de l'énergie produite n'est pas envisagée. La méthode standard de „Baseline“ (les lignes de base) (OCDE/IEA) pour les projet de cette classe "mini-réseaux avec des générateurs diesel, mais sans stockage" est ici applicable. La réduction des émissions se calculera en fonction de la quantité de carburant épargnées avec l'utilisation du parc éolien.

L'apport supplémentaire du projet doit être sommairement défini à l'aide du "l'analyse des obstacles". Cette analyse sert à confirmer l'effet supplémentaire dans le cas où il existera un obstacle pouvant empêcher l'implémentation du projet sans l'apport du CDM.

- "l'obstacle à l'investissement": Un conception purement financière du dispositif allait utiliser des technologie qui augmenteront spécifiquement les émissions de gaz toxique.
- "l'obstacle technologique": du point de vue risque, l'application d'une technologie non avancée augmentera l'émission spécifique des gaz à effet de serre (ceci est singulièrement propre aux technologies dont l'utilisation pratique n'a pas été suffisamment expérimenté).
- "l'obstacle des pratiques prédominantes": les pratiques prédominantes du marché c'est-à-dire la complexité des procédures pour l'obtentions des autorisations peuvent conduire à l'utilisation de technologie susceptible d'élever l'émission des gaz a effet de serre.
- Autres obstacles: obstacles institutionnel, organisationnel, manque de ressources financières, manque d'expert.

De ces 4 catégories, on peut considérer pour le projet de Gao qu'il y'a l'existence d'une "l'obstacle technologique" et aussi celui qui lui est étroitement lié à savoir le "l'obstacle de la prédominance".

La nécessité d'une vérification détaillée du projet sur le plan apport supplémentaire n'existe plus car le projet se classe déjà dans la catégorie de "Procédures et modalités simples pour des Activités de projet CDM" des types de projet autorisé par le CDM Conseil Exécutif CDM (ici le groupe I.D). En se basant sur le "Documents de conception de projets simples pour les Activités de Projet à petite échelle" (SSC-PDD), le projet de Gao peut être aussi présenté comme un projet CDM.

### **7.1.3 Coûts Avantages Mesure pour le développement d'un projet CDM**

#### **7.1.3.1 Calcul de la réduction des émissions**

Les calculs de réduction des émissions du projet se fait pour un départ sur la base de „ Méthode des lignes de base“ développée par le Conseil Exécutif CDM dans le "Procédures et Modalités simples pour les Activités de projet CDM à petite échelle". Ensuite suivra un calcul détaillé à partir des données du parc éolien.

Les sources des gaz à effet de serre sont au nombre de 4:

- Emissions directes c'est-à-dire diminutions des émissions "sur site" exemple à partir des processus de combustion
- Emissions directe c'est-à-dire diminutions des émissions "hors site" exemple à partir des processus d'approvisionnement
- Emissions indirectes c'est-à-dire diminutions des émissions "sur site" à partir dudit Rebound-Effect comme par exemple une réduction du chauffage des immeuble à partir de l'isolation (effet d'aisance)
- Emissions indirecte c'est-à-dire diminutions des émissions "hors site" comme changement à moyen terme de la structure d'approvisionnement par utilisation de technologie approprié.

Chez les projet de la catégorie " CDM à petite échelle" on s'occupe principalement des Emissions directe sur site. Pour le système diesel/éolien sans possibilité d'accumulation, cela signifie un calcul des émissions à partir de la quantité de combustible économisé à l'aide du parc. Le facteur d'émission utilisé est approprié au groupes qui approvisionnent un Min-Réseau 24 h/24 et ayant une puissance supérieure à 200 kW avec  $0,8 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}^{21}$ . Avec ce facteur d'émission, on doit pouvoir estimer la réduction des émissions pour les  $1,1 \text{ GWh/a}$  du parc éolien. Ainsi, les émissions annuelles évitées à l'aide du parc est de presque  $880 \text{ t CO}_2/\text{a}$ .

L'estimation effectuée ci-dessus n'a pas pris en compte plusieurs facteurs. Car l'utilisation plus détaillée du „Méthode des lignes de base“ conduit à des frais supplémentaires de transaction (le projet ne pourra plus alors bénéficier des règles élémentaires des projets CDM à petite échelle comme le SSC-PDD). Vu les dimensions du parc, une telle procédure n'est pas nécessaire (peu de Cash-flow pour couvrir les frais supplémentaires). La facture suivante est en première ligne indicative pour appréhender les erreurs faites dans le calcul.

Dans la facture détaillée, pour la diminution spécifique des émissions due à l'utilisation du parc, les effets suivants ont été pris en compte:

- L'énergie éolienne remplace une partie  $\epsilon_{\text{éolienne}}$  de la production du courant à partir du diesel. Les calculs et les simulations à partir des caractéristiques du vent et la structure de charge ont donné un facteur de 99,5%
- L'alimentation de l'énergie éolienne dans le réseau conduit à des fluctuations chez les groupes diesel. Des calculs techniques et des mesures prévoient une augmentation de la consommation de combustible de 281 à 286 litres de DDO par MWh. Comme facteur de conversion du DDO, la valeur de  $3,2 \text{ kg CO}_2/\text{kg}$  de combustible a été utilisé La densité spécifique du DDO est de  $820\text{-}845 \text{ kg/m}^3$  soit une moyenne de  $0,833 \text{ kg/l}$ . L'émission spécifique de  $\text{CO}_2$  est alors de:

$$\epsilon_{\text{miss}_1} = 0,749 \text{ kg CO}_{2\text{éq}}/\text{kWh sans éoliennes et}$$

$$\epsilon_{\text{miss}_2} = 0,762 \text{ kg CO}_{2\text{éq}}/\text{kWh avec éoliennes.}$$

- Le combustible diesel (plus précisément le DDO) dans notre cas est transporté sur une distance moyenne de  $2.646 \text{ Km}$ . Les camions qui assurent ce transport (charge moyenne  $30.000 \text{ l}$  / transport et une consommation moyenne de  $45 \text{ l}$  aux  $100\text{Km}$ ), sur chaque litre de diesel livré à Gao consomment l'équivalent de  $0,04\text{l}$  de diesel. Ainsi on obtient pour la production du courant à partir du diesel un facteur additif sur l'émission de  $\text{CO}_2$  de

$$k_{\text{transport}} = 1,04.$$

La réduction d'émission obtenue à partir du parc éolien  $\Delta\epsilon_{\text{miss}}$  se calcule en fonction de tous les facteurs cités pour une production éolienne de  $= 1,1 \text{ GWh/a}$  et une production totale de  $9,0 \text{ GWh/a}$ . On obtient la formule suivante:

$$\Delta\epsilon_{\text{miss}} = k_{\text{éol}} \cdot k_{\text{transport}} \cdot \left( \epsilon_{\text{miss}_1} - (\epsilon_{\text{miss}_2} - \epsilon_{\text{miss}_1}) \cdot \frac{(prod_{\text{totale}} - prod_{\text{éol}})}{prod_{\text{éol}}} \right)$$

On obtient une réduction spécifique des émissions de  $0,678 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$ . La facture détaillée donne une baisse de 15% de réduction des émissions de plus que pour la facture additive valable pour les petits projets. Le sponsor du projet n'a pas d'autre choix que de s'orienter sur le "Procédures et Méthodes simples pour les Activités des projet CDM à petite échelle" du Conseil Exécutif CDM.

<sup>21</sup> Voir Appendix B of simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories, table I.D1

### 7.1.3.2 Estimation des tarifs et de l'apport moyen de l'argent attendu.

Le projet avec une réduction d'émission de 880 t CO<sub>2</sub>/a est un relativement petit projet CDM. Le Mali n'a pas d'expérience avec les projets CDM. De ce fait, comme potentiels acheteur du "certified emission reductions" (CER) seront les signataires institutionnels du Carbone Fonds. On peut citer le CERUPT-Programm du Nederland, le Community Development Carbon Fund (CDCF) de la banque mondiale.

Le prix CER du Carbone Fonds se situe actuellement entre 3 et 5 EUR/t CO<sub>2</sub>. Ces prix sont nettement inférieurs aux prix estimés par le commerce européen des émissions (en général 10 à 15 EUR/t CO<sub>2</sub> pour 2008 à 2012). Les bas prix mettent en relief le risque des projets CDM. Avec la reconnaissance croissante des règles pour les projets CDM, et aussi leur intégration dans le système européen du commerce des émissions, il y aura une augmentation des prix CER. Cette tendance est actuellement remarquable sur le marché. A cause de l'évolution incertaine des prix, on doit néanmoins dans le cadre de l'étude des projets choisir des prix qui doivent se situer à l'intérieur du niveau de prix fixé par l'Emission Réduction Purchase Agreements (ERPA). Dans la facture du projet on fixera un prix estimatif de 5,0 EUR/t CO<sub>2</sub>. Ainsi on obtient pour les 880 t CO<sub>2</sub>/a et autres du projet de Gao une somme de 4.400 EUR/a.

En ce qui concerne le "crediting period", c'est-à-dire la durée du projet CDM, pendant laquelle le CER est versé, on peut choisir entre 2 approches: une paye unique pour une durée de 10 ans pour le projet et une paye chaque 7 d'intervalle avec une option de prolongement de deux fois chaque 7 ans (donc 21 ans en total). Dans la 2<sup>e</sup> approche il est prévu une vérification et un accommodement après tous les 7 ans suivants les lignes de base fixées. Vu la situation géographique du projet, les conditions des lignes de base ne vont jamais être changées car une interconnexion du réseau de Gao à plus de 800 Km n'est pas envisageable. Donc une limitation volontaire du crediting period afin d'éviter un accommodement des lignes de base n'est pas nécessaire. Donc pour le projet on peut prévoir l'apport de l'argent du CDM pendant une durée totale de 21 ans. La question qui se pose alors est: est ce que le projet trouvera un acheteur disposé de faire un ERPA sur toute cette durée de 21 ans. Plus réal serait pour une période de 2x7 ans (voir par exemple l'annexe pour Project Idea Notes du CDCF).

### 7.1.4 Estimation des frais de transaction liés au CDM

Les frais d'inscription des projets au CDM dépend du volume du projet (réduction annuelle des émissions) et se situent entre 5.000 et 30.000 USD. Comme le projet n'atteint pas les 15.000 t CO<sub>2</sub>/an, les frais d'inscription seront de 5.000 USD. Cette valeur dépasse déjà le prix d'achat d'une année du CER soit 4.400 EUR.

En plus des frais d'inscription, les frais suivants sont à prendre en charge:

- Mise au point du SSC-PPD par le responsable du projet ou un Consultant autorisé
- Frais d'information pour la recherche du partenaire ou du Carbone Fonds existant, frais d'élaboration et de développement du Project Idea Note (PIN) chez un Carbon Fons, frais alternatifs pour clôturer une Emission Reduction Purchase Agreements (ERPA).
- Frais de monitoring et frais de validation pour la demande de Designated Operational Entity (Certificateur indépendant).

Le total des frais de transaction peut atteindre une somme importante.



### **7.1.5 Conclusion et recommandations**

Le projet de Gao peut être préconisé comme un projet CDM. Toutes les conditions sont réunies. Même seul l'aspect complémentaire (additif) du projet suffit pour qu'il soit classé en projet CDM.

La réduction d'émission du projet est estimée à 880 t CO<sub>2</sub>/a. Le projet peut intéresser le Carbone Fonds. Le projet peut être présenté aux signataires institutionnels du Carbone Fonds comme un projet CDM. Un de cette institution est par exemple le Community Development Carbon Fund de la banque mondiale. L'apparition de Fonds de ce genre ayant comme base les petits projets dans les pays sous développés est très probable.

La vente au CER de la réduction d'émission du projet de Gao au prix de 5 EUR/t CO<sub>2</sub> sans frais de transaction est de 4.400 EUR/a

Un obstacle essentiel pour que le projet soit reconnu comme projet CDM sont les frais de transaction. Dans l'avenir on doit essayer de faire évoluer le projet afin d'atteindre les modalités du CDM Capacity Building. Ainsi les démarches nécessaires pour que le projet soit un projet CDM - vue les dimensions du projet- peuvent être en général gratuit.

## 8 Analyse macro-économique et micro-économique

### 8.1 Compatibilité avec la planification (extension) d' EDM-sa à Gao

Chez EDM il n'existe aucune information sur la planification future à Gao. Ainsi, on a élaboré à partir des scénarios "fort" et "faible" dans le chapitre 3.3.3 l'extension d' EDM à Gao avec et sans l'énergie éolienne.

La simulation des groupes diesel est faite en s'orientant sur les puissances, tandis que pour le parc éolien, le rendement en énergie est considéré primordial. A cause de la faible capacité du parc éolien, son influence sur la planification de la centrale thermique est très faible.

Les deux types de production d'électricité (diesel et éolienne) s'harmonisent parfaitement dans le plan d'extension.

### 8.2 Analyse micro économique

A partir de cette analyse, on essayera de préciser si le projet est économiquement rentable ou non, ou si on peut à partir des améliorations techniques et non techniques le rendre économiquement rentable.

La différence essentielle entre l'analyse micro économique et l'analyse macro économique réside dans le fait que le parc serait considéré comme une entreprise. Cette entreprise doit, à partir de la vente de l'électricité à EDM, subvenir aux frais d'exploitation, payer les intérêts, rembourser les dettes et autres.

L'objet d'étude réside en l'analyse du Cash Flow de la société d'exploitation du parc sur le plan de la gestion.

Les principaux paramètres techniques sont les suivants:

- Rendement en énergie de 1.021 MWh/a correspondant à une valeur de P75
- Les frais d'investissement de 1.735.503 Euro pour 3xEnercon E-30
- Frais d'exploitation de 21.650 Euro/an

L'influence des paramètres économiques suivants sera analysée à partir de scénarii:

#### Prix de transaction commerciale de l'électricité du parc éolien.

D'une manière générale, le prix à l'achat du courant du parc fera l'objet d'un contrat commercial avec EDM. Le prix résultant de l'analyse économique de la centrale thermique de Gao est de 135 FCFA/kWh ou 20,3 Eurent/kWh. Comme prix de transaction, laissant une marge bénéficière à EDM-sa, on adoptera les 120 FCFA/kWh soit 18,0 Eurent/kWh et considérer comme variante les 115 FCFA/kWh soit 17,3 Eurent/kWh.

#### Financement

Pour le crédit local, selon des recherches effectuées par le consultant local et la DNE, le taux d'intérêt est de 12 à 15% (Banque de développement du Mali „BDM sa“). La durée d'amortissement est de 6 ans sans différé de remboursement.

Le montant du crédit local est de l'ordre 355.000 Euro soit environ 232 millions de FCFA.

La partie en devise du projet doit être financée par un organisme international de développement. On partira sur la base que le projet de Gao remplit les critères internationaux de réalisation de projet pilote dans un pays en voie de développement. De ce fait, on prendra comme base pour l'étude, un taux réduit de 2 à 4% comme il est d'usage dans ces organismes. La durée d'amortissement pour les montants en devise est fixée à 14 ans avec un différé de remboursement de 2 ans.

Les paramètres commerciaux tiennent compte du projet conçu comme pilote dans le domaine des énergies renouvelables dans un pays en voie de développement. Les projets de ce genre ne sont en général économiquement réalisable que seulement s'ils bénéficient de conditions avantageuses.

Pour consolider les responsabilités locales, les frais locaux du projet doivent être financés localement c'est-à-dire par les institutions financières du pays.

Une part du capital propre de l'ordre de 25%, a été fixée non seulement pour la partie locale, mais aussi pour la partie (internationale) des devises.

La rémunération dans le cadre du CDM est estimée de façon modeste à 4.400 Euro/a  
L'impôt sur les revenus prévoit une exonération d'impôts et de taxes pendant une durée d'exploitation de 12 ans et après un taux fiscal de 35%. Dans le cas où l'option de l'exonération de l'impôt sur toute la durée d'exploitation du parc sera appliquée, on obtient une meilleure rentabilité économique.

Comme critère pour la rentabilité économique de l'entreprise, on fixera un taux d'intérêt d'au moins 10% comme IRR (EK) pour son capital propre. Si ces critères ne seront pas satisfaits, on doit chercher les subventions nécessaires pour que le projet soit économiquement viable.

Le modèle du Cash-flow calcule à partir des données paramétriques, les revenus (recettes) annuels et les dépenses de l'entreprise.

Les recettes se composent principalement de la vente du courant du parc à EDM. Des recettes marginales peuvent venir de l'intérêt sur la liquidité.

Les dépenses se divisent en frais d'exploitation, frais du capital et les impôts.

Après le retrait des impôts, la différence entre les recettes et les dépenses constitue la liquidité du projet. Une partie de la liquidité reste dans la société comme réserves, pour par exemple survivre pendant les années où il n'y aura pas suffisamment de vent. La plus grande partie de la liquidité sera alors répartie entre les bailleurs de fond. L'argent ainsi cumulé pendant la durée d'exploitation doit constituer, moyennant des intérêts le capital propre du projet. Le Internal Rate of Return IRR est le taux de rentabilité interne avec lequel le capital propre, pendant la durée d'exploitation sera rémunéré.

Le Return on Investment (ROI) sont les revenus moyens moins les dépenses de la société divisé par l'investissement moins les subventions.

En **annexe 13 analyses du cash-flow**, une représentation des estimations du scénario de base de l'économie d'énergie a été réalisée. Ce scénario de base est réalisé à partir d'un taux d'intérêt bas et un prix de transaction de 120 FCFA/kWh. Avec 10%, l'apport interne du capital propre est considéré comme un IRR qui remplit dans une certaine limite les critères économiques du projet.

La liquidité du projet dispose pendant l'ensemble de la période d'exploitation d'une réserve pour amortir les fluctuations annuelles de l'énergie éolienne. La répartition moyenne de 16% est nettement supérieure à la performance des fonds éoliens allemands.

Dans le scénario de base, le projet de Gao n'a pas besoin de subventions pour être réalisé.

Une analyse de sensibilité étudie les influences de la variation du prix d'alimentation (vente du courant) et du niveau du taux d'intérêt.

- Le niveau du taux d'intérêt de la partie (financement international) des devises sera augmenté de 2% à 4% et celui de la partie (financement local) local de 12% à 15%

- Le prix d'alimentation (vente) passera de 120 FCFA/kWh à 115 FCFA/kWh.

Les paramètres techniques comme les frais d'investissement, le rendement en énergie et les frais d'exploitation resteront constants.

L'analyse de sensibilité étudie l'influence sur l'indice financier:

- Internal Rate of Return IRR serait considéré comme un intérêt interne du capital propre ;
- Return on Investment ((revenus - frais d'exploitation)/ (frais d'investissement - subventions) ;
- Répartition moyenne du capital propre en %/an

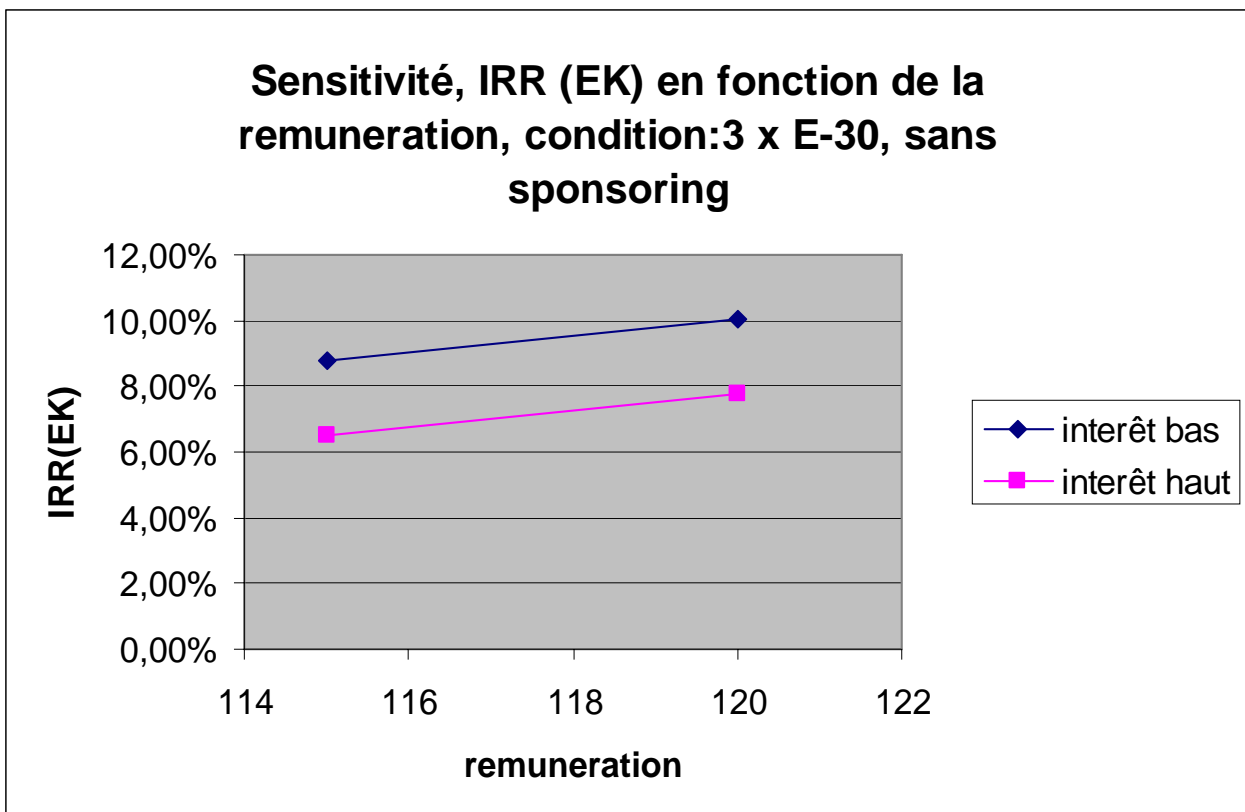


Image 8.1 Incidence de l' IRR sur la rémunération du capital.

L'image 8.1 montre qu' une augmentation du taux d'intérêt correspond à une baisse de presque 1% de la rémunération du capital propre. Une baisse du prix de vente du courant rabaisse aussi la rémunération interne du capital de presque 1,5%.

Avec une diminution de la rémunération interne, les chances et les risques du projet pour le détenteur du capital propre ne sont plus équilibrés.

Afin de rendre possible une exploitation économique du parc, on essayera de déterminer de combien une subvention avec des pertes au niveau de la subvention, doit jouer sur les scénarii pour que le IRR de 10% soit maintenu.

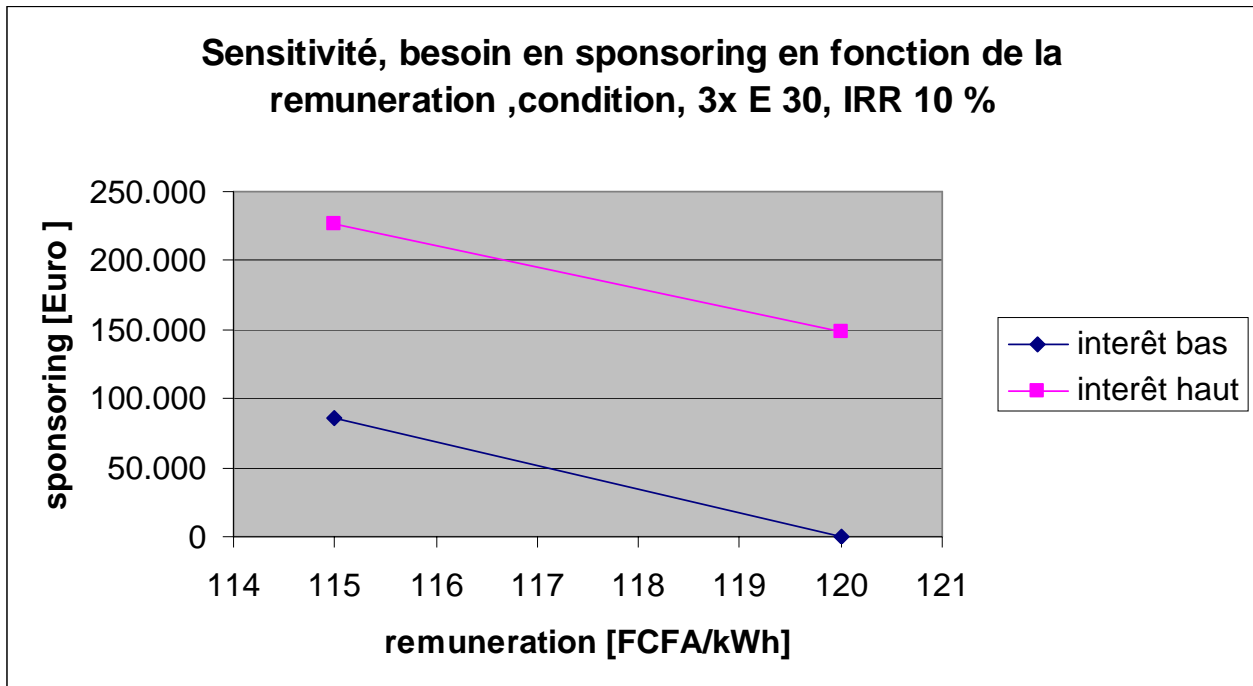


Image 8.2 Besoin en subvention en liaison avec les conditions d'alimentation

Image 8.2 : présente le besoin en subvention, en liaison avec la rémunération de l'alimentation ayant comme paramètre le niveau du taux d'intérêt. La baisse du tarif à la vente (tarif de rémunération de l'alimentation du courant du parc), conduit à un besoin en subvention de presque 150.000 Euro soit environ 98millions de FCFA, pendant que la hausse du niveau du taux d'intérêt conduit à un besoin de subvention de presque 100.000 Euro soit environ 65,6 millions de FCFA.

Le besoin en subvention se trouve dans le cas le plus défavorable si, non seulement le niveau du taux d'intérêt, mais aussi le tarif de vente du courant se trouvent à leur plus bas niveau. La rentabilité économique du projet diminuera au maximum de presque 250.000 Euro soit de l'ordre de 164millions de FCFA ; ce qui correspond à 15% des investissements.

Tableau 8.1 Résultats de l'analyse de sensibilité

<b>Analyse de sensibilité</b>			
<b>Type d'éolienne</b>	<b>Enercon</b>	<b>E-30</b>	
<b>Rémunération de l'alimentation</b>	<b>FCFA/kWh</b>	<b>115</b>	<b>120</b>
	Euro/kWh	0,173	0,180
<b>Scénario „faible“ d'intérêt</b>			
Intérêt IEO		2,00%	2,00%
Intérêt local		12,00%	12,00%
Frais de sponsoring avec IRR 10 %	Euro	85.601	0
Frais de sponsoring 0			
IRR (EK)		8,78%	10,02%
ROI		9,11%	9,55%
Répartition/an		15,62%	17,55%
<b>Scénario „fort“ d'intérêt</b>			
Intérêt IEO		4,00%	4,00%
Intérêt local		15,00%	15,00%
Frais de sponsoring avec IRR 10 %	Euro	20,00%	20,00%
		226.124	148.575
Frais de sponsoring 0			
IRR (EK)			
ROI		6,52%	7,75%
Répartition/an		9,11%	9,55%

Tableau 8.1 montre une vue d'ensemble des résultats de l'analyse de sensibilité.

En récapitulatif, l'analyse micro économique montre que le projet est économiquement viable si on arrive pendant la phase du financement à prescrire dans le contrat les points suivants:

- Un contrat de vente du courant à EDM à un tarif de 120 FCFA/kWh
- Un contrat de crédit avec un taux d'intérêt de 2% pour la partie (internationale) devise et 12% pour la partie locale.

Dans le cas où ces critères ne sont que partiellement satisfaits, alors une subvention de presque 250.000 Euro est nécessaire.

### 8.3 Analyse macro économique

#### 8.3.1 Procédure

Le but de cette étude est de comparer sur le plan macro économique les avantages du projet 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 de l'économie nationale, les effets du projet seront évalués en tenant compte le plus possible des prix du marché. Pour cela on utilisera des prix de référence. Les prix de référence sont des prix usuels du marché. Ainsi, les prix de référence constituent une tentative d'évaluer au plan macro économique les coûts réels d'un bien ou d'un service. Comparativement aux prix micro économiques ou gestionnaires, les impôts et taxes, les frais de douanes et les subventions sont calculés séparément.

Les calculs seront effectués pour la période de 2005 à 2025, c'est à dire l'année de l'installation du parc et ces 20 ans d'exploitation.

L'analyse macro économique sera effectuée sous forme de "Production d'électricité sans projet" et de "Production d'électricité avec projet". Cela signifie que pour un départ, les coûts sur le plan de l'économie nationale, seront estimés pour la situation "sans projet" et la situation "avec projet".

Les frais de production sans projet (seul les groupes diesel) se composent de la façon suivante:

- Les frais du capital de l'unité diesel
- Les frais du combustible
- Les frais fixes et variables d'exploitation
- Les frais externes de la production d'électricité à partir du diesel.

Les frais de capital de l'unité diesel englobe la valeur temporelle de l'unité diesel existante estimée à partir du 1.1.2006 et les frais de planification (extension) de nouveaux groupes qui selon le scénario de la demande sera opérationnel jusqu'en 2025.

Pour la production d'électricité avec projet (diesel et éolienne) on prendra en compte les frais suivants:

- Les frais du capital du parc éolien
- Les frais fixes d'exploitation du parc
- Les frais de l'unité diesel répartis comme ci-dessus mentionné.

D'un point de vue macro économique, le projet de Gao est rentable, si pour l'intervalle de temps de l'analyse, le coût de production du courant "avec le projet" est inférieur au coût de production "sans le projet". Autrement dit, les frais d'installation et d'exploitation du parc éolien doivent être inférieurs à l'utilité (avantages). L'utilité du parc se définit à partir des coûts évités (Economie). Si le parc éolien est installé selon un scénario de demande du courant, peu d'électricité sera produite par les groupes diesel. Les frais du capital et d'exploitation ainsi que les frais de production du courant avec le diesel diminueront.

Concernant les groupes diesel, selon les catégories de coûts, les économies sont réalisées de 3 manières différentes:

- Effet de puissance :  
Il concerne les économies sur les frais du capital et les frais fixes d'exploitation, car jusqu'en 2025 les investissements supplémentaires et nouveaux pour les unités diesel seront réduits à cause du parc.
- Substitution de combustible  
Avec les éoliennes, il y'aura une substitution d'une partie du diesel consommé. Aussi des économies seront effectuées dans les domaines des frais variables d'exploitation des unités diesel.
- Effet Externe  
Cela concerne la réduction des émissions des gaz nocifs

Comme les frais et les avantages surviennent pendant des périodes de temps différent, l'influence du temps s'effectuera à travers une baisse d'intérêt sur le flux de paiement (Cash Flow) des frais et des avantages pendant un temps donné. Pour la baisse d'intérêt, on utilisera un taux d'escompte social (SDR). Il est défini comme étant le taux d'intérêt avec lequel la société évalue une augmentation marginale des biens de consommation dans l'avenir.

Ainsi, il serait possible à chaque fois de confiner à partir des frais et des avantages une valeur comparable:

Dans l'étude les critères de rentabilité suivant ont été utilisés:

- Valeur actuelle nette  
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, en vigueur au niveau du système bancaire au moment de l'actualisation. Le projet est rentable si la différence entre sa valeur actualisée et son coût d'investissement est positive. Cette rentabilité est également prouvée si le rapport de la valeur actualisée sur le coût total de l'investissement est supérieur à l'unité.
- Rapport avantages – coûts  
La valeur actuelle des revenus sera divisée par la valeur actuelle des charges. Le projet est rentable si ce rapport est supérieur à l'unité.
- Rentabilité interne  
Le taux de rentabilité interne est le taux d'escompte social pour lequel la valeur actuelle des charges est égale à la valeur actuelle des revenus.
- Les coûts dynamiques de production d'électricité  
Ils se définissent comme étant le rapport de la valeur actuelle des coûts de production d'électricité sur la valeur actuelle physique de la production d'électricité. Le projet est rentable, si les coûts dynamiques de production d'électricité du couplage éoliennes/ groupes thermiques sont inférieurs aux coûts dynamiques de la production d'électricité avec uniquement les groupes thermiques.

### 8.3.2 Paramètres

Les paramètres techniques des turbines et de la centrale de Gao ("sans parc éolien" et "avec parc éolien") sont mentionnés en tableau 8.2. Des données conformes pour la nouvelle unité diesel avec une capacité de 1,1 MW, qui selon le scénario d'extension seront installées est représentée dans le tableau 8.3

Les paramètres économiques concernent les valeurs suivantes :

- les 2 scénarios "faible" et "fort" de la demande (abréviation Nn et Nh) ;
- le prix macro économique du diesel dans les variantes "moyen", "fort" et "faible" (abréviation Dm, Dh et Dn) en fonction du prix du baril du pétrole brut de 25 USD/baril, 30 USD/baril et 20 USD/baril ;
- les frais externes de la production d'électricité avec le diesel dans la variante "faible" et "fort" (abréviation En et Eh). Les estimations des frais externes pour les émissions de CO<sub>2</sub> se situent entre 3 et 20 USD par tonne de CO<sub>2</sub><sup>22</sup>. Dans les calculs on a utilisé 5 EUR/t comme valeur faible (basse) et 15 EUR/t comme valeur forte (élevée).

Image 8.3 montre les différents paramètres économiques et leurs variantes.

Ainsi il existe 12 alternatives de calcul pour l'analyse macro-économique. Comme variante de base le scénario "faible" de la demande à été retenu combiné avec un prix moyen du diesel et un faible coût externe (abréviation Nn Dm et En).

Pour le taux d'escompte social les valeurs suivante ont été analysé: 4%, 6%, 8%, 10% et 12%.

<sup>22</sup> Voir par exemple environmental Sustainability in the Power Sector World Bank august 1994

## 8 Paramètres techniques des éoliennes et de la centrale thermique

Paramètres	Hersteller Dimension	Enercon E-30 Vent	Centre diesel existant réhabilité	
			Sans vent	Avec vent
Capacité de la centrale	kW	900	3,880	3,880
Nombre d'unité		3	1	1
Capacité par unité	kW	300	580	580
Nombre d'unité			3	3
Capacité par unité	kW		1.100	1.100
Production nette d'électricité par an	MWh	1.021	11.795	10.774
Taux de rendement		13%	35%	32%
Moyenne d'heure en pleine charge	h	1.135	3.040	2.777
Frais d'investissement	Mio. Euro	1,736	0,372	0,372
Frais spécifiques d'investissement	Euro / kW	1.928	480	480
Durée de vie / reste de vie	ans	20	3	3
1e année d'exploitation/d'observation		2006	2006	2006
Rendement (production) d'énergie		Vent	DDO	DDO
Consommation spécifique de combustible	l/kWh		0,281320	0,285710 plus 32,172 t DDO par an
Emission spécifique par l de DDO	kg/l DDO		2,831	2,831
Frais variables d'exploitation	EUR/MWh		62,65	62,65
Frais fixes d'exploitation				
- Maintenance, réparation	EUR/kW	17,02	0,00	0,00
- Exploitation locale	EUR/kW	5,56	30,00	30,00

Tableau 8.2 Paramètres techniques des nouvelles unités diesel

Paramètres	Dimension	Unité diesel supplémentaire	
		Sans vent	Avec vent
Capacité par unité	kW	1.100	1.100
Frais d'investissement	Mio. Euro	0,503	0,503
Frais spécifiques d'investissement	Euro / kW	457	457
Durée de vie	ans	15	15
Combustible		DDO	DDO
Consommation spécifique de combustible	l/kWh	0,272880	0,272880 plus 32,172 t DDO par an
Emission spécifique par l de DDO	kg/l DDO	2,831	2,831
Frais variables d'exploitation	EUR/MWh	50,12	50,12
Frais fixes d'exploitation	EUR/kW	30,00	30,00

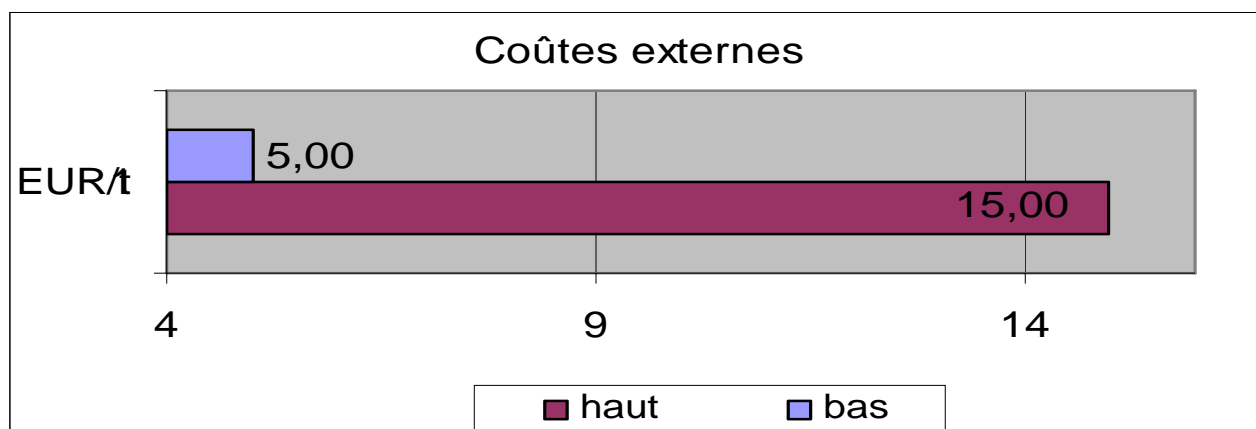
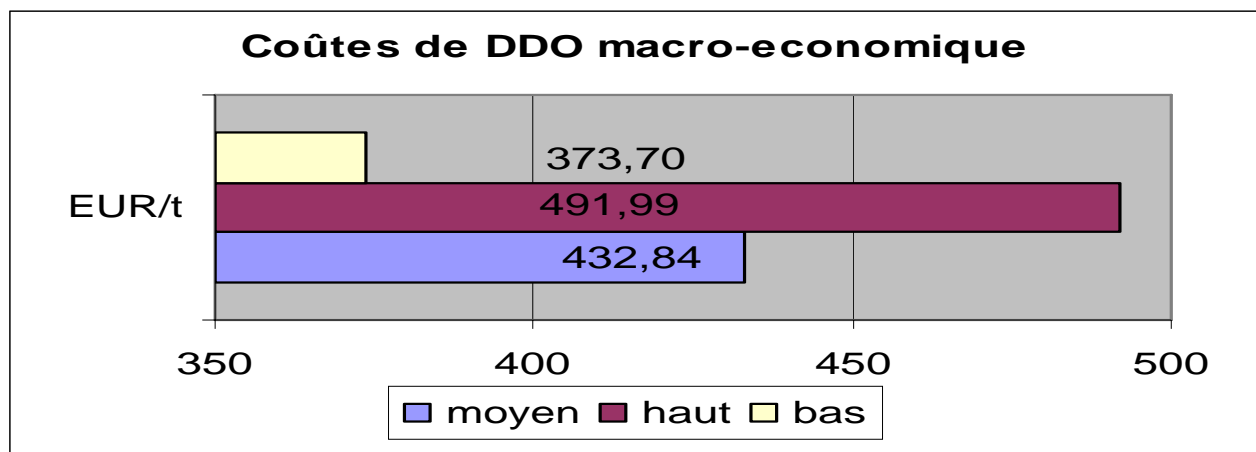
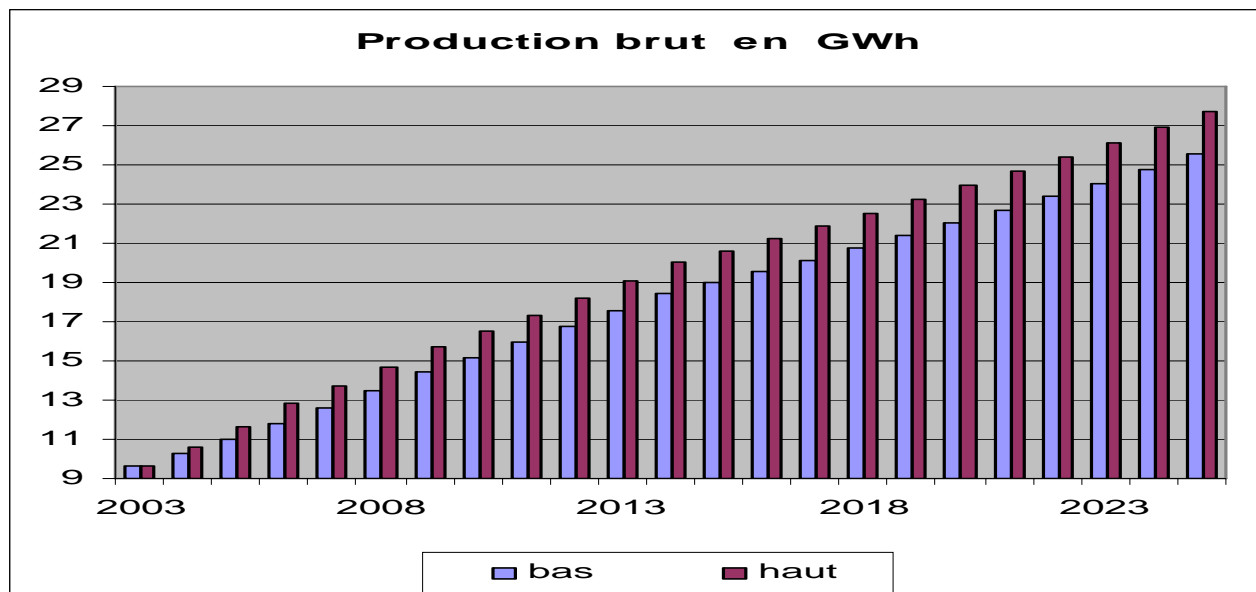


Image 8.3 Les variantes prises en compte pour la production brute avec le DDO et les frais externes

### 8.3.3 Résultats

#### Frais et avantages dans le scénario "faible" de la demande

Avec le scénario "faible" de la demande et un taux d'escompte social de 6% les coûts de production du courant à Gao "sans projet" entre 2006 et 2025 sont de 35,5 millions d'Euro<sup>23</sup>. 57% de ces coûts sont les frais de combustible (prix moyen du diesel), 28% sont les frais variables d'exploitation et 8% les frais du capital. "Sans projet", les coûts de production chutent à 35,4 millions d'Euro dont:

- 1,86 millions d'Euro pour l'installation et l'exploitation des éoliennes
- 33,58 millions d'Euro pour la valeur restante de la centrale à partir du 1.1.2006. C'est-à-dire les investissements supplémentaires et nouveaux pour les unités diesel, les frais de combustible et d'exploitation.

L'installation du parc conduit à une économie de 0,062 millions d'Euro (avantages nets) dans la production du courant. Du point de vue valeur absolue, cette économie semble maigre. Mais néanmoins, selon le rapport avantage frais (1,03) le projet est du point de vue macro-économique rentable et les intérêts internes se situent avec 6,6% à un niveau acceptable.

Pour le scénario "faible" de la demande, les résultats "sans projet" et "avec projet" sont mentionnés dans le tableau 8.4. La valeur actuelle des frais du capital "avec projet" dépasse légèrement de presque 1,49 millions d'Euro la valeur correspondant "sans projet". Aussi les frais fixes "sans projet" sont sensiblement supérieurs (0,10 millions d'EUR.). Inférieurs sont par contre "avec projet" les frais du combustible (1,03 millions d'Euro), les frais variables d'exploitation (0,59 millions d'Euro) et les frais externes (0,04 millions d'Euro). Comme déjà annoncé, les avantages nets du projet sont de 0,062 millions d'Euro. Des valeurs conformes pour les autres variantes des scénarios de la demande sont représentés en **Annexe 16** Valeurs actuelles pour la comparaison de "sans projet" à "avec projet" - scénario "faible" de la demande, toutes les variantes (Mill. EUR, taux d'escompte: 6%).

Tableau 8.3 Valeurs actuelles pour la comparaison de "sans projet" à "avec projet" - scénario "fort" de demande (Mill. EUR, taux d'escompte 6%)

		Frais du capital	Frais du combustible	Frais variables d'exploitation	Frais fixes	Frais externes	Frais Total
<i>Sans projet</i>							
Unité diesel éoliennes	sans	2,755	20,298	9,962	1,744	0,741	35,499
<i>Avec Projet</i>							
Energie éolienne		1,637			0,220		1,857
Unité diesel éoliennes	avec	2,609	19,270	9,376	1,627	0,698	33,580
Total projet		4,247	19,270	9,376	1,847	0,698	35,437
Economie totale projet	du	-1,492	1,027	0,586	-0,103	0,043	0,062

<sup>23</sup> Mesuré en valeurs actuelles

Tableau 8.4 Valeurs actuelles des coûts du projet et de son avantage - scénario "faible" de Demande (Mill., EUR, taux d'escompte 6%)

	Variantes					
	NnDmEn	NnDhEn	NnDnEn	NnDmEh	NnDhEh	NnDnEh
	Moyen	Fort	Faible	Moyen	Fort	Faible
	Faible	(élevé)	(bas)	Fort	(élevé)	(bas)
	(bas)	Faible	Faible	(élevé)	Fort	Fort
		(bas)	(bas)		(élevé)	(élevé)
Prix du diesel						
Frais externes						
Coût du projet éolien	1,857	1,857	1,857	1,857	1,857	1,857
Avantages						
Effet de puissance	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263
Substitution du						
combustible	1,614	1,754	1,473	1,614	1,754	1,473
Réduction d'émission	0,043	0,043	0,043	0,129	0,129	0,129
Avantage global	1,919	2,060	1,779	2,005	2,146	1,865
Avantage net	0,062	0,203	-0,078	0,148	0,289	0,008
Rapport avantage, frais	1,03	1,11	0,96	1,08	1,16	1,00
Taux interne d'intérêt	6,6%	7,8%	5,3%	7,3%	8,5%	6,1%
Répartition des						
avantages						
Effet de puissance	13,7%	12,7%	14,8%	13,1%	12,2%	14,1%
Substitution du						
combustible	84,1%	85,2%	82,8%	80,5%	81,8%	79,0%
Réduction d'émission	2,2%	2,1%	2,4%	6,4%	6,0%	6,9%

Le tableau 8.5, avec les valeurs actuelles des coûts du projet et de son avantage, le rapport avantages- coûts et le taux de rentabilité interne, montre les résultats pour toutes les variantes diesel avec des coûts externes "faible" (bas) et "fort" (élevés). Le Cash Flow macro économique et les valeurs actuelles pour différents taux d'escompte sont en **annexe 14**

Comme on s'attendait et comme visible sur le tableau 8.5, avec un prix de diesel élevé (variante NnDhEn) le taux de rentabilité interne augmente de 6,6% à 7,8%. Il chute à 5,3% avec un bas prix de diesel (variante NnDnEn). Si au lieu de prendre 5 EUR/t CO<sub>2</sub> on prenait 15 EUR/t CO<sub>2</sub>, le taux de rentabilité interne augmente de 0,7 point.

Pour toutes les variantes, la substitution du combustible joue un rôle majeur dans les avantages du projet. Son taux dans le gain, selon les variantes se situe entre 79% et 85% (tableau 8.5).

### Coûts et avantages dans le scénario "fort" de la demande

Tableau 8.6 et tableau 8.7 : contiennent les résultats pour le scénario "fort" de la demande. D'autres résultats concernant ce scénario sont en **annexes 15 et 17**.

Pour toutes les variantes du scénario "fort" de la demande, le taux de rentabilité interne se situe entre 2,4% et 4,8%. C'est pourquoi, avec un taux d'escompte de 6%, la production d'électricité avec les éoliennes et le diesel est plus cher qu'une production avec uniquement du diesel. L'épargne (économie) est négatif (Tableau 8.6)

### Influence de la prévision de la demande sur l'analyse économique globale.

De la période d'évaluation globale jusqu'en 2025, le taux de croissance augmente annuellement de 5 % en scénario faible, de 7 % en scénario fort. Les valeurs correspondantes pour la production brute sont entre 5 et 6 %. C'est pourquoi la différence entre les deux scénarios pour la période complète n'est pas grande.

Si l'on considère seulement les années jusqu'en 2010, la différence entre les deux scénarios est grande. Dans le scénario „faible“, il sera supposé que par l'augmentation relativement forte du taux de croissance de l'année 2003 la grande partie de „Suppressed Demand“ pourra être diminuée. Après cela, le taux de croissance augmente annuellement de 8 % jusqu'en 2010. Le scénario fort se base sur le fait que ce qui se passe comme avant une „Suppressed Demand“, le taux de croissance augmente conformément en moyenne de 14 % par an jusqu'en 2010. Pour satisfaire cette demande dans un scénario „fort“, une extension d'unité de production est nécessaire. Cela est exclusivement réalisable avec une installation diesel. L'éventualité d'autres aérogénérateurs aurait été nécessaire, mais était pour plusieurs raisons impossible. Suite aux résultats avec une demande en scénario „faible“, il en ressort qu'une construction en scénario „fort“ ne représente pas un minimum de coût. L'intérêt économique global de la demande en scénario „fort“ se situe uniquement pour cette raison en-dessous de la demande en scénario „faible“.

Tableau 8.5 : Valeurs actuelles des coûts du projet et de ses avantages "scénario fort de la demande" (Mill., EUR, taux d'escompte 6%)

	Frais du capital	Frais du combustible	Frais variables d'exploitation	Frais fixes	Frais externes	Frais Total
<i>Sans projet</i>						
Unité diesel sans éoliennes	3.796	21.940	10.391	2.512	0.801	39.440
<i>Avec Projet</i>						
Energie éolienne	1.637			0.220		1.857
Unité diesel avec éoliennes	3.797	20.991	10.102	2.324	0.761	37.974
Total projet	5.435	20.991	10.102	2.544	0.761	39.832
Economie totale du projet	-1.638	0.950	0.289	-0.032	0.040	-0.391

Tableau 8.6 : Valeurs actuelles des coûts du projet et avantages "scénario fort de la demande" (Mill., EUR, taux d'escompte 6%)

	Variantes					
	NnDmEn	NnDhEn	NnDnEn	NnDmEh	NnDhEh	NnDnEh
Prix du diesel	Moyen	Fort	Faible	Moyen	Fort	Faible
Frais externes	Faible	Faible	Faible	Fort	Fort	Fort
	(bas)	(bas)	(bas)	(élevé)	(élevé)	(élevé)
Coût du projet éolien	1.857	1.857	1.857	1.857	1.857	1.857
Avantages						
Effet de puissance	0.187	0.187	0.187	0.187	0.187	0.187
Substitution du combustible	1.239	1.369	1.109	1.239	1.369	1.109
Réduction d'émission	0.040	0.040	0.040	0.121	0.121	0.121
Avantage global	1.466	1.596	1.336	1.546	1.676	1.416
Avantage net	-0.391	-0.261	-0.521	-0.311	-0.181	-0.441
Rapport avantage, frais	0.79	0.86	0.72	0.83	0.90	0.76
Taux interne d'intérêt	3.4%	4.3%	2.4%	3.9%	4.8%	3.0%
Répartition des avantages						
Effet de puissance	12.8%	11.7%	14.0%	12.1%	11.2%	13.2%
Substitution du combustible	84.5%	85.8%	83.0%	80.1%	81.7%	78.3%
Réduction d'émission	2.7%	2.5%	3.0%	7.8%	7.2%	8.5%

Tableau 8.7 Coût de production d'électricité - scénario "faible" de la demande (EUR/kWh, taux d'escompte 6%)

	Frais du capital	Frais du combustib	Frais variables	Frais fixes	Frais externes	Frais Total
<i>Sans projet</i>						
Unité diesel sans éoliennes	13.62	100.35	49.25	8.62	3.66	175.51
<i>Avec Projet</i>						
Energie éolienne	148.13			19.89		168.03
Unité diesel avec éoliennes	13.65	100.78	49.03	8.51	3.65	175.62
Total projet	21.00	95.27	46.35	9.13	3.45	175.21

#### Coût de production d'électricité dans le scénario "faible" de la demande

Dans le tableau 8.9 les coûts de production d'électricité (prix moyen du diesel, faibles coûts externes, taux d'escompte 6%) de la centrale diesel sans éoliennes sont comparés à ceux des éoliennes et à ceux de la centrale diesel avec éoliennes. Les coûts spécifiques sont:

- 175,51 EUR/MWh, si le courant est produit uniquement à partir de la centrale (sans projet)
- 168,03 EUR/MWh uniquement avec les éoliennes
- 175,62 EUR/MWh pour la centrale Diesel à cause de la production simultanée avec les éoliennes. Comme partout, à cause du projet, le coût de production avec le diesel est légèrement plus élevé.
- 175,21 EUR/MWh avec une production combinée diesel/éolienne.

Le projet conduit à un faible coût de production d'électricité à Gao  
 Une comparaison des frais détaillés par composant "sans projet" et "avec projet" est mentionnée en Image 8.4

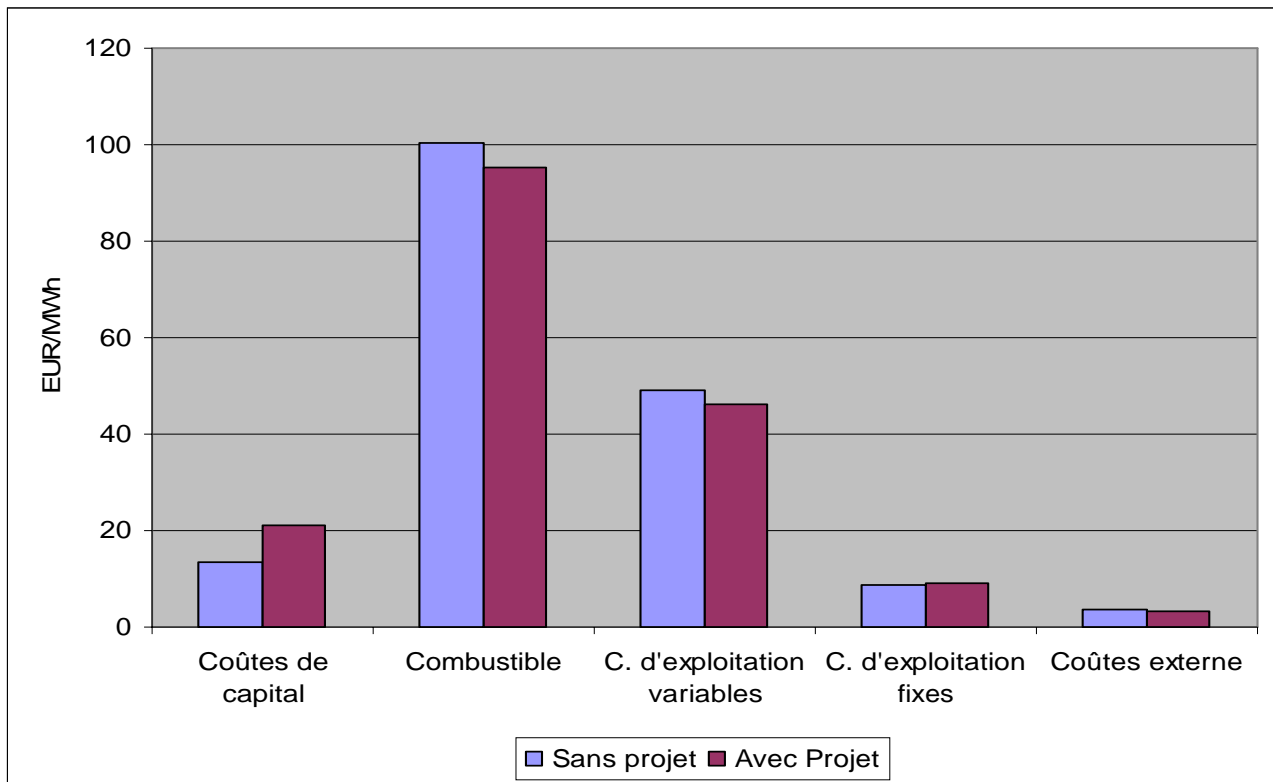


Image 8.4 : Comparaison des composants du coût de production du courant "sans projet" et "avec projet" en "scénario faible de la demande" (EUR/MWh, taux d'escompte 6%)

#### Influence du taux d'escompte

Avec la production d'électricité par les éoliennes, 88% des coûts sont les frais du capital qui doivent être versés en 2005. Avec la centrale diesel les frais du capital font seulement 8% du coût total. Ils sont, selon le plan d'extension, répartis sur toute la période d'analyse de 2005 à 2025. En 2005, seront pris en considération comme Cash Flow, seulement la valeur restante de l'unité diesel, qui doit être retirée du réseau en 2008.

Les coûts de production d'électricité des éoliennes augmentent avec le taux d'escompte social: de 144,9 EUR/MWh avec un taux d'escompte de 4% à 247,4 EUR/MWh avec un taux d'escompte de 12% (Image 8.5).

A cause d'une différente répartition temporelle des frais du capital, l'évolution du coût de la production du courant par les unités diesel en relation avec le taux d'escompte est aussi différente. Avec un taux d'escompte de 4% et un prix moyen du diesel, les coûts de production du courant des groupes diesel sont de 176,9 EUR/MWh et chutent à 171,7 EUR/MWh par un taux d'escompte de 12%. Cette évolution est représentée en Image 8.5. L'image 8.5 montre aussi les données correspondantes à un prix de diesel fort (élevé) et bas (faible).

En relation avec le prix du diesel, l'exploitation combinée des éoliennes et des groupes diesel est macro économiquement seulement rentable si le taux d'escompte est inférieur à 8%.

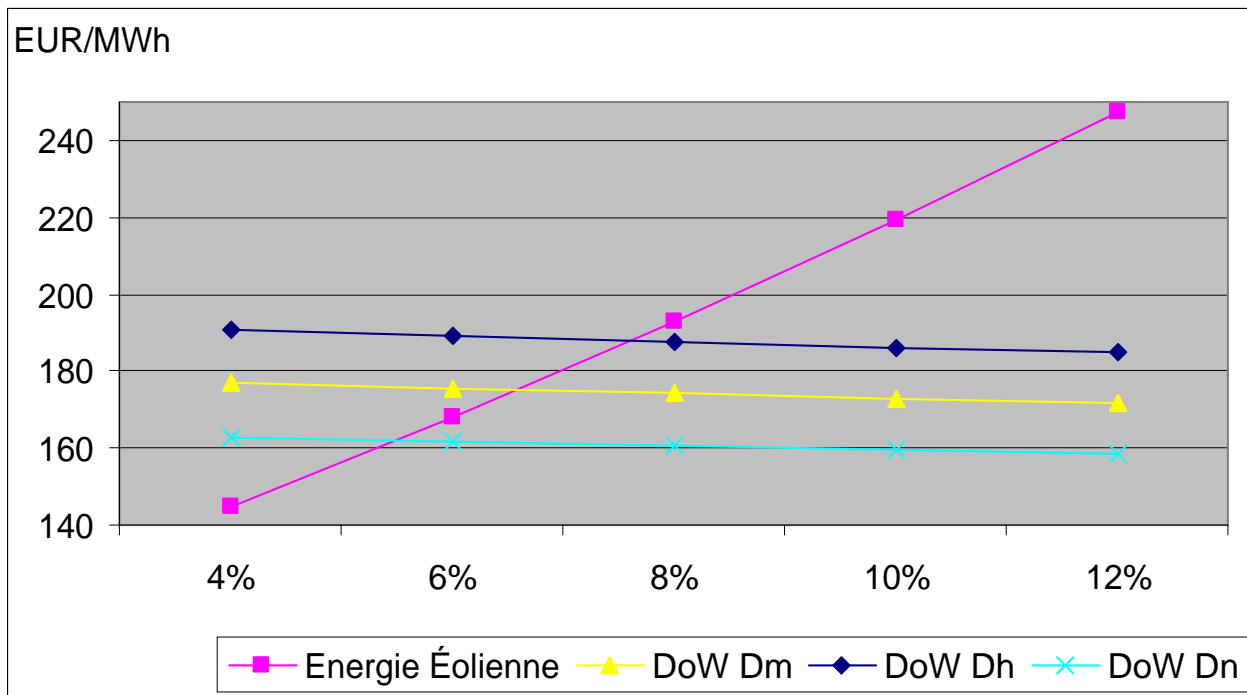


Image 8.5 Coût de production du courant en fonction du taux d'escompte social

#### D'autres calculs de sensibilité

Les frais du capital ont une influence majeure sur les frais du projet. L'utilité du projet dépend substantiellement de la consommation de diesel et des frais du capital des unités diesel.

Pour un taux d'escompte de 6%, on a procédé à une analyse de sensibilité pour les trois variables suivants :

- Les frais du capital des éoliennes augmentent de 10%
- La consommation de diesel diminue de 10%
- Les frais du capital des unités diesel diminuent de 10%

Les frais du capital des aérogénérateurs augmentent comme ci-dessus décrit pendant que le taux interne d'intérêt diminue de 6,6% (variante de base NnDmEn) à 5,2%. Dans ce cas les coûts du projet sont supérieurs à ses avantages. Le taux interne d'intérêt chute à 5,5%.

L'influence des frais du capital des unités diesel sur le taux interne d'intérêt est très limitée. Elle diminue légèrement: de 6,6% à 6,4%. Les avantages du projet restent supérieurs à ses coûts.

Tableau 8.8 Influence des coûts et variables<sup>24</sup> substantiels

	Coût du projet éolien Mill. EUR	Avantage du projet Mill. EUR	Rapport Avantage Frais	Taux d'intérêt interne
Variante de base (NnDmEn)	1.857	1.919	1.03	6.6%
Frais du capital des éoliennes +10%	2.021	1.919	0.95	5.2%
Consommation de diesel -10%	1.857	1.797	0.97	5.5%
Frais du capital des groupes -10%	1.857	1.905	1.03	6.4%

#### Dégression des frais

A cause des conditions du site, la puissance des éoliennes doit être petite et limitée à 300kW/éolienne. De ce fait les frais spécifiques d'investissement sont relativement élevés. Avec le caractère pilote du projet, d'autres sites favorables peuvent permettre l'installation d'éolienne de plus grande capacité

Cette hypothèse a été étudiée à l'aide d'éoliennes de la marque Enercon E44 (600 kW):

- Le prix FOB des éoliennes (jusque là 51% des coûts d'investissements) chute à 15%.
- Les frais pour le système de contrôle, la grue pour le montage, le montage local, les fondations et construction de piste (jusque là 19%) deviennent 20%.

Ainsi à cause de la dégression des frais, on obtient une diminution des coûts d'investissements de 11,5%.

Avec la dégression des coûts, la valeur actuelle des coûts du projet éolien (taux d'escompte de 6%) chute de 1,857 millions d'EUR. (Tableau 8.9) à 1,669 millions d'EUR. Dans le tableau 8.10, les avantages du projet restent invariables et ne changent qu' avec le prix du diesel et les coûts externes. Le rapport avantages- coûts et le taux de rentabilité interne augmente et la rentabilité macro économique s'améliore.

A cause de la dégression des frais, le taux interne d'intérêt augmente de 2 pour cent. Il est de 8% avec le scénario de base. Même avec un bas prix de diesel, le taux interne d'intérêt dépasse les 7%.

<sup>24</sup> Coûts du projet, ses avantages et le rapport avantages- coûts, avec un taux d'escompte de 6%

Tableau 8.9: Valeurs actuelles des coûts du projet et de ses avantages avec la dégression des coûts, scénario "faible" de la demande (Mill. EUR, taux d'escompte 6%)

	Variantes					
	NnDmEn	NnDhEn	NnDnEn	NnDmEh	NnDhEh	NnDnEh
		Fort	Faible		Fort	Faible
Prix du diesel	Moyen	(élevé)	(bas)	Moyen	(élevé)	(bas)
Frais externes	Faible	Faible	Faible	Fort	Fort	Fort
	(bas)	(bas)	(bas)	(élevé)	(élevé)	(élevé)
Coût du projet éolien	1.669	1.669	1.669	1.669	1.669	1.669
Avantage global	1.919	2.060	1.779	2.005	2.146	1.865
Avantage net	0.250	0.391	0.110	0.336	0.477	0.196
Rapport avantages, coûts	1.15	1.23	1.07	1.20	1.29	1.12
Taux interne d'intérêt	8.5%	9.8%	7.1%	9.3%	10.5%	8.0%

## 9 Participation du secteur privé

Une participation des capitaux privés serait en général organisée dans le cadre juridique de la société locale d'exploitation du champ qui sera fondée. Les parts de cette société d'exploitation seront détenues par les fournisseurs des capitaux privés. Les droits du projet serviront comme d'habitude de garantie pour les crédits auprès des banques.

### 9.1 Risques inhérents au pays

L'analyse des risques inhérents au Mali est basée sur une étude internationale des risques par le World Markets Research. Cet institut élabore pour 185 pays une comparaison en fonction des risques politiques, économiques, juridiques, fiscaux et d'entreprises. Selon cet institut, le Luxembourg avec 1,15 points a le niveau de risque le plus bas au monde. Pour le Mali, le niveau de risque avec 3,46 points est considéré comme non négligeable. Dans ce jugement, le pays occupe la 140<sup>ème</sup> place. Mais pour les pays comme la Côte d'Ivoire, la Guinée, la Guinée Bissau, le Libéria, le Niger, le Nigeria, La Sierra Leone et le Tchad qui se situent dans la même région que le Mali, le risque est jugé plus élevé.

Depuis le début des années 90, le Mali se dirige de plus en plus vers l'économie de marché. Depuis quelques années les investisseurs étrangers sont présents au Mali notamment dans l'exploitation de l'or. D'autre part le développement économique du Mali est jusqu'à présent fortement lié au secteur agricole avec une large dépendance aux cours internationaux des produits agricoles dont le rendement dépend des aléas climatiques. Le gouvernement s'attache à combattre les obstacles de la bureaucratie et de limiter l'étendue de la corruption. Les conditions fiscales et juridiques ont été améliorées afin de rendre le pays plus attractif vis-à-vis des investisseurs étrangers. Selon les analystes, le système démocratique du pays se trouve jusqu'à présent dans une phase de développement, avec son lot de risques appropriés.

### 9.2 Rôle de la Société Energie du Mali ( EDM-SA)

La Société Energie du Mali, en temps que société privée d'approvisionnement en électricité bien structurée et bien implantée à Gao doit pouvoir jouer 3 fonctions principales dans le projet :

- Comme concessionnaire du service public de l'électricité et de l'eau et acheteur central exclusif jusqu'en 2010, il est prévu d'établir avec cette société, un contrat d'achat de l'électricité produite par le parc éolien.
- L'équipe d'entretien d'EDM à Gao doit pouvoir, à la demande de la société de gestion du parc, assister son personnel lors de l'exploitation et la maintenance des installations. Les services fournis dans ce sens seront facturés par EDM-SA et payés.
- EDM-SA, si elle le désire pourra prendre part à la constitution du capital de la société de construction et d'exploitation du champ éolien. Dans ce cadre, son statut dans cette société sera celui d'un actionnaire dont l'influence sera fonction du niveau de sa souscription.

### 9.3 Organisation institutionnelle du parc éolien

Suite à l'atelier de Bamako du 13 -15.07.2004, les trois structures fondamentales suivantes de l'organisation du parc éolien ont été considérées.

1. Société de projet avec des participations de différents financiers internationaux et locaux.
2. Intégration complète de EDM dans les structures d'exploitation. Lors de plusieurs projets de parcs éoliens en Afrique du Nord, cette structure a déjà été utilisée avec succès. Les subventions ou les crédits des organisations internationales de développement sont versés directement à EDM.
3. Société de projet avec une grande participation de l'administration de la ville de Gao. La structure a des similitudes avec les services municipaux en place en Allemagne. Les gains du parc éolien peuvent être distribués aux foyers de la ville de Gao. La ville de Gao a une fonction de contrôle à exercer directement sur place.

Le choix définitif de la structure institutionnelle sera établi avec les futurs financiers.

#### **9.4 Participation des fabricants d'éoliennes**

Les fabricants d'aérogénérateurs, Enercon et Vergnet proposent de nouveaux aérogénérateurs à réglage "Pitch", éoliennes qui conviennent très bien au projet. Tous les deux fabricants d'aérogénérateurs ont malheureusement refusé toute participation au financement du projet soit par la méthode "contractings" des éoliennes soit par crédit de fabricants. IES Nordwind qui dans le temps était intéressé à participer au financement du projet, ne produit plus d'éoliennes. Fuhrländer construit des éoliennes avec le concept "Stall" de réglage, qui techniquement convient moins au projet.

Pour les Vestas V29, éoliennes d'occasion, la part des prix de l'appareil dans les coûts d'investissements est tellement minime qu'il serait impossible de convaincre le fabricant de participer au financement du projet.

En récapitulatif, le plan de financement selon lequel les fabricants d'éoliennes doivent contribuer à la réalisation du projet a peu de chance de réussite.

#### **9.5 Financement par les organismes internationaux de développement**

Le projet remplit les conditions pour être pris en compte dans le programme de financement de l'IEO en temps que projet pilote dans le domaine des énergies renouvelables dans un pays en voie de développement. Vu le profit qu'on peut réaliser avec le projet et le niveau non négligeable de risques inhérents au pays, une participation d'investisseurs internationaux au financement du projet est peu probable.

La démarche à suivre pour l'obtention du financement du projet doit se concentrer sur une négociation avec l'IEO.

En se basant sur cette étude, on peut envoyer le plus rapidement possible, un résumé du projet à l'IEO afin d'attirer son intérêt.

Une liste d'interlocuteurs potentiels pourra être conjointement défini entre la DNE et la GTZ. L'Atelier de validation de Bamako sera une bonne opportunité pour recueillir toutes suggestions utiles à cette fin.

## 10 Annexe

- Annexe 2 Expertise du sol
- Annexe 3 Route pour le transport à Gao
- Annexe 4 Self Erecting crane
- Annexe 5 Rapport sur la mesure du vent
- Annexe 6 Estimation du rendement (production) en énergie
- Annexe 7 Sondage du marché des aérogénérateurs d'occasion.
- Annexe 8 Tarifs locaux dans la construction
- Annexe 9 Infrastructures
- Annexe 10 Construction de piste
- Annexe 11 Simulation de la charge
- Annexe 12 Coûts d'investissement
- Annexe 13 Analyse Cash Flow
- Annexe 14 Cash Flow 1 avec et sans projet
- Annexe 15 Cash Flow 2 avec et sans projet
- Annexe 16 Valeurs actuelles pour la comparaison de "sans projet" à "avec projet" - scénario "faible" de la demande, toutes les variantes (Mill. EUR, taux d'escompte: 6%)
- Annexe 17 Valeurs actuelles pour la comparaison de "sans projet" à "avec projet" du scénario "fort" de la demande, toutes les variantes (Mill. EUR, taux d'escompte: 6%)