



**HAL**  
open science

# Implementation of new approaches to multi-objective optimization of hybrid wind-solar-battery-diesel generator

B. Ould Bilal

► **To cite this version:**

B. Ould Bilal. Implementation of new approaches to multi-objective optimization of hybrid wind-solar-battery-diesel generator. Sciences de l'ingénieur [physics]. ESP, UCAD, 2012. Français. NNT : . tel-01436230

**HAL Id: tel-01436230**

**<https://theses.hal.science/tel-01436230>**

Submitted on 21 Jan 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



ECOLE DOCTORALE  
Physique-Chimie-Sciences de la Terre, de l'Univers et de l'Ingénieur  
(PCSTUI)

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE

Année : 2011-2012

N° d'ordre : 019/2012

**THESE DE DOCTORAT**

Spécialité : Energies Renouvelables et Systèmes Electriques (ERSE)

Présentée par :

**Boudy OULD BILAL**

**Mise en œuvre de nouvelles approches  
d'optimisation multi-objectif de systèmes  
hybrides éolien-solaire-batterie-groupe  
électrogène**

Soutenue publiquement le 14 novembre 2012 devant le jury composé de :

Président	M. Mamadou	ADJ	Professeur, ESP/UCAD
Rapporteurs	M. Ahmedou	OULD HAOUBA	Professeur, FST/UN
	M. Issakha	YOUM	Professeur, FST/UCAD
Examineurs	M. Mamoudou	NDONGO	Professeur, FST/UN
	M. Vincent	SAMBOU	Maître de conf., ESP/UCAD
Directeur de Thèse	M. Papa Alioune Sarr	NDIAYE	Professeur, ESP/UCAD

Laboratoire CIFRES (Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire)  
ESP/ UCAD/ BP: 5085 Dakar Fann

## Dédicaces

*A mon père*

*A ma mère*

*A mes oncles et tantes*

*A mes frères et sœurs, que ce travail soit pour eux une satisfaction pour l'espoir qu'ils gardent en moi et un encouragement.*

*A mes amis, qui de près ou de loin ont participé à mon réconfort moral*

*A mes collègues chercheurs, pour leur collaboration et l'esprit de groupe qui les animent*

## Rémerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués à l'Ecole Supérieure Polytechnique (ESP) de l'Université Cheikh Anta Diop (UCAD) au sein du Centre International de Formation et de Recherches en Energie Solaire (CIFRES). Ils ont été financés dans le cadre du programme de Bourse MWALUMU NYERERE de l'Union Africaine.

Tout d'abord, je voudrais adresser ma vive reconnaissance à la Commission de l'Union Africaine, pour m'avoir soutenu à travers ce programme de bourse. Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance. J'espère que la fin de ce projet de bourse n'est que le début d'une collaboration sans cesse grandissante.

Je tiens à remercier sincèrement Monsieur Papa Alioune Sarr NDIAYE, Professeur d'Université et Responsable du CIFRES pour m'avoir accueilli dans l'équipe du CIFRES. Je le remercie chaleureusement pour m'avoir fait confiance en acceptant de me confier ce sujet et pour avoir mis à ma disposition tous les moyens et les compétences du laboratoire. Il a toujours su me motiver quand cela devenait difficile. J'espère simplement ne pas l'avoir déçu.

Je voudrais également remercier très sincèrement Monsieur Vincent SAMBOU, Maître de conférences à l'ESP de l'UCAD et Chercheur au CIFRES pour ses encouragements réguliers, ses critiques constructives, ses qualités tant professionnelles qu'humaines, son aide précieuse et sa présence tout au long de mes travaux de recherche. Je le remercie chaleureusement pour avoir accepté de corriger ce document. Travailler à ses côtés est un plaisir.

Je tiens à remercier très chaleureusement Monsieur Cheikh Mouhamed Fadel KEBE, Maître de conférences à l'ESP de l'UCAD et Chercheur au CIFRES. Je le remercie vivement pour sa disponibilité tout au long de mes travaux de recherche. Ses remarques pertinentes et ses conseils ont permis de mener à bien ce travail.

Mes vifs remerciements vont à l'endroit de Monsieur Mamadou ADJ, Professeur à l'UCAD et Directeur de l'ESP de l'UCAD pour m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de ma soutenance ; qu'il reçoive ici ma profonde gratitude.

J'associe à ces remerciements Monsieur Issakha YOUM, Professeur à l'UCAD et Directeur du Centre d'Etudes et de Recherches sur les Energies Renouvelables (CERER) et Monsieur Ahmedou OULD HAOUBA, Professeur à l'Université de Nouakchott (UN) et Doyen de la

## Rémerciements

---

Faculté des Sciences et Techniques de l'UN pour avoir accepté de rapporter ce document et pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail.

Je voudrais également remercier très sincèrement Monsieur Mamoudou NDONGO, Professeur à la Faculté des Sciences et Techniques de l'UN et Chercheur au Centre de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables de l'Eau et du Froid (CRAER) pour l'aide précieuse et la confiance qu'il m'a accordées durant les années de thèse et qu'il m'accorde encore aujourd'hui. J'ai éprouvé un réel plaisir à travailler avec lui, ses conseils toujours justes et judicieux ont été d'une aide précieuse. Je tiens à remercier également tous les collègues du Département de physique de la FST de l'UN, particulièrement Monsieur Mouhamed Lamine OULD FAGEL pour les conseils avisés.

Je ne peux oublier dans ces remerciements Monsieur Ngagne DIEYE, Enseignant à l'ESP et Chercheur au CIFRES pour ses conseils pertinents.

Je voudrais remercier, également, très sincèrement Madame Bérangère LARTIGUE, HDR au Laboratoire Physique de l'Homme Appliquée à Son Environnement (PHASE) de l'Université Paul Sabatier, pour les conseils, l'encouragement et la disponibilité à tout moment.

J'associe à ces remerciements Madame Khadijetou MINT SNEH pour le soutien qu'elle m'a apporté lors de la phase de rédaction de cette thèse.

Je tiens à remercier également, Monsieur Didier GOSSARD du Laboratoire PHASE, pour le soutien et la disponibilité tout au long de ce travail.

Je voudrais également remercier, Monsieur Oumar CISSE Enseignant à l'ESP de l'UCAD et Chercheur au CIFRES pour avoir accepté de corriger ce document.

Je tiens à remercier tout particulièrement Madame Sonsoles Fernandez de la Puente GONZALEZ, Assistante Technique de l'ITC en Mauritanie, Ingénieur chercheur au CRAER, Je la remercie pour son encouragement, son grand dévouement et le soutien sans cesse.

Mes vifs remerciements vont vers Monsieur Lamine THIAW, Maître de conférences à l'ESP de l'UCAD et Chercheur au Laboratoire d'Energies Renouvelables (LER) pour ses conseils toujours éclairés.

Que Monsieur Lemrabott OULD HABIBOULLAH, Maître assistant à l'Ecole Supérieure Multinationale de Télécommunications (ESMT), soit remercié pour son grand dévouement, ses conseils et sa disponibilité à tout moment.

## Rémerciements

---

Je suis très reconnaissant envers mes collègues Messieurs Ababacar NDIAYE et Mamadou Lamine NDIAYE, pour leur sympathie et leurs aides.

J'associe à ces remerciements Monsieur Gustave SOW, Enseignant Chercheur à l'ESP et Responsable du LER pour son dévouement et sa disponibilité. Qu'il soit assuré de ma profonde gratitude.

J'exprime mes profonds remerciements à Monsieur Saïdou SALL, Maître de conférences à l'ESP et Chercheur au Laboratoire de Physique de l'Atmosphère et de l'Océan – Siméon FONGANG (LPAO-SF), pour ses conseils.

Je ne pourrais continuer ces remerciements sans me tourner vers Monsieur Abdel Kader OULD MAHMOUD, Professeur à l'UN, Responsable du Centre de Recherche Appliquée aux Energies Renouvelables de l'Eau et du Froid (CRAER) et Directeur de l'Agence Nationale de Développement des Energies Renouvelables (ANADER) pour ses conseils avisés.

Mes remerciements s'adressent aussi aux chercheurs du CIFRES pour les conditions de travail conviviales et plus généralement à l'ensemble du personnel de l'Ecole pour l'aide précieuse au cours de ces trois ans de thèse.

Mes remerciements vont également à l'endroit de mon frère Habel SY OULD SIDY MALECK, pour sa présence et pour avoir accepté de corriger mes articles en anglais.

J'associe à ces remerciements les autorités de l'Ecole Supérieure Polytechnique de l'UCAD. Au Directeur des Etudes, j'adresse mes sincères remerciements pour le soutien qu'il m'a accordé tout au long de cette thèse.

Mes plus profonds remerciements vont à toutes les personnes qui de près ou de loin ont contribué au bon déroulement et à l'aboutissement de ce travail.

Je ne saurais terminer sans remercier du fond du cœur mes parents : mon père, ma mère, mes frères et sœurs, mes oncles et tantes qui m'ont toujours soutenu et apporté l'équilibre nécessaire.

## Table des matières

<b>Rémerciements .....</b>	<b>ii</b>
<b>Table des matières .....</b>	<b>v</b>
<b>Liste des figures.....</b>	<b>viii</b>
<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>x</b>
<b>Nomenclature.....</b>	<b>xi</b>
<b>Introduction générale .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Modélisation, dimensionnement et optimisation d'un système hybride utilisant des sources éolienne et solaire .....</b>	<b>5</b>
I.1. Introduction .....	5
I.2. Modélisation d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène.....	6
I.2.1 Structure du système hybride étudié.....	6
I.2.2. Modèle de performance du générateur PV .....	7
I.2.3. Modèle de performance d'un aérogénérateur .....	9
I.2.4. Modèle de performance de la batterie .....	12
I.2.5. Stratégie de gestion de fonctionnement du système hybride .....	14
I.2.6. Modèle de performance du groupe électrogène .....	16
I.2.7. Modèle de performance du régulateur et de l'onduleur.....	17
I.3. Méthodes de dimensionnement optimisation des systèmes hybrides utilisant les sources éolienne et solaire.....	18
I.3.1. Méthodes de dimensionnement utilisant de logiciels .....	18
I.3.2. Méthodes de dimensionnement utilisant les techniques d'optimisation.....	20
I.3.2.1. Présentation de l'algorithme génétique.....	21
I.3.2.2. Optimisation multicritères.....	22
I.4. Données météorologiques pour une bonne étude de performance d'un système hybride de sources éolienne et solaire .....	24
I.5. Forme des données météorologiques utilisées dans l'optimisation des systèmes hybrides .....	25
I.6. Conclusion .....	26
<b>Chapitre II : Etude et modélisation du potentiel éolien d'un site : caractéristiques diurnes et saisonnières de la vitesse du vent.....</b>	<b>27</b>
II.1. Introduction .....	27
II.2. Généralités sur l'énergie éolienne .....	28
II.2.1. Distribution globale des ressources éoliennes .....	28
II.2.2. Régime de vent .....	29
II.2.2.1. Variation global de la vitesse du vent.....	29
II.2.2.2. Phénomènes locaux influant la vitesse du vent.....	30
II.2.2.3. Effet de la turbulence sur la vitesse du vent .....	34
II.2.2.4. Variation temporelle et spatiale de la vitesse du vent .....	36
II.2.3. Densité de puissance et puissance disponible dans le vent.....	37
II.2.3.1. Densité de puissance .....	37
II.2.3.2. Puissance disponible dans le vent .....	38
II.3. Modélisation des variations de la vitesse de vent.....	39
II.3.1. Distribution de Weibull .....	39
II.3.2. Distribution de Rayleigh.....	40

II.3.3. Distribution normale.....	40
II.3.4. Distribution Lognormal.....	40
II.3.5. Distribution de Gamma.....	41
II.4. Méthode de détermination des paramètres des distributions.....	41
II.4.1. Méthodes de détermination des paramètres de Weibull .....	41
II.4.1.1. Méthode graphique .....	42
II.4.1.2. Méthode empirique .....	42
II.4.1.3. Méthode du facteur d'irrégularité .....	43
II.4.2. Méthode de détermination des paramètres des autres distributions : Méthode de vraisemblance .....	43
II.5. Analyse statistique.....	44
II.6. Application : évaluation et modélisation du potentiel éolien sur la côte nord-ouest du Sénégal .....	45
II.6.1. Présentation des sites et évaluation des mesures .....	45
II.6.2. Potentiel éolien sur la cote nord-ouest du Sénégal.....	46
II.6.3. Régime de vent sur la cote nord-ouest du Sénégal .....	47
II.6.3.1. Variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent .....	47
II.6.3.2. Variation horaire de la vitesse moyenne du vent .....	49
II.6.3.3. Rose du vent sur la côte nord-ouest du Sénégal.....	52
II.6.3.4. Distribution observée diurne et nocturne de la vitesse du vent .....	53
II.6.4. Comparaison des méthodes de calcul des paramètres de Weibull sur les sites d'étude .....	57
II.6.4.1. Analyse statistique .....	57
II.6.4.2. Densité de puissance théorique et observée.....	57
II.6.5. Comparaison des distributions sur les différents sites .....	60
II.6.5.1 Analyse statistique .....	60
II.6.5.2. Densité de puissance théorique et observée.....	62
II.7. Validation du modèle d'un aérogénérateur sur le site de Sine Moussa Abdou .....	65
II.8. Etude du choix d'un type d'aérogénérateur adapté aux potentiels disponibles sur la côte nord-ouest du Sénégal.....	66
<b>II.8.1. Caractéristiques des aérogénérateurs utilisés.....</b>	<b>66</b>
<b>II.8.2. Energie produite et facteur d'utilisation .....</b>	<b>67</b>
II.9. Conclusion .....	68

## **Chapitre III : Méthodologie de caractérisation du potentiel solaire d'un site.....70**

III.1. Introduction .....	70
III.2. Généralités sur le rayonnement solaire.....	71
III.2.1 Mesure du rayonnement solaire .....	72
III.2.2. Influence de rotation de la terre sur les caractéristiques du rayonnement solaire .....	72
III.2.3. Géométrie solaire : hauteur solaire et azimut.....	73
III.2.4. Rayonnement solaire hors atmosphère .....	74
III.2.5. Effet d'atténuation du rayonnement solaire.....	75
III.2.5.1. Atténuation par l'épaisseur optique des aérosols .....	76
III.2.5.2. Atténuation par la couche d'ozone .....	76
III.2.5.3. Atténuation par la vapeur d'eau .....	77
III.2.5.4. Atténuation par la masse atmosphérique.....	78
III.3. Méthode d'estimation du rayonnement solaire .....	79
III.3.1. Estimation du rayonnement solaire direct par la méthode de MMER .....	79
III.3.2. Estimation du rayonnement solaire diffus par la méthode MMER .....	80
III.3.3. Estimation du Rayonnement solaire global par la méthode MMER.....	81
III.3.4. Calcul de l'énergie solaire disponible.....	81

III.3.5. Indice de clarté .....	81
III.4. Application : étude et modélisation du potentiel solaire sur cinq sites du Sénégal.....	82
III.4.1. Présentation des sites et des instruments de mesures .....	82
III.4.2. Evaluation du potentiel solaire disponible sur les sites.....	83
III.4.3. Variation mensuelle de l'énergie solaire disponible.....	83
III.4.4. Variation saisonnière de l'énergie solaire disponible.....	85
III.4.5. Variation journalière de l'énergie solaire disponible .....	85
III.4.6. Variation horaire du rayonnement solaire disponible .....	87
III.4.7. Repartition des jours selon l'état du ciel.....	87
III.4.7.1. Distribution de l'indice de clarté .....	88
III.4.7.2. Classification des jours selon l'état du ciel.....	88
III.4.7.3. Variation mensuelle de l'indice de clarté .....	90
III.4.8. Influence des aérosols sur l'énergie solaire disponible à Mbour .....	91
III.4.8.1. Distribution de l'épaisseur optique des aérosols.....	92
III.4.8.2. Mesure de l'impact d'aérosols sur l'énergie solaire disponible.....	93
III.4.9. Validation expérimentale du modèle d'estimation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal .....	95
III.5. Conclusion .....	96
<b>Chapitre IV : Dimensionnement et optimisation Multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène sur les sites d'étude .....</b>	<b>98</b>
IV.1. Introduction.....	98
IV.2. Description de l'outil d'optimisation "Multi-objectif Optimization (MOO)" .....	98
IV.3. Fonction objective utilisée dans le dimensionnement.....	99
IV.3.1. Coût annualisé du système .....	99
IV.3.2. Taux de non couverture de charge.....	99
IV.3.3. Quantité de CO <sub>2</sub> émise .....	100
IV.4. Potentiels éolien et solaire utilisés dans l'étude .....	100
IV.5. Profils de charge utilisés dans l'étude.....	100
IV.6. Caractéristiques des composants utilisés dans l'étude .....	102
IV.7. Différentes configurations obtenues avec l'outil MOO.....	102
IV.7.1. Dimensionnement mono-objectif d'un système hybride éolien-solaire-batterie optimisé pour LPSP = 0 %.....	103
IV.7.1.1. Influence de variation du potentiel disponible sur la configuration optimal..	103
IV.7.1.2. Etude de l'influence de profil de charge sur la configuration obtenue.....	104
IV.7.2. Dimensionnement multi-objectif d'un système hybride éolien-solaire-batterie optimisé.....	106
IV.7.2.1. Etude de l'influence de variation du taux de non couverture (LPSP) sur la configuration optimale pour un profil de charge donné.....	106
IV.7.2.2. Etude de l'influence de l'utilisation d'un groupe électrogène .....	109
IV.8. Conclusion.....	113
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>115</b>
<b>Bibliographie .....</b>	<b>118</b>

## Liste des figures

Figure I-1 : Bloc diagramme d'un système hybride éolien-solaire batterie-groupe électrogène .....	7
Figure I-2 : Courbe de puissance d'un aérogénérateur.....	10
Figure I-3 : Synoptique de simulation du fonctionnement d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG).....	15
Figure I-4 : Principe de fonctionnement du logiciel Homer .....	19
Figure I-5 : Schéma Synoptique d'un algorithme génétique.....	23
Figure I-6 : Front de Pareto et solutions dominées .....	24
Figure II- 1: Distribution globale de la vitesse du vent (Molly, 1990) .....	29
Figure II- 2: Formation des vents globaux .....	30
Figure II-3 : Extrapolation verticale de la vitesse de vent.....	31
Figure II- 4: Influence d'un changement de la rugosité sur l'écoulement de l'air.....	32
Figure II-5 : Turbulence créée par un obstacle isolé.....	35
Figure II-6 : Effet d'accélération de la vitesse de vent au dessus d'une colline .....	35
Figure II-7 : Effet d'accélération de la vitesse de vent par effet tunnel .....	36
Figure II-8 : Variation de la densité de l'air en fonction de la température (a) et en fonction de l'altitude (b) .....	38
Figure II-9 : Vent traversant le rotor d'un aérogénérateur.....	38
Figure II-10 : Localisation géographique de huit sites situés sur la côte nord-ouest du Sénégal .....	46
Figure II-11 : Régime de vent sur la cote nord-ouest du Sénégal .....	48
Figure II-12 : Variation horaire de la vitesse moyenne du vent sur les sites de (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor .....	50
Figure II-13 : Variation horaire de la densité de puissance moyenne du vent sur les sites de (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor .....	51
Figure II-14 : Direction du vent diurne et nocturne pour les sites (a) Kayar, (b) Potou et Gandon(c) : la rose de vent du jour (en haut) et celle de nuit (en bas).....	52
Figure II-15 : Direction du vent diurne et nocturne pour les sites (a) Sine Moussa Abdou, (b) Botla, (c) Dara Andal, (d) Nguebeul and (e) Sakhor (En haut indique la rose de vent du jour et en bas indique la direction du vent pour la nuit).....	53
Figure II-16 : Comparaison entre les distributions diurne et nocturne de la vitesse du vent sur les sites (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor .....	55
Figure II-17 : Comparaison de la fonction de répartition pendant la période du jour et de la nuit sur les sites .....	56
Figure II-18 : Densité de probabilité observée et théorique pour les différentes méthodes de calculs des paramètres de Weibull .....	58
Figure II- 19: Densité de puissance observée et calculée .....	59
Figure II-20 : Distribution observée et théorique des différents modèles sur les sites d'étude .....	61
Figure II- 21: Distribution du vent et de la densité de puissance observées sur les sites d'étude.....	63
Figure II- 22: Densité de puissance théorique et observée sur les sites détude .....	64
Figure II- 23: Densité de puissance théorique et observée sur les differents sites.....	65
Figure II-24 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Montana .....	66
Figure II-25 : Corrélation entre l'énergie produite et celle calculée .....	66
Figure III-1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire .....	71
Figure III-2 : Révolution de la terre au tour du soleil .....	73
Figure III-3 : Mouvement apparent du soleil.....	74

Figure III-4 : Définition de la masse d'air .....	78
Figure III-5 : Variation de l'énergie solaire mensuelle sur les sites (Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda).....	84
Figure III-6 : Variation de l'énergie saisonnière sur les différents sites d'étude.....	85
Figure III-7 : Distribution journalière de l'énergie solaire disponible sur les sites d'étude.....	86
Figure III-8 : Distribution journalière de l'énergie solaire sur Niakha pour les trois années 2009, 2010 et 2011.....	86
Figure III-9 : Profil du rayonnement solaire sur les trois sites d'étude .....	87
Figure III-10 : Distribution fréquentielle de l'indice de clarté (a) et la fonction de répartition (b) sur les sites de Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda.....	88
Figure III-11 : Rayonnement solaire correspondant aux indices de clarté (20 %, 40%, 70)...	89
Figure III-12 : Variation des indices de clarté sur les sites d'étude.....	90
Figure III-13 : Variation mensuelle de l'indice de clarté : étude comparative.....	91
Figure III-14 : Distribution des aérosols total pour (a) la saison sèche, (b) la saison des pluies et (c) la période de l'année sur le site de Mbour.....	93
Figure III-15 : Impact de l'épaisseur optique des aérosols sur l'énergie solaire direct-normale et l'énergie solaire diffuse.....	94
Figure III-16 : Energie solaire journalière directe normale, diffuse et aérosol.....	95
Figure III-17 : Corrélation entre le rayonnement solaire mesuré et le rayonnement solaire théorique sur le site de Dakar.....	96
Figure IV-1 : Variation horaire des profils de charge .....	101
Figure IV-2 : Coût annualisé du système durant l'optimisation par AG pour le profil de charge n°1 avec LPSP=0 % : (a) Potou et (b) Kayar.....	103
Figure IV-3 : Distribution de l'état de charge des batteries pour les deux sites Kayar et Potou en utilisant le profil de charge n°1 avec LPSP=0 %.....	104
Figure IV-4 : Etat de charge moyen du système de stockage sur le site de Potou pour les différents profils de charge pour LPSP=0 % .....	106
Figure IV-5 : Front optimal de Pareto de systèmes hybrides SHESB pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou.....	107
Figure IV-6 : Etat de charge moyen du système de stockage pour les LPSP de 0 %, de 1 % et de 10 % sur le site de Potou.....	109
Figure IV-7 : Front de Pareto de systèmes hybrides SHESBG pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou .....	110
Figure IV-8 : Etat de charge moyen du système de stockage pour les solutions A, B et C d'un système hybride (SHESBG) pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou avec LPSP=0 % .....	112
Figure IV-9 : Front de Paréto optimal des systèmes hybrides SHESBG pour les trois profils de charge avec LPSP=0 % sur le site de Potou .....	113

## Liste des tableaux

Tableau II-1: Valeurs typiques de la longueur de rugosité $z_0$ et du coefficient de cisaillement $\alpha$ pour plusieurs classes de terrain .....	33
Tableau II-2 : Caractéristiques des stations de mesure .....	45
Tableau II-3 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent sur les différents sites.....	47
Tableau II-4 : Vitesse moyenne et densité de puissance saisonnières sur les différents sites .....	49
Tableau II-5 : Variation diurne de la vitesse moyenne du vent sur les sites .....	52
Tableau II- 6: Paramètres des Weibull et statistiques pour les différentes méthodes de calcul .....	59
Tableau II-7 : Paramètres des distributions calculées sur tous les sites d'étude.....	60
Tableau II- 8: Ecart quadratique moyen, coefficient de détermination et l'écart maximal entre les fonctions de rapartitions théorique et observée pour les sites.....	62
Tableau II-9 : Paramètres du potentiel éolien et de l'énergie mensuelle produite par l'aérogénérateur Montana .....	66
Tableau II-10 : Caractéristiques techniques des aérogénérateurs utilisés dans cette étude .	67
Tableau II-11 : Facteur d'utilisation (%) des aérogénérateurs sur les différents sites.....	68
Tableau II-12 : Energie (kWh/an) calculée à la sorties des aérogénérateurs sur les différents sites sur la période d'une année .....	68
Tableau III-1 : Coordonnées géographiques des sites et périodes de mesures .....	83
Tableau III-2 : Energie solaire annuelle disponible sur les sites (kWh/m <sup>2</sup> /d) .....	83
Tableau III-3 : Indice de clarté et nombre de jours correspondant pour chaque site.....	87
Tableau III-4 : Energie solaire (kWh/m <sup>2</sup> /d) correspondant aux indices de clarté des journées choisies (20 %, 40%, 70).....	90
Tableau III-5 : Fraction des gros et des petits aérosols.....	92
Tableau III-6 : Energies solaires direct-normale diffuse pour les deux saisons (saison sèche et saison des pluies).....	94
Tableau III-7 : Evaluation statistique du modèle MMER (écart quadratique moyen (EQM), et le coefficient de détermination(R) .....	96
Tableau IV-1 : Caractéristiques techniques et économiques des composants utilisés dans cette étude .....	102
Tableau IV- 2 : Configurations optimales obtenues pour les sites de Kayar et de Potou en utilisant le profil de charge n°1 avec LPSP=0 % .....	103
Tableau IV-3 : Configurations obtenues pour les différents profils de charge sur les sites de Kayar et Potou pour LPSP=0%.....	105
Tableau IV-4 : Energie et fraction de l'énergie produite par les générateurs sur les deux sites Kayar et Potou pour LPSP=0 %.....	105
Tableau IV-5 : Configurations optimales obtenues sur le site de Potou en utilisant le profil de charge n°1 pour les trois taux de non couverture de charge (LPSP) 0 %, 1 % et 10 % .....	107
Tableau IV-6 : Énergie produite et surplus d'énergie calculés pour les trois taux de non couverture de charge (LPSP) 0 %, 1 %, 10 %.....	108
Tableau IV-7 : Configuration optimales des deux systèmes hybrides avec et sans le groupe électrogène sur le site de Potou pour LPSP=0 % .....	110
Tableau IV-8 : Configurations (A, B et C) optimales d'un système hybride SHESBG sur le site de Potou pour le profil de charge n°1 avec LPSP=0 %.....	112

# Nomenclature

<b>Symbole</b>	<b>Signification</b>	<b>Unité</b>
ACS	Coût annualisé du système	[€]
Az	Azimut	[°]
c	Paramètre d'échelle	[m/s]
Cs	Temps du coucher du soleil	(h)
C <sub>acap</sub>	Coût capital annualisé	[€]
C <sub>amain</sub>	Coût de maintenance annualisé	[€]
C <sub>arap</sub>	Coût de remplacement annualisé	[€]
CAE	coût actualisé de l'énergie	[€/kWh]
DCO	Densité de probabilité cumulée observée	[--]
DOD	Profondeur de décharge de la batterie	[--]
DCT	Densité de probabilité cumulée théorique	[--]
EQM	Ecart quadratique moyen	[--]
ET	Correction de l'équation de temps	[min]
E <sub>o</sub>	Energie reçue sur un plan horizontal hors atmosphère.	[kWh/m <sup>2</sup> /j]
E <sub>sg</sub>	Energie solaire globale	[kWh/m <sup>2</sup> /j]
E <sub>an</sub>	Energie annuelle consommée	[kWh/an]
f(v)	Densité de probabilité de Weibull	[--]
F(v)	Densité de probabilité de Weibull cumulée	[--]
F <sub>irr</sub>	Facteur d'irregularité	[--]
FF	Facteur de forme du module solaire photovoltaïque	[--]
F <sub>u</sub>	Facteur d'utilisation	[--]
G <sub>h</sub>	Rayonnement solaire hors atmosphère reçu sur un plan horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>cs</sub>	Constante solaire	[W/m <sup>2</sup> ]
G <sub>o</sub>	Rayonnement solaire hors atmosphère reçu sous une incidence directe	[W/m <sup>2</sup> ]
h	Hauteur à laquelle on souhaite déterminer la vitesse du vent	[m]
h <sub>0</sub>	Hauteur de référence de mesure du vent	[m]
I <sub>dif</sub>	Rayonnement solaire diffus reçu sur un plan horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
I <sub>g</sub>	Rayonnement solaire global reçu sur un plan horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
I <sub>cc</sub>	Courant de court-circuit	[A]
I <sub>cc,st</sub>	Courant de court-circuit standard	[A]
I <sub>srg</sub>	Courant suggéré du régulateur	[A]
I <sub>nrg</sub>	Courant nominal du régulateur	[A]
J(x)	Fonction du coût global du système annualisé	[€]
k	Paramètre de forme	[--]

## Nomenclature

$K_t$	Indice de clarté	[--]
$K_i$	Coefficient de température du courant de court-circuit	[A/°C]
$K_v$	Coefficient de température de la tension de circuit ouvert	[V/°C]
L	Latitude du lieu	[°]
Lg	Longitude du lieu	[°]
Lo	Epaisseur de la couche d'ozone	[cm]
Lw	Quantité d'eau précipitable	[cm]
NCOT	Température nominale de fonctionnement des cellules,	[°C]
$N_{bt}$	Nombre total de batteries	[--]
$N_{bs}$	Nombre de batteries en series	[--]
$N_{bp}$	Nombre de batteries en parallèles	[--]
$N_{ag}$	Nombre total d'aérogénérateurs	[--]
$N_{gr}$	Nombre total de groupes électrogènes	[--]
$N_{od}$	Nombre total d'onduleurs	[--]
$N_{pv}$	Nombre total de modules photovoltaïques	[--]
$N_{ps}$	Nombre total de modules solaires en série	[--]
$N_{pp}$	Nombre des modules solaire en parallèle	[--]
$N_{rg}$	Nombre total de régulateurs	[--]
$P_{ch}$	Puissance de la charge	[W]
$p_{ws}$	Pression de vapeur d'eau saturant	[Pa]
$p_w$	Pression partielle de vapeur d'eau	[Pa]
$P_{pv}$	Puissance maximale à la sortie du générateur photovoltaïque	[W]
$P_{bt}$	Puissance reçue ou donnée par la batterie	[t]
$P_{ng}$	Puissance nominale du groupe électrogène	[W]
$P_{og}$	Puissance produite par le groupe électrogène	[W]
$P_{sond}$	Puissance suggérée de l'onduleur	[W]
$P_{nonnd}$	Puissance nominale de l'onduleur	[W]
$P_w$	Puissance électrique à la sortie de l'aérogénérateur	[W]
$P_{wa}$	Puissance moyenne produite par un aérogénérateur	[W]
q	Masse atmosphérique	[--]
R	Coefficient de détermination	[%]
$r_s$	Albédo du sol	[--]
$r'_\alpha$	Albedo du ciel	[--]
S	Surface balayée par le rotor de l'aérogénérateur	[m <sup>2</sup> ]
T	Température absolue	[°K].
$T_c$	Température de la cellule	[°C]
$T_{SV}$	Temps solaire vrai	[h]
$T_U$	Temps universel	[h]

## Nomenclature

$T_{pr}$	Température du point de rosée	[°K]
$t$	Instant de la valeur calculée	[h]
$U_{bt}$	Tension du système de stockage	[V]
$U_b$	Tension d'une batterie	[V]
$v$	Vitesse moyenne de vent déterminée à la hauteur $h$	[m/s]
$v_{cin}$	Vitesse de démarrage de l'aérogénérateur,	[m/s]
$V_{co}$	Tension de circuit ouvert	[V]
$V_{co,st}$	Tension de circuit ouvert standard	[V]
$v_{cou}$	Vitesse de coupure de l'aérogénérateur	[m/s]
$V_i$	Vitesse du vent par pas $i$	[m/s]
$V_m$	Vitesse moyenne du vent	[m/s]
$v_0$	Vitesse moyenne du vent déterminée à la hauteur $h_0$	[m/s]
$v_r$	Vitesse nominale de l'aérogénérateur	[m/s]
$y_{ic}$	Valeur théorique de la densité de probabilité par pas $i$	[--]
$y_{ir}$	Valeur réelle de la densité de probabilité par pas $i$ ,	[--]
$z_0$	Longueur de la rugosité	[m]

## Lettres grecques

<b>Symbole</b>	<b>Signification</b>	<b>Unité</b>
$\alpha$	Coefficient de cisaillement dépendant de la rugosité du terrain	[-]
$\chi$	Taux d'autodécharge dépendant de l'état de charge et de vieillissement de la batterie	[--]
$\mu$	Valeur moyenne de la distribution normal, log-normal et Gamma	[--]
$\lambda$	Ecart type de la distribution normal, log-normal et gamma	[--]
$\delta$	Inclinaison solaire	[°]
$\Delta t$	Période du temps de fonctionnement de l'aérogénérateur	[h]
$\varphi$	Angle zénithale	[°]
$\phi_{bt}$	Capacité nominale d'une batterie	[Ah]
$\phi_r$	Capacité nominale du système de stockage	[Ah]
$w$	Angle horaire	[°]
$\tau$	Coefficient de transmission global	[--]
$\tau_\alpha$	Coefficient de transmission d'Angström	[--]
$\tau_g$	Coefficient de transmission de mélange de gaz	[--]
$\tau_r$	Coefficient de transmission de Rayleigh	[--]
$\tau_o$	Coefficient de transmission d'ozones	[--]
$\tau_w$	Coefficient de transmission de vapeur d'eau	[--]

## Introduction générale

L'augmentation sans cesse de la demande en l'énergie à l'échelle mondiale constitue une contrainte pesante sur la préservation de l'environnement. La satisfaction de cette demande repose en grande partie sur l'utilisation de combustibles fossiles jouant un rôle prépondérant dans le réchauffement climatique et dans la dégradation de la couche d'ozone (Ball et al., 2007 ; Shaahid et Elhadidy, 2007 ; Ould Bilal, 2012a,b). De plus, les ressources énergétiques fossiles sont en quantités limitées à l'échelle planétaire. D'où, la nécessité d'envisager de nouveaux modes de production d'énergie pour la satisfaction de la demande mondiale.

Les énergies renouvelables comme les énergies éolienne, solaire, hydraulique, biomasse, etc. sont disponibles et inépuisables. Elles peuvent être utilisées pour la production d'électricité dans plusieurs régions du monde diversifiant ainsi les sources d'énergie électrique et contribuant également à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (Akdag et al., 2009). Cela va permettre un développement de ces régions n'ayant pas accès à l'électricité en créant des activités génératrices de revenus.

De nos jours, après l'hydraulique, les énergies éolienne et solaire sont considérées comme des sources d'énergie prometteuses en raison de leur disponibilité dans la plupart des régions du monde (Zhou et al., 2010). Il s'y ajoute que ces sources d'énergie sont devenues compétitives en termes de coûts de production et contribuent à la réduction des rejets de gaz à effet de serre.

En effet, l'exploitation des énergies éolienne et solaire pour la production d'électricité est en croissance depuis la crise pétrolière en 1970 (Zhou et al., 2010). Cependant, la vitesse du vent et le rayonnement solaire ont un caractère aléatoire et imprévisible. Elles dépendent des conditions météorologiques et de changement climatique. De plus, la fluctuation du rayonnement solaire et de la vitesse du vent n'est pas toujours adaptée à la variation des profils de la demande d'électricité (Yang et al., 2008 ; Ould Bilal, 2010b). D'où, la nécessité de faire une estimation précise de leurs potentiels, un dimensionnement des systèmes hybrides des sources renouvelables adaptées et une gestion intelligente de la consommation de l'énergie produite afin de réduire les composants du système et l'excès d'énergie.

Dans plusieurs régions isolées n'ayant pas accès à l'électricité, la production de l'énergie pour la satisfaction de besoins repose en grande partie sur l'utilisation des groupes électrogènes. Or, il est connu que l'utilisation des groupes électrogènes engendre des coûts de fonctionnement et de maintenance très élevés. De plus, son utilisation a des conséquences néfastes sur l'environnement dues aux émissions des gaz à effet de serre.

L'utilisation des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie (SHESB) ou éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG) dans des régions isolées pour la production d'électricité devient de plus en plus rentable par rapport à l'utilisation des groupes électrogènes uniquement (Colle et al., 2004 ; Yang et al., 2007). Il s'y ajoute que l'exploitation d'une seule source d'énergie renouvelable éolienne ou solaire entraîne un problème de surcoût et rend l'unité de stockage d'énergie (batteries) plus sollicitée, ce qui accentue son usure rapide (Ould Bilal et al., 2010b).

Dans la plupart des cas d'exploitation des sources d'énergies renouvelables pour des applications notamment isolées, le profil de charge n'est pas toujours adapté au profil de l'énergie produite par les générateurs ; ce qui entraîne le plus souvent un surdimensionnement des systèmes notamment l'unité de stockage (batteries). Comme celui-ci est régulièrement sollicité lors de fonctionnement du système, sa durée de vie diminue et il y a souvent nécessité d'un remplacement régulier de ce composant. Cela est à l'origine de l'augmentation du coût global du système (Oul Bilal et al., 2010b).

Afin de réduire la dépendance en énergie fossile et de contribuer à la conservation de l'environnement, l'Etat sénégalais a entamé une stratégie consistant à amener le taux d'électrification urbaine et rurale de 77 % et 16 % en 2006 à des taux de 85 % et 50 % respectivement pour 2012 (SIE-Sénégal, 2007) en utilisant les ressources des énergies renouvelables disponibles, notamment les ressources éolienne et solaire.

Il faut noter qu'au Sénégal, le taux d'utilisation des énergies renouvelables reste particulièrement faible pour plusieurs raisons dont une méconnaissance des potentiels éolien et solaire.

De nombreux travaux ont été effectués pour évaluer le potentiel éolien (Ndiaye et al., 1989 ; Ould Bilal et al., 2008a, 2008b) en utilisant des mesures du vent effectuées par des stations météorologiques avec une résolution temporelle de 3 heures à une hauteur de 10 m.

Dans le but de réaliser des études plus fines des potentiels disponibles en prenant en compte le caractère aléatoire du vent, il est important de disposer des mesures de vent par pas réduit à plusieurs hauteurs. De plus, d'autres paramètres météorologiques (rayonnement solaire, température, humidité, pression, etc.) doivent être pris en considération dans le cadre de dimensionnement des systèmes hybrides.

C'est ainsi que le Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (CIFRES) s'est investi dans l'installation de plusieurs systèmes de mesures des paramètres météorologiques (vent, rayonnement solaire, température, humidité, pression, etc.) dans plusieurs localités situées sur la côte nord-ouest du Sénégal.

Les mesures des vitesses du vent et du rayonnement solaire collectées ont permis d'évaluer les potentiels éolien et solaire en mettant en exergue l'influence des variations diurne et saisonnière sur les potentiels disponibles (Ould Bilal et al, 2010b, 2011, 2012a ; Kebe et al., 2008 ; Bilal et al., 2007 ; Maimouna et al. 2012 ; Drame et al., 2012).

Ce travail a abouti à une étude de faisabilité de projets éoliens pour une application autonome ou à injecter sur le réseau (Ould Bilal et al., 2012a ; Ould Bilal et al. 2012c).

Les résultats de l'étude des potentiels éolien et solaire obtenus dans le cadre de cette thèse sont en suite utilisés pour réaliser le dimensionnement des systèmes hybrides destinés à l'électrification décentralisée et leurs optimisation à l'aide de technique d'optimisation multi-objectifs (Ould Bilal et al., 2010b, 2012b, 2012d).

Les travaux réalisés dans cette thèse s'inscrivent dans la continuité des travaux de recherche menés par le (CIFRES) et portent sur la mise en œuvre de nouvelles approches d'optimisation Multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène pour l'électrification rurale décentralisée.

Les objectifs principaux de cette thèse sont les suivants :

- ✓ Proposer une méthodologie de dimensionnement de systèmes hybrides optimisés utilisant des sources éolienne et solaire et destinées à l'électrification décentralisée ;
- ✓ Proposer des méthodologies permettant de modéliser les potentiels éolien et solaire ;
- ✓ Evaluer les potentiels éolien et solaire dans plusieurs localités du Sénégal, à partir des mesures réelles collectées sur ces sites ;
- ✓ Appliquer la méthodologie de dimensionnement et optimisation afin de proposer des solutions hybrides optimisées pour des applications autonomes sur deux cas d'étude en site isolé.

La description des travaux et des principaux résultats obtenus dans la thèse est consigné dans ce document composé d'une introduction générale et quatre chapitres organisés comme suit :

**Le chapitre 1** est consacré au développement d'une méthodologie de dimensionnement de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène. Un état de lieu sur le dimensionnement de ces systèmes est d'abord présenté. Les modèles de performance des composants du système sont ensuite développés afin d'aboutir à une description de principaux outils de dimensionnement. La pertinence des algorithmes génétiques en termes d'optimisation du système est aussi mise en exergue.

**Le chapitre 2** est dédié à l'étude et à la modélisation du potentiel éolien d'un site. Dans cette partie, des méthodologies d'étude du potentiel éolien, de modélisation de la distribution des

vitesses du vent et de calcul des paramètres des Weibull sont présentées. L'application de ces méthodologies est effectuée en utilisant des données réelles collectées sur différents sites au Sénégal. Les résultats obtenus sont ensuite présentés et analysés.

**Le chapitre 3** traite de l'évaluation et de la modélisation du rayonnement solaire d'un site donné. D'abord une description détaillée du rayonnement et de son atténuation à travers l'atmosphère est présentée. Ensuite, une méthode d'évaluation du rayonnement solaire à partir des données collectées est décrite. Cette méthodologie est basée sur le calcul de l'énergie solaire disponible, l'indice de clarté et le profil journalier typique du rayonnement solaire. Une analyse fréquentielle de l'indice de clarté est réalisée ainsi qu'une étude de corrélation entre le modèle développé et les mesures collectées sur les sites.

**Le chapitre 4** donne une application de la méthodologie de dimensionnement de systèmes hybrides sur deux sites différents. Dans ce chapitre l'outil d'optimisation multi-objectif et la fonction objective utilisés dans le cadre du dimensionnement et la fonction objective sont d'abord présentés. On procède ensuite à la réalisation du dimensionnement d'un système hybride éolien-solaire-batteries mono-objectif en minimisant le coût annualisé du système. La troisième partie de ce chapitre est consacrée au dimensionnement des systèmes hybrides à deux objectifs à savoir la minimisation du coût du système et la minimisation du taux de non couverture de charge (LPSP). Dans la quatrième partie de ce chapitre, le dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batteries-groupe électrogène (SHESBG) est traité. Une analyse de l'influence de variation de la forme du profil de charge sur la configuration optimale est réalisée.

# Chapitre I : Modélisation, dimensionnement et optimisation d'un système hybride utilisant des sources éolienne et solaire

## I.1. Introduction

Dans ce chapitre nous présentons une méthodologie de dimensionnement d'un système hybride éolien solaire batterie couplé à un groupe électrogène destiné à l'électrification rurale pour des sites isolés.

Plusieurs techniques et outils de dimensionnement existent. Cependant la plus part d'entre eux se basent sur l'utilisation des méthodes classiques pour le dimensionnement de systèmes hybrides des sources éolienne et solaire (Ould Bilal, 2010a). Ces méthodes utilisent principalement des modèles analytiques qui permettent de déterminer le nombre de composants nécessaires pour couvrir la demande. Les résultats obtenus aboutissent généralement à un sous-dimensionnement ou à un surdimensionnement du système.

Afin d'optimiser le dimensionnement de ces systèmes hybrides, d'autres techniques plus efficaces ont été proposées récemment (Zhou et al., 2010).

Les travaux de Ter-Gazarian et Kagan (1992), Anglani et Muliere (2010), Mizani et Yazdani, (2009) ont proposé une méthode de dimensionnement et d'optimisation des systèmes hybrides utilisant des sources éoliennes et solaires destinés à la production d'électricité en minimisant le coût global du système. Ces auteurs ont pris en considération, dans l'évaluation du coût global du système, la fluctuation du flux monétaire ainsi que le coût annualisé du système.

Xavier et al. (2005), ont proposé une méthode de dimensionnement de systèmes hybrides solaire-photovoltaïque, solaire-thermique et groupes électrogènes pour une localité isolée. L'étude est réalisée en minimisant le coût du système et la quantité de CO<sub>2</sub> émise. Cependant, dans ce travail, les auteurs n'ont pas pris en compte les aérogénérateurs et les autres composants du système (régulateur et onduleur) ainsi que la variation horaire du potentiel solaire.

Les auteurs (Yang et al., 2007, 2008, 2009 ; Diaf et al., 2008 ; Abdelhamid et al., 2011) ont proposé des modèles permettant d'optimiser des systèmes hybrides éolien-solaire-batteries en minimisant la taille de l'aérogénérateur et la taille du générateur photovoltaïque pour un taux de non couverture (Loss of Power Supply Probability : LPSP) et une capacité de stockage donnés. Dans ces travaux, les auteurs n'ont pas pris en compte le régulateur, l'onduleur et le groupe électrogène dans le dimensionnement. Or ces composants font partie du système hybride et peuvent influencer le coût global du système.

L'objectif visé par cette partie du travail est de proposer une méthodologie permettant de faire un dimensionnement multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène décentralisés en minimisant le coût du système, le taux de non couverture de charge et la quantité de CO<sub>2</sub> émise. Ainsi, les différents composants des unités du système hybride (aérogénérateurs, modules solaires PV, Régulateurs, Batteries, Onduleurs et groupes électrogènes) seront pris en compte. L'étude prendra en compte la variation horaire de vitesses du vent, du rayonnement solaire et de la température ambiante afin de réaliser l'étude de performance du système.

Pour le dimensionnement mono-objectif, une étude de l'influence des variations des potentiels éolien et solaire est réalisée ainsi que celle du profil de charge, chaque étude étant conduite séparément.

## **I.2. Modélisation d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène**

### **I.2.1 Structure du système hybride étudié**

Le schéma synoptique du système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène destiné à l'électrification rurale est indiqué par la figure I-1.

Il comprend :

- ✓ un générateur photovoltaïque (PV) ;
- ✓ un aérogénérateur ;
- ✓ un système de stockage (batteries) ;
- ✓ un régulateur ;
- ✓ un onduleur ;
- ✓ et un groupe électrogène de secours.

L'énergie produite par le générateur PV et l'aérogénérateur est utilisée pour alimenter la charge, le surplus est envoyé dans la batterie pour y être stockée. La batterie prend le relai de couverture de la charge lorsque l'énergie produite par les deux générateurs n'est pas suffisante. Lorsque l'énergie produite par les deux générateurs (éolien et solaire) et la batterie n'est pas suffisante, le groupe électrogène alimente le profil de charge. Il sert également à charger la batterie.

Afin d'évaluer la performance globale d'un tel système hybride, il est d'abord important d'étudier le modèle de chaque composant.

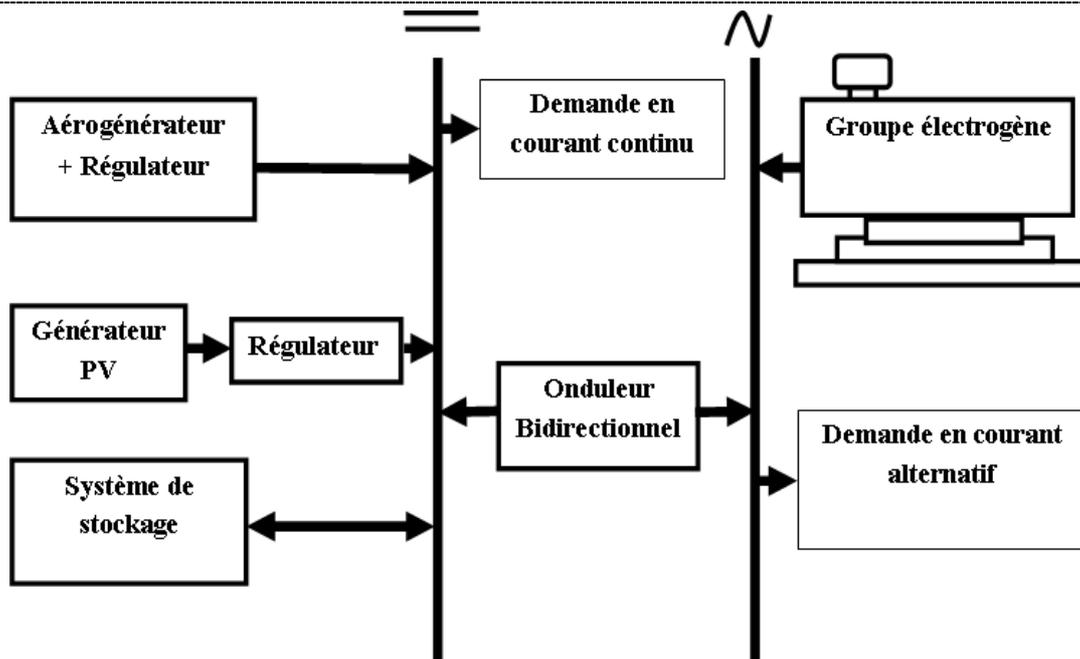


Figure I-1 : Bloc diagramme d'un système hybride éolien-solaire batterie-groupe électrogène

### I.2.2. Modèle de performance du générateur PV

La connaissance du modèle de performance de module solaire PV est essentielle car elle permet d'estimer l'énergie produite. De plus, ce modèle intervient dans le dimensionnement et dans l'optimisation du système hybride. A ce titre, plusieurs travaux ont été effectués pour évaluer la performance de quelques modèles proposés.

Radziemska et Klugmann (2002) ont présenté l'influence de la température sur les paramètres électrique (courant, tension) de cellules photovoltaïques au silicium.

Nishioka et al. (2003) ont analysé l'influence de la variation de la température sur le coefficient de performance d'un système PV afin d'estimer la production annuelle d'un système photovoltaïque. Les résultats découlant de cette étude ont permis de constater que pour une amélioration du coefficient de performance du système PV de 0.1 %/°C, l'énergie annuelle produite augmente de 1 %.

D'autres travaux sont effectués afin de simplifier les modèles de simulation de la puissance produite par un générateur PV.

Borowy et Salame (1996) ont proposé un modèle de simulation de la puissance maximale à la sortie d'un générateur PV en se basant sur la courbe caractéristique I-V du module. Ce modèle dépend de la distribution du rayonnement solaire et de la variation de la température.

Zhou et al. (2007) ont établi un modèle de performance dépendant de l'ensoleillement et de la température. Ces auteurs se sont basés sur la caractéristique I-V du module solaire photovoltaïque pour faire ce travail. Ils ont pu évaluer la performance réelle du générateur sur une période d'une année en déterminant l'énergie annuelle produite.

Koutrouli et al, (2006), Abedi et al., (2012), Ould Bilal et al. (2010b, 2012b) ont utilisé un modèle de performance d'un module solaire PV dépendant du rayonnement solaire, de la température et des coefficients de performances du module solaire photovoltaïque. Ce modèle présente l'avantage de prendre en considération la variation horaire du rayonnement solaire et de la température, ce qui permet d'évaluer la performance horaire des modules solaire PV. L'équation I-1 donne l'expression du modèle utilisé dans le cadre de cette thèse.

$$P_{pv} = V_{co} \cdot I_{cc} \cdot FF \quad (I-1)$$

où,

$$I_{cc}(t) = [I_{cc,st} + K_i \cdot (T_c(t) - 25)] \cdot \frac{G(t)}{1000} \quad (I-2)$$

$$V_{co}(t) = V_{co,st} - K_v \cdot T_c(t) \quad (I-3)$$

$$T_c(t) = T_a(t) + \left( \frac{NCOT - 20}{800} \right) \cdot G(t) \quad (I-4)$$

où,

$P_{pv}$  (W) est la puissance maximale à la sortie du générateur photovoltaïque ;

$I_{cc}$  (A) est le courant de court-circuit ;

$V_{co}$  (V) est la tension de circuit ouvert ;

$T_c$  (°C) est la température de la cellule ;

NCOT (°C) est la température nominale de fonctionnement des cellules ;

$I_{cc,st}$  (A) et  $V_{co,st}$  (V) sont respectivement le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert standards ;

$K_i$  (A/°C) et  $K_v$  (V/°C) sont les coefficients de température de courant de court-circuit et de tension de circuit ouvert ;

$G$  (W/m<sup>2</sup>) est le rayonnement solaire mesuré ;

$t$  (h) est l'instant de la valeur calculée ;

FF (sans unité) est le facteur de forme du module solaire PV (Wei et al. 2007).

### I.2.3. Modèle de performance d'un aérogénérateur

Le vent fait partie des paramètres météorologiques les plus variables dans le temps et dans l'espace, il représente ainsi un paramètre complexe. Son exploitation à l'aide d'aérogénérateurs pour la production d'électricité nécessite d'abord une bonne connaissance de sa variation spatio-temporelle. Dans ce but, des études d'estimation des potentiels éoliens dans le cadre d'étude de faisabilité des projets éoliens ont été réalisées dans plusieurs régions du monde (Kavak et Akpinar, 2005 ; Irfan et al., 2010 ; Ahmed et al., 2010 ; Tian, 2011 ; Olayinka, 2011a, 2011b ; Gass et al., 2011 ; Athanasios et al. 2011 ; Ould Bilal et al., 2008a, 2011 ; Saeidi et al., 2011 ; Niamh et al., 2011 ; Aynur et Figen, 2009a, 2009b ; Ould Bilal et al., 2012a, 2012c).

Cependant, Il faut noter que les aérogénérateurs sont disponibles en plusieurs tailles : petites, moyenne et grande puissance (BWE, 2006). Chaque aérogénérateur est caractérisé par sa propre courbe de puissance et possède ses propres caractéristiques.

Le choix d'un type d'aérogénérateurs à installer sur un site va dépendre, donc, non seulement des caractéristiques des aérogénérateurs, généralement fournies par les constructeurs mais également des données de vent disponible pour ce site fournis sous forme de grandeurs moyennes ou grandeurs statistiques (moyenne annuelle, mensuelle, journalière et/ou horaire).

Dans la plupart des études de performance des aérogénérateurs sur un site donné, les modèles de variation de leur puissance de sortie en fonction des variations de la vitesse du vent ne sont pas connus. Or ces modèles sont indispensables pour l'estimation de l'énergie produite par ces aérogénérateurs pour une période donnée.

A ce titre, plusieurs chercheurs (Yang et Burnett, 2002 ; Chedid et Rahman, 1998 ; Eftichios et al., 2006 ; Lysen, 1983) ont proposé des modèles linéaire, quadratique et cubique pour calculer la puissance à la sortie d'un aérogénérateur installé sur un site en fonction du potentiel du site.

Troen et Petersen, (1989), Bueno et Carta, (2005) quant à eux, ont supposé que la courbe de puissance à une forme linéaire sur plusieurs partie. Ils ont, donc, utilisé des modèles linéaires pour chaque partie de la courbe de puissance.

D'autres chercheurs (Bernal-Agustin J.L, Rodolfo et al., 2010 ; Orhan et Banu, 2010) ont estimé la puissance produite par l'aérogénérateur en se basant sur la méthode de calcul du rendement.

La plupart des méthodes exposées dans les références précédentes utilisent la vitesse moyenne annuelle ou mensuelle pour calculer la puissance à la sortie d'un aérogénérateur. Cependant, il est connu, de manière générale, que la puissance produite par un

aérogénérateur dépend fortement de variation de la vitesse du vent. Il est donc important de disposer d'un modèle permettant de prendre en considération la variation instantanée de la vitesse du vent.

Lu et al., (2002), Yang et al., (2007), Yang et al., (2009) ont proposé un modèle de simulation simplifié permettant de calculer la puissance à la sortie de l'aérogénérateur. Ils ont considéré que la puissance produite varie linéairement en fonction de la vitesse du vent. Ce modèle est un cas particulier du modèle proposé par Borowy et Salameh (1994, 1996) en fixant le paramètre de forme de Weibull (k) à la valeur 1.

Le modèle proposé par Borowy et Salameh (1994, 1996) permet, en effet, de calculer la puissance produite par un aérogénérateur en tenant compte du facteur de forme de Weibull (k) calculé sur le site et de la variation instantanée de la vitesse de vent. Ce modèle est donné par l'équation I-5.

$$P_{wa} = \int_0^{+\infty} P_w \cdot f(v) \cdot dv \quad (I-5)$$

Ce modèle est aussi utilisé dans le cadre de cette thèse pour calculer la puissance à la sortie d'un aérogénérateur et d'étudier la performance des aérogénérateurs pour le dimensionnement d'un système hybride optimisé destiné à l'électrification décentralisée pour des sites isolés (Justus, 1978 ; Ndiaye, 1988 ; Ould Bilal et al., 2012a, 2012c).

$P_w$  (W) est la puissance électrique à la sortie de l'aérogénérateur donnée par l'équation I-6.

$f(v)$  est la densité de probabilité de Weibull, définie comme état une fonction largement utilisée pour modéliser la distribution de la vitesse du vent (voir la partie (II.3.1)).

$$P_w = \begin{cases} P \cdot (v) & \text{si } v_{cin} \leq v(t) \leq v_r \\ P_r & \text{si } v_r \leq v(t) \leq v_{cou} \\ 0 & \text{si } v \leq v_{cin} \text{ or } v(t) \geq v_{cou} \end{cases} \quad (I-6)$$

$v_{cin}$ ,  $v_r$  and  $v_{cou}$  sont les vitesses de démarrage, nominale et de coupure de l'aérogénérateur. La figure I-2 donne la courbe de puissance électrique à la sortie d'un aérogénérateur en fonction de la vitesse du vent.

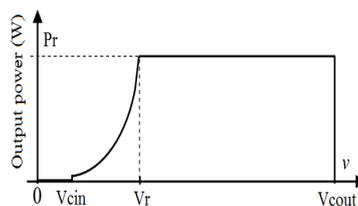


Figure I-2 : Courbe de puissance d'un aérogénérateur

Nous avons aussi effectué une étude de choix d'aérogénérateurs adaptés à un site donné pour une application isolée ou à injecter dans le réseau.

En effet, les aérogénérateurs disponibles sur le marché peuvent ne pas être adaptés aux potentiels des sites d'étude. Pour cette raison, il est important de proposer une méthodologie permettant de faire le choix d'un aérogénérateur adapté au potentiel disponible afin de récupérer le maximum d'énergie. Ce choix va dépendre également du type d'application : aérogénérateurs à connecter à un réseau ou aérogénérateurs pour une application autonome (Ould Bilal et al., 2012a, 2012c).

Le facteur de capacité et l'énergie produite peuvent être utilisés comme des critères de choix pour une application autonome (isolé). L'aérogénérateur qui a le facteur de capacité le plus élevé est le plus adapté pour ces types d'applications. Dans le cas de la connexion au réseau, on choisit généralement celui qui produit le plus d'énergie sur une période donnée.

Le facteur de capacité, appelé aussi le facteur d'utilisation, représente le rapport entre l'énergie moyenne produite et l'énergie maximale produite lorsque l'aérogénérateur fonctionne à sa puissance nominale sur une période donnée.

L'énergie moyenne produite par un aérogénérateur peut, donc, être exprimée par l'équation I-7.

$$E_{out} = P_{wa} \cdot \Delta t \quad (I-7)$$

$\Delta t$  est la période de fonctionnement de l'aérogénérateur. Elle est estimée à 8766 h pour une période d'une année.

Pour cette période, l'énergie maximale produite par un aérogénérateur peut être donnée par l'équation I-8 (Ahmed et Hanitsch, 2006) :

$$E_r = 8766 \cdot P_r \quad (I-8)$$

Le facteur d'utilisation peut donc être donné par l'équation I-9 :

$$C_f = \frac{E_{out}}{E_r} \quad (I-9)$$

La puissance totale produite par les deux sources éolienne et solaire est donnée par l'équation I-10. Cette puissance est utilisée pour alimenté la charge. Le surplus d'énergie est utilisé pour charger la batterie.

$$PT(t) = N_{pv} \cdot P_{pv}(t) + N_{el} \cdot P_w(t) \quad (I-10)$$

où,

$N_{pv}$  est le nombre total de modules solaire PV ;

$N_{el}$  est le nombre total d'aérogénérateurs.

#### **I.2.4. Modèle de performance de la batterie**

Dans le cas d'utilisation des ressources éolienne et solaire pour la production de l'énergie en site isolé, le système de stockage pose des problèmes techniques et économiques supplémentaires dus à l'utilisation des batteries (Zhou et al. 2010).

Les systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène dépendent du rayonnement solaire et de la vitesse du vent dont les variations sont imprévisibles. Le problème de couverture de la demande se pose aussi car, le système ne produit pas forcément l'énergie au même moment où elle est demandée. Ceci nécessite de disposer d'un système de stockage (par exemple : batteries) permettant d'emmagasiner l'énergie produite et non entièrement consommée pour être restituée ultérieurement.

Les travaux de Gu et al. (1987), Ekdunge et Simonsson (1989), Kim et Hong (1999), Bernardi et Carpenter (1995), Nguyen et al. (1990) ont développé des modèles mathématiques permettant d'étudier l'influence de la température, la cinétique de réaction de l'électrolyte sur la performance de la batterie. Cependant, ces modèles sont complexes en termes d'expressions mathématiques.

D'autres approches permettant d'étudier le comportement de batteries sont proposées par Bernieri et al. (1991) et Cun et al. (1996) en développant des modèles de circuit électriques, équivalant à l'ensemble des composants internes de la batterie (électrodes et la résistance de l'électrolyte). La performance de ces modèles reste à démontrer, car ils dépendent fortement d'un nombre de tests à réaliser pour identifier les coefficients de ces modèles (Bernieri et al., 1991).

D'autres travaux ont proposé des modèles empiriques permettant d'estimer la performance de la batterie. La plupart d'entre eux sont confirmés par des observations et expérimentations (Baert et Veraet, 1999).

Yang et al. (2007) ont proposé un modèle de performance de la batterie dépendant de l'état de charge de la batterie. Ce modèle est utilisé par d'autres chercheurs (Abedi et al., 2012 ; Koutroulis et al., 2006 ; Yang et al., 2007, 2008, 2009 ; Fatih et al., 2009 ; Ould Bilal et al., 2012b, 2012 d) pour évaluer le comportement et la performance de la batterie dans un système hybride utilisant les sources d'énergies éolienne et solaire. L'équation I-11 donne le modèle de calcul de l'état de charge de la batterie utilisé. Ce modèle présente l'avantage de permettre de faire une étude de performance horaire de la batterie.

$$\text{SOC} (t + 1) = \text{SOC} (t) \cdot \left( 1 - \frac{\chi \cdot \Delta t}{24} \right) + \eta_{bt} \cdot \frac{P_{bt} (t) \cdot \Delta t}{U_{bt} \cdot \varphi_r} \quad (\text{I-11})$$

où,

SOC est l'état de charge de la batterie (%);

$\chi$  est le taux d'autodécharge dépendant de l'état de charge et de l'état de vieillissement de la batterie (Guasch et Silvestre, 2003). La valeur 0,2 % pour ce paramètre est recommandée par plusieurs chercheurs (Guasch et Silvestre, 2003 ; Yang et al., 2008) ;

$\Delta t$  est le pas de temps donné en heure (h) ;

$\eta_{bt}$  est le rendement de charge et de décharge de la batterie spécifié par le constructeur. Il est égal à 100 % lors de décharge de la batterie et comprise entre 65 % et 85 % lors de charge de la batterie selon que la valeur du courant de charge est faible ou important (Bin et al., 2003) ;

Dans le cadre de ce travail, le coefficient de charge est fixé à 80 % et celui de décharge est fixé à 100 %. Ces valeurs sont aussi utilisés dans plusieurs travaux (Rodolfo et Bernal-Agustin, 2005 ; Kellogg et al., 1998 ; Koutroulis et al., 2006 ; Ould Bilal et al., 2010b, 2012b, 2012d) ;

$U_{bt}$  (V) est la tension de la batterie qui est égale à la tension de fonctionnement du système ;

$\varphi_r$  (Ah) est la capacité nominale du système de stockage (batteries) donnée par l'équation I-12 ;

$P_{bt}(t)$  est la puissance instantanée reçue ou donnée par la batterie. Elle est donnée en W.

$$\varphi_r = \frac{N_{bt}}{N_{bs}} \cdot \varphi_{bt} \quad (\text{I-12})$$

avec,

$\varphi_{bt}$  (Ah) est la capacité nominale d'une batterie ;

$N_{bt}$  est le nombre total des batteries ;

$N_{bs}$  est le nombre de batteries en série calculé par l'équation I-13.

$$N_{bs} = \frac{U_{bt}}{U_b} \quad (\text{I-13})$$

où :

$U_{bt}$  (V) est la tension du système et  $U_b$  (V) est la tension d'une batterie.

### I.2.5. Stratégie de gestion de fonctionnement du système hybride

Si  $P_{ch}$  représente la puissance de la charge, la puissance reçue ou donnée par la batterie  $P_{bt}(t)$  est calculée selon la stratégie suivante :

✚ Si  $P_T(t) = \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$ , toute l'énergie produite est consommée par la charge. Donc, il n'y aura aucun courant de charge dans la batterie. Dans ce cas  $P_{bt}(t) = 0$

✚ Si  $P_T(t) > \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$ , Le surplus de la puissance  $P_{bt}(t) = P_T(t) - \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$  est utilisé pour charger la batterie. La nouvelle capacité de la batterie est calculée donc en utilisant l'équation I-11.

✚ Si  $P_T(t) < \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$ , alors le déficit de la puissance  $P_{bt}(t) = P_T(t) - \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$  est fourni par la batterie jusqu'à l'état de décharge minimale de la batterie  $SOC_{min}$ . On calcule alors la nouvelle capacité de la batterie en utilisant l'équation I-11.

Dans le cas d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène, si  $P_T(t) < \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}}$

et  $SOC = SOC_{min}$ , ou bien, la batterie n'est pas en mesure d'apporter toute l'énergie nécessaire à la demande, le groupe électrogène apporte l'énergie manquante et le surplus d'énergie produite par le groupe est utilisé pour charger la batterie (Gupta et al., 2011).

$\eta_{od}$  est le rendement de l'onduleur spécifié par le constructeur, il est généralement pris égal à 85 %.

Sur la période de fonctionnement du système, la capacité de la batterie doit vérifier la condition suivante (équation I-14) :

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} = SOC_n \quad (I-14)$$

où :

$$SOC_{min} = (1 - DOD) \cdot SOC_n \quad (I-15)$$

DOD (-) est la profondeur de décharge de la batterie appelé aussi le degré de décharge de la batterie. Elle est généralement fixée par l'utilisateur.  $SOC_n$  (100 %) est l'état de charge correspondant à la batterie pleinement chargée.

La figure I-5 illustre le synoptique de fonctionnement d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG) destiné à l'électrification autonome.

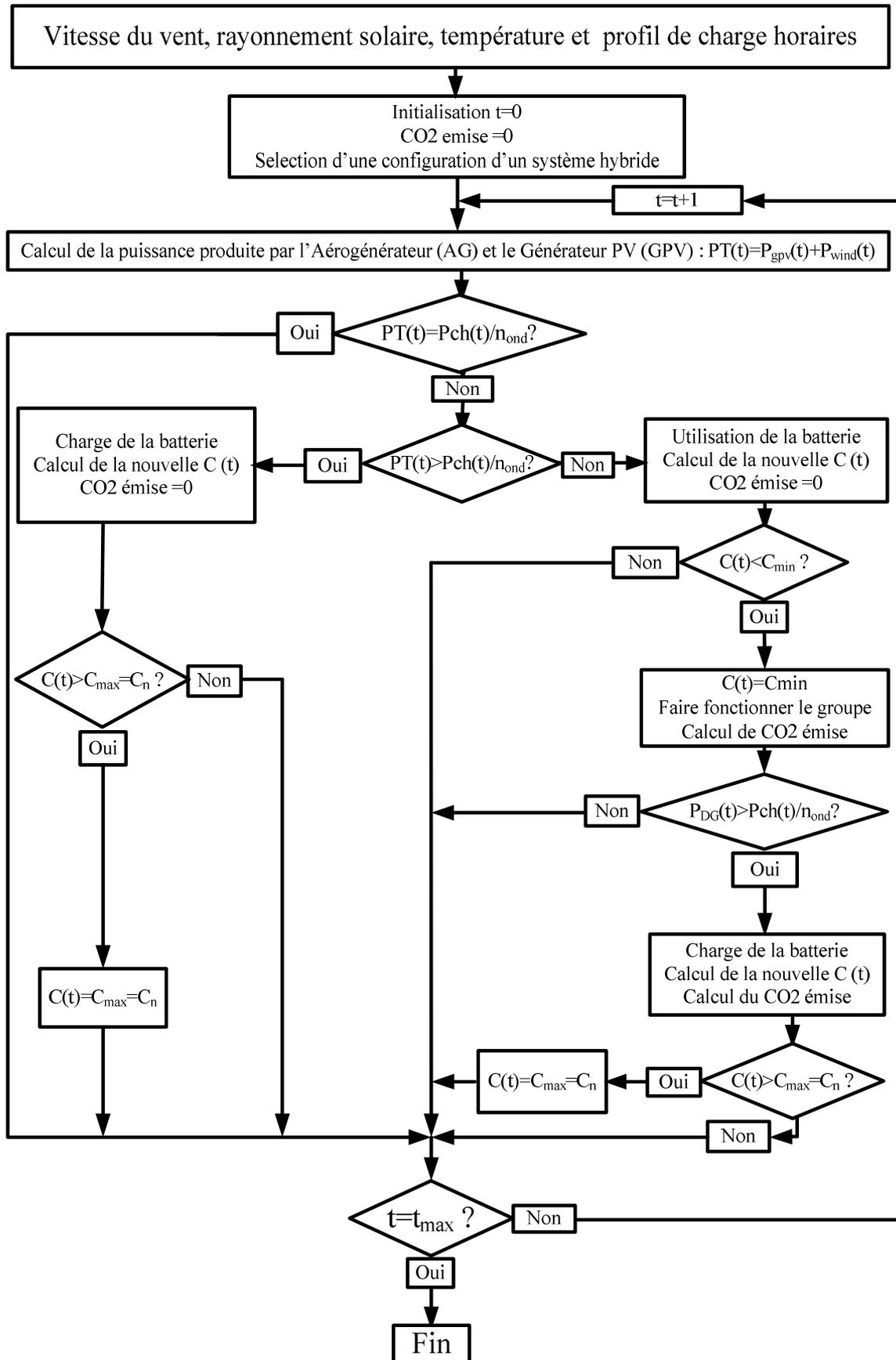


Figure I-3 : Synoptique de simulation du fonctionnement d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG)

### I.2.6. Modèle de performance du groupe électrogène

Le groupe électrogène est l'élément permettant d'apporter l'énergie nécessaire lorsque l'énergie produite par les sources éolienne, solaire et la batterie ne parvient pas à couvrir la charge. L'utilisation du groupe électrogène dans un système hybride éolien-solaire-batterie peut rendre la configuration du système hybride plus économique. Cependant, il présente comme inconvénient un impact néfaste sur l'environnement. En effet l'utilisation du groupe électrogène implique le dégagement de gaz à effet de serre notamment le CO<sub>2</sub> qui est la cause principale du changement climatique.

Le facteur d'émission du CO<sub>2</sub> pour un groupe électrogène est estimé à 1,27 kgCO<sub>2</sub>/kWh (Garcia-Valverde et al., 2009 ; Alsema, (2000)). Cette valeur élevée du facteur d'émission prend en compte l'émission suite à la la fabrication du groupe diesel, au transport et à la combustion du carburant lors de son fonctionnement.

Les travaux de Fleck et Huot, (2009) ont montré que la consommation spécifique d'un groupe électrogène varie entre 0,32 litre/kWh et 0,51 litre/kWh et chaque litre de combustible consommée correspond à une émission de 3,15 kgCO<sub>2</sub>. La consommation spécifique va correspondre donc à un facteur d'émission comprise entre 1,008 kgCO<sub>2</sub>/kWh et 1,60 kgCO<sub>2</sub>/kWh. Cela représente au minimum 79 % du facteur d'émission global (1,27 kgCO<sub>2</sub>/kWh). Il est, donc, important d'évaluer l'impact environnemental dû à l'utilisation du groupe électrogène dans un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène.

La consommation horaire du groupe électrogène dépend de la puissance à la sortie du groupe électrogène, cette dépendance peut être exprimée par l'équation I-16 :

$$\text{Cons} = B \cdot P_{ng} + A \cdot P_{og} \quad (\text{I-16})$$

avec,

$P_{ng}$  (W) est la puissance nominale du groupe électrogène ;

$P_{og}$  (W) est la puissance produite par les groupes électrogènes donnée par l'expression I-17.

$$P_{og} = P_{ng} \cdot N_{gr} \cdot \eta_{gr} \quad (\text{I-17})$$

où,

$N_{gr}$  est le nombre total des groupes électrogènes ;

$\eta_{gr}$  est le pourcentage de la puissance produite par groupe électrogène. Le modèle est conçu de sorte que le groupe électrogène peut fonctionner entre 30 % et 100 % de sa puissance nominale (Rodolfo et Bernal-Agustin 2008).

$A = 0,246$  litre/kWh et  $B = 0,08145$  litre/kWh sont les coefficients de la consommation du groupe électrogène (Belfkira et al., 2011).

Ces coefficients sont aussi utilisés dans plusieurs travaux de recherche (Rodolfo et al., 2011 ; Rodolfo et Bernal-Agustin, 2008 ; Ould Bilal et al. 2012d ; Abedi et al., 2012) pour évaluer la quantité de  $CO_2$  émise due à l'utilisation du groupe électrogène.

Dans le cadre de ce travail, les valeurs de A et B données ci-dessus et le facteur d'émission de  $3,15$  kg $CO_2$ /litre sont pris en compte pour estimer la quantité de  $CO_2$  émise.

### I.2.7. Modèle de performance du régulateur et de l'onduleur

**Le régulateur** est le dispositif chargé de surveiller le fonctionnement de la batterie pour éviter la surcharge et la décharge profonde de celle-ci. Il est dimensionné en fonction de son courant d'entrée, donnée par l'équation I-18 (Kourtroulis et al., 2006 ; Ould Bilal et al., 2012b et 2012d). Le courant nominal du régulateur doit rester supérieur ou égal au courant maximal du générateur PV.

**L'onduleur** est l'élément du système permettant de convertir le courant continu (CC) en courant alternatif (CA). L'onduleur est dimensionné en fonction de la puissance maximale de la demande. L'équation I-19 donne l'expression de calcul de la puissance de l'onduleur (Kourtroulis et al., 2006 ; Ould Bilal et al., 2012d). Cette puissance doit rester supérieure ou égale à la puissance maximale appelée par la demande.

$$I_{rg} = \frac{N_{pv} \cdot P_{pv}}{N_{ps} \cdot \eta_{rg} \cdot U} \quad (I-18)$$

$$P_{in}(t) = \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{od}} \quad (I-19)$$

où,

$N_{pv}$  est le nombre total des modules PV ;

$N_{ps}$  est le nombre des modules solaire en séries ;

$\eta_{rg}$  (%) est le rendement du régulateur ;

$U$  (V) est la tension nominal du système ;

$P_{ch}(t)$  est la puissance instantanée de la charge en (W) ;

$\eta_{od}$  (%) est le rendement de l'onduleur.

Il faut noter que la plupart des travaux effectués dans le dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie couplés ou non à un groupe électrogène (Erkan et Osman,

2012 ; Abedi et al., 2012 ; Borowy et Salameh, 1994, 1996 ; Diaf et al., 2007 ; Yang et al., 2007, 2008, 2009 ; Orhan et Banu, 2010 ; Fatih et al., 2009) n'ont pas pris en compte le régulateur et l'onduleur dans le dimensionnement, bien qu'ils peuvent influencer largement les coûts notamment le coût de maintenance et de remplacement du système.

Le dimensionnement de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène optimisé proposé dans le cadre de ce travail prend en considération l'ensemble des composants du système à savoir les modules PV, les aérogénérateurs, les batteries, les régulateurs solaires, les onduleurs et les groupes électrogènes.

### **I.3. Méthodes de dimensionnement optimisation des systèmes hybrides utilisant les sources éolienne et solaire**

Le dimensionnement de systèmes hybrides utilisant des sources éolienne et solaire est un problème complexe, car il dépend de plusieurs variables (nombre des sources et type de composants utilisés, etc.). Ces variables sont indépendantes, ce qui rend le dimensionnement et l'optimisation assez difficiles à réaliser.

Pour faire un dimensionnement optimisé prenant en compte ces différentes variables, il est nécessaire de développer une technique efficace permettant de proposer des solutions économiquement viables et techniquement réalisables selon des critères de performance et de satisfaction des besoins bien définis.

A ce titre, plusieurs travaux (Zhou et al., 2010 ; Erdinc et Uzunoglu, 2012) ont été effectués en utilisant des logiciels et techniques d'optimisation permettant de faire le dimensionnement et l'optimisation de systèmes hybrides des sources éolienne et solaire.

Dans la suite de cette partie, nous présentons, les différents outils et techniques d'optimisation permettant de faire le dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batteries-groupe électrogènes optimisés.

#### **I.3.1. Méthodes de dimensionnement utilisant de logiciels**

Plusieurs logiciels permettant de faire le dimensionnement et l'optimisation de systèmes hybrides de sources éolienne et solaire sont proposés (Isherwood et al., 2000 ; Mousa et al., 2010 ; Darras et al., 2010 ; Mazhari et al., 2011 ; Ekren et Ekren, 2009 ; Akella et al., 2007 ; He, 1993 ; Belfkira et al., 2009 ; Belfkira et al., 2009 ; Berberi et al., 2009 ; Schmitt, 2002 ; Malinchik et al., 2010 ; Sukumar et al., 2010 ; Rodolfo et al., 2009 ; Krajacic et al., 2009) . Cependant, ces logiciels proposés sont basés sur de méthodes classiques utilisant des modèles analytiques pour le calcul des puissances nécessaires des générateurs (générateur PV, aérogénérateurs, etc.).

En effet, ces méthodes classiques qui se présentent sous forme de logiciels, utilisent généralement des moyennes mensuelles des potentiels disponibles (éolien et solaire) et le bilan de l'énergie consommée pour faire le dimensionnement (Connolly et al., 2010).

Parmi ces outils proposés, le logiciel *Hybrid Optimisation Model Electric Renewable* (Homer) développé par the National Renewable Energy Laboratory (NREL) du département de l'Énergie des Etats-Unis (Razali et Hashim, 2010) est largement utilisé (Erdinc et Uzunoglu, 2012 ; Hessami et al., 2011 ; Sanjoy et Himangshu, 2009 ; Ngan et Tan, 2012 ; Shaahid et Elhadidy 2007,2008, 2009 ; Belgin et Ali, 2011 ; Dalton et al., 2009 ; Shafiqur et al., 2011 ; Ahmed et al., 2011 ; Sanjoy et Himangshu, 2011).

Homer intègre les modèles de performance de plusieurs composants (module PV, aérogénérateur, batterie, groupe électrogène, onduleur, piles à combustible, etc.). Il prend en compte, dans l'étude de performance du système, la variation mensuelle de l'énergie solaire et de la vitesse du vent. Les valeurs horaires correspondantes sont déduites de ces paramètres par interpolation.

La figure I-4 donne le schéma synoptique du principe de fonctionnement du logiciel Homer.

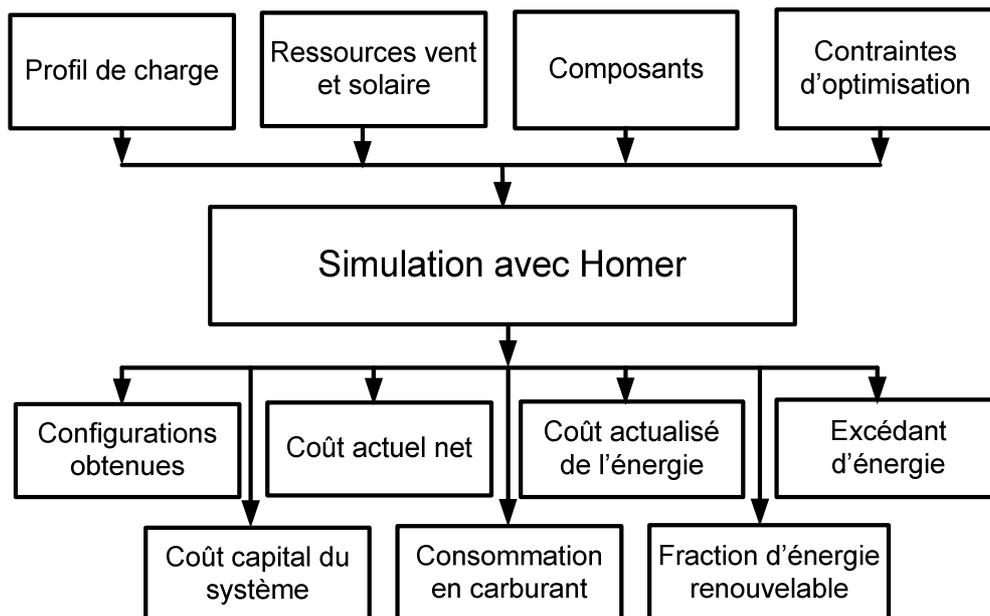


Figure I-4 : Principe de fonctionnement du logiciel Homer

L'outil Homer, prend en compte aussi le coût global du système (investissement initial, fonctionnement et maintenance, coût de remplacement des composants) dans l'évaluation de la configuration optimale. De plus, il permet de faire le dimensionnement aussi bien pour un système isolé que pour un système connecté au réseau.

Les paramètres de sortie après simulation sont :

- ✓ les différentes configurations optimales ;

- ✓ le coût capital du système ;
- ✓ le coût actuel net (CAN) ;
- ✓ le coût actualisé de l'énergie consommée (CAE) ;
- ✓ l'excédant d'énergie ;
- ✓ la quantité du combustible consommée ;
- ✓ la quantité de gaz à effet de serre émise;
- ✓ la fraction des énergies renouvelables produite, etc.

Il faut noter cependant que l'outil Homer présente des limites parmi lesquelles on peut citer les suivantes :

- ◆ Homer se base sur la variation mensuelle des potentiels éoliens et solaires disponible ;
- ◆ Il ne permet pas de faire une optimisation Multi-objectif, telle que par exemple la minimisation du coût du système et la minimisation du taux de non couverture de charge simultanément ;
- ◆ la taille des composants sur lesquels le logiciel se base pour faire le dimensionnement et l'optimisation est fixée par l'utilisateur.

### **I.3.2. Méthodes de dimensionnement utilisant les techniques d'optimisation**

Dans le but d'améliorer l'étude de performance de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène, de réduire son coût et son impact environnemental, des techniques d'optimisation sont développées en tenant en compte des variations horaires de la vitesse moyenne du vent, du rayonnement solaire, de la température et du profil de charge.

Parmi les techniques développées dans ce sens, on peut citer entre autres la méthode graphique (Borowy et Salameh, 1996), l'approche probabiliste (Tine et al., 2006), la technique itérative (Kellogg et al., 1998 ; Yana et al. 2007), l'optimisation par essais particuliers (Miyatake et al., 2007 ; Hakimi et al., 2007) et la méthode utilisant l'intelligence artificielle telle que les algorithmes génétiques (Dufo-López et al., 2005).

Parmi toutes ces techniques d'optimisation, l'approche utilisant l'algorithme génétique a connu un large développement auprès de plusieurs chercheurs dans le monde (Seeling, 1997 ; Rodolfo et al., 2005 ; Koutroulis et al., 2006, 2010 ; Ould Bilal et al., 2010b, 2012b,d).

En effet, l'algorithme génétique présente plus d'avantages comparé aux autres méthodes. Pour en citer quelques uns :

- ◆ Il permet de sortir de l'optimum local et de retrouver l'optimum global ;

- ◆ Il permet de considérer plusieurs variables, codées sous forme des «chromosomes » rendant ainsi le problème adaptée à l'optimisation. Cet avantage n'existe pas dans la plupart des techniques d'optimisation proposées telle que l'optimisation par essais particuliers qui est moins adaptée aux problèmes d'optimisation quand les nombre des variables dépassent trois (Erdinc et Uzunoglu, 2012).

Il faut noter, cependant, que l'algorithme génétique est un outil difficile à coder. De plus, si les paramètres à considérer dans l'étude dépasse un certains nombre, la structure de l'algorithme génétique devient plus complexe, ce qui augmente significativement le temps de réponse du programme (Sharaf et al., 2010 ; Ustun et Demirtas, 2010 ; Warsono et al., 2007 ; Warsono et al., 2008).

Dans le cadre de ce travail, la technique d'optimisation par algorithme génétique est utilisée pour faire le dimensionnement et l'optimisation de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène pour les avantages cités précédemment.

### **I.3.2.1. Présentation de l'algorithme génétique**

L'algorithme génétique est une nouvelle approche d'optimisation qui s'est inspirée directement de processus génétique des organismes biologiques (Goncalves et al., 2008 ; Chen et Huang, 2008). Le concept de l'algorithme génétique a été proposé dans un premier temps par Hollande, (1975). Dans la suite, l'approche algorithme génétique a été largement utilisée dans plusieurs domaines d'étude (Erdinc et Uzunoglu, 2012).

Les algorithmes génétiques en tant qu'approche de résolution de problèmes et d'optimisation des solutions, se caractérisent par un certain nombre d'aspects qui sont : le codage des paramètres du problème à traiter sous forme des chromosomes (individus), l'espace de recherche de solutions, la fonction d'évaluation (fonction objective) servant à sélectionner les chromosomes parents et le rôle du hasard dans le choix des chromosomes.

Pour atteindre la solution optimale, les algorithmes génétiques présentent l'avantage de pouvoir appliquer des opérateurs génétiques à savoir la sélection, le croisement et la mutation permettant ainsi de régénérer la population initiale en assurant une bonne diversité de la population et d'atteindre l'optimum global.

**La sélection** sert à choisir dans l'ensemble de la population les individus qui participeront mieux à la reproduction. Plusieurs méthodes existent (Ould Bilal, 2010a) et sont, généralement, basées sur la théorie de Darwin. Les meilleurs individus ont plus de chance de survivre et de se reproduire.

**Le croisement** combine les gènes des deux individus parents pour donner deux nouveaux chromosomes enfants. La zone de croisement est généralement choisie aléatoirement dans les chromosomes.

**La mutation** est un processus selon la quelle un élément du chromosome est permuté au hasard. Cette opération n'est activée qu'occasionnellement. Cependant, elle joue un rôle fondamental dans l'algorithme génétique en ramenant du matériel génétique qui aurait été oublié par les opérateurs de la sélection et du croisement.

Avec l'utilisation des algorithmes génétiques, la reproduction et le recueil de meilleurs individus se répètent autant de fois qu'il y a besoin de générations (itérations de l'algorithme génétique) pour satisfaire un critère d'arrêt. Les critères d'arrêt les plus utilisés sont :

- ◆ l'arrêt après un certain nombre de générations ;
- ◆ l'arrêt lorsque le meilleur individu n'a pas été amélioré depuis un certain nombre de générations ;
- ◆ l'arrêt lorsqu'il y a une perte de diversité génétique.

La solution obtenue est alors représentée par le meilleur individu de la dernière génération.

Le principe général d'un algorithme génétique pour le dimensionnement d'un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène est indiqué par la figure I-5. Il requiert comme paramètres d'entrées les ressources énergétiques (vitesse du vent, rayonnement solaire, température, etc.), le profil de charge, le coût des composants des unités du système, les contraintes de fonctionnement du système et la fonction objective qui sert à évaluer le poids de l'individu.

L'utilisation des algorithmes génétiques permet d'optimiser des problèmes aussi bien mono-objectif (Ould Bilal et al., 2012b) que des problèmes multi-objectifs (Ould Bilal et al., 2010b, 2012d).

### **I.3.2.2. Optimisation multicritères**

Généralement, beaucoup de problèmes consistent à évaluer et à optimiser des critères antagonistes. En énergie, le problème classique est que le coût du système doit être le plus faible possible avec une couverture des besoins la plus large possible. On doit, donc, chercher le meilleur compromis entre ces deux objectifs antagonistes.

Le même problème se pose dans le cas d'un système hybride intégrant un groupe électrogène. En effet, on cherche à avoir une configuration moins coûteuse avec une quantité de gaz à effet de serre émise la plus faible possible.

L'algorithme génétique multi-objectif est un algorithme qui utilise une technique de filtrage des groupes des individus sur la base des variables indépendants.

Pour éviter que la population soit trop importante et ralentir la convergence de l'algorithme, un choix judicieux d'individus à supprimer est opéré.

Dans un problème d'optimisation multicritère, il existe un équilibre tel que l'on ne peut pas améliorer un critère sans détériorer au moins un des autres critères.

L'équilibre entre les deux objectifs est appelé l'optimum de Pareto. Un point est dit Pareto-optimal s'il n'est dominé par aucun autre point. La dominance au sens de Pareto dans un problème de minimisation peut être mathématiquement définie par les formules I-20.

$$x \text{ domine } x' \Leftrightarrow \begin{cases} \forall i, g_i(x) \leq g_i(x') \\ \exists i, \text{ telque } g_i(x) < g_i(x') \end{cases} \quad (I-20)$$

$g_i$  sont les critères du problème.

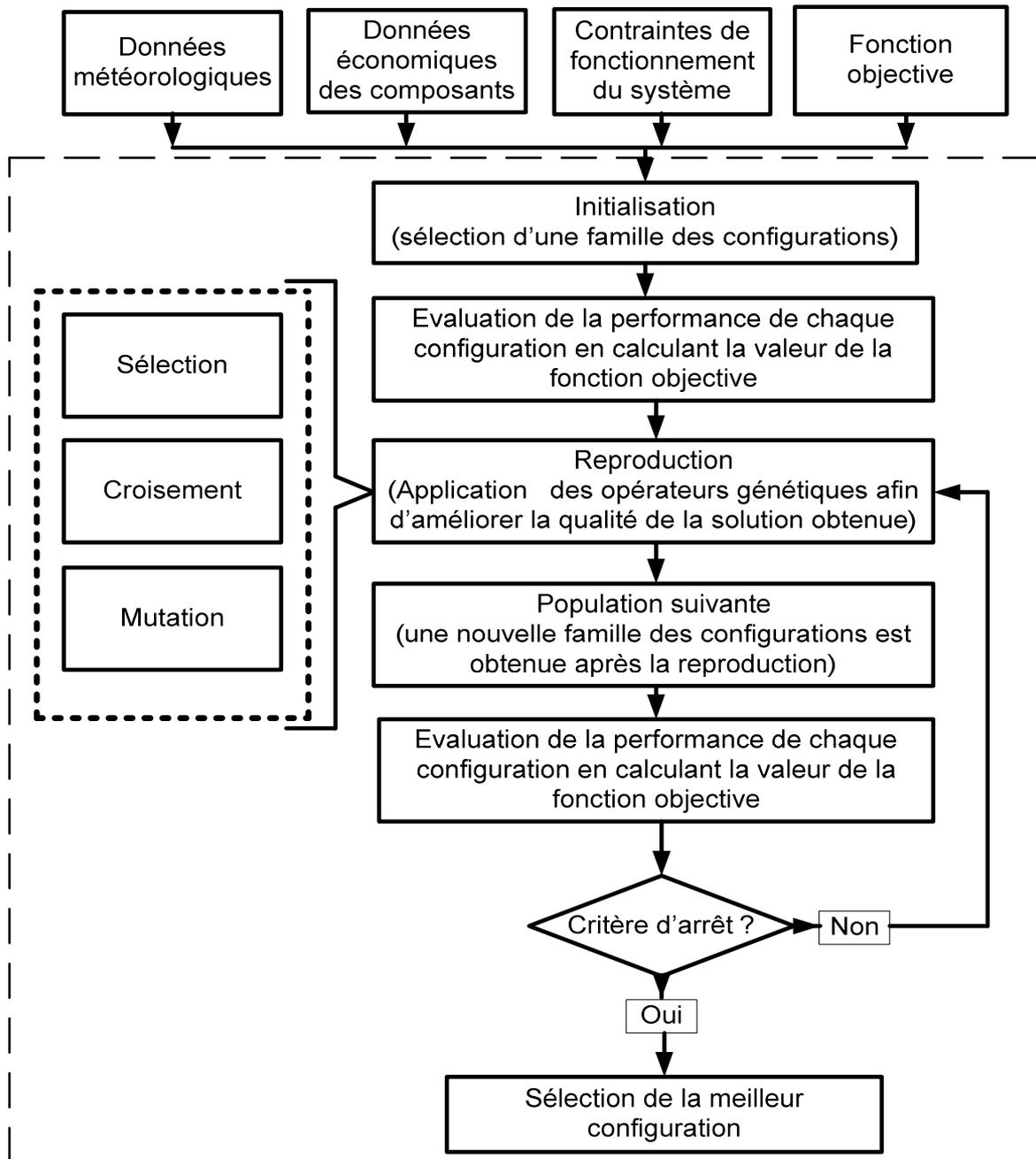


Figure I-5 : Schéma Synoptique d'un algorithme génétique

L'optimisation multicritères préserve les individus situés dans les régions limites de l'espace de recherche et permet ainsi d'explorer l'ensemble des zones optimales du problème. La figure I-6 donne le front de Pareto et les points dominés dans une optimisation à deux objectifs.

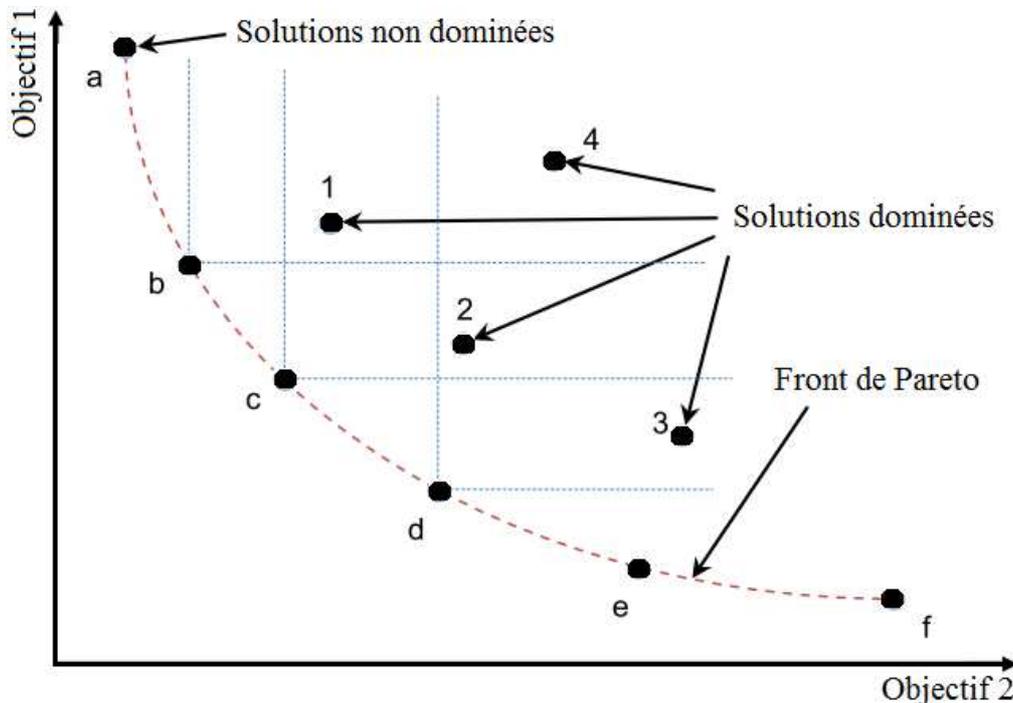


Figure I-6 : Front de Pareto et solutions dominées

#### I.4. Données météorologiques pour une bonne étude de performance d'un système hybride de sources éolienne et solaire

L'étude de performance des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène est l'un des critères fondamentaux pour faire un dimensionnement optimisé (Zou et al., 2010 ; Ould Bilal et al., 2010b). Elle consiste à calculer l'énergie produite par les générateurs, de vérifier la couverture de la charge et la fiabilité des composants du système.

L'estimation de l'énergie produite par un parc d'aérogénérateurs et de générateurs PV nécessite la connaissance des paramètres comme le rayonnement solaire, la vitesse du vent et la température par exemple. Il est donc important d'avoir une bonne connaissance des potentiels éolien et solaire disponibles et de leurs variabilités temporelles et spatiales.

Ces données météorologiques peuvent être obtenues à partir de l'internet via le site de la station NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>) sous forme des moyennes mensuelles et/ou annuelles. Elles peuvent être aussi obtenues à partir des stations météorologiques locales proches des sites d'étude.

Cependant, la plus part des stations météorologiques ne disposent généralement pas des mesures horaires (Knight et al., 1991).

En effet, le pas de mesures est le plus souvent fixé à trois heures (Ould Bilal, 2008a). L'inconvénient d'une étude de performance d'un système utilisant ces types des données est qu'elle entraîne un sous-dimensionnement ou un surdimensionnement de la configuration obtenue. De plus, le rayonnement solaire mesuré par ces stations météorologiques se présente généralement sous forme d'insolation (période dans la journée en heure pendant la quelle le rayonnement solaire est supérieure à certaines valeurs données). Cela nécessite une reconversion en rayonnement solaire en ( $W/m^2$ ) à l'aide de modèles empiriques. En effet, la plupart des modèles de performance des modules solaires photovoltaïque dépend de l'ensoleillement et non de l'insolation (Koutrouli et al., 2006 ; Abedi et al., 2012).

Il faut noter également que la vitesse du vent, le rayonnement solaire, la température, etc. sont le plus souvent mesurées à des lieux différents des sites d'application (Wahab et Essa, 1998 ; Gordon et Reddy, 1988 ; Baklouktsis et al., 1986 ; Knight et al., 1991).

Il est donc important de faire des mesures du rayonnement solaire, de la vitesse du vent, de la température, etc. sur une longue période (1 an au minimum). Les mesures de ces paramètres doivent être effectuées par pas de temps réduit (10 minutes par exemple).

### **I.5. Forme des données météorologiques utilisées dans l'optimisation des systèmes hybrides**

Plusieurs chercheurs (Merter et Arif, 2000 ; Zhang et al., 2002 ; Yang et al., 2004) utilisent des moyennes journalières des données météorologiques (rayonnement solaire, température et vitesse du vent) pour faire le dimensionnement de systèmes hybrides. Ainsi, des méthodes de dimensionnement utilisant la moyenne journalière du vent et du rayonnement solaire pour le mois le plus défavorable sont développées (Egido et Lorenzo, 1992 ; Protogeropoulos et al., 1997 ; Morgan, 1996). Ces méthodes sont appelées méthodes classiques. Elles entraînent le surdimensionnement des systèmes, d'où une surévaluation du coût global du système (Ould Bilal, 2010a).

Les travaux de Baring-Gould et al. (2002) ; Notton et al. (1996), Koutroulis et al. (2006), Rodolfo et al. (2008), Ould Bilal et al. (2012b, 2012d) proposent de nouvelles approches de dimensionnement utilisant le rayonnement solaire, la température et la vitesse du vent avec des variations horaires.

Dans le cadre de ce travail, plusieurs sites au Sénégal ont été instrumentés avec des pyranomètres, anémomètres, girouettes et sondes de température afin de mesurer le rayonnement solaire, la température, la vitesse et la direction du vent. Par la suite, les potentiels éolien et solaire sont ainsi évalués pour un dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (Ould Bilal et al., 2012c ; Ould Bilal et al., 2012a).

## **I.6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état des lieux du dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène et les modèles de performance des composants du système.

Ensuite nous avons présenté l'état des lieux sur différents outils et techniques utilisés pour faire le dimensionnement et l'optimisation de systèmes hybrides utilisant les sources éolienne et solaire en mettant l'accent sur l'approche utilisant les algorithmes génétiques.

En effet, dans le cadre de cette thèse nous avons utilisé les algorithmes génétiques comme outil de dimensionnement multi-objectifs. Cela en tenant en compte de la variation horaire du rayonnement solaire, de la vitesse du vent et de la température.

Nous avons aussi discuté de la pertinence de disposer de données météorologiques, collectées sur les sites d'étude, par pas de temps réduit (10 minutes). Cela permet de faire une étude de complémentarité entre les potentiels éolien et solaire et de faire une bonne étude de performance de systèmes.

Afin de réaliser un dimensionnement optimisé prenant en compte les variations des données météorologiques, nous avons donc au préalable procédé dans les chapitres suivants (II et III) à l'évaluation et à la modélisation du potentiel éolien et solaire dans plusieurs localités du Sénégal.

## Chapitre II : Etude et modélisation du potentiel éolien d'un site : caractéristiques diurnes et saisonnières de la vitesse du vent

### II.1. Introduction

La vitesse du vent est un paramètre déterminant dans l'exploitation du potentiel éolien pour la production d'électricité à l'aide d'aérogénérateurs. La connaissance de sa valeur moyenne seulement, calculée sur une période donnée, n'est pas suffisante pour conclure sur le potentiel disponible. Il est donc nécessaire de déterminer d'autres paramètres comme la distribution fréquentielle de la vitesse du vent, la rose du vent, l'intensité de turbulence ainsi que l'estimation de l'énergie produite par un aérogénérateur (productible) à installer sur le site. Cela est important pour le choix du type d'aérogénérateur adapté au potentiel disponible pour un dimensionnement d'un système éolien destiné à la production d'électricité.

Au cours des deux dernières décennies, un certain nombre de travaux ont été effectués afin d'évaluer le potentiel éolien dans plusieurs régions du monde (EPPEC, 2002 ; Kamel F, 1995 ; Badran, 2003 ; Habali et Saleh, 2000 ; Badran, 2000 ; Arif et Onder, 2004 ; Hocaoglu et Kurban, 2010 ; Bonfils et Jimmy, 2010 ; Ndiye et al., 1988).

Cependant au Sénégal, l'utilisation de ressources éoliennes pour la production d'électricité reste encore faible (Ould Bilal et al., 2012a). Cela est dû essentiellement au manque de connaissances du potentiel disponible.

Des études récentes (Kebe et al. 2008 ; Ould Bilal et al., 2008a, 2008b, 2010b, 2011, 2012a ; Youm et al., 2005) ont montré que la côte nord-ouest du Sénégal est appropriée à l'exploitation de l'énergie éolienne. Toutefois, une analyse temporelle et spatiale du potentiel éolien y est nécessaire.

L'objectif de ce chapitre est d'étudier le potentiel éolien sur la côte nord-ouest du Sénégal en utilisant des données d'une année complète collectées sur huit sites des mesures. Pour ces sites, nous avons modélisé la distribution du vent en utilisant les distributions de Weibull, Gamma, Normal, Log-normal et Rayleigh pour ensuite déduire celle qui s'adapte le mieux à la distribution réelle du vent.

Pour la détermination des paramètres des distributions, nous avons au préalable comparé les résultats obtenus avec différentes méthodes pour le calcul des paramètres de Weibull. Ensuite la méthode retenue est appliquée pour la détermination des paramètres des autres distributions.

La première partie de ce chapitre présente une généralité sur l'énergie éolienne. Une méthodologie d'estimation du potentiel éolien basée sur le calcul de la vitesse du vent et de

la densité de puissance est donnée dans la seconde partie. La troisième partie est dédiée à la modélisation de la distribution de la vitesse du vent. Le chapitre se termine par les résultats de l'étude sur une base de données mesurées par pas réduit (10 minutes) et sur une période d'une année. L'apport de cette partie par rapport aux travaux antérieurs (Ould Bilal, 2010a) est que :

- les données sont collectées par pas de 10 minutes ;
- une analyse des variations diurne et saisonnière du potentiel éolien disponible est réalisée ;
- une étude comparative de modélisation de la distribution de la vitesse du vent est faite en utilisant les modèles de Weibull, Gamma, Rayleigh, Normal et Log-normal.

Les résultats de l'évaluation du potentiel éolien sur les sites sont utilisés pour réaliser une étude de faisabilité des projets éoliens sur la côte nord-ouest du Sénégal.

Une base d'aérogénérateurs de petite et grande puissances disponibles sur le marché est utilisée. Les résultats de cette étude ont permis de proposer un type d'aérogénérateurs de petite puissance pour une application isolée et un autre de grande puissance pour une application connectée au réseau en se basant sur le facteur de capacité et l'énergie produite sur une année.

## **II.2. Généralités sur l'énergie éolienne**

### **II.2.1. Distribution globale des ressources éoliennes**

La variation de la vitesse du vent est due essentiellement à la présence des phénomènes météorologiques comme la brise de mer et la brise de terre, la topographie des sites (présence des collines, montagnes, etc.) et à la présence des obstacles au vent (bâtiment, arbre, roche...).

La carte de vent (figure II-1) donne une estimation de la repartition de la vitesse du vent à l'échelle mondiale, mesurée à la hauteur 10 m. Ces vitesses sont divisées en quatre classes comme la montre la figure II-1 (Erich, 2006).

Nos sites d'étude son situés dans une région où la vitesse du vent est comprise entre 3,6 m/s en 5,6 m/s.

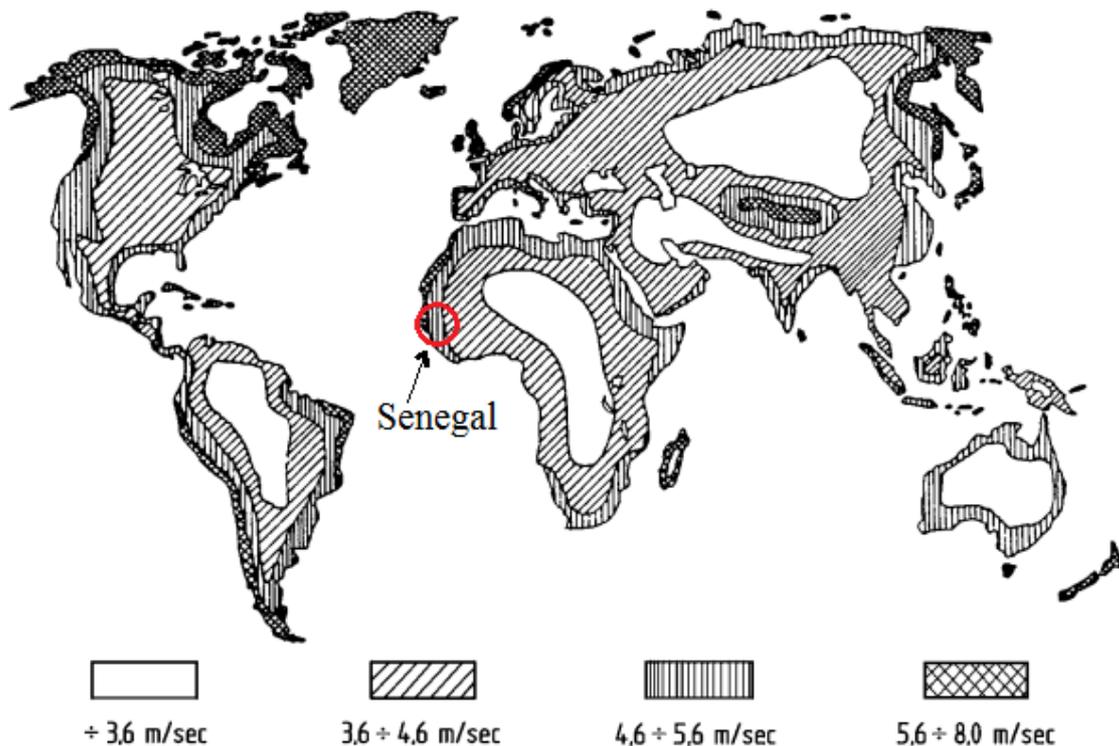


Figure II- 1: Distribution globale de la vitesse du vent (Molly, 1990)

## II.2.2. Régime de vent

### II.2.2.1. Variation global de la vitesse du vent

Le vent, comme nous l'avons évoqué précédemment, est un paramètre fluctuant, son intensité et sa régularité restent différentes d'une région à une autre.

Les vents globaux sont créés à la suite des gradients de pression engendrés par la différence des températures au niveau du globe terrestre (Manwell et al., 2002).

En effet, le soleil réchauffe les régions situées autour de l'équateur, à la latitude zéro, bien plus que les autres parties du globe. L'air chaud s'élève jusqu'à une altitude d'environ 10 km, ensuite s'étend vers le nord et vers le sud dans la haute atmosphère figure II-2.

Dans les deux hémisphères, à approximativement 30 degrés de latitude, la force de Coriolis empêche les courants d'air d'aller beaucoup plus loin. L'air commence donc à redescendre, ainsi, il se crée une zone de haute pression (appelée aussi un anticyclone). Lorsque l'air s'élève à l'équateur, il se crée au niveau du sol une zone de basse pression attirant des masses d'air du nord et du sud ([www.windpower.org](http://www.windpower.org)).

Différents facteurs locaux peuvent influencer l'écoulement de l'air.

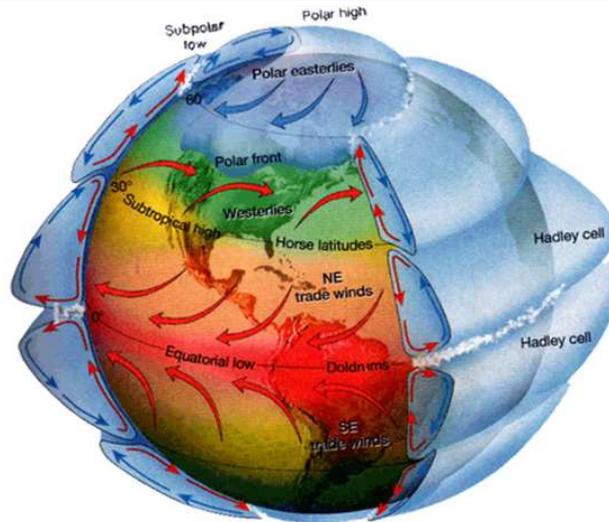


Figure II- 2: Formation des vents globaux

### II.2.2.2. Phénomènes locaux influant la vitesse du vent

#### II.2.2.2.1. Brise de mer et brise de terre

La brise de mer et la brise de terre sont des exemples de vents locaux. En effet, pendant la journée, le sol se réchauffe plus rapidement que la mer, provoquant ainsi le réchauffement de l'air en contact avec le sol. La pression au niveau du sol augmente et l'air se déplace vers l'espace (zones de basse pression) entraînant ainsi une zone de dépression au niveau du sol. Cette dépression est à l'origine de déplacement de l'air froid en contact avec la surface de la mer pour remplacer l'air qui s'est déplacé vers l'espace. On parle dans ce cas de la brise de mer.

Pendant la nuit, le phénomène s'inverse car le sol se refroidit plus rapidement que la mer et ainsi, l'air se déplace du sol vers la mer. On parle dans ce cas de la brise de terre (Sathyajith, 2006 ; Ould Bilal, 2010a).

#### II.2.2.2.2. Variation vertical de la vitesse du vent

Les relevés météorologiques ont montré qu'au fur et à mesure qu'on s'éloigne de la terre, la vitesse du vent augmente. Cette augmentation peut être exprimée par une loi d'extrapolation donnée par l'équation II-1 (Ndiaye, 1988 ; Ould Bilal et al., 2011 ; Ohunakin et al. 2011).

$$\frac{v}{v_0} = \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (\text{II-1})$$

où

$v_0$  (m/s) et  $v$  (m/s) sont respectivement les vitesses moyennes du vent déterminées aux hauteurs  $h_0$  (m) et  $h$  (m) ;

$\alpha$  est le coefficient de cisaillement dépendant de la rugosité du terrain.

Un coefficient de cisaillement plus grand révèle une rugosité de terrain plus forte.

Un autre modèle (équation II-2) permettant d'estimer le coefficient de cisaillement en connaissant la vitesse du vent mesurée à une seule hauteur est proposé par Justus, (1978). Cette expression a été utilisée dans plusieurs travaux de recherche pour déterminer la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu du futur aérogénérateur à installer (Ucar et Balo, 2009 ; Ohunakin et al. 2011).

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(v_0)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{h_0}{10}\right)} \quad (\text{II-2})$$

D'autres études ont montré que l'exposant  $\alpha$  peut prendre la valeur 1/7 (Schlichting, 1968). Cependant, dans la pratique, le coefficient de cisaillement varie largement en fonction de la topographie du site (Sathyajith, 2009), ce qui fait que ce coefficient fixé à une valeur constante peut entraîner la surévaluation ou la sous-évaluation de la vitesse du vent.

La figure II-3 donne un exemple de profil vertical de la vitesse du vent pour un terrain ne comportant pas d'obstacles.

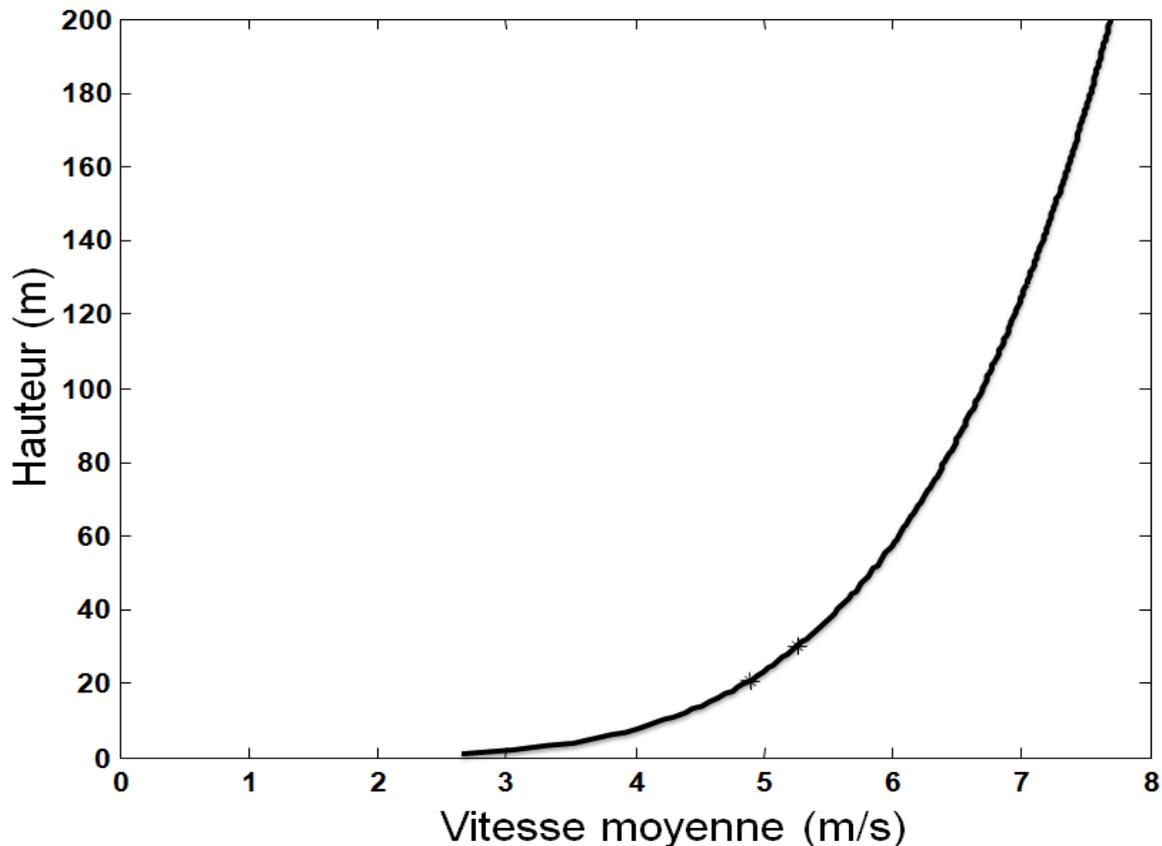


Figure II-3 : Extrapolation verticale de la vitesse de vent

### II.2.2.2.3. Effet de la nature du terrain sur la variation de la vitesse du vent

La nature du terrain, caractérisé par sa classe de rugosité, influe sur l'écoulement de l'air, réduisant ainsi la vitesse du vent en contact ou proche du sol.

La longueur de rugosité d'un terrain  $z_0$  est la hauteur au dessus du sol à partir de laquelle la vitesse du vent est non nulle.

La figure II-4 donne l'influence de changement de la rugosité de  $z_0$  à  $z_1$  sur la vitesse de vent.

A une même hauteur  $z$  (figure II-4), la vitesse moyenne du vent varie suivant la nature du terrain.

En règle générale, une rugosité forte freine considérablement la vitesse du vent. La surface de la mer influe peu sur l'écoulement de l'air.

Une augmentation ou diminution de la rugosité  $z_1$  provoque une décroissance ou une croissance de la vitesse moyenne du vent dans la zone influencée par le changement de rugosité, appelée couche limite interne. La perturbation de la vitesse du vent est maximale près du sol et négligeable au sommet de cette couche (Figure II-4).

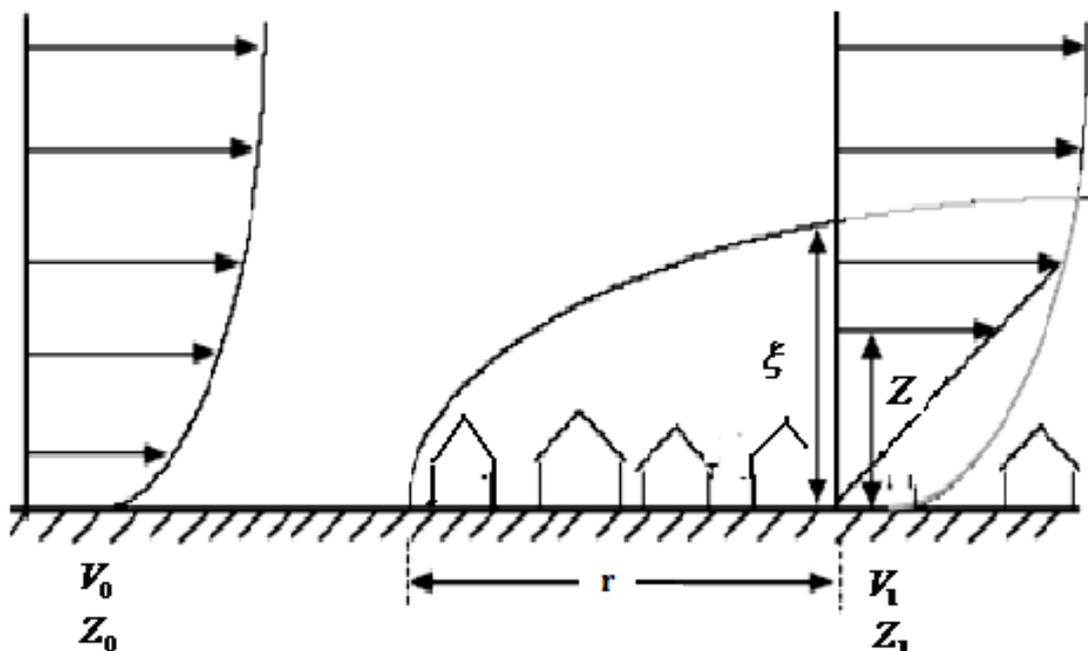


Figure II- 4: Influence d'un changement de la rugosité sur l'écoulement de l'air

Le tableau II-1 (Sathyajith, 2006 ; Sthyajith, 2009) peut être utilisé pour déterminer la valeur de la longueur de rugosité et du coefficient de cisaillement en cas de non disponibilité des mesures de vent. Cependant, cela nécessite une bonne connaissance de la configuration du site en termes de topographie du terrain et de présence d'obstacles.

Tableau II-1: Valeurs typiques de la longueur de rugosité  $z_0$  et du coefficient de cisaillement  $\alpha$  pour plusieurs classes de terrain

Nature de terrain	Classe de terrain	Longueur de rugosité de terrain $z_0$ (m)	Coefficient de cisaillement $\alpha$ (-)
Grandes étendues d'eau (Océans, mers, lacs)	0,00	0,0001-0,003	0,08
Terrain ouvert avec une surface lisse (piste en béton, glace)	0,50	0,0024	0,11
Zone agricole ouverte sans clôtures (haies) et présentant très peu de constructions, seulement des collines légèrement arrondies	1,00	0,03	0,15
Terrain agricole caractérisé par la présence de quelques immeubles dont la hauteur fait environ 8 m, situé à une distance d'à peu près 1250 m du lieu de mesure	1,50	0,055	0,17
Terrain agricole caractérisé par la présence de quelques immeubles dont la hauteur fait environ 8 m, situé à une distance d'à peu près 500 m du lieu de mesure	2,00	0,10	0,19
Terrain agricole caractérisé par la présence de plusieurs immeubles, des arbustes et des plantes, dont la hauteur fait environ 8 m, situé à une distance d'à peu près 250 à 500 m du lieu de mesure	2,50	0,20	0,21
Villages, petites villes, terres agricoles caractérisées par la présence des nombreuses haies, forêts (globalement terrain très accidenté)	3,00	0,40	0,25
Grandes villes avec immeubles élevés	3,50	0,80	0,31
Très grandes villes caractérisées par la présence de hauts immeubles et des gratte-ciel	4,00	1,60	0,39

#### II.2.2.2.4. Méthode de calcul de la longueur de rugosité

Plusieurs chercheurs (Manwell et al. 2002 ; Irfan et al., 2010 ; Ahmed et al. 2010 ; Ohunakin et al. 2011 ; Ould Bilal et al., 2011) ont proposé des méthodes de calcul de la longueur de rugosité à partir des mesures de vent collectées sur des sites. La connaissance de ce paramètre permet entre autres d'estimer le potentiel éolien en tenant compte de l'atténuation de la vitesse du vent due essentiellement à la présence d'obstacles. En outre, ce paramètre permet d'évaluer la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu du futur aérogénérateur à installer.

Parmi les méthodes proposées pour calculer la longueur de rugosité, on peut citer la loi logarithmique (Sthyajith, 2009 ; Manwell et al. 2002 ; Irfan et al., 2010 ; Ahmed et al. 2010). Cette loi permet de calculer la longueur de rugosité (équation II-3) en connaissant la vitesse moyenne du vent à deux hauteurs différentes.

$$z_0 = \frac{\exp [v \cdot \ln (h_0) - v_0 \cdot \ln (h)]}{v - v_0} \quad (\text{II-3})$$

où ;

$h$  (m) est la hauteur au dessus du sol ;

$h_0$  (m) est la hauteur de référence au dessus du sol prise généralement égale à 10 m ;

$v$  (m/s) est la vitesse moyenne du vent mesurée à la hauteur  $h$  ;

$v_0$  (m/s) est la vitesse moyenne du vent mesurée à la hauteur  $h_0$  ;

$z_0$  est la longueur de rugosité mesurée en (m).

En connaissant la longueur de rugosité, le coefficient de cisaillement peut être aussi calculé par équation II-4 (Counihan, 1975).

$$\alpha = 0,096 \cdot \log_{10}(z_0) + 0,016 \cdot (\log_{10}(z_0))^2 + 0.24 \quad (\text{II-4})$$

Dans notre cas d'étude, les coefficients de cisaillement et la longueur de rugosité sont déterminés et analysés pour plusieurs sites. Ainsi, la vitesse moyenne et les paramètres de Weibull sont calculés aux hauteurs des moyeux des aérogénérateurs afin de mieux évaluer l'énergie produite et de faire une bonne étude de choix d'un type d'aérogénérateurs adaptés aux sites.

### **II.2.2.3. Effet de la turbulence sur la vitesse du vent**

La vitesse et la direction de vent changent de valeurs rapidement en traversant une surface caractérisée par la présence d'obstacles tels que les bâtiments, les arbres, les roches etc. En effet, cela peut entraîner des turbulences aussi bien proches de l'obstacle qu'au dessus de celui-ci. Ce qui peut impliquer la diminution de la vitesse du vent exploitable.

Plusieurs paramètres tel que l'écart type, l'intensité de turbulence, effet d'accélération de vent et la variation de la direction du vent sont utilisés pour estimer le niveau de turbulence de vent.

#### **II.2.2.3.1. Intensité de turbulence**

L'intensité de turbulence est définie comme étant le rapport entre l'écart type et la vitesse moyenne du vent. La forme et la taille de l'obstacle influent fondamentalement sur la turbulence du site. En effet, au tour d'un obstacle, la zone de turbulence peut aller jusqu'à deux fois la hauteur de l'obstacle devant celui-ci et plus de 10 à 20 fois la hauteur de l'obstacle derrière celui-ci comme le montre la figure II-5. De même que l'effet peut aller de 2 à 3 fois la hauteur de l'obstacle au dessus de celui-ci.

Il est donc important de prendre en considération, dans l'étude statistique du vent, la détermination des paramètres caractéristiques de la turbulence pour un bon choix du site.

Le moyeu de l'aérogénérateur à installer dans un site présentant des obstacles devrait être assez élevé pour sortir de la zone de turbulence afin d'exploiter la vitesse moyenne du vent non perturbée. L'intensité de turbulence peut être calculée à l'aide de l'équation II-5 (Ndiaye, 1998 ; Ould Bilal, 2010a).

$$I_n = \frac{\sigma}{v}$$

(II-5)

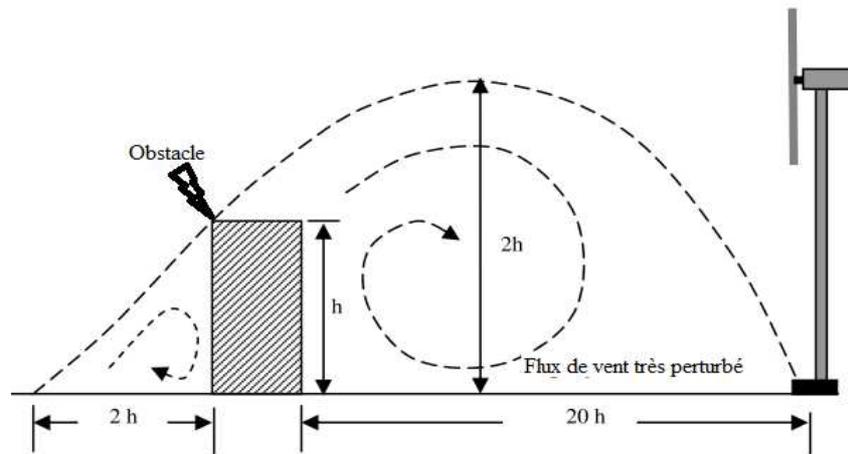


Figure II-5 : Turbulence créée par un obstacle isolé

### II.2.2.3.2. Effet d'accélération du vent

La forme du terrain influe sur la vitesse du vent. Cette influence peut se traduire par une augmentation de la vitesse du vent, comme dans le cas de présence de collines (avec de légère pente) et de tunnel (couloir favorisant l'accélération du vent).

#### II.2.2.3.2.1. Effet d'une élévation de terrain

La figure II-6 montre l'effet d'une élévation de terrain sur la vitesse du vent. La vitesse du vent s'accélère au dessus de la colline. Le niveau de l'accélération de la vitesse dépend fortement de la forme de l'obstacle (Ndiaye, 1988 ; Ould Bilal, 2010a). L'effet peut être pleinement exploité si la pente de la colline est légère (pente comprise entre 6° et 16°). Au contraire, si la pente est supérieur à 27° ou inférieure à 3°, l'effet de la colline tend à disparaître (Sathyajith, 2006).

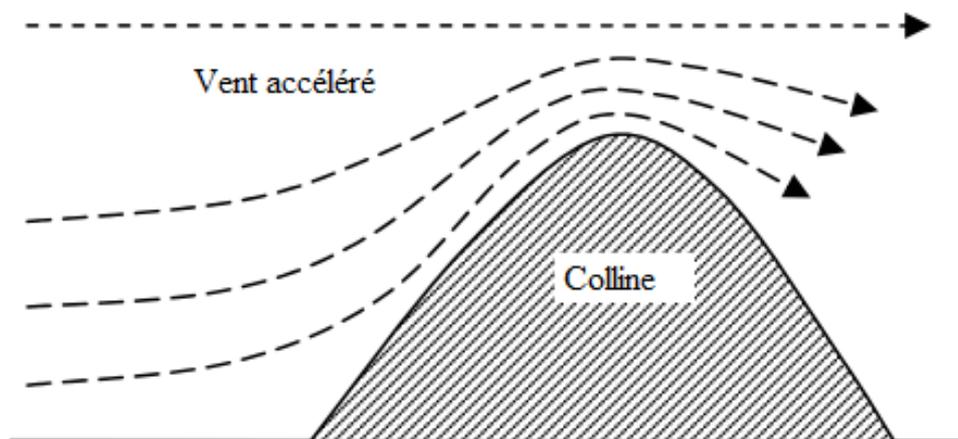


Figure II-6 : Effet d'accélération de la vitesse de vent au dessus d'une colline

### II.2.2.3.2. Effet tunnel

Les montagnes et les collines peuvent présenter d'autres formes géométriques tel que les tunnels qui favorise généralement l'accélération de la vitesse du vent ([www.windpower.org](http://www.windpower.org)).

Figure II-7 montre l'effet d'augmentation de la vitesse de vent due à l'effet tunnel.



Figure II-7 : Effet d'accélération de la vitesse de vent par effet tunnel

### II.2.2.3.3. Variation de la direction du vent

La direction de vent subit plusieurs variations. En effet, les variations journalière et mensuelle de la direction de vent peuvent aller jusqu'à 180° dans l'année. Cette grande variation est due essentiellement à la présence d'obstacles au vent. Cependant la direction de vent reste le plus souvent assez stable (variation de l'ordre de 30°) en passant d'une saison à l'autre (Manwell, 2009).

Le changement fréquent de la direction du vent peut provoquer la fatigue de la structure d'un aérogénérateur installé dans le site. Il est donc, essentiel de prendre en compte dans l'installation des aérogénérateurs le changement de la direction du vent.

### II.2.2.4. Variation temporelle et spatiale de la vitesse du vent

La vitesse du vent varie rapidement dans le temps. L'écart de la vitesse du vent entre le jour et la nuit peut atteindre jusqu'au 38 % et la variation saisonnière peut aller jusqu'à 26 % (Ould Bilal et al., 2011). La vitesse moyenne du vent varie largement en fonction de la localité géographique du site (Ould Bilal et al., 2011, 2012a,c). Il est donc important de prendre en compte ces variations dans l'estimation du potentiel éolien d'une région donnée.

## II.2.3. Densité de puissance et puissance disponible dans le vent

### II.2.3.1. Densité de puissance

La densité de puissance est définie comme étant la puissance disponible dans le vent par unité de surface (Saeidi et al. 2011). Elle est largement utilisée dans l'évaluation du potentiel éolien et de l'énergie produite par un aérogénérateur. L'équation II-6 donne l'expression de cette densité moyenne en utilisant la valeur moyenne de la vitesse du vent (Manwell, 2002).

$$dP = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^3 \quad (\text{II-6})$$

Si la distribution de la vitesse du vent est connue, la densité de puissance moyenne peut être calculée en utilisant l'équation II-7 (Eskin et al., 2008 ; Ould Bilal, 2010a ; Ahmed et al. 2010).

$$dP = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) \cdot dv \quad (\text{II-7})$$

La densité d'énergie annuelle peut être calculée en multipliant la densité de puissance moyenne par le nombre d'heure dans l'année, estimé à 8766h.

où

$v_m$  (m/s) est la vitesse moyenne du vent ;

$\rho$  (kg/m<sup>3</sup>) est la masse volumique de l'air.

La masse volumique de l'air varie légèrement en fonction de la température et de la hauteur au dessus du sol par rapport au niveau de la mer comme le montre la figure II-8 (Sathyajith, 2006 ; Manwell, 2009), prise généralement égal à 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

La vitesse moyenne de vent et l'écart type de la vitesse peuvent être donnés par les équations II-8 et II-9.

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (\text{II-8})$$

$$\sigma = \left[ \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2 \right]^{0.5} \quad (\text{II-9})$$

En connaissant la distribution de la vitesse du vent, la vitesse moyenne peut être donnée par l'équation II-10.

$$v_m = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \quad (II-10)$$

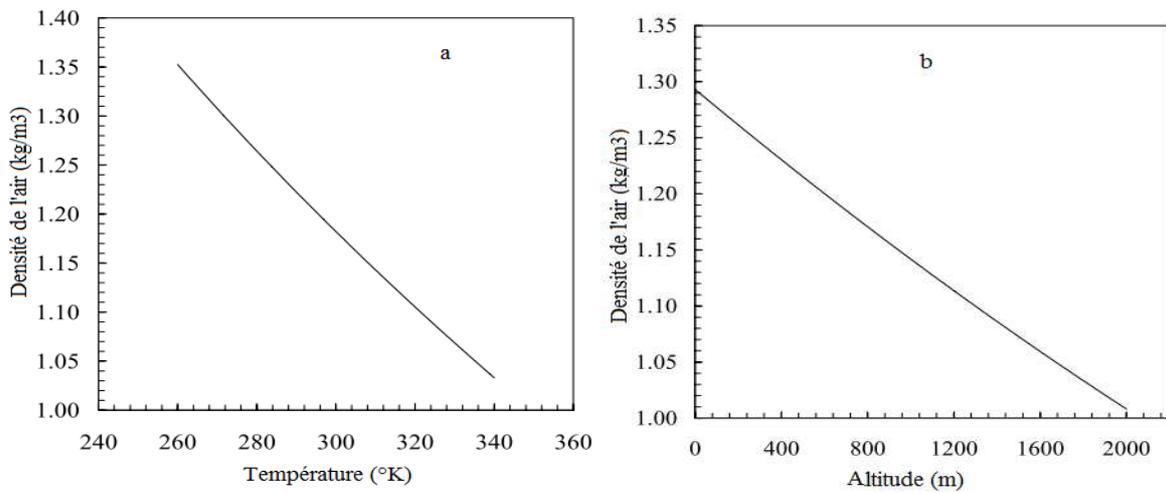


Figure II-8 : Variation de la densité de l'air en fonction de la température (a) et en fonction de l'altitude (b)

### II.2.3.2. Puissance disponible dans le vent

Par définition, la puissance disponible dans le vent à travers une surface  $S$  d'un aérogénérateur est la densité de puissance multipliée par la surface  $S$  balayée par les pâles de l'aérogénérateur. Elle peut être calculée par l'équation II-11 :

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^3 \cdot S \quad (II-11)$$

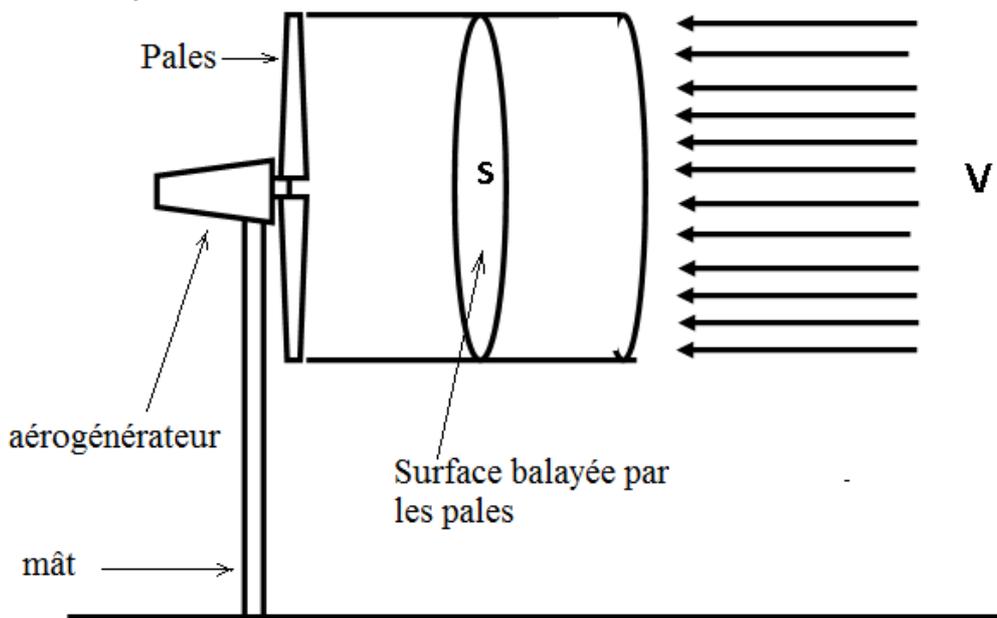


Figure II-9 : Vent traversant le rotor d'un aérogénérateur

### II.3. Modélisation des variations de la vitesse de vent

La connaissance de la distribution des vitesses du vent est un paramètre important permettant d'évaluer le potentiel éolien pour une bonne estimation de l'énergie produite par un aérogénérateur.

Dans la littérature, plusieurs études (Safari, 2010 ; Justus et Mikhail, 1976 ; Tar, 2008 ; Yilmaz et Celik, 2008 ; Ramirez et Carta, 2005 ; Elamouri, Amar, 2008 ; Gokcek et al. 2007 ; Wei et al., 2007) ont fait l'objet de l'analyse statistique du vent en déterminant les caractéristiques moyennes (vitesse moyenne, rose de vent, etc.). Ces travaux ont utilisé la distribution de Weibull pour la modélisation de la vitesse du vent.

Cependant, il est important de noter que la distribution de Weibull n'est pas toujours adaptée à toutes les distributions de vitesse de vent. Celles-ci peuvent dépendre à leurs tours de la nature du terrain. Pour cela de nouvelles distributions permettant de modéliser la distribution de vent réel ont été proposées.

Tar, (2008) a étudié le choix d'un modèle de distribution adapté à la distribution de vitesse du vent observé en comparant trois distributions à celle de Weibull. Le résultat obtenu à la suite de ces travaux ont permis de conclure que tous les modèles qui ont été utilisés donnent des bonnes approximations. Ainsi, le modèle de Weibull a été recommandé en raison de la facilité de détermination de ses deux paramètres.

Dans le cadre de cette thèse, l'étude de performance de cinq modèles, les distributions de Weibull, Gamma, Normal, Lognormal et Rayleigh est effectuée. Les paramètres de performance (écart quadratique moyen et coefficient de détermination) de chaque modèle sont calculés pour chaque site. Le modèle le plus adaptée à la distribution de la vitesse du vent est identifié.

#### II.3.1. Distribution de Weibull

La distribution de Weibull est la plus utilisée dans la modélisation de la vitesse de vent. Elle dépend de deux paramètres (Ould Bilal et al., 2011) à savoir : le paramètre de forme (k) et le paramètre d'échelle (c). Le paramètre de forme renseigne sur la forme de la distribution. Une valeur élevée de ce paramètre indique que les vitesses moyennes du vent sont homogènes. Tandis qu'un paramètre d'échelle grand traduit une vitesse moyenne du vent élevée. La fonction de la densité de probabilité et la fonction de répartition sont données par les équations II-12 et II-13.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II-12})$$

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II-13})$$

où,

$v$  (m/s) est la vitesse de vent ;

$k$  est le paramètre de forme ;

$c$  (m/s) est le paramètre d'échelle.

### II.3.2. Distribution de Rayleigh

Pour un facteur de forme  $k$  égal 2, la distribution de Weibull est appelé la distribution de Rayleigh (Ndiaye, 1998 ; Ould Bilal, 2010a).

Dans ce cas, la fonction de densité de probabilité peut être donnée par l'équation II-14 (Karoly, 2008).

$$f(v) = f(v, c) = \frac{2 \cdot v}{c^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (\text{II-14})$$

Pour  $v > 0$ , on peut calculer la valeur du paramètre d'échelle par l'équation II-15.

$$c = \sqrt{\frac{1}{2 \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^2} \quad (\text{II-15})$$

### II.3.3. Distribution normale

La variable aléatoire de la distribution normal est dans ce cas la vitesse du vent  $v$ . La loi de densité de probabilité est donnée par l'équation II-16.

$$f(v) = f(v; \mu, \lambda) = \frac{1}{\lambda \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(v - \mu)^2}{2 \cdot \lambda^2}\right] \quad (\text{II-16})$$

$\mu$  et  $\lambda$  sont, respectivement, la valeur moyenne et l'écart type de la variable aléatoire  $v$  (Tian, 2011 ; Bonfils, 2011).

### II.3.4. Distribution Lognormal

La variable aléatoire dans ce cas est la vitesse du vent  $v$ . La densité de probabilité est donnée par l'équation II-17 (Bonfils, 2011).

$$f(v) = f(v; \mu, \lambda) = \frac{1}{\lambda \cdot v \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(\ln(v) - \mu)^2}{2 \cdot \lambda^2}\right] \quad (\text{II-17})$$

$\mu$  et  $\lambda$  sont, respectivement, la valeur moyenne et l'écart type de la variable  $\ln(v)$ , avec  $v > 0$ . Ils peuvent être calculés par les équations II-18 et II-19.

$$\mu = \ln(v_m) - \frac{1}{2} \ln\left(1 + \frac{\delta}{v_m^2}\right) \quad (\text{II-18})$$

$$\lambda = \sqrt{\ln\left(1 + \left(\frac{\delta}{v_m}\right)^2\right)} \quad (\text{II-19})$$

### II.3.5. Distribution de Gamma

La distribution de Gamma peut être donnée par l'expression II-20. Elle dépend de deux paramètres : la valeur moyenne et l'écart type du variable  $v$  (Tian, 2011 ; Zhou et al. 2010).

$$f(v) = f(v; \mu, \lambda) = \frac{v^{\mu-1}}{\lambda^\mu \cdot \Gamma(\mu)} \exp\left(-\frac{v}{\lambda}\right) \text{ pour } v > 0 \text{ et } \mu, \lambda > 0 \quad (\text{II-20})$$

$\mu$  et  $\lambda$  sont la valeur moyenne et l'écart type de la variable aléatoire  $v$ . Ces deux paramètres peuvent être calculés par les expressions II-21 et II-22.

$$\mu = \left(\frac{v_m}{\delta}\right)^2 \quad (\text{II-21})$$

$$\lambda = \frac{\delta^2}{v_m} \quad (\text{II-22})$$

## II.4. Méthode de détermination des paramètres des distributions

### II.4.1. Méthodes de détermination des paramètres de Weibull

La plupart des logiciels d'aide à la conception de parc éolien (WasP et WindPro, etc.) utilisent la distribution de Weibull pour la modélisation des variations de la vitesse du vent (Carta et al., 2009).

Il existe plusieurs méthodes permettant de déterminer les paramètres de Weibull (Ndiaye et al., 1989 ; Ould Bilal et al., 2010c ; Seyit et al., 2009).

La méthode graphique et la méthode empirique sont les plus utilisées (Ndiaye et al., 1989 ; Youm et al., 2005 ; Weisser, 2003 ; Mirhosseini et al. 2011 ; Aynur et Figen, 2009).

D'autres méthodes (Justus, 1978 ; Stevens et Smulders, 1979 ; Christofferson et Gillette, 1987) sont également proposées et peuvent être utilisées pour estimer les paramètres de Weibull.

Dans le cadre de ce travail, quatre (04) méthodes de calcul des paramètres de Weibull à savoir la méthode graphique, empirique, de vraisemblance et de facteur d'irrégularité sont examinées. L'étude de performance de ces quatre méthodes est effectuée pour tous les sites afin de déterminer la méthode la plus adéquate.

#### II.4.1.1. Méthode graphique

La méthode graphique utilise la fonction de répartition de Weibull (équation II-13). Cette méthode est basée sur le concept des moindres carrés, où les vitesses du vent sont classées en  $n$  intervalles  $v_1, v_2, \dots, v_n$  ayant chacune une fréquence d'observation  $f_1, f_2, \dots, f_n$  [Ndiaye, 1988]. Ainsi on calcul les fréquences cumulées de ces vitesses comme suivant :  
 $p_1=f_1, p_2=f_1+f_2, \dots, p_n=f_1+f_2+\dots+f_n$ .

En appliquant la fonction logarithme népérien aux deux membres de l'équation de la densité de probabilité cumulée on trouve l'équation II-23.

$$\ln\{-\ln[1-p_i]\} = k \cdot \ln(v_i) - k \cdot \ln(c) \quad (\text{II-23})$$

Si on pose

$$x_i = \ln(v_i)$$

$$\text{et } y_i = \ln(-\ln[1-p_i])$$

on détermine alors une droite de régression  $y_i = ax_i + b$ , où. Avec  $k=a$  et  $c = \exp(-b/a)$ .

#### II.4.1.2. Méthode empirique

La méthode empirique, appelée aussi la méthode de l'écart type est basée sur l'utilisation de l'écart type pour estimer les paramètres de Weibull selon les équations II-24 et II-25 (Ould Bilal, 2010a ; Tian, 2011).

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m}\right)^{-1.086} \quad (\text{II-24})$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{II-25})$$

où,  $\Gamma$  et la fonction gamma donnée par l'équation II-26.

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \cdot e^{-t} \cdot dt \quad (\text{II-26})$$

### II.4.1.3. Méthode du facteur d'irrégularité

La méthode du facteur d'irrégularité est basée sur l'utilisation de ce facteur défini comment étant le rapport entre la moyenne du cube des vitesses moyennes et le cube de la moyenne des vitesses (Ndiaye, 1988 ; Ould Bilal, 2010a ; Paulo et al., 2012). Il peut être donné par l'expression II-27. Ainsi les paramètres de forme et d'échelle sont donnés par les équations II-28 et II-29.

$$F_{irr} = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i^3}{\left( \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n v_i \right)^3} \quad (II-27)$$

$$k = 1 + \frac{3,69}{(F_{irr})^2} \quad (II-28)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (II-29)$$

où :

$F_{irr}$  est le facteur d'irrégularité ;

$\Gamma$  et la fonction gamma.

### II.4.2. Méthode de détermination des paramètres des autres distributions :

#### Méthode de vraisemblance

La méthode de vraisemblance nécessite plusieurs itérations pour calculer les paramètres. Elle est proposée par Stevens et Smulders (Stevens et Smulders, 1979). Des détails concernant cette méthode peuvent être retrouvés dans la référence (Genc et al, 2005). Cette méthode peut être aussi utilisée pour le calcul du paramètre d'échelle et du paramètre de forme de Weibull

Les équations II-30 et II-31 donnent les expressions de k et c (Ould Bilal et al., 2011)).

$$k = \left( \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \cdot \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (II-30)$$

$$c = \left( \frac{\sum_{i=1}^n v_i^k}{n} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (\text{II-31})$$

## II.5. Analyse statistique

La performance des méthodes de calcul des paramètres des modèles et de distributions est évaluée en fixant comme critère de performance l'erreur quadratique moyenne et l'écart maximal entre la fonction de répartition calculée et celle observée les plus faibles et le coefficient de détermination le plus élevé (Tian, 2011 ; Zhou et al., 2010 ; Paulo et al., 2012).

Les deux types d'erreurs et le coefficient de détermination sont calculés en utilisant les équations II-32, II-33 et II-34.

$$\text{EQM} = \left[ \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (y_{ir} - y_{ic})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II-32})$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{ir} - \bar{y}_{ir})^2 - \sum_{i=1}^n (y_{ir} - y_{ic})^2}{\sum_{i=1}^n (y_{ir} - \bar{y}_{ir})^2} \quad (\text{II-33})$$

$$\text{EDC} = \max\{|\text{DCT}(v) - \text{DCO}(v)|\} \quad (\text{II-34})$$

où,

$y_{ir}$  est la valeur réelle de la densité de probabilité par pas  $i$  ;

$y_{ic}$  est la valeur de la densité de probabilité théorique par pas  $i$  ;

$n$  est le nombre total d'échantillons ;

$\bar{y}_{ir}$  est la valeur moyenne de  $y_{ir}$  ;

DCT et DCO sont les fonctions de répartitions théorique et observée respectivement.

## II.6. Application : évaluation et modélisation du potentiel éolien sur la côte nord-ouest du Sénégal

### II.6.1. Présentation des sites et évaluation des mesures

Dans le cadre de ce travail, huit stations météorologiques ont été installés dans les sites de Kayar, Potou, Gandon, Sine Moussa Abdou, Botla, Dara Andal, Ngeubeul et Sakhor situés sur la côte nord-ouest du Sénégal (Figure II-10). Le site de Sakhor se trouve loin de la mer par rapport aux autres sites. Cependant la présence d'un couloir provenant de la mer (figure II-10) peut favoriser l'accélération de la vitesse du vent.

Les caractéristiques des sites et les périodes de mesure sont données dans le tableau II-2.

Ces stations sont équipées avec des systèmes de mesure intégrant des anémomètres, des girouettes et des centrales d'acquisition de données permettant d'enregistrer, toutes les 10 minutes, la valeur moyenne, la valeur maximale, la valeur minimale de la vitesse et la direction du vent.

Les données collectées sont utilisées pour déterminer le potentiel éolien disponible sur la côte nord-ouest du Sénégal. Ainsi, la vitesse moyenne annuelle et la densité de puissance sont calculées pour chaque site.

Tableau II-2 : Caractéristiques des stations de mesure

Site	Latitude nord (°)	Longitude Ouest (°)	Altitude (m)	Période de mesures	Taux de couverture (%)
Kayar	14,92	17,12	06,00	août 2007 - juillet 2008	100
Potou	15,72	16,50	21,00	août 2007 - juillet 2008	100
Gondon	15,96	16,45	05,00	Juin 2004 - mai 2005	99
Sine Moussa	15,18	16,74	54,00	novembre 2007 - octobre 2008	95
Botla	15,67	16,49	28,00	novembre 2007 - octobre 2008	94
Dara Andal	15,42	16,53	43,00	novembre 2007 - octobre 2008	86
Ngeubeul	15,35	16,59	51,00	novembre 2007 - octobre 2008	82
Sakhor	14,23	16,45	03,00	novembre 2007 - octobre 2008	96

L'évaluation des mesures collectées sur les sites ont montré que le taux de couverture reste compris entre 80 % et 100 %. La valeur minimale de 80 % est observée pour le site de Ngeubeul. Le manque des données observé provient de « l'écrasement » de celles-ci suite à un retard dans la collecte.

Cependant ce taux de couverture des données reste assez élevé et permet d'utiliser les mesures pour évaluer le potentiel disponible.

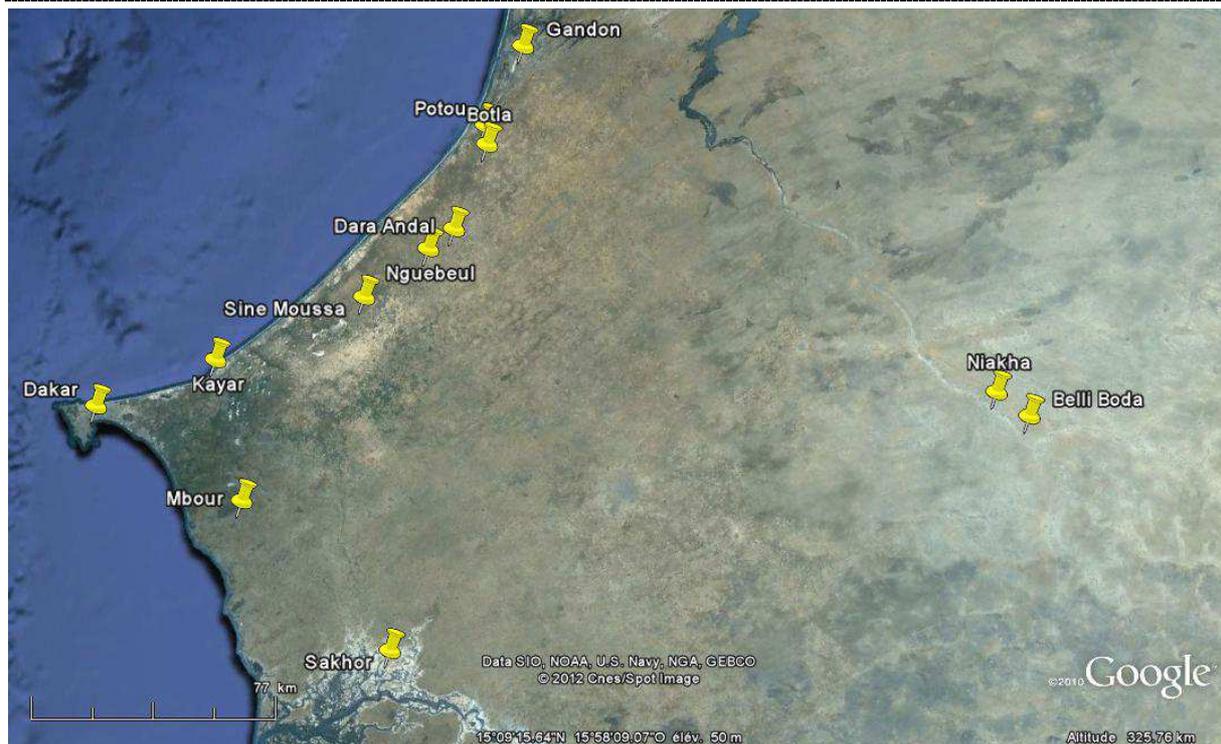


Figure II-10 : Localisation géographique de huit sites situés sur la côte nord-ouest du Sénégal

## II.6.2. Potentiel éolien sur la cote nord-ouest du Sénégal

Les résultats obtenus (tableau II-3) montrent que la vitesse moyenne du vent calculée au deux hauteurs 30 m et 12 m varie entre 5,28 m/s et 4,10 m/s dans tous les sites. Ces valeurs dépassent le seuil de la vitesse de démarrage des aérogénérateurs les plus commercialisés. Cela montre que les sites présentent un bon potentiel éolien. La vitesse moyenne du vent la plus faible (3,10 m/s à la hauteur 7 m) est observée pour le site de Dara Andal. La densité de puissance calculée est comprise entre 30,5 W/m<sup>2</sup> (site de Dara Andal à 7 m) et 120,01 W/m<sup>2</sup> (site de Potou à 30 m).

La longueur de la rugosité et le coefficient de cisaillement sont aussi calculés pour tous les sites.

Le tableau II-3 confirme que le coefficient de cisaillement et la longueur de rugosité évoluent dans le même sens.

Les sites de Sine Moussa Abdou, Botla, Dara Anda, Nguebeul et Sakhor (tableau II-3) présentent un coefficient de cisaillement et une longueur de rugosité plus importants que les sites de Kayar, Potou et Gandon. Cela s'explique par le fait que les mesures ont été effectuées plus près du sol (12 m et 07 m) sur ces sites, d'où un effet d'obstacle plus grand.

Tableau II-3 : Moyenne annuelle de la vitesse du vent sur les différents sites

Site	Hauteur d'installation de l'anémomètre (m)	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> )	Coefficient de cisaillement : $\alpha$ (-)	Longueur de rugosité (m)
Kayar	20	4,32	72,13	0,25	0,07
	30	4,77	93,41		
Potou	20	4,80	94,74	0,23	0,06
	30	5,28	120,01		
Gondon	20	4,10	70,45	0,27	0,08
	40	5,23	115,15		
Sakhor	07	3,75	61,14	0,33	0,11
	12	4,49	91,65		
Sine Moussa	07	3,60	52,11	0,40	0,16
	12	4,47	86,26		
Botla	07	3,40	47,68	0,37	0,14
	12	4,16	75,51		
Dara Andal	07	3,10	30,05	0,52	0,27
	12	4,12	66,39		
Ngeubeul	07	3,24	42,24	0,55	0,31
	12	4,36	73,80		

### II.6.3. Régime de vent sur la cote nord-ouest du Sénégal

L'étude du régime de vent est effectuée en utilisant les données collectées à la hauteur de 20 m sur les sites de Kayar, Potou et Gandon et à la hauteur de 12 m sur les sites de Sakhor, Sine Moussa Abdou, Botla, Dara Andal et Ngeubeul. Ainsi les vitesses moyennes mensuelles ont été déterminées pour chaque site aux différentes hauteurs.

La figure II-11 présente l'évolution de la vitesse moyenne mensuelle sur d'une part les sites de Kayar, Potou et Gandon (figure II-11 (a)) et d'autre part sur les sites de Sakhor, Sine Moussa Abdou, Botla, Dara Andal et Ngeubeul (figure II-11 (b)).

On constate que sur les huit sites, le mois le plus défavorable pour l'exploitation de l'énergie éolienne est le mois de septembre. En effet, ce mois correspond à la saison des pluies caractérisée par un vent turbulent et faible (Ould Bilal, 2005).

Globalement, la vitesse moyenne mensuelle reste comprise entre 3,07 m/s et 5,40 m/s sur tous les sites. La vitesse moyenne la plus élevée (5,4 m/s) est observée en avril pour le site de Potou.

#### II.6.3.1. Variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent

Deux saisons sont identifiées dans la zone d'étude : une saison allant de novembre à mai appelée saison sèche et une autre saison allant de juin à octobre appelé saison des pluies. Les résultats obtenus montrent que la saison sèche est caractérisée par un régime de vents fort, tandis que la saison des pluies est caractérisée par un régime de vent faible.

Le tableau II-4 donne la vitesse moyenne du vent, la densité de puissance pour chaque saison et l'écart entre les vitesses et les densités de puissances.

La vitesse moyenne du vent calculée à la hauteur de 20 m sur les sites de Kayar, Potou et Gandon est de 4,66 m / s, 5,23 m / s et 4,63 m / s pour la saison sèche respectivement et égale à 4,07 m / s, 4,49 m / s et 4,21 m / s pour la saison des pluies pour ces mêmes sites. Les densités de puissance correspondantes sont respectivement de 59,61 W/m<sup>2</sup>, 87, 62

$W/m^2$  et  $60,79 W/m^2$  pour la saison sèche et  $41,29 W/m^2$ ,  $55,81 W/m^2$  et  $45,70 W/m^2$  pour la saison des pluies.

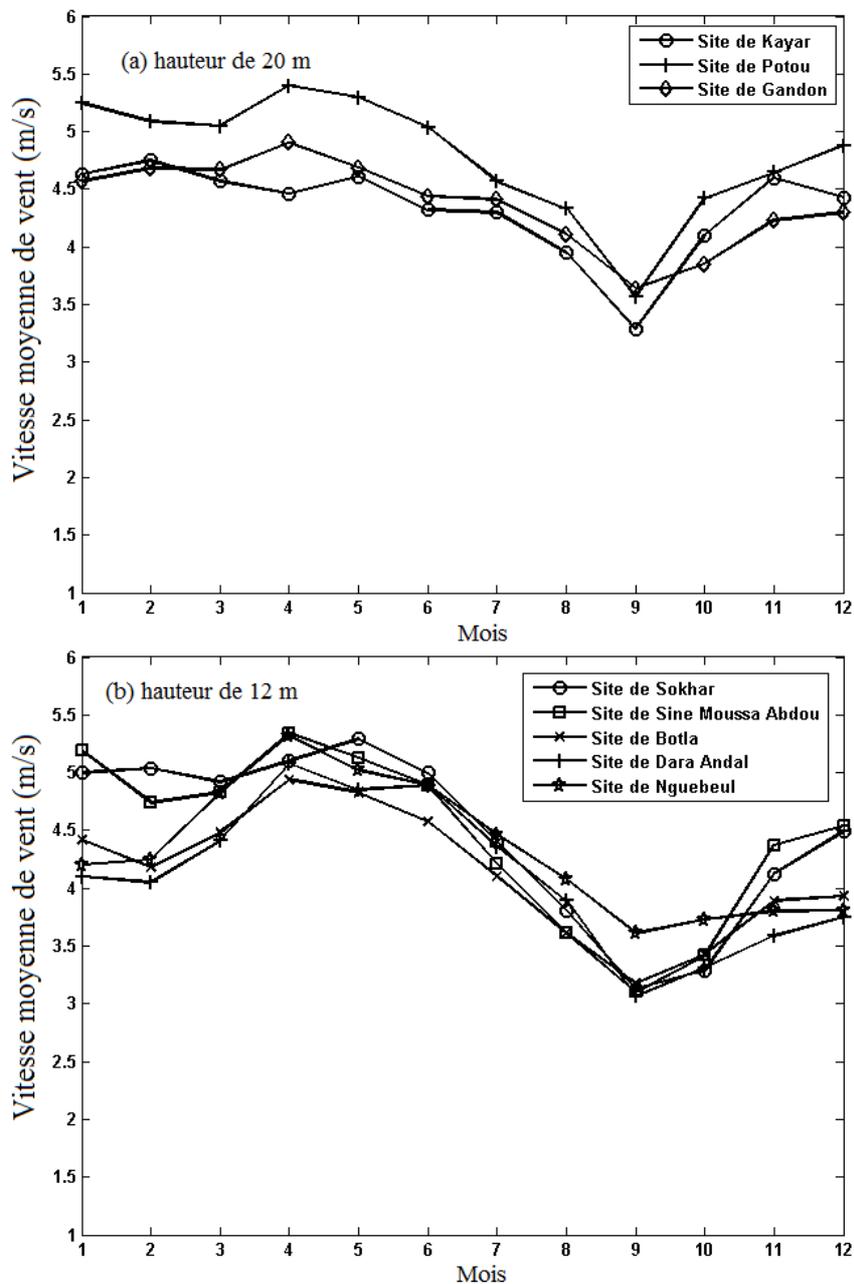


Figure II-11 : Régime de vent sur la cote nord-ouest du Sénégal

Le tableau II-4 montre que l'écart maximum de vitesse moyenne du vent entre la saison sèche et la saison des pluies est observé pour le site de Sakhor. Cet écart est de 26 % et l'écart de densité de puissance correspondant est de 60 %.

Il est donc important de noter qu'une estimation de la vitesse moyenne du vent basée uniquement sur les variations saisonnières ou annuelles de la vitesse moyenne sans tenir compte des variations horaires, peut entraîner un sur-dimensionnement ou sous-dimensionnement d'un système éolien.

Tableau II-4 : Vitesse moyenne et densité de puissance saisonnières sur les différents sites

Site	Hauteur de mesures (m)	Vitesse moyenne du vent (m/s)		Ecart (%)	Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> )		Ecart (%)
		Saison sèche	Saison des pluies		Saison sèche	Saison des pluies	
Kayar	20	4,66	4,07	13	59,61	41,29	31
Potou	20	5,23	4,50	14	87,62	55,81	36
Gadon	20	4,63	4,21	9	60,79	45,70	25
Sine Moussa	12	5,11	3,86	24	81,73	35,23	57
Botla	12	4,68	3,74	20	62,78	32,04	49
Dara Andal	12	4,62	3,82	17	60,40	34,14	43
Nguebeul	12	4,72	3,93	17	64,41	37,18	42
Sakhor	12	5,18	3,81	26	85,13	33,88	60

### II.6.3.2. Variation horaire de la vitesse moyenne du vent

La figure II-12 montre la variation horaire de la vitesse moyenne du vent sur les sites. L'étude de cette variation horaire du vent a montré l'existence de deux périodes : une période de vent fort durant la journée et une période de vent faible durant la nuit. Ces deux périodes correspondent à la brise de mer et à la brise de terre, respectivement.

On peut noter que la vitesse moyenne diurne varie entre 4,83 m/s (Sakhor) et 5,69 m/s (Potou) et celle observée pendant la période de la nuit varie entre 3,29 m/s (Botla) et 4,15 m/s (Potou). Globalement les vitesses moyennes du vent diurne et nocturne reste supérieures à la vitesse de démarrage de la plupart des aérogénérateurs disponibles sur le marché.

La figure II-13 indique la variation horaire de la densité de puissance saisonnière sur tous les sites. On peut constater que pour toute la période du jour, la densité de puissance horaire est plus élevée pendant la saison sèche que pendant la saison des pluies. Elle est plus importante pendant le jour que la nuit. Par exemple, la densité puissance horaire varie entre 50 W/m<sup>2</sup> et 220 W/m<sup>2</sup> le jour et entre 20 W/m<sup>2</sup> et 80 W/m<sup>2</sup> la nuit pour tous les sites.

La valeur minimale de densité de puissance observée pour tous les sites, pendant la journée, est de 77.95 W/m<sup>2</sup> sur le site de Dara Andal. Celle observée pendant la nuit est de 21.81 W/m<sup>2</sup> sur le site de Botla.

Les valeurs maximales observées sont de 112,83 W/m<sup>2</sup> pour le site de Potou le jour et de 43,03 W/m<sup>2</sup> pour le site de Sakhor la nuit.

Le tableau II-5 montre qu'un écart maximum des vitesses moyennes du vent de 38 % est observé pour le site Botla entre le jour et la nuit. La valeur la plus faible de l'écart est de 13% pour le site de Sakhor, ce qui montre une légère variation de la vitesse du vent entre la période du jour et la nuit. L'écart de la densité de puissance correspondant est de 76 % et 33% pour ces deux sites respectivement.

L'écart faible enregistré à Sakhor s'explique par la faiblesse de la brise de mer au niveau de ce site. Cependant, la vitesse moyenne de vent est plus élevée pour ce site en raison de la présence du couloir provenant de la mer favorisant l'effet tunnel.

A partir des résultats présentés ci-dessus, on peut dire qu'un aérogénérateur installé sur la côte nord-ouest du Sénégal produira donc plus d'énergie pendant le jour que la nuit. Cela dépendra également de la distribution de la vitesse et de la direction du vent.

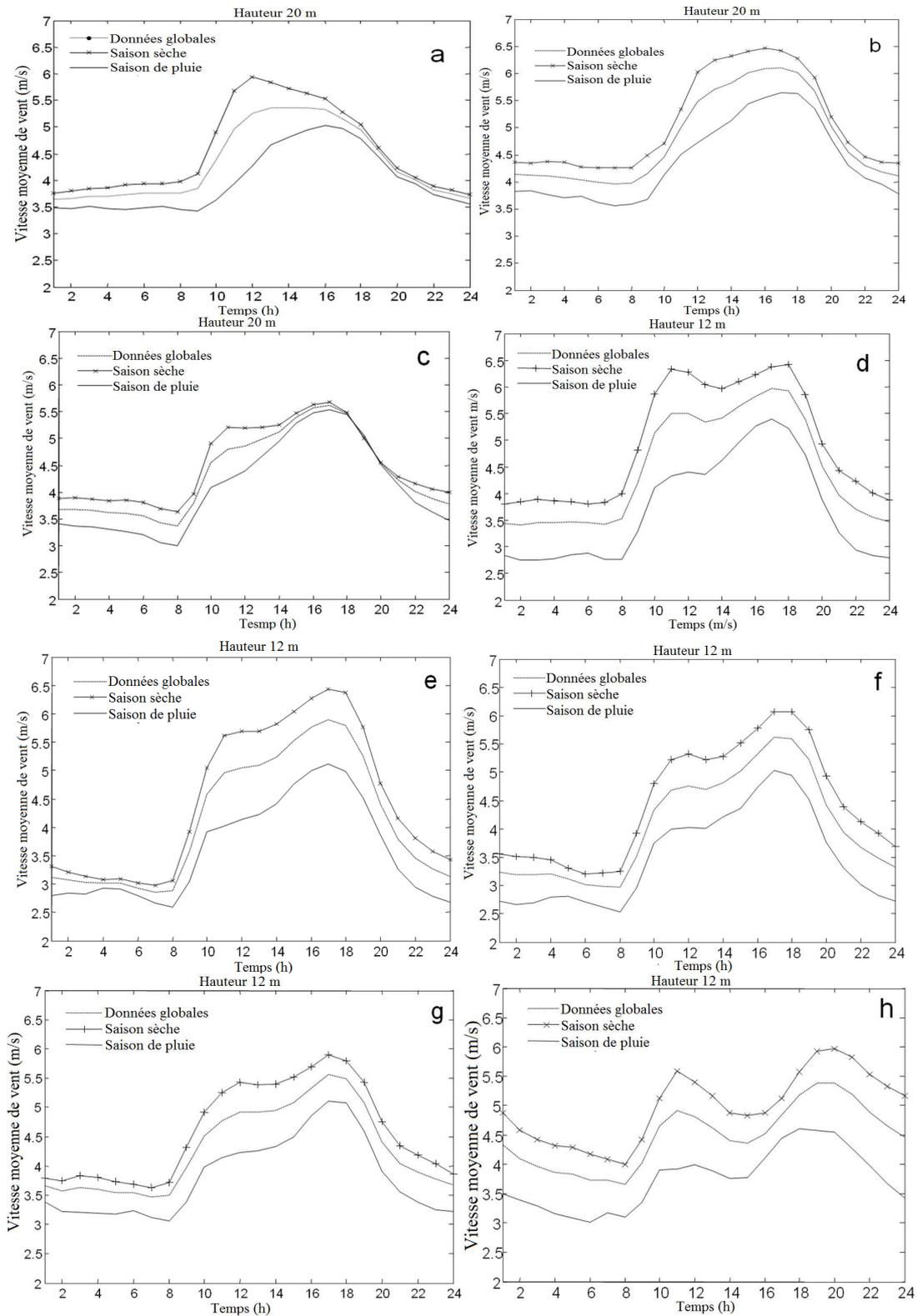


Figure II-12 : Variation horaire de la vitesse moyenne du vent sur les sites de (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor

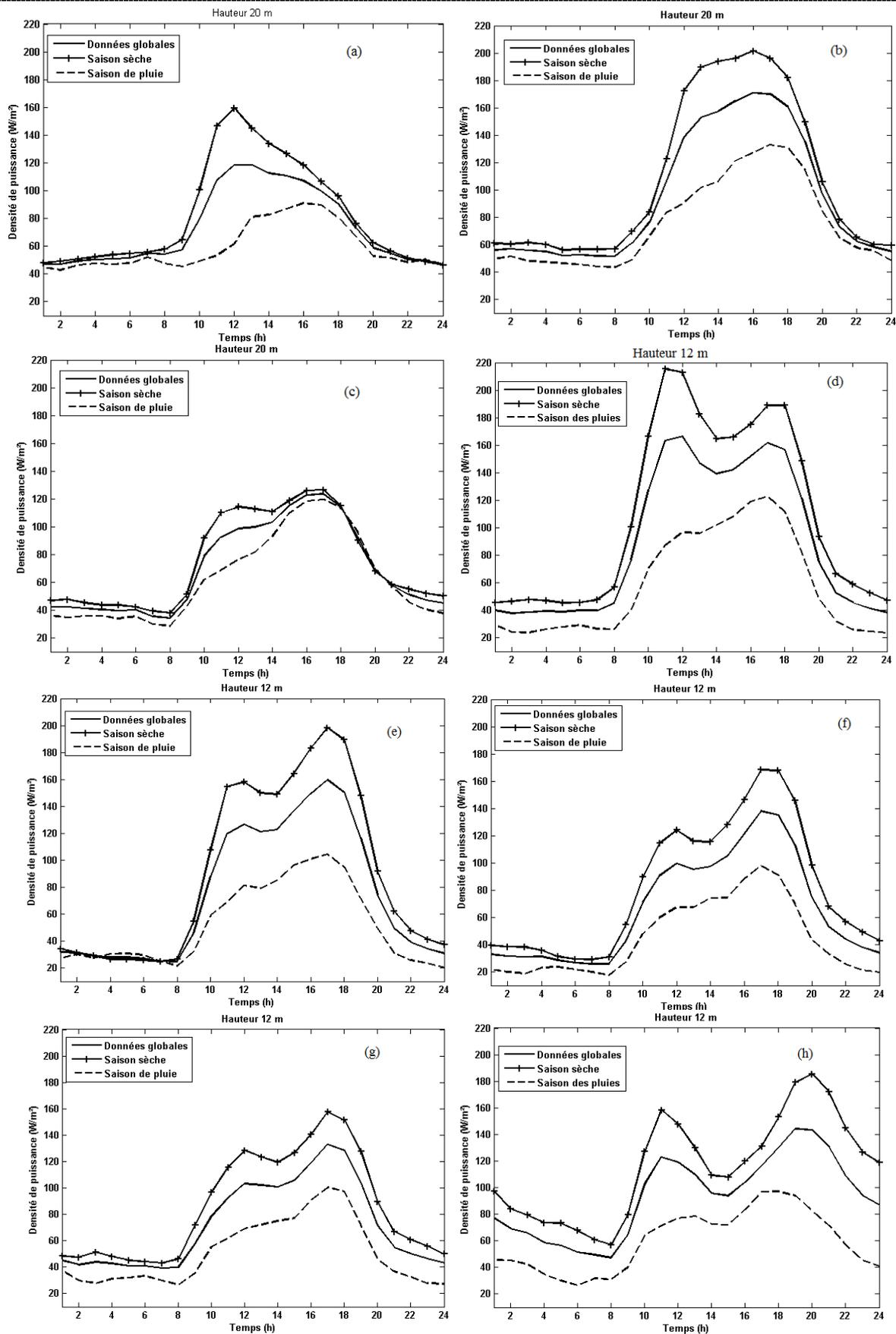


Figure II-13 : Variation horaire de la densité de puissance moyenne du vent sur les sites de (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor

Tableau II-5 : Variation diurne de la vitesse moyenne du vent sur les sites

Site	Hauteur de mesures (m)	Vitesse moyenne du vent (m/s)		Ecart (%)	Densité de puissance (W/m <sup>2</sup> )		Ecart (%)
		Jour	Nuit		Jour	Nuit	
Kayar	20	5.04	3.80	25	78.41	33.61	57
Potou	20	5.69	4.15	27	112.83	43.78	61
Gandon	20	5.13	3.77	27	82.69	32.82	60
Sine Moussa	12	5.52	3.70	33	103.02	31.03	70
Botla	12	5.32	3.29	38	92.22	21.81	76
Dara Andal	12	5.03	3.39	33	77.95	23.86	69
Nguebeul	12	5.06	3.76	26	79.35	32.56	59
Sokhar	12	4.83	4.22	13	69.02	46.03	33

### II.6.3.3. Rose du vent sur la côte nord-ouest du Sénégal.

Les données collectées sur les huit sites sont utilisées pour déterminer la rose du vent afin d'identifier les directions dominantes du vent.

La figure II-14 et la figure II-15 donnent la rose du vent pendant le jour et la nuit sur les huit sites en utilisant les données globales.

On peut constater que la direction dominante du vent est nord nord-est pour les sites de Kayar, de Botla, de Dara Andal, de Nguebeul et de Sine Moussa Abdou pour les deux périodes pour ces sites.

Elle est de nord nord-est la nuit et nord nord-ouest le jour pour les sites de Potou et Gandon.

Pour le site de Sakhor, on observe deux directions dominantes du vent (nord nord-est et sud sud-ouest) pendant la période du jour. Ces deux directions dominantes du vent sont dues à la présence des turbulences observées pendant la saison des pluies. Ces turbulences sont plus importantes pendant le jour que pendant la nuit.

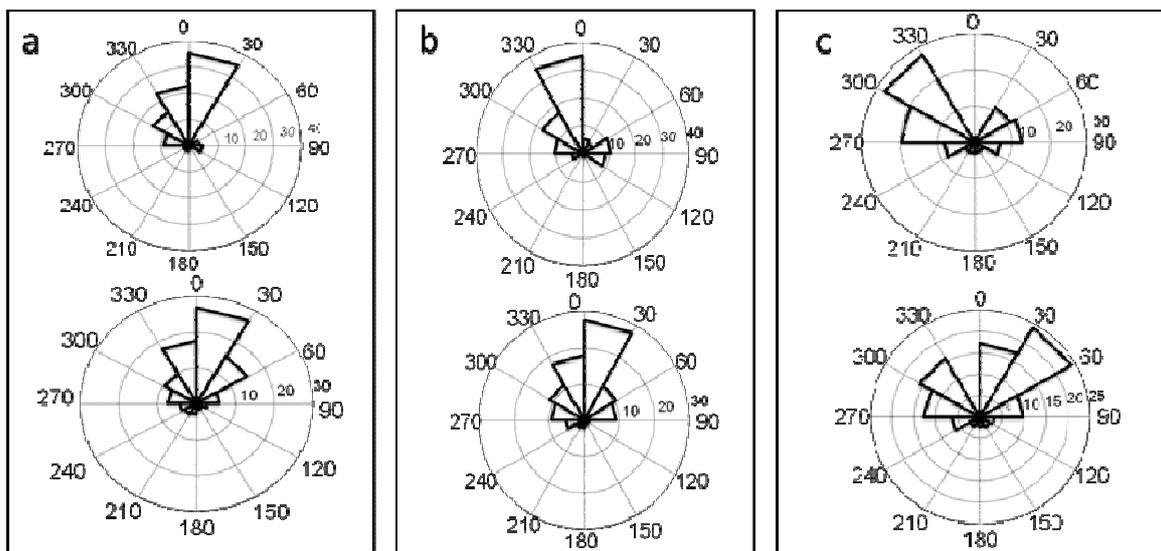


Figure II-14 : Direction du vent diurne et nocturne pour les sites (a) Kayar, (b) Potou et Gandon(c) : la rose de vent du jour (en haut) et celle de nuit (en bas)

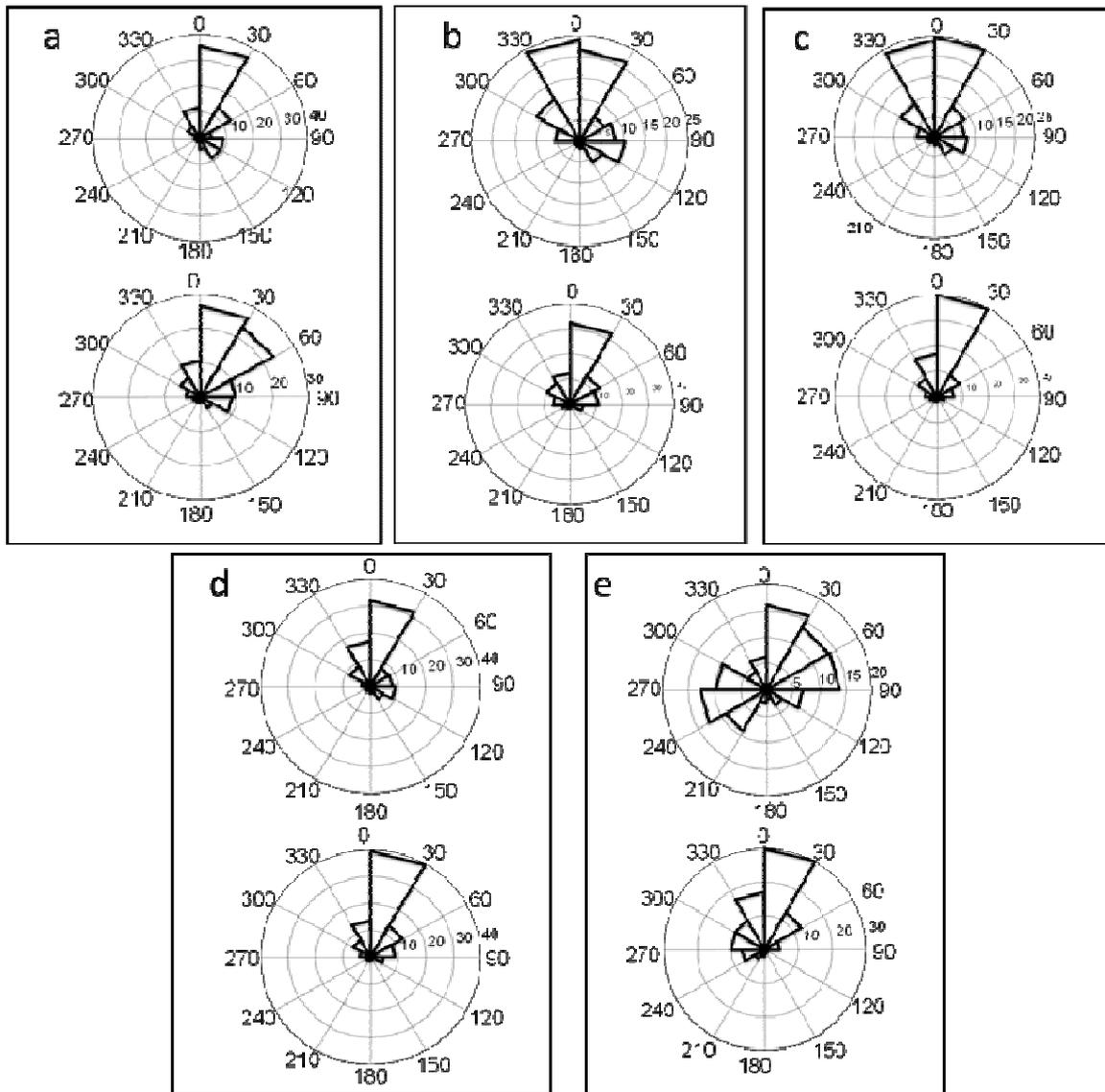


Figure II-15 : Direction du vent diurne et nocturne pour les sites (a) Sine Moussa Abdou, (b) Botla, (c) Dara Andal, (d) Nguebeul and (e) Sakhor (En haut indique la rose de vent du jour et en bas indique la direction du vent pour la nuit)

#### II.6.3.4. Distribution observée diurne et nocturne de la vitesse du vent

L'estimation de l'énergie électrique produite par un aérogénérateur nécessite non seulement la connaissance des variations annuelle et saisonnière de la vitesse moyenne du vent mais aussi la connaissance de la distribution diurne et nocturne de la vitesse du vent instantanée. Car cela permet de mieux apprécier la variation de la production d'un aérogénérateur sur le site.

L'étude de la distribution du vent a été effectuée avec les données collectées à la hauteur de 20 m sur les sites de Kayar, de Potou et de Gandon et à la hauteur de 12 m sur les autres sites.

Les résultats obtenus sont illustrés par la figure II-16. A partir de ces résultats, on peut noter un écart significatif entre la distribution diurne et nocturne pour tous les sites.

La figure II-16 montre également que les vitesses les plus fréquentes sont 5,20 m/s, 5,90 m/s et 5,10 m/s sur les sites de Kayar, de Potou et de Gandon respectivement pendant le jour et de 3,9 m/s, 4,1 m/s et 3,8 m/s sur les mêmes sites pendant la nuit.

Pour le site de Sakhor, nous constatons que les deux distributions diurne et nocturne sont proches l'une de l'autre (écart maximal de 13 %) compte tenu du fait que le site de Sakhor est éloigné de la mer. La brise de mer de ce site est donc faible comparé aux autres sites. La vitesse du vent la plus probable pour les deux périodes (jour et nuit) sur ce site est de 4 m/s.

La figure II-17 montre que la valeur de la fonction de répartition est plus élevée pendant la nuit que le jour pour tous les sites.

Par exemple, pour la valeur de 4,38 m/s, correspondant à la vitesse moyenne sur le site de Kayar la valeur de la fonction de répartition est de 33 %, le jour et 60 %, la nuit.

Sur le site de Sakhor, la fonction de répartition est de 54 % pendant la journée et 70 % pendant la nuit pour la vitesse moyenne du vent (4.5 m/s) sur ce site.

La détermination de ces types de distributions est très utile, car il permet, par exemple, d'estimer la période de production d'énergie d'un aérogénérateur installé sur un site donné.

Par exemple, pour un aérogénérateur ayant une vitesse de démarrage de 3 m/s et une vitesse de coupure de 25 m/s, la période de production sur une année est de 7577 h soit 86 % du temps sur Kayar.

Cependant il produira de l'énergie pendant 80 % du temps soit 7007 h sur le site de Sokhar.

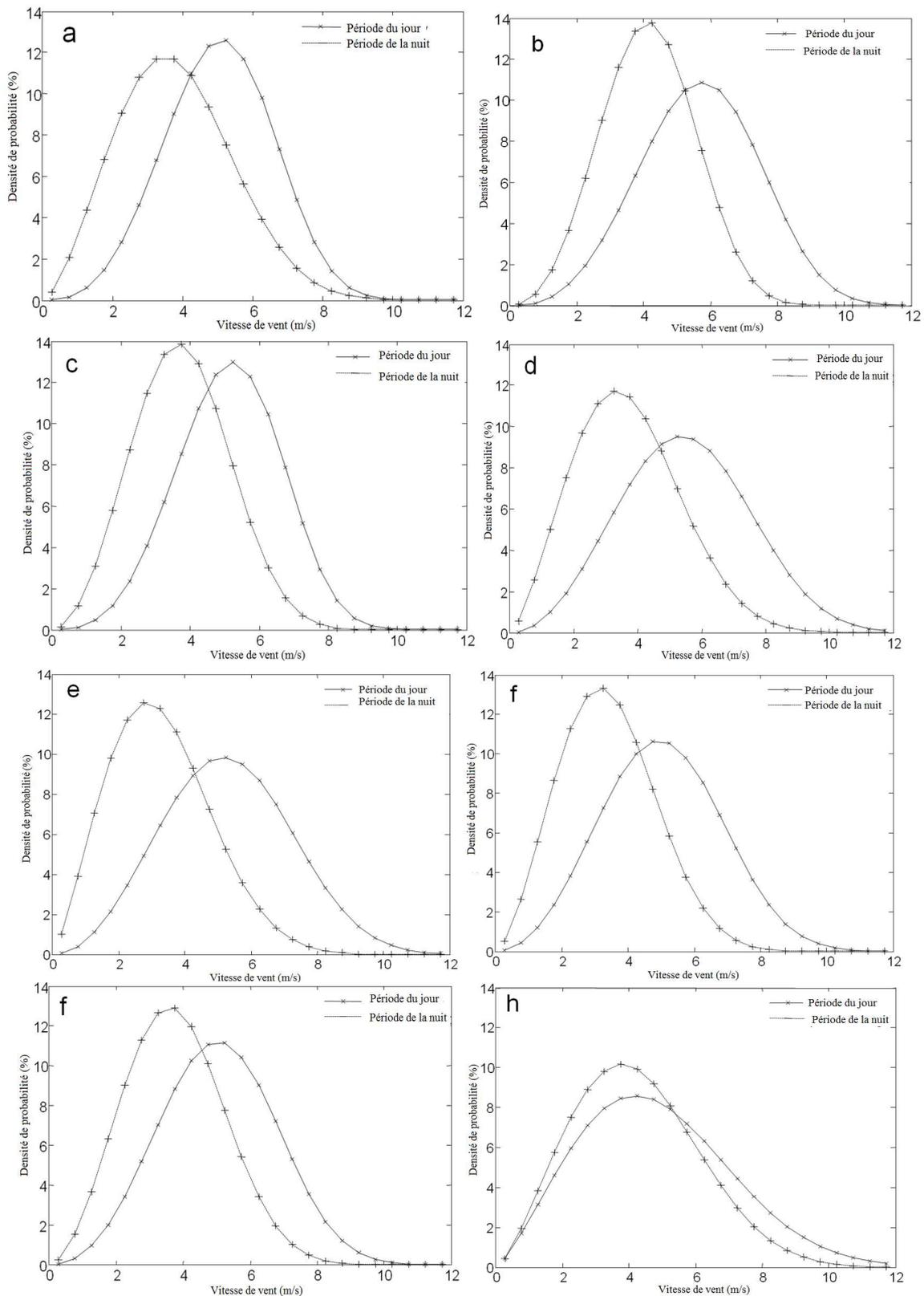


Figure II-16 : Comparaison entre les distributions diurne et nocturne de la vitesse du vent sur les sites (a) Kayar, (b) Potou, (c) Gandon, (d) Sine Moussa Abdou, (e) Botla, (f) Dara Andal, (g) Nguebeul and (h) Sakhor

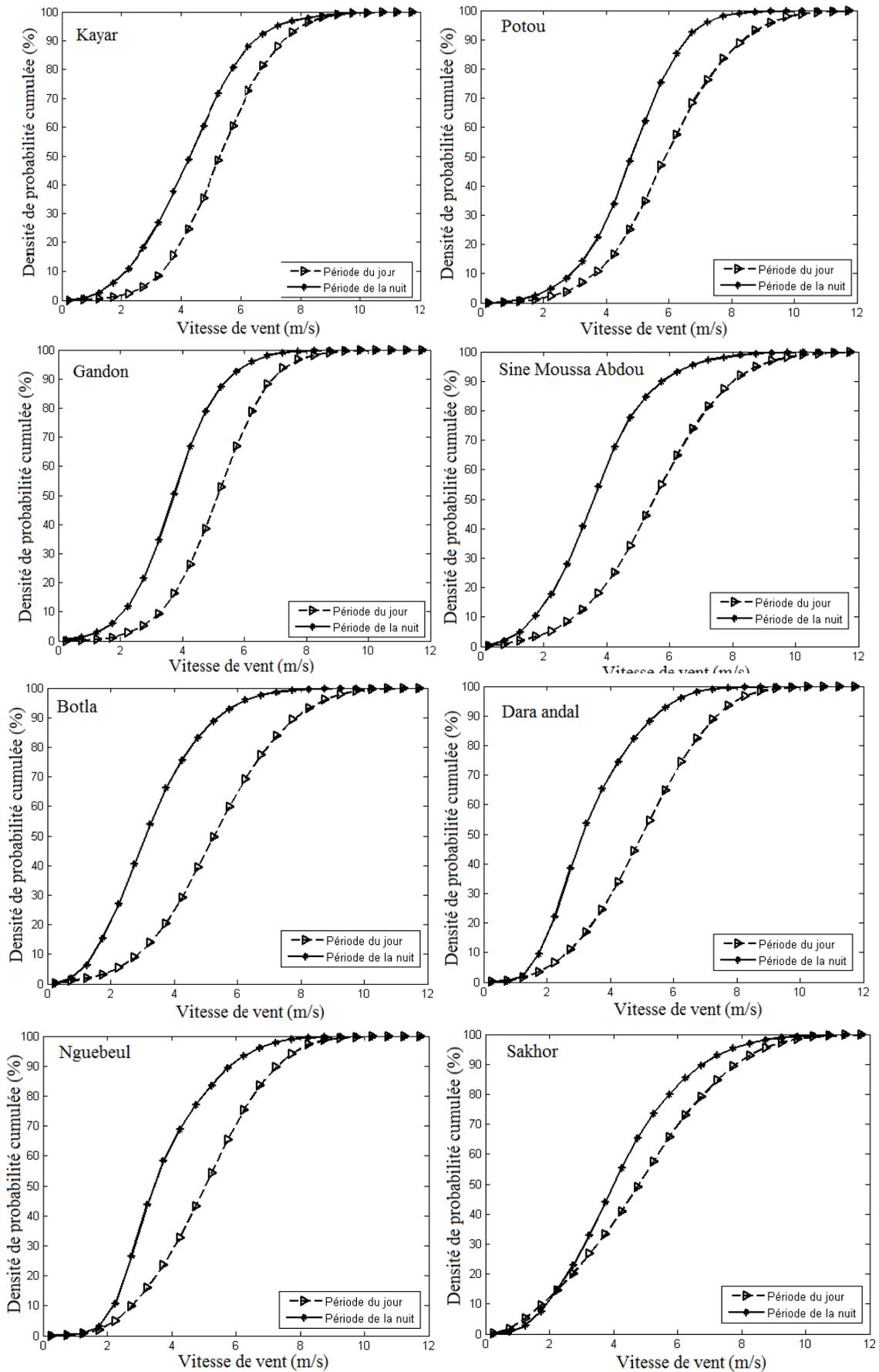


Figure II-17 : Comparaison de la fonction de répartition pendant la période du jour et de la nuit sur les sites

## **II.6.4. Comparaison des méthodes de calcul des paramètres de Weibull sur les sites d'étude**

### **II.6.4.1. Analyse statistique**

Dans l'ensemble, les quatre méthodes de calcul des paramètres de Weibull utilisées donnent des écarts quadratiques moyens faibles, compris entre 0,196 et 1,712 (tableau II-6). Cependant, la méthode de vraisemblance et la méthode du facteur d'irrégularité donnent des meilleurs résultats avec un coefficient de détermination compris entre 0,93 pour Nguebeul et 0,99 pour Sakhor (tableau II-6).

On peut noter que la méthode de vraisemblance est la plus adaptée pour calculer les paramètres de Weibull sur les sites Kayar, Potou, Gandon, Botla. Sur le site de Dara andal, Nguebeul et Sakho, la méthode du facteur d'irrégularité donne les meilleurs résultats. Pour les sites de Sine Moussa Abdou, c'est la méthode empirique qui est la plus adaptée.

La figure II-18 montre une bonne correspondance entre la distribution observée et celle théorique pour les différentes méthodes de calcul des paramètres de Weibul.

### **II.6.4.2. Densité de puissance théorique et observée**

La figure II-19 illustre l'évolution de la densité de puissance observée et celle calculée, cela en utilisant la méthode de calcul des paramètres de Weibull la plus adaptée sur chaque site.

Les résultats obtenus montrent que la densité de puissance calculée reste proche de celle mesurée avec un écart maximal de 1,54 % (méthode vraisemblance) sur le site de Botla.

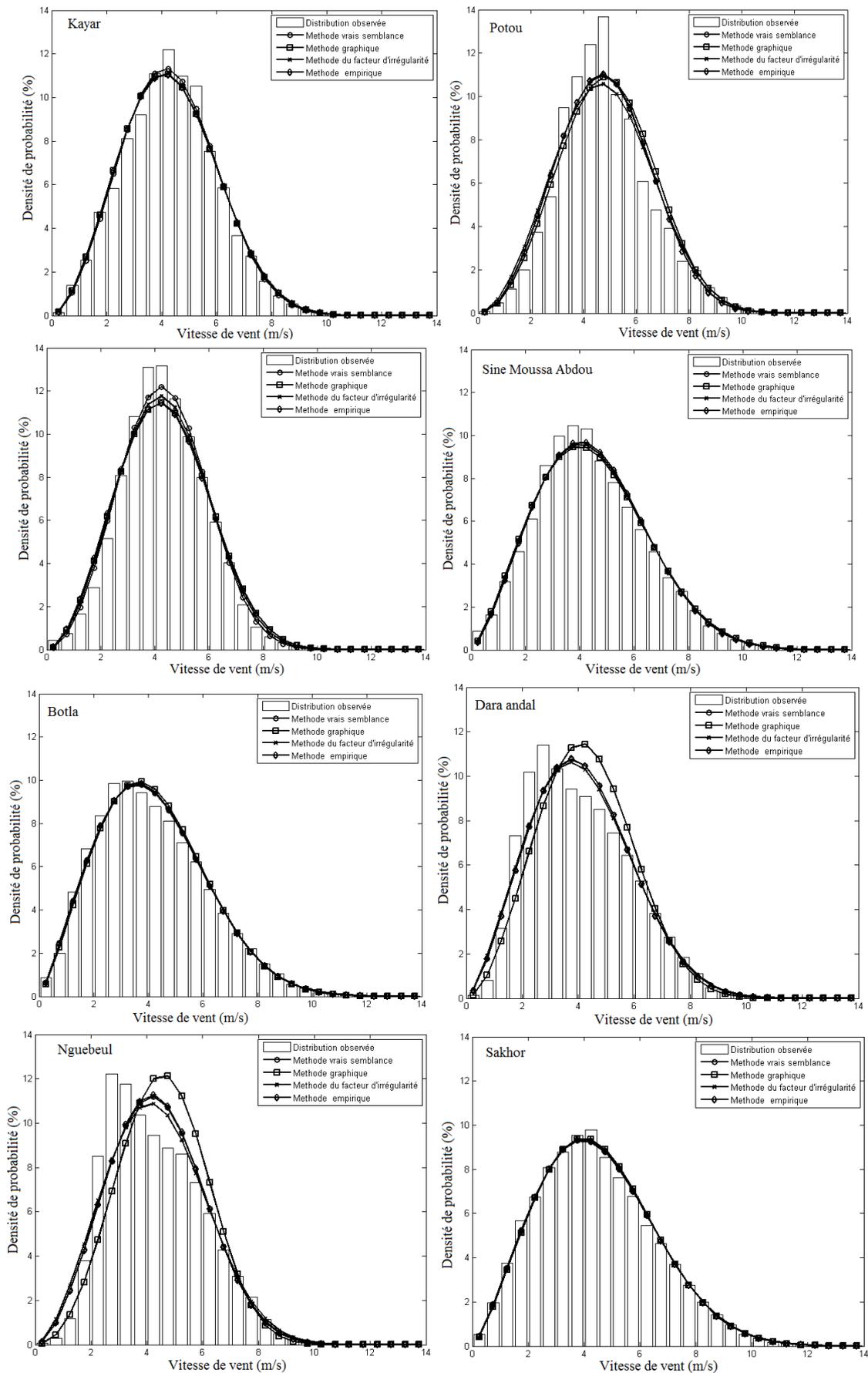


Figure II-18 : Densité de probabilité observée et théorique pour les différentes méthodes de calculs des paramètres de Weibull

Tableau II- 6: Paramètres des Weibull et statistiques pour les différentes méthodes de calcul

Site	Méthodes de calcul	c (m/s)	K	EQDM	R <sup>2</sup>	efd
Kayar	<b>vraisemblance</b>	<b>4,84890</b>	<b>2,77490</b>	<b>0,374470</b>	<b>0,992030</b>	<b>0,013731</b>
	Graphique	4,84480	2,70650	0,432720	0,989360	0,019735
	facteur d'irrégularité	4,85530	2,71190	0,425380	0,989720	0,017544
	Empirique	4,85600	2,70060	0,436640	0,989720	0,018311
Potou	<b>vraisemblance</b>	<b>5,36830</b>	<b>3,01420</b>	<b>0,879920</b>	<b>0,960700</b>	<b>0,038280</b>
	graphique	5,49610	3,06450	1,011400	0,948080	0,065077
	facteur d'irrégularité	5,38360	2,89390	0,965140	0,952720	0,040334
	empirique	5,37260	3,03500	0,875090	0,952720	0,039355
Gandon	<b>vraisemblance</b>	<b>4,84980</b>	<b>3,02160</b>	<b>0,436380</b>	<b>0,990810</b>	<b>0,018740</b>
	graphique	4,89490	2,84600	0,661270	0,978900	0,030099
	facteur d'irrégularité	4,86790	2,90990	0,564290	0,984630	0,026819
	empirique	4,87380	2,82330	0,677750	0,984630	0,034179
Sine Moussa	vraisemblance	5,04020	2,36970	0,388700	0,989000	0,016509
	graphique	5,04920	2,33790	0,410500	0,987730	0,019353
	facteur d'irrégularité	5,04640	2,37550	0,390360	0,988910	0,015298
	<b>empirique</b>	<b>5,04530</b>	<b>2,40510</b>	<b>0,383280</b>	<b>0,988910</b>	<b>0,013379</b>
Botla	<b>vraisemblance</b>	<b>4,70210</b>	<b>2,22060</b>	<b>0,303260</b>	<b>0,993040</b>	<b>0,010463</b>
	graphique	4,72110	2,27310	0,377770	0,989200	0,017965
	facteur d'irrégularité	4,70040	2,22450	0,306000	0,992910	0,010484
	empirique	4,70020	2,23700	0,319310	0,992910	0,011391
Dara Andal	vraisemblance	4,65460	2,47330	0,841460	0,956000	0,035425
	graphique	4,80510	2,78290	1,316800	0,892240	0,086657
	<b>facteur d'irrégularité</b>	<b>4,64640</b>	<b>2,42800</b>	<b>0,799480</b>	<b>0,960280</b>	<b>0,029773</b>
	empirique	4,64450	2,47340	0,835590	0,960280	0,033957
Nguebeul	vraisemblance	4,90970	2,77350	1,107300	0,932470	0,045067
	graphique	5,12020	3,21460	1,712300	0,838520	0,114810
	<b>facteur d'irrégularité</b>	<b>4,90750</b>	<b>2,68120</b>	<b>1,055700</b>	<b>0,938620</b>	<b>0,037311</b>
	empirique	4,90040	2,79250	1,114000	0,938620	0,045005
Sakhor	vraisemblance	5,06620	2,29280	0,198470	0,996840	0,006226
	graphique	5,07240	2,32650	0,230480	0,995730	0,008038
	<b>facteur d'irrégularité</b>	<b>5,06510</b>	<b>2,29020</b>	<b>0,196160</b>	<b>0,996910</b>	<b>0,005974</b>
	empirique	5,06460	2,30990	0,209940	0,996910	0,006352

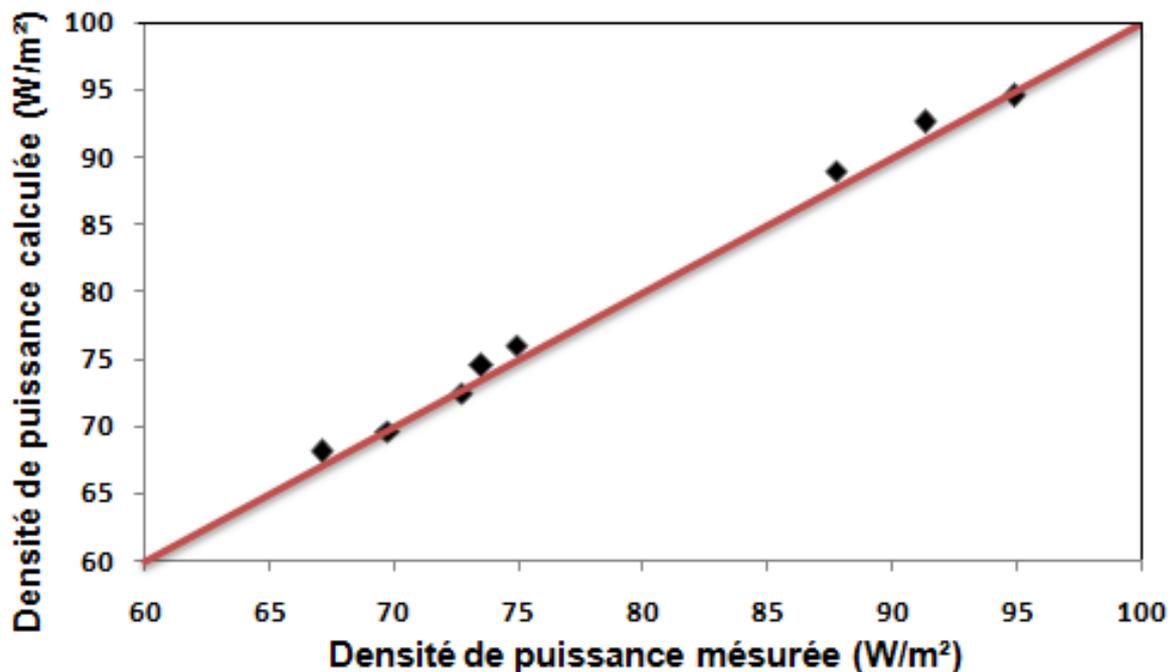


Figure II- 19: Densité de puissance observée et calculée

## II.6.5. Comparaison des distributions sur les différents sites

Les paramètres des cinq distributions (Weibull, Gamma, Normal, Log-normal et Rayleigh) ont été déterminés pour chaque site.

La figure II-20 montre que dans l'ensemble, les distributions observées et théoriques présentent les mêmes allures.

Le tableau II-7 donne les valeurs de ces paramètres calculés et le tableau II-8 montre les valeurs des paramètres statistiques permettant de comparer les distributions.

Tableau II-7 : Paramètres des distributions calculées sur tous les sites d'étude

Site	Weibull		Rayleigh		Gamma		Normal		Log normal	
	c	k	c	K	$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$	$\mu$	$\sigma$
Kayar	4,85	2,77	3,28	2,00	5,57	0,78	<b>4,32</b>	<b>1,68</b>	1,37	0,47
Potou	5,37	3,01	3,60	2,00	<b>7,26</b>	<b>0,66</b>	4,80	1,70	1,50	0,40
Gandon	4,85	3,02	3,26	2,00	6,54	0,66	<b>4,34</b>	<b>1,54</b>	1,39	0,44
Sine Moussa	<b>5,04</b>	<b>2,37</b>	3,46	2,00	4,19	1,07	4,47	1,99	1,37	0,56
Botla	<b>4,70</b>	<b>2,22</b>	3,26	2,00	3,81	1,09	4,16	1,98	1,29	0,57
Dara Andal	4,65	2,47	3,18	2,00	<b>4,96</b>	<b>0,83</b>	4,12	1,79	1,31	0,48
Nguebeul	4,91	2,77	3,31	2,00	6,35	0,69	4,36	1,69	<b>1,39</b>	<b>0,42</b>
Sakhor	<b>5,07</b>	<b>2,29</b>	3,50	2,00	4,04	1,11	4,49	2,08	1,37	0,55

### II.6.5.1 Analyse statistique

Pour les huit sites étudiés, les distributions adaptées sont celles qui possèdent les valeurs des écarts les plus faibles et le coefficient de détermination le plus élevée (tableau II-8).

Le tableau II-8 montre que la distribution de Weibull est la plus adaptée pour les sites Sine Moussa Abdou ( $c=5,0402$  m/s et  $k=2,3697$ ), Botla ( $c=4,7021$  m/s et  $k=2,2206$ ) et Sakhor ( $c=5,0662$  m/s et  $k=2,2928$ ).

Pour les sites Potou et Dara Andal, c'est la distribution de Gamma qui est la plus adaptée. Les coefficients obtenus pour cette distribution sont ( $\mu=7,2581$ ,  $\sigma=0,66135$ ) et ( $\mu= 4,9638$ ,  $\sigma=0,82999$ ) pour les deux sites respectivement.

La distribution normale est la plus adaptée pour les sites Kayar avec  $\mu=4,3184$  et  $\sigma=1,6798$  et Gandon avec  $\mu=4,3412$  et  $\sigma=1,5434$  et pour le site de Nguebeul c'est la distribution log-normal qui est la plus adaptée avec  $\mu=1,3923$  et  $\sigma=0,41678$ .

Dans l'ensemble, les paramètres statistiques calculés montrent que les distributions utilisées modélisent bien les distributions réelles avec un coefficient de détermination comprise entre 0,86 et 0,99.

La distribution de Rayleigh est la moins adaptée notamment pour les sites Kayar, Potou, Gandon et Nguebeul. Le coefficient de détermination obtenue sur ces sites est respectivement de 0,86, 0,79, 0,74 et 0,84.

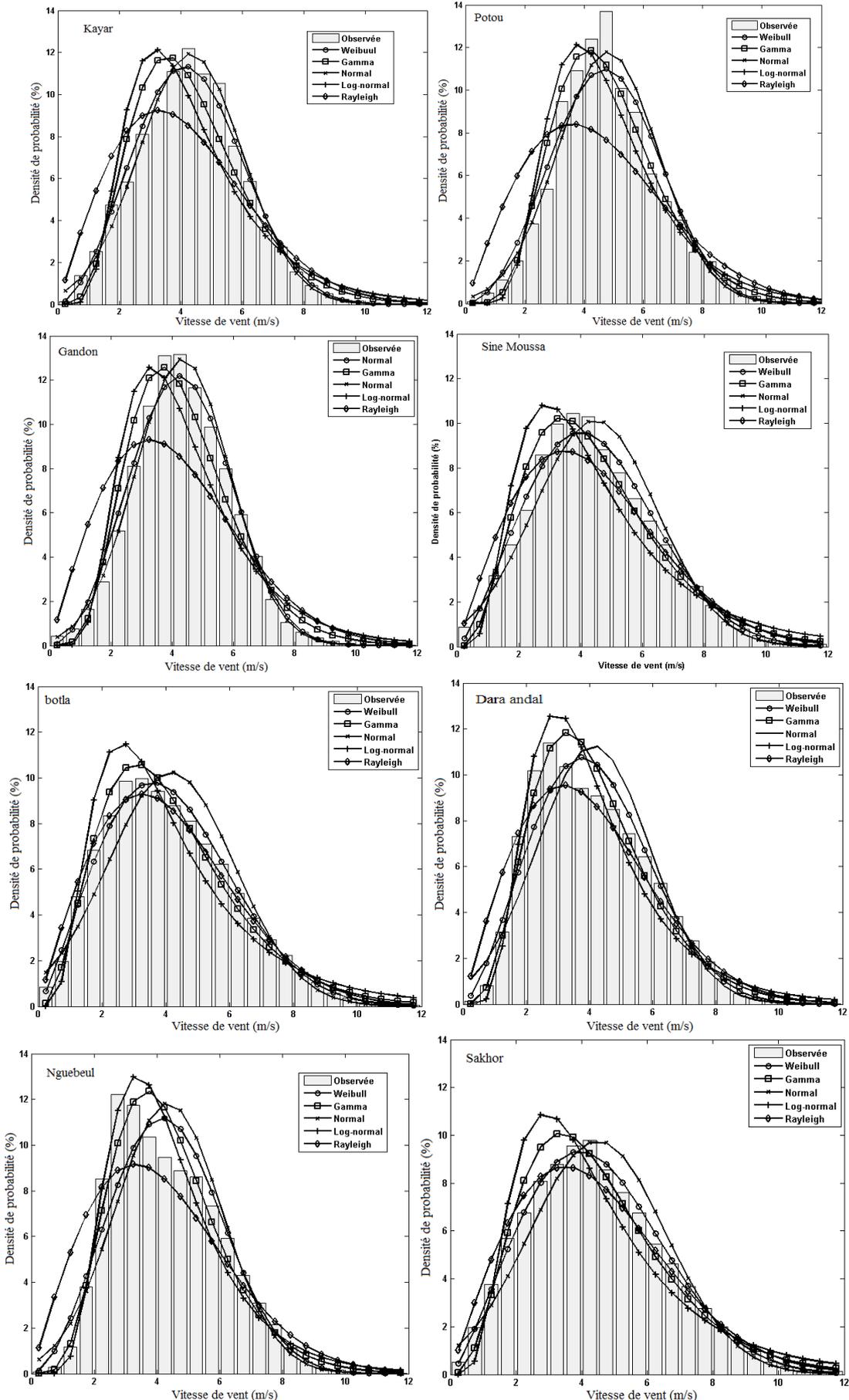


Figure II-20 : Distribution observée et théorique des différents modèles sur les sites d'étude

Tableau II- 8: Ecart quadratique moyen, coefficient de détermination et l'écart maximal entre les fonctions de rapartitions théorique et observée pour les sites.

Site	Distribution	EQDM	R <sup>2</sup>	EFD
Kayar	Weibull	0.350280	0.993080	0.013731
	Rayleigh	1.524400	0.868900	0.118450
	Gamma	0.979920	0.945830	0.054117
	<b>Normal</b>	<b>0.325800</b>	<b>0.994010</b>	<b>0.012611</b>
	Log normal	1.492700	0.874310	0.084736
Potou	Weibull	0.823090	0.966320	0.038280
	Rayleigh	2.044800	0.792160	0.167510
	<b>Gamma</b>	<b>0.668170</b>	<b>0.977810</b>	<b>0.030724</b>
	Normal	0.785030	0.969370	0.043926
	Log normal	1.047800	0.945430	0.056981
Gandon	Weibull	0.471360	0.989440	0.038740
	Rayleigh	2.302100	0.748070	0.153630
	Gamma	0.942130	0.957810	0.045888
	<b>Normal</b>	<b>0.418810</b>	<b>0.991660</b>	<b>0.021762</b>
	Log normal	1.598100	0.878590	0.076304
Sine Moussa	<b>Weibull</b>	<b>0.420080</b>	<b>0.986100</b>	<b>0.016509</b>
	Rayleigh	0.963700	0.926840	0.075230
	Gamma	0.664650	0.965200	0.037612
	Normal	0.813790	0.947830	0.040116
	Log normal	1.355700	0.855210	0.075095
Botla	<b>Weibull</b>	<b>0.327520</b>	<b>0.991440</b>	<b>0.010463</b>
	Rayleigh	0.441330	0.984460	0.035642
	Gamma	0.483510	0.981340	0.028609
	Normal	1.022400	0.916580	0.046887
	Log normal	1.113400	0.901060	0.058229
Dara Andal	Weibull	0.908880	0.948190	0.035425
	Rayleigh	1.051400	0.930670	0.074116
	<b>Gamma</b>	<b>0.736020</b>	<b>0.966030</b>	<b>0.027882</b>
	Normal	1.410500	0.875230	0.059179
	Log normal	0.914720	0.947530	0.047602
Nguebeul	Weibull	1.196000	0.920570	0.045067
	Rayleigh	1.682500	0.842830	0.126300
	Gamma	0.902960	0.954730	0.030111
	Normal	1.535600	0.869070	0.063551
	<b>Log normal</b>	<b>0.894480</b>	<b>0.955580</b>	<b>0.029907</b>
Sakhor	<b>Weibull</b>	<b>0.214790</b>	<b>0.995870</b>	<b>0.006226</b>
	Rayleigh	0.594030	0.968400	0.049481
	Gamma	0.624830	0.965040	0.034987
	Normal	0.802690	0.942300	0.036083
	Log normal	1.262500	0.857250	0.070369

### II.6.5.2. Densité de puissance théorique et observée

La figure II-21 montre que pour les vitesses du vent faibles, la distribution de la densité de puissance suit l'évolution de la densité de probabilité de ces vitesses. Cependant, pour les vitesses élevées, la distribution de la densité de puissance ne suit pas forcément la distribution de la densité de probabilité compte tenu du fait que la densité de puissance dépend du cube de la vitesse moyenne du vent. En effet, une légère variation de la vitesse du vent peut se traduire par un grand écart sur la distribution de la densité de puissance.

La figure II-22 donne la distribution de la densité de puissance théorique et observée. La densité de puissance théorique est calculée en utilisant la distribution la plus adaptée à celle observée. On peut noter (figure II-22) une bonne correspondance entre ces deux distributions avec un écart maximal de 11,25 % observé sur le site de Potou.

La figure II-23 montre l'évolution de la densité de puissance observée et celle calculée à partir de l'utilisation de la distribution théorique adaptée pour chaque site. Nous pouvons constater une bonne correspondance entre la densité de puissance théorique et celle observée. L'écart maximum est de 2 % pour le site de Kayar.

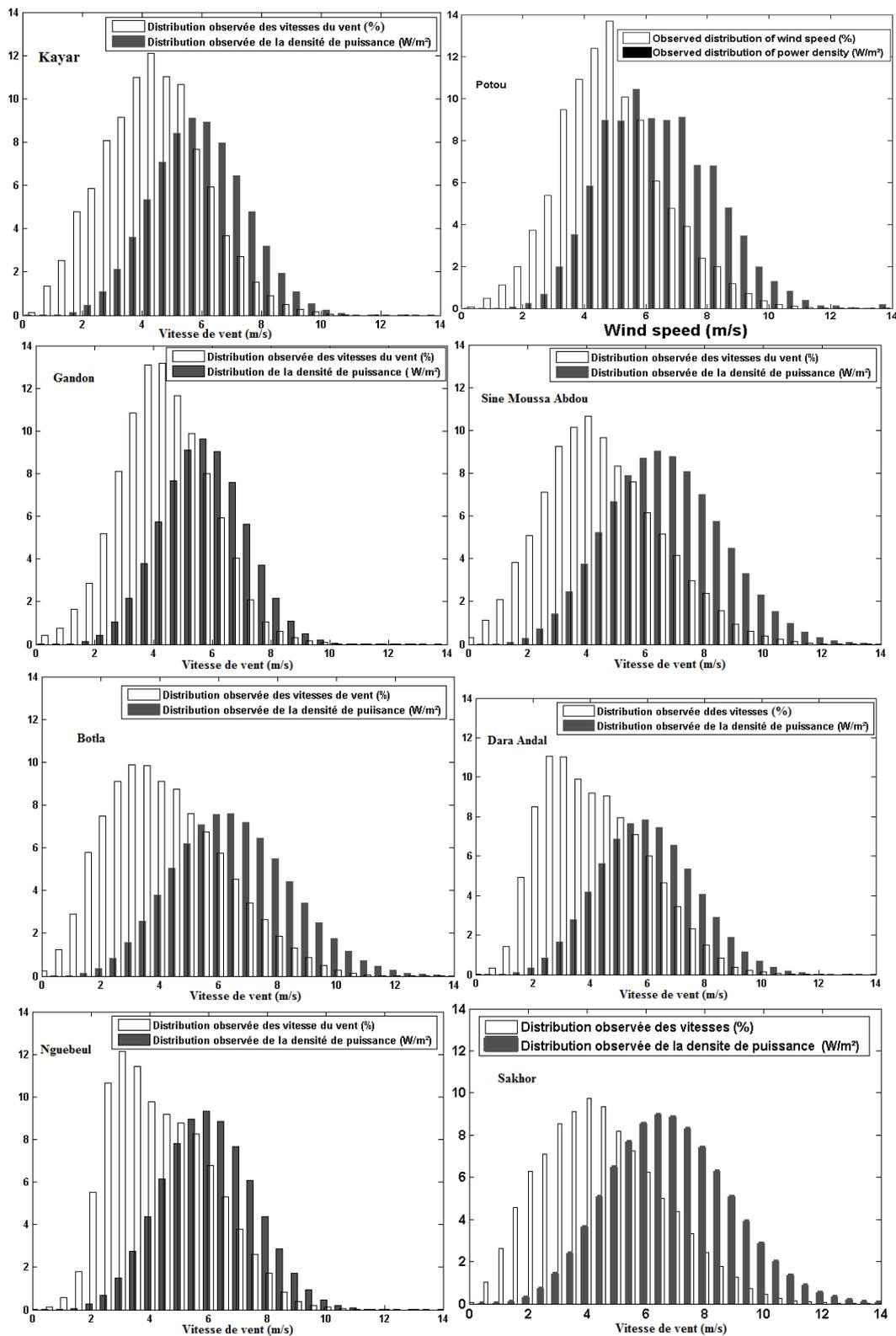


Figure II- 21: Distribution du vent et de la densité de puissance observées sur les sites d'étude

Chapitre II : Etude et modélisation du potentiel éolien d'un site : Caractéristiques diurnes et saisonnières de la vitesse du vent

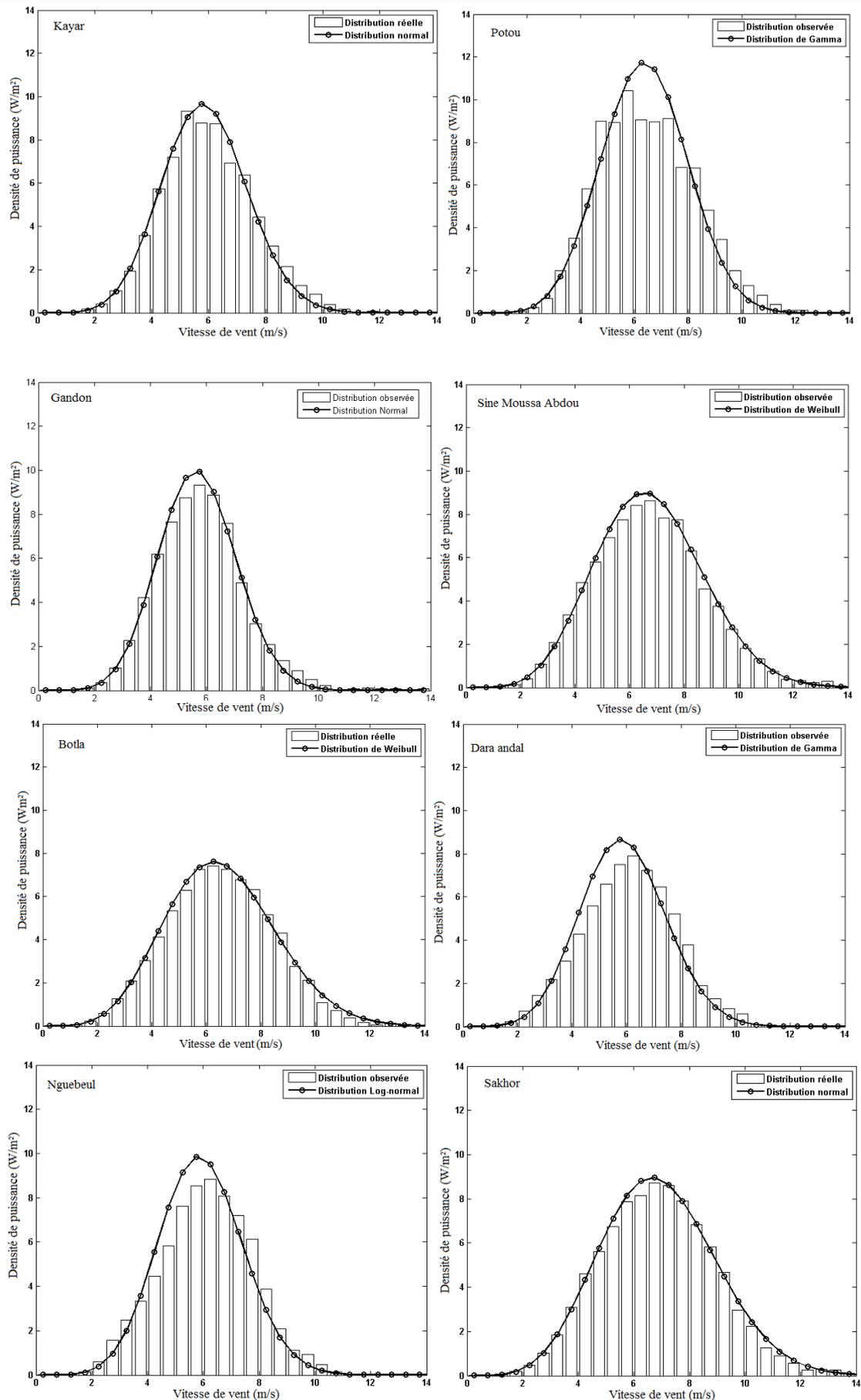


Figure II- 22: Densité de puissance théorique et observée sur les sites d'étude

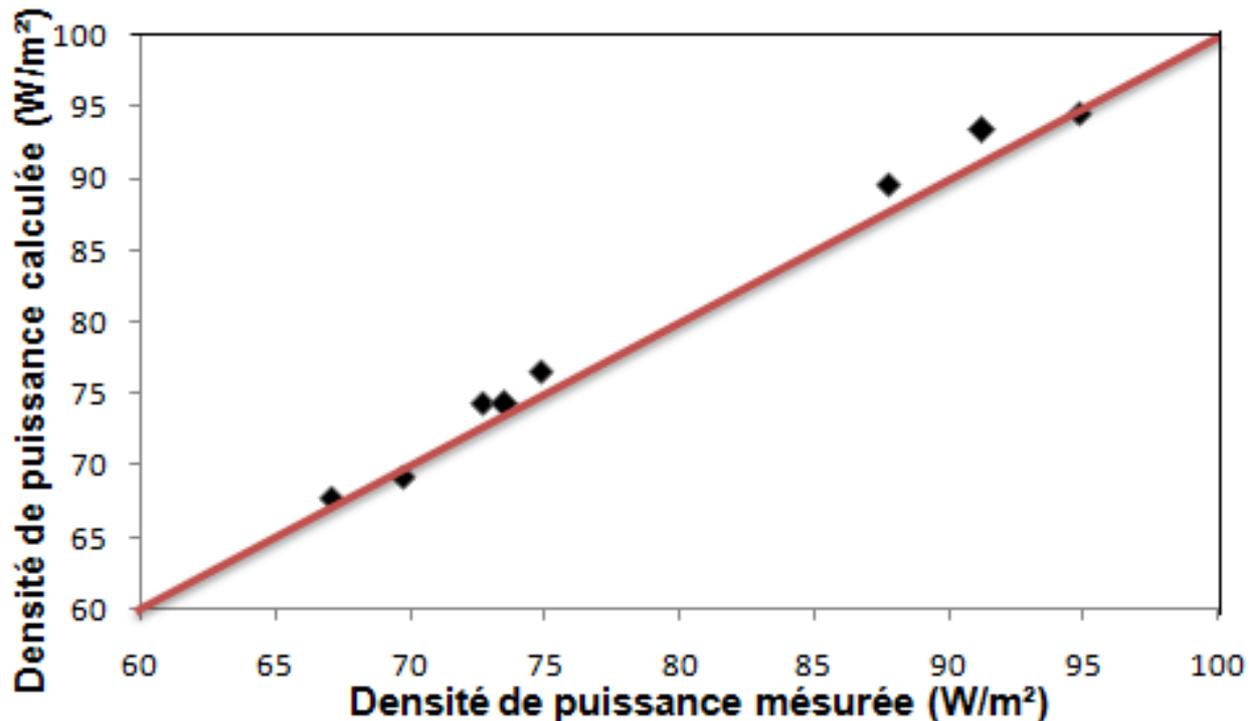


Figure II- 23: Densité de puissance théorique et observée sur les différents sites

## II.7. Validation du modèle d'un aérogénérateur sur le site de Sine Moussa

### Abdou

Afin d'étudier la validité du modèle de calcul de l'énergie produite par un aérogénérateur donné par l'équation I-7, des mesures de la vitesse du vent et de la puissance de sortie de l'aérogénérateur Montana installé à la hauteur 12 m ont été réalisées sur le site de Sine Moussa Abdou situé dans la région de Thiès (15.42° nord, 16.28° ouest). Ces mesures couvrent la période de mars à novembre 2010. La figure II-24 indique la courbe de puissance de l'aérogénérateur Montana utilisé pour cette étude.

La vitesse du vent et la puissance de l'aérogénérateur sont mesurées toutes les 10 minutes et couvrent la période de neuf mois (de mars à novembre 2010).

L'analyse statistique des données du vent a permis de calculer les paramètres de forme (k) et d'échelle (c) de Weibull pour chaque mois. Les résultats sont donnés dans le tableau II-9. Ces résultats sont ensuite utilisés pour estimer l'énergie produite par l'aérogénérateur à la hauteur 12 m en utilisant l'équation I-7.

L'énergie produite par l'aérogénérateur est aussi évaluée sur le site de Sine Moussa Abdou à la hauteur 12 m pour chaque mois. La figure II-25 montre une bonne corrélation entre les valeurs mesurées et les valeurs calculées de cette énergie. En effet, l'écart maximal entre l'énergie mesurée et celle calculée est de 14,72 % observée en Août-2010.

Tableau II-9 : Paramètres du potentiel éolien et de l'énergie mensuelle produite par l'aérogénérateur Montana

Mois	Paramètre d'échelle (m/s)	Paramètre de forme (-)	Vitesse moyenne de vent (m/s)	Energie produite calculée à partir des mesures (kWh)	Energie produite calculée par le modèle (kWh)	Ecart (%)
Mars	5,31	2,73	5,72	193,03	216,91	12,37
Avril	5,76	2,51	5,19	345,48	325,73	5,72
Mai	5,94	2,50	5,36	380,30	371,69	2,26
Juin	5,80	2,70	5,22	254,99	260,37	2,11
Juillet	5,66	2,82	5,05	248,99	248,07	0,37
Aout	5,03	2,63	4,47	172,89	198,34	14,72
Septembre	3,98	2,63	3,54	87,78	83,33	5,07
Octobre	4,40	2,40	3,89	151,50	159,15	5,05
Novembre	4,82	2,65	4,27	187,13	163,27	12,75

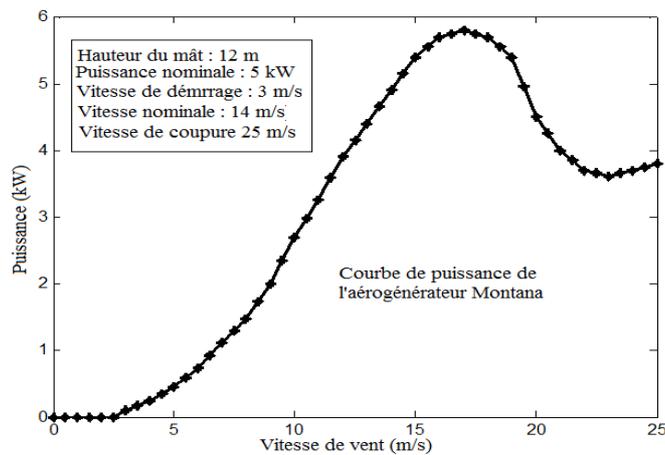


Figure II-24 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Montana

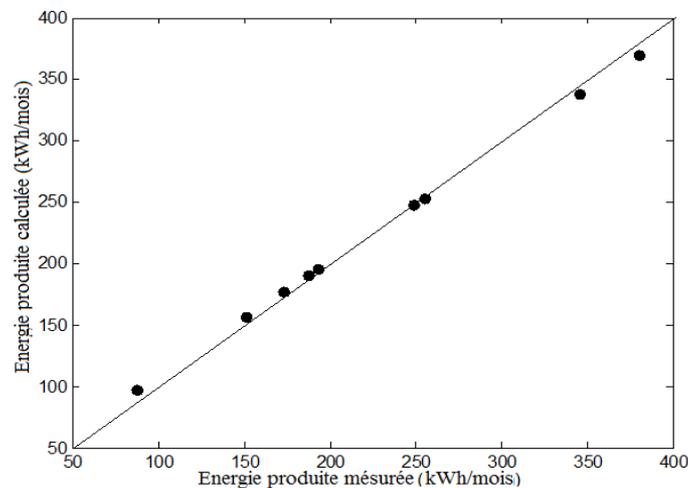


Figure II-25 : Corrélation entre l'énergie produite et celle calculée

## II.8. Etude du choix d'un type d'aérogénérateur adapté aux potentiels disponibles sur la côte nord-ouest du Sénégal

### II.8.1. Caractéristiques des aérogénérateurs utilisés

Le tableau II-10 illustre les caractéristiques d'une technologie d'aérogénérateurs disponibles sur le marché (BWE, 2006). La puissance nominale de ces aérogénérateurs est comprise

entre 640 kW et 2000 kW pour les aérogénérateurs de grande puissance et entre 250 W et 10 kW pour les aérogénérateurs de petite puissance.

Pour les aérogénérateurs de grande puissance, la vitesse de démarrage est comprise entre 3 et 4 m/s et la vitesse nominale est comprise entre 13 et 14,50 m/s. Les aérogénérateurs de petite puissance ont une vitesse de démarrage comprise entre 2 et 3,5 m/s et une vitesse nominale comprise entre 8 et 14 m/s pour.

Tableau II-10 : Caractéristiques techniques des aérogénérateurs utilisés dans cette étude

Type d'aérogénérateur	Puissance nominale $P_r$ (kW)	Surface balayée $S$ (m <sup>2</sup> )	Vitesse de démarrage $V_{ci}$ (m/s)	Vitesse nominale $V_r$ (m/s)	Vitesse de coupure $V_{co}$ (m/s)	Hauteur d'installation (m)
<b>Aérogénérateur de grande puissance</b>						
Ecotècnia 44	640	1521	4	14.5	15	45
Ecotècnia 48	750	1838	4	14.5	25	45
Ecotècnia 62	1250	3019	3	13.5	25	60
Ecotècnia 80	1670	5027	3	14	25	70
Repower	2000	5278	4	13	25	100
<b>Aérogénérateur de petite puissance</b>						
Inclin 250	0.250	1.43	3	11	13	7
EolSenegal 500	0.5	7.06	2	9	12	18
Inclin 600	0.600	3.14	3.5	11	13	7
Inclin 1500	1.500	6.42	3.5	12	12	7
Montana	5.6	19.6	2.5	14	25	12
Inclin 6000	6.00	12.6	3.5	12	14	9
Aircon 10	10	39.6	2.5	11	35	18
Alize	10	38.5	3	12	25	18
BW Excel	10	38.5	3.5	13	25	18

## II.8.2. Energie produite et facteur d'utilisation

### II.8.2.1. Facteur d'utilisation des aérogénérateurs

Le tableau II-11 présente les facteurs d'utilisation des aérogénérateurs, calculés sur les huit sites. On peut noter que le facteur d'utilisation est plus élevé sur le site de Sakhor et plus faible sur le site de Gandon pour tous les aérogénérateurs.

On peut aussi noter que les aérogénérateurs dont la puissance nominale est supérieure à 10 kW présentent des facteurs d'utilisation plus faible que les autres de puissance nominale inférieure.

Par exemple, le facteur d'utilisation est de 13 % pour l'éolienne BW Excel de puissance nominale de 10 kW et de 34 % pour l'aérogénérateur EolSenegal de puissance nominale de 500 W sur le site de Sakhor. Il est de 4 % et 14 % sur le site de Gandon pour les mêmes aérogénérateurs respectivement.

Ceci s'explique par les faibles valeurs des vitesses de démarrage et nominale des aérogénérateurs de faible puissance.

Pour les aérogénérateurs de grande puissance, c'est le Repower qui a le facteur d'utilisation le plus élevé sur tous les sites, jusqu'à 26 % sur le site de Sakhor.

### II.8.2.2. Energie produite par les aérogénérateurs

Le tableau II-12 montre que l'énergie produite par les aérogénérateurs est plus élevée sur le site de Sakhor que les autres sites. Elle est plus grande pour les aérogénérateurs de grande puissance que pour les aérogénérateurs de petite puissance.

Par exemple, pour les aérogénérateurs de grande puissance, l'énergie produite est de 219690 kWh/an pour l'aérogénérateur Ecotècna 44 sur le site de Gandon et de 4517900 kWh/an pour l'aérogénérateur Repower sur le site de Sakhor. Pour les aérogénérateurs de petite puissance, l'énergie calculée est de 148 kWh/an pour l'aérogénérateur Inclon 250 et de 19282 kWh/an pour l'aérogénérateur Aircon-10 sur les mêmes sites.

Tableau II-11 : Facteur d'utilisation (%) des aérogénérateurs sur les différents sites

Type d'aérogénérateur	Kayar	Potou	Gandon	Sakhor	Sine Moussa Abdou	Botla	Dara Andal	Nguebeul
<b>Aérogénérateur de grande puissance</b>								
Ecotècna 44	5	11	4	19	17	14	14	10
Ecotècna 48	5	11	4	20	17	15	14	10
Ecotècna 62	8	15	6	26	22	19	19	14
Ecotècna 80	7	14	5	24	21	17	17	13
<b>Repower</b>	<b>8</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>14</b>
<b>Aérogénérateur de petite puissance</b>								
Inclin 250	8	18	7	21	19	16	15	13
<b>EolSenegal 500</b>	<b>17</b>	<b>30</b>	<b>14</b>	<b>34</b>	<b>32</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>25</b>
Inclin 600	7	17	6	19	18	15	14	12
Inclin 1500	6	13	5	15	14	12	11	9
Montana	5	12	4	13	11	10	9	7
Inclin 6000	6	14	5	16	14	12	11	9
Aircon 10	9	20	7	22	20	18	16	14
Alize	6	15	5	17	15	14	12	10
BW Excel	4	12	4	13	12	10	9	8

Tableau II-12 : Energie (kWh/an) calculée à la sorties des aérogénérateurs sur les différents sites sur la période d'une année

Type d'aérogénérateur	Kayar	Potou	Gandon	Sakhor	Sine Moussa Abdou	Botla	Dara Andal	Nguebeul
<b>Aérogénérateur de grande puissance</b>								
Ecotècna 44	294 110	605 600	219 690	1 076 300	943 340	802 160	773 310	573 000
Ecotècna 48	344 660	712 810	257 450	1 340 500	1 143 600	954 050	924 110	672 480
Ecotècna 62	841 490	1 618 000	636 020	2 815 400	2 450 600	2 088 800	2 035 000	1 525 200
Ecotècna 80	10 08 600	1 977 700	750 360	3 484 100	3 016 100	2 554 500	2 509 800	1 841 000
<b>Repower</b>	<b>1 279 500</b>	<b>2 498 600</b>	<b>1 000 900</b>	<b>4 517 900</b>	<b>3 920 000</b>	<b>3 335 000</b>	<b>3 152 200</b>	<b>2 444 600</b>
<b>Aérogénérateur de petite puissance</b>								
Inclin 250	179	396	148	451	413	359	329	287
<b>EolSenegal 500</b>	<b>733</b>	<b>1 296</b>	<b>634</b>	<b>1 470</b>	<b>1 391</b>	<b>1 231</b>	<b>1 180</b>	<b>1 088</b>
Inclin 600	379	871	312	1 012	925	789	726	635
Inclin 1500	737	1 763	596	2 007	1 834	1 586	1 440	1 234
Montana	2 238	5 944	1 742	6 247	5 569	5 048	4 314	3 474
Inclin 6000	2 947	7 338	2 384	8 367	75 43	6 478	5 815	4 950
Aircon 10	7 857	1 7294	6 481	19 282	17 614	15 501	14 078	12 178
Alize	5 589	1 3477	4 527	15 029	13 561	11 851	10 583	8 971
BW Excel	3 909	1 0410	3 103	11 627	10 366	8 981	7 894	6 567

## II.9. Conclusion

Dans ce chapitre, des méthodologies d'évaluation du potentiel éolien, de modélisation de la distribution de la vitesse du vent et de calcul des paramètres de Weibull sont proposées.

Ces méthodologies sont en suite appliquées en utilisant les données du vent collectées par pas de 10 minutes sur huit sites situés sur la côte nord-ouest du Sénégal. Une attention particulière est réservée à l'étude de l'influence de variation horaire et saisonnière sur les caractéristiques du vent sur ces sites.

Les résultats de l'évaluation du potentiel éolien ont montré que la vitesse du vent sur ces sites est favorable pour la production d'électricité à l'aide d'aérogénérateurs, notamment les aérogénérateurs de petite puissance.

La longueur de rugosité et le coefficient de cisaillement calculés pour chaque site ont montré que le site de Nguebeul présente plus de perturbations sur la vitesse du vent dues à la présence d'obstacles sur ce site.

L'analyse des variations du vent sur les sites a montré que la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance sur la côte nord ouest du Sénégal sont plus élevées pendant la saison sèche que pendant la saison des pluies. De même cette analyse a montré que le potentiel éolien est plus important pendant le jour que la nuit. Les résultats ont aussi montré que la direction nord est la direction dominante du vent sauf pour celui de Sakhor qui est caractérisé par l'existence de deux directions dominantes, le nord-est et le sud-ouest.

Afin de modéliser les variations du vent sur ces sites une comparaison entre plusieurs distributions est réalisée. Pour le calcul des coefficients de ces différentes distributions, plusieurs méthodes ont été exploitées. Les résultats obtenus avec la méthode de vraisemblance ont montré que, dans l'ensemble, les différentes distributions donnent de bons résultats avec des coefficients de détermination d'au moins 86 %.

L'étude des variations de la puissance de sortie d'un aérogénérateur sur le site de Sine Moussa Abdou nous a permis de valider un modèle théorique de la variation de la puissance utilisé dans les simulations.

Les résultats obtenus avec l'étude de choix d'un aérogénérateur adapté sur les différents sites ont montré que les aérogénérateurs de petite puissance sont plus adaptés pour une application en site isolé car ils pourront fonctionner plus de temps sur ces sites que les autres. Dans ce cas d'utilisation, le système de stockage sera moins sollicité, ce qui permet d'augmenter la durée de vie des batteries. Cependant pour les applications connectés sur le réseau, les aérogénérateurs de grande puissance produisent plus d'énergie bien qu'ayant un facteur d'utilisation plus faible.

Le chapitre suivant traite de l'étude et de la modélisation du potentiel solaire afin de mieux compléter la caractérisation énergétique des sites d'étude.

## Chapitre III : Méthodologie de caractérisation du potentiel solaire d'un site

### III.1. Introduction

L'énergie solaire est l'une des ressources d'énergie renouvelable les plus abondantes. Elle peut être utilisée aussi bien pour la production de chaleur que pour la production d'électricité. Toutefois, L'énergie solaire disponible dépend fortement de sa variabilité spatiale et temporelle. Une bonne connaissance de son potentiel est, donc, nécessaire pour la conception, l'installation et l'étude de performance des systèmes solaires adaptés (El-Sebaï, 2010).

La détermination du potentiel solaire d'un site nécessite d'avoir des mesures réelles sur le rayonnement solaire effectuées à l'aide des capteurs (pyranomètres, pyréliomètres, etc.) sur un site donné.

Cependant, compte tenu des coûts des équipements de mesure, on a souvent recours à des modèles afin d'estimer le potentiel solaire d'un site (Kaplanis, 2006 ; Madkour, 2006). La plupart des travaux utilisent des modèles empiriques d'estimation du rayonnement solaire.

On peut citer, à titre d'exemple, le modèle de Hottel (Hottel, 1976 ; Yamashiro, 2007) qui utilise le rayonnement solaire direct sur un plan horizontal et le modèle de Liu Jordan (Yamashiro, 2007) qui permet d'estimer le rayonnement solaire diffus sur un plan horizontal. Cependant, l'atténuation du rayonnement solaire due essentiellement à la composition de l'atmosphère terrestre n'est pas prise en considération dans ces travaux. Or, il est connu que le rayonnement solaire est largement influencé par les aérosols et les nuages (Drame et al., 2012 ; Power, 2001 ; Camara et al. 2012 ; Liancong et al., 2010). Il est donc important de prendre en compte dans la modélisation du rayonnement solaire, l'atténuation du rayonnement solaire due essentiellement à ces deux paramètres.

L'objectif de cette partie du travail est, donc, d'une part d'évaluer le potentiel solaire en utilisant les données réelles mesurées et d'autre part de proposer un modèle adéquat pour estimer le rayonnement solaire. Les mesures effectuées serviront à valider le modèle choisi suivant des critères scientifiques.

Les mesures du rayonnement solaire sont effectuées à l'aide des pyranomètres et pyréliomètres installés dans plusieurs sites au Sénégal. Ces mesures ont permis de calculer l'énergie solaire disponible et d'effectuer une analyse de variation de l'indice de clarté.

### III.2. Généralités sur le rayonnement solaire

Le soleil, situé aux environs de  $150.10^6$  kilomètres de la terre (Kalogiro, 2009) émet un rayonnement électromagnétique, appelé rayonnement solaire, qui est approximativement celui qu'émettrait un corps noir à la température 5770 K.

Le rayonnement solaire reçu au sol couvre un domaine très étendu de longueurs d'onde appelé spectre solaire, allant de  $10^{-4}$  micromètres ( $\mu\text{m}$ ) jusqu'à  $10^6$  centimètres (cm). Ce spectre du rayonnement solaire est subdivisé principalement en 3 parties (figure III-1) :

- l'ultraviolet (UV) : longueurs d'onde comprises entre 0  $\mu\text{m}$  et 0,4  $\mu\text{m}$  (8 %) ;
- le visible : longueurs d'onde comprises entre 0,4  $\mu\text{m}$  et 0,75  $\mu\text{m}$  (46 %) ;
- l'infrarouge : longueurs d'onde comprises entre 0,75  $\mu\text{m}$  et 24  $\mu\text{m}$  (46 %).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à un éclaircissement moyen de  $1367 \text{ W/m}^2$ , à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci (Ndong, 2003). L'atmosphère en absorbe et/ou en diffuse toutefois une partie de sorte que l'éclaircissement atteignant la surface terrestre dépasse rarement  $1200 \text{ W/m}^2$  (Ould Bilal, 2010a).

La rotation et l'inclinaison de la terre font également que le rayonnement solaire disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, les brouillards, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques entraînent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire.

L'exploitation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose donc un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible. Le concepteur d'un système qui exploite le rayonnement solaire comme source d'énergie doit alors déterminer la quantité d'énergie solaire à l'endroit visé et l'intervalle de temps où cette énergie est disponible.

La figure III-1 illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère (Bernard, 2007).

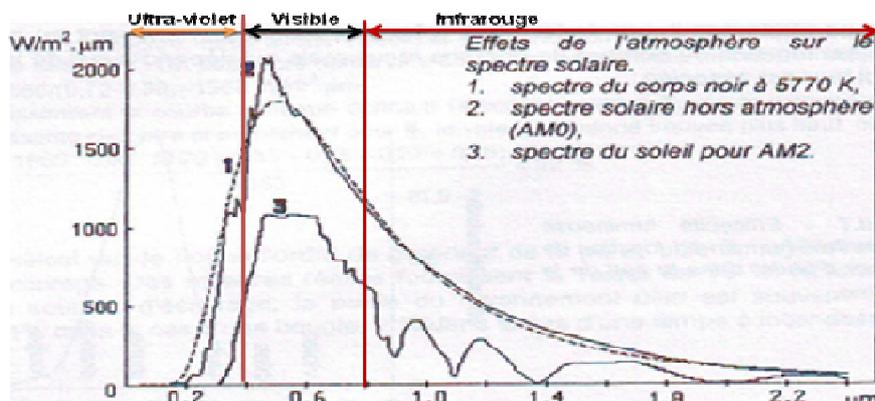


Figure III-1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire

### III.2.1 Mesure du rayonnement solaire

L'ensoleillement correspond à l'intensité du rayonnement solaire reçu sur un plan à un moment donné. Il s'exprime habituellement en Watt par mètre carré ( $W/m^2$ ). Il varie de zéro, au lever et au coucher du soleil à sa valeur maximale typiquement au midi solaire.

L'irradiation est la quantité d'énergie solaire reçue par un plan pendant un intervalle de temps donné. Il s'exprime habituellement en kiloWattheure par mètre carré par jour ( $kWh/m^2/j$ ), ou en «heure de soleil maximum», pour un intervalle de temps déterminé, une journée ou une heure. Par exemple :  $1 kWh/m^2/j = 1$  heure de soleil maximum =  $1000 W/m^2$ .

Les valeurs quotidiennes de l'énergie solaire sont souvent présentées sous forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet de conditions météorologiques différentes).

La meilleure façon d'évaluer le potentiel solaire sur un site donné est d'effectuer une campagne de mesure du rayonnement solaire sur une période assez longue.

### III.2.2. Influence de rotation de la terre sur les caractéristiques du rayonnement solaire

La terre décrit autour du Soleil une trajectoire elliptique dont le soleil occupe un foyer (figure III-2). La distance terre-soleil varie de  $\pm 1,69\%$  au cours de l'année du fait de la légère excentricité (**e**) de l'orbite terrestre avec  $e = 0,017$  (Garg, 1982).

On appelle déclinaison solaire  $\delta$ , l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur (figure III-2). La déclinaison vaut donc  $+23,45^\circ$  chaque 21 juin et  $-23,45^\circ$  chaque 21 décembre. Elle est nulle aux équinoxes : le 21 mars ou le 21 septembre (Kalogiro, 2009). Cette déclinaison est responsable des saisons car dans l'hémisphère Nord, les rayons arrivent au sol avec un angle plus élevé de juin en septembre, et plus bas sur l'horizon de décembre en mars (ou le contraire dans l'hémisphère sud). Elle explique aussi que les différences saisonnières soient plus marquées vers les hautes latitudes.

Les mouvements de rotation et de révolution de la terre ainsi que sa déclinaison font que l'ensoleillement reçu à la surface de la terre varie selon la période de l'année. Ainsi, l'intensité du rayonnement solaire est plus faible lorsqu'on tend vers les pôles compte tenu de l'angle d'incidence des rayons alors qu'au niveau des tropiques et de l'équateur, l'ensoleillement est plus intense. Il est également faible si la quantité des particules contenues dans l'atmosphère terrestre, traversé par les rayons, est considérable.

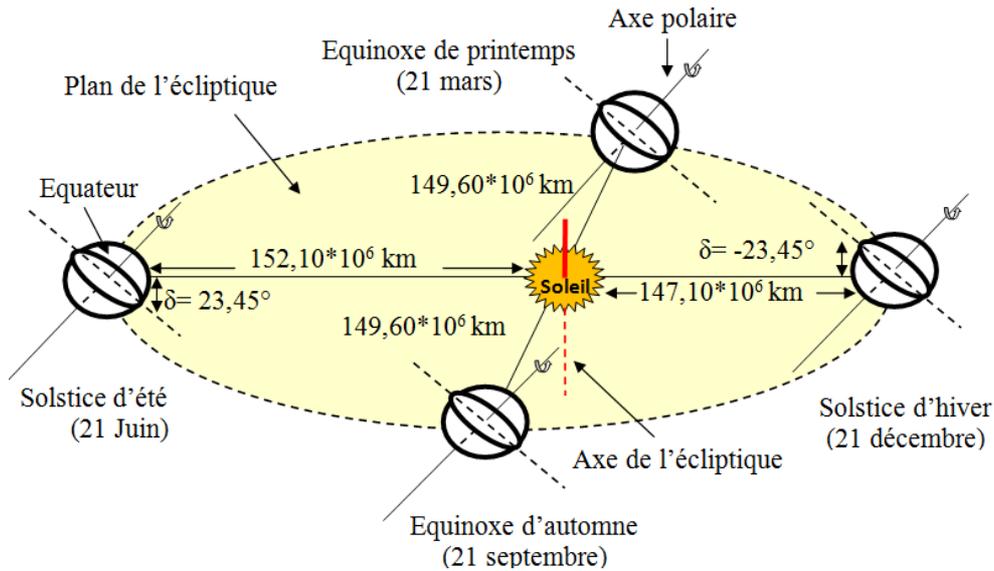


Figure III-2 : Révolution de la terre au tour du soleil

### III.2.3. Géométrie solaire : hauteur solaire et azimut

La détermination du rayonnement solaire reçu au sol dépend entre autre du lieu géographique du site et de la composition de l'atmosphère terrestre. Compte tenu de la révolution de la terre au tour de son axe polaire et au tour du soleil, la position du soleil sur sa trajectoire change d'une heure à l'autre et d'une journée à l'autre vis-à-vis d'un lieu géographique bien déterminé sur le globe terrestre.

En effet, du lever au coucher du soleil, le soleil parcourt une trajectoire fictive (figure III-3). La position du soleil sur sa trajectoire est déterminée par deux coordonnées à savoir la hauteur solaire ( $h_s$ ) et l'azimut ( $Az$ ).

La hauteur solaire ( $h_s$ ) est définie comme étant l'angle que fait la direction du soleil par rapport au plan horizontal qui passe par l'observateur. Il est calculé par l'équation III-1. Or, l'azimut ( $Az$ ) caractérise l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, compté positivement vers l'ouest, comme la montre la figure III-3. L'Azimut peut être calculé par l'équation III-5 (ASHRAE, 1975).

$$\sin(h_s) = \cos(\varphi) = \sin(L) \cdot \sin(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w) \quad (III-1)$$

où,

$L(^{\circ})$  est la latitude du lieu ;

$\varphi(^{\circ})$  est l'angle zénithal ( $\varphi(^{\circ}) = 90^{\circ} - h_s(^{\circ})$ ) ;

$\delta(^{\circ})$  est la déclinaison solaire donnée par l'équation III-2 (ASHRAE, 2007) ;

$w(^{\circ})$  est l'angle horaire donné par l'équation III-3.

$$\delta = 23,5 \cdot \sin \left[ \frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad (\text{III-2})$$

$$w = 15 \cdot (T_s - 12) \quad (\text{III-3})$$

$$T_s = T_U + \frac{L_g}{15} + \frac{ET}{60} \quad (\text{III-4})$$

Où ;

$T_U$  (h) est le temps universel ;

$T_s$  (h) est le temps solaire vrai ;

$L_g$  (°) est la longitude du lieu ;

$E_T$  (min) est la correction de l'équation du temps due à la variation de la vitesse de la terre sur sa trajectoire autour du soleil (Ould Bilal, 2010a ; Kalogiro, 2009).

$$\sin(Az) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(w)}{\cos(hs)} \quad (\text{III-5})$$

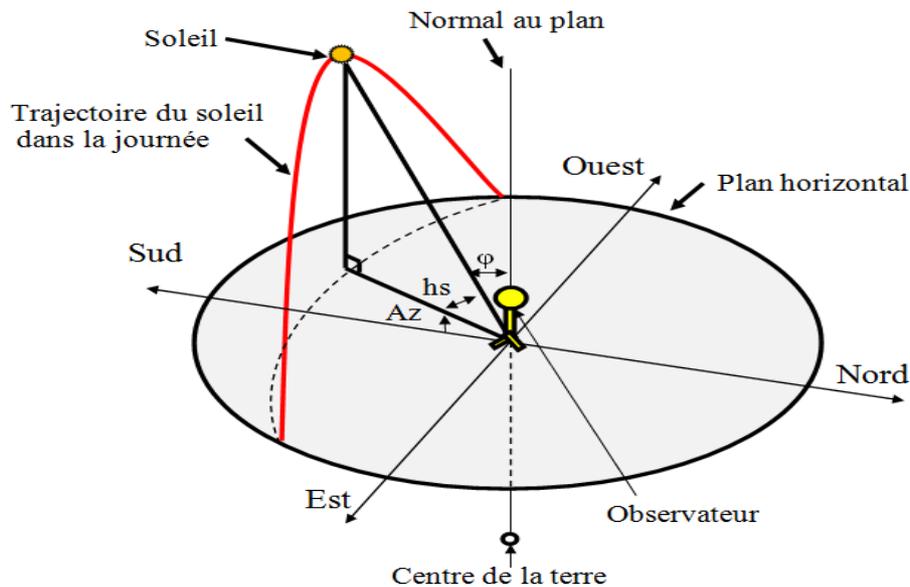


Figure III-3 : Mouvement apparent du soleil

### III.2.4. Rayonnement solaire hors atmosphère

Le rayonnement solaire hors atmosphère est la quantité du rayonnement solaire moyenne reçu par un plan perpendiculaire au flux solaire situé approximativement à 100 km d'altitude (Standard, 1976). Il est difficile de mesurer cette puissance au niveau du sol à cause des effets d'atténuation engendrés par la composition de l'atmosphère terrestre.

Une première méthode d'estimation du rayonnement solaire hors atmosphère est proposée par Langley en 1881 (Garg, 1982).

Le rayonnement solaire hors atmosphère sous une incidence directe varie de 1410 W/m<sup>2</sup> (2 janvier) à 1320 W/m<sup>2</sup> (30 juillet) (Kalogiro, 2009). Il peut être calculé à l'aide de l'équation III-6 (Duffie and Beckman, 1991 ; Hseih, 1986). La valeur moyenne de ce paramètre est appelé constante solaire.

L'équation III-7 permet de déduire la valeur du rayonnement solaire hors atmosphère sur un plan horizontal quelconque.

$$G_o = G_{cs} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot N}{365}\right) \right] \quad (\text{III-6})$$

$$G_h = G_o \cdot \cos(\varphi) = G_{cs} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot N}{365}\right) \right] \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{III-7})$$

Où,

$G_h$  (W/m<sup>2</sup>) est le rayonnement solaire hors atmosphère reçu sur un plan horizontal ;

$G_{cs}$  (W/m<sup>2</sup>) est la constante solaire ;

$G_o$  (W/m<sup>2</sup>) est le rayonnement solaire hors atmosphère mesurée sous une incidence directe.

En intégrant l'équation III-7 du lever au coucher du soleil, on obtient une énergie calculée sur un plan horizontal hors atmosphère (équation III-8).

$$E_o = \frac{24}{\pi} \cdot G_o \cdot \left[ \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(w_{cs}) + \left(\frac{\pi \cdot w_{cs}}{180}\right) \cdot \sin(L) \cdot \sin(\delta) \right] \quad (\text{III-8})$$

avec,

$E_o$  (kWh/m<sup>2</sup>/j) est l'énergie hors atmosphère reçu sur un plan horizontal ;

$w_{cs}$  (°) est l'angle horaire au coucher du soleil (Ould Bilal, 2007 ; Kalogiro, 2009).

### III.2.5. Effet d'atténuation du rayonnement solaire

Avant d'arriver au sol, le rayonnement solaire hors atmosphère subit plusieurs atténuations en traversant l'atmosphère terrestre. Cette atténuation est un phénomène complexe et aléatoire puisque directement lié à la météorologie du lieu de l'étude. Les gaz naturels jouant un rôle important dans l'atténuation du rayonnement solaire sont l'oxygène (O<sub>2</sub>), le monoxyde de carbone (CO), le nitrogène (N<sub>2</sub>), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), l'ozone (O<sub>3</sub>) et la vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O). Les particules suspendus dans l'atmosphère terrestre notamment les

aérosols constituent, également un élément essentiel dans l'atténuation du rayonnement solaire (Muneer, 2004 ; Kalogiro, 2009 ; Psiloglou et al., 1996).

### III.2.5.1. Atténuation par l'épaisseur optique des aérosols

On appelle aérosol ou épaisseur optique des aérosols (Aerosol Optical Thickness-AOT) toute particule solide ou liquide en suspension dans l'atmosphère à l'exception des gouttelettes d'eau et des cristaux de glace (Camara et al., 2012 ; Meloë, 2004). Leurs dimensions sont comprises entre 0.01  $\mu\text{m}$  et 100  $\mu\text{m}$  (Lodge, 1991).

L'épaisseur optique des aérosols est une grandeur sans unité qui caractérise la transparence de l'atmosphère. Elle est directement liée à l'extinction (diffusion et absorption) du rayonnement solaire par les aérosols, intégrée sur toute la hauteur de la colonne d'air (visée directement du soleil). Pour résumer : plus la visibilité est réduite, plus l'épaisseur optique des aérosols est importante (Camara et al., 2012).

Les aérosols sont soit d'origine terrestre (petits aérosols : fumée industrielle, cendres volcaniques, incendies de forêt etc.) ou d'origine marine (gros aérosols : cristaux de sel, par exemple) (Muneer, 2004 ; Drame et al., 2012).

La présence des aérosols dans l'atmosphère terrestre a donc un effet considérable sur la transmission du rayonnement solaire par l'absorption (petits aérosols) ou par la diffusion (gros aérosols) de celui-ci (Janjai et al. 2003 ; Drame et al., 2012).

### III.2.5.2. Atténuation par la couche d'ozone

La couche d'ozone est formée par la décomposition de l'oxyde nitreux (NO) qui pénètre dans l'atmosphère. Elle contribue à l'atténuation de 2 % à 3 % du rayonnement solaire par absorption, notamment dans le domaine de l'ultra-violet (Psiloglou et al., 1996).

L'épaisseur de la couche d'ozone que nous notons dans la suite ( $I_o$ ) est donnée en centimètres (cm). Elle peut être calculée, pour une région située dans l'ouest de l'hémisphère nord du globe terrestre par la formule III-9 (Van, 1979) :

$$I_o = 0,001 \cdot \left( 235 + \{ 150 + 40 \cdot \sin[0,9865 \cdot (N + 30)] + 20 \cdot \sin[3 \cdot (Lg)] \} \cdot [\sin(1,28 \cdot L)]^2 \right) \quad (\text{III-9})$$

avec,

Lg est la longitude du lieu en degré (°) ;

L est la latitude du lieu en degré (°) ;

N est le numéro du jour calendaire.

L'épaisseur de la couche d'ozone peut être aussi obtenue à partir du site de la Station NASA ([http://toms.gsfc.nasa.gov/ozone/ozone\\_v8.html](http://toms.gsfc.nasa.gov/ozone/ozone_v8.html)).

### III.2.5.3. Atténuation par la vapeur d'eau

La masse de vapeur d'eau dans l'atmosphère est dénommée eau précipitable que nous notons  $L_w$ . Il s'agit de la hauteur totale de la vapeur d'eau (en cm) observée dans la direction zénithale. La vapeur d'eau est le principal absorbeur du rayonnement solaire dans l'atmosphère terrestre. Elle peut être mesurée par des radiomètres ou estimée à partir des données de radiosondage. En cas de non disponibilité des données, la hauteur totale de la vapeur d'eau peut être estimée à l'aide de l'équation III-10 (Perez et al., 1990; Reitan, 1963).

$$L_w = \exp(0,07 \cdot T_{pr} - 0,075) \quad (III-10)$$

$T_{pr}$  est la température du point de rosée (K) qui est calculé par l'équation III-11 pour une température comprise entre 0 °C et 93 °C (ASHRAE, 2001).

$$T_{pr} = C_1 + C_2 \cdot \ln(pw) + C_3 \cdot (\ln(pw))^2 + C_4 \cdot (\ln(pw))^3 + C_5 \cdot (pw)^{0,1984} \quad (III-11)$$

où,

$C_1=6,54$ ,  $C_2=14,526$ ,  $C_3=0,7389$ ,  $C_4=0,09486$  et  $C_5=0,4569$  sont des constantes ;

$p_w$  (kPa) est la pression partielle de vapeur d'eau qui peut être calculée en fonction de la pression de vapeur d'eau saturant et de l'humidité relative par l'équation III-12.

$$H_r = \frac{p_w}{p_{ws}} \quad (III-12)$$

où,

$H_r$  (%) est l'humidité relative ;

$p_{ws}$  est la pression de vapeur d'eau saturant. Elle peut être calculée par l'équation III-13 pour une température comprise entre 0°C et 200 °C (ASHRAE, 2001).

$$\ln(p_{ws}) = \frac{C_6}{8} + C_7 + C_8 \cdot T + C_9 \cdot T^2 + C_{10} \cdot T^3 + C_{11} \cdot \ln(T) \quad (III-13)$$

où ,

$C_6=-5,8002206 \text{ E}+03$ ,  $C_7=1,3914993 \text{ E}+00$ ,  $C_8=-4,8640239 \text{ E}-02$ ,  $C_9=4,1764768 \text{ E}-05$ ,  $C_{10}=-1,4452093 \text{ E}-08$  et  $C_{11}=6,5459673 \text{ E}+00$  sont des constantes ;

T est la température absolue (K).

### III.2.5.4. Atténuation par la masse atmosphérique

Plus grande est la longueur du parcours de la lumière solaire dans l'atmosphère terrestre, plus grande est l'atténuation de celle-ci avant d'atteindre un capteur. Pour tenir compte du trajet parcouru par les rayons solaires, on utilise la notion de masse atmosphérique (Bernard, 2007) ou masse d'air (Kalogiro, 2009) ou encore la masse d'air optique (Muneer, 2004).

La masse atmosphérique que nous notons  $q$  est par définition le rapport de la distance parcourue dans l'atmosphère par le rayon en provenance du soleil à l'épaisseur verticale de l'atmosphère mesurée au niveau de la mer (Kalogiro, 2009).

En négligeant la courbure de la terre, la masse d'air est liée à l'angle zénithal par l'équation III-14.

$$q = \frac{AB}{BC} = \frac{1}{\cos(\varphi)} \quad (\text{III-14})$$

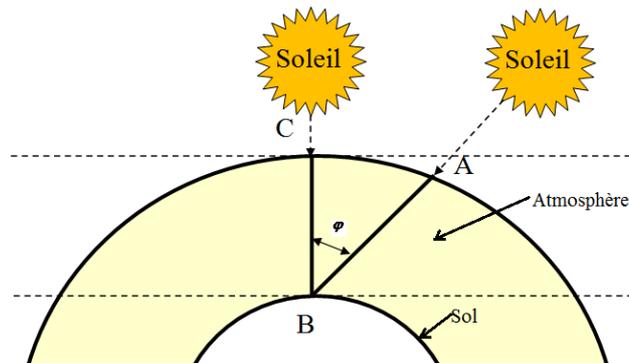


Figure III-4 : Définition de la masse d'air

On distingue ainsi trois type de masse d'air :

- ✓ masse d'air 1 (AM1) correspond à un angle zénithal égal  $0^\circ$ , donc  $q=1$  ;
- ✓ masse d'air 2 (AM2) correspond à un angle zénithal égal  $60^\circ$ , donc  $q=2$  ;
- ✓ et masse d'air  $q=0$  (AM0) correspond au rayonnement solaire hors atmosphère.

Dans la réalité, la courbure de la terre implique un trajet plus long. La densité variable de l'atmosphère entraîne, également, une courbure des rayons solaires. De plus la masse d'air dépend de l'élévation par rapport au niveau du sol.

Kasten (1993) à proposé une formule permettant de calculer la masse d'air pour une atmosphère homogène. La formule à été améliorée par Gueymard (1993) qui propose un modèle dépendant de l'angle zénithal (équation III-15).

$$q = \frac{35}{\left(1 + 1224 \cdot (\cos(\varphi))^2\right)^{0,5}} \quad (\text{III-15})$$

Ce modèle est applicable pour la pression standard au niveau de la mer ( $p=101325$  Pa). Pour une pression différente de cette dernière, la masse d'air dépend de l'altitude. La masse atmosphérique peut, donc, être calculée en tenant compte de l'altitude par l'équation III-16.

$$q^* = q \cdot \exp(-0,0001184 \cdot h) \quad (\text{III-16})$$

avec  $h$  (m) est l'altitude.

### III.3. Méthode d'estimation du rayonnement solaire

L'estimation du rayonnement solaire globale par des modèles théoriques a été l'objectif de plusieurs travaux de recherche (Baig et al., 1991 ; Aguiar et Collares, 1992a,b ; Gueymard, 1993, 2000 ; Wazira et al., 2008 ; Zekai, 2008 ; Ould Bilal et al., 2007).

Dans le cadre de ce travail, nous nous sommes intéressés à la méthode d'estimation du rayonnement solaire basée sur l'utilisation des coordonnées géographiques et d'autres paramètres (la température, l'humidité, la pression, etc.) qui sont le plus souvent disponibles auprès des stations météorologiques. Cette méthode prend en compte également l'atténuation du rayonnement solaire due à la composition de l'atmosphère terrestre. Elle est appelée méthode météorologique d'estimation du rayonnement solaire (MMER). L'approche du MMER est développée par Chandrasekhar et Elbert (1954), Sekera (1956), Coulson (1959), Dave (1964). Elle a été améliorée récemment par Muneer et Gul (1998).

#### III.3.1. Estimation du rayonnement solaire direct par la méthode de MMER

Une partie du rayonnement solaire incident est atténuée par diffusion et/ou absorption. La partie diffusée est appelée rayonnement solaire diffus, tandis que la partie du rayonnement solaire qui arrive au sol sans subir de modifications est appelée rayonnement solaire direct.

L'atténuation du rayonnement solaire direct est souvent modélisée par la loi de Bouguer-Lambert appelée également loi de Beer (Jesus et al., 2009 ; Muneer, 2004). L'équation III-17 donne le rayonnement solaire direct sur un plan horizontal en tenant compte de l'atténuation globale de l'atmosphère.

$$I_{dr} = G_h \cdot \exp(-\zeta \cdot q) \quad (\text{III-17})$$

où ;

$G_h$  est le rayonnement solaire hors atmosphère reçu sur un plan horizontal ;

$\zeta$  est le coefficient d'atténuation total (diffusion et absorption) ;

et  $q$  est la masse atmosphérique d'air.

On définit le coefficient de transmission par l'équation III-18.

$$\tau = \exp(-\xi \cdot q) \quad (III-18)$$

Ainsi, l'équation du rayonnement solaire direct peut être donnée par l'équation III-19.

$$I_{dr} = G_h \cdot \tau \quad (III-19)$$

Le coefficient de transmission global  $T$  intègre :

- ✓ le coefficient de transmission de Rayleigh  $T_r$  (Davies et al., 1975) ;
- ✓ le coefficient de transmission d'Angström relative à la diffusion des aérosol  $T_\alpha$  (Iqbal, 1983 ; Yang et al., 2001) ;
- ✓ le coefficient de transmission d'ozones  $T_o$  (Lacis et Hansen, 1974 ; Psiloglou et al., 1996) ;
- ✓ le coefficient de transmission de mélange de gaz  $T_g$  (Bird et Hulstrom, 1981a, 1981b);
- ✓ et le coefficient de transmission de vapeur d'eau  $T_w$  (Lacis et Hansen, 1974) ;

L'équation III-19 peut donc s'écrire sous la forme de l'équation III-20. Les équations permettant de calculer les différents coefficients de transmission en fonction de la masse d'air et de la température sont donnés dans les références (Muneer, 2004 ; Janjai et al., 2003 ; Yang et al., 2001).

$$I_{dr} = G_o \cdot \tau_r \cdot \tau_\alpha \cdot \tau_o \cdot \tau_w \cdot \tau_g \quad (III-20)$$

### III.3.2. Estimation du rayonnement solaire diffus par la méthode MMER

En tenant compte des différents paramètres d'atténuation, le rayonnement solaire diffus peut être calculé par l'équation III-21 (Dave 1979 ; Bird et Hulstrom ; 1979 et Pisimanis et al., 1987).

$$I_{df} = G_o \cdot \tau_{aa} \cdot \tau_g \cdot \tau_o \cdot \tau_w \cdot \left[ \frac{0,5 \cdot (1 - \tau_r) + 0,084 \cdot (1 - \tau_{os})}{1 - q + q^{1,02}} \right] \quad (III-21)$$

où,

$$\tau_{aa} = 1 - 0,1 \cdot (1 - \tau_\alpha) \cdot (1 - q + q^{1,06}) \quad (III-22)$$

avec,

$$\tau_{\alpha s} = 10^{-0,045 \cdot q \cdot 0,7} \quad (III-23)$$

### III.3.3. Estimation du Rayonnement solaire global par la méthode MMER

Une fois le rayonnement solaire direct et diffus connus, le rayonnement solaire global, tenant compte des effets de l'albédo (Muneer, 2004), peut être calculé par l'équation III-24.

$$I_g = (I_{dr} + I_{df}) \cdot \left( \frac{1}{1 - r_s \cdot r'_\alpha} \right) \quad (III-24)$$

où,

$r_s$  est l'albédo du sol (rapport entre le rayonnement solaire réfléchi et celui reçu sur une surface). Il peut prendre plusieurs valeurs selon la nature du terrain. La valeur standard de 0,2 est recommandée par Karalis et al., (1982) et Muneer (2004) ;

$r'_\alpha$  est l'albédo du ciel. Elle peut être calculée par l'équation III-25 (Liancong et al., 2010) ;

$$r'_\alpha = 0,0685 + 0,17 \cdot (1 - \tau'_\alpha) \quad (III-25)$$

$T'_\alpha$  est la diffusion de Rayleigh calculée pour une masse d'aire  $q=1,66$ .

### III.3.4. Calcul de l'énergie solaire disponible

L'énergie solaire disponible peut être calculée en utilisant l'équation III-26 (Drame et al., 2012).

$$E_{sg} = \int_{L_s}^{C_s} I_g(t) \cdot dt \quad (III-26)$$

où,

$L_s$  est le temps du lever du soleil en heure (h) ;

$C_s$  est le temps du coucher du soleil en heure (h).

### III.3.5. Indice de clarté

L'indice de clarté est une mesure de la clarté de l'atmosphère. Il représente la fraction du rayonnement solaire qui atteint le sol en traversant l'atmosphère terrestre. Il est sans dimension et prend des valeurs comprises entre 0 et 1. La valeur faible de l'indice de clarté représente un ciel couvert et la valeur élevée indique un ciel clair et une journée ensoleillée (Duffie et Beckman, 1991). L'indice de clarté peut être calculé par l'équation III-27.

$$K_t = \frac{G}{G_h} \quad (\text{III-27})$$

L'indice de clarté est largement utilisé pour évaluer l'effet d'atténuation du rayonnement solaire par notamment les nuages et peut être utilisé pour estimer l'énergie solaire disponible en cas de non disponibilité de mesures du rayonnement solaire.

L'état du ciel en terme de couverture nuageuse peut être donné en fonction des valeurs de l'indice de clarté suivant les critères ci-dessous (Efim et al., 2009) :

- ✓ Le ciel est dit couvert si  $K_t \leq 0,35$  ;
- ✓ Le ciel est dit moyennement couvert ou intermédiaire, si  $0,35 < K_t \leq 0,65$  ;
- ✓ Il est dit clair si  $K_t > 0,65$ .

Nous avons, dans le cadre de ce travail, déterminé l'indice de clarté en utilisant les données du rayonnement solaire mesurées sur cinq sites du Sénégal. Les résultats obtenus sont comparés à ceux obtenus avec Homer (Razali et Hashim, 2010).

### **III.4. Application : étude et modélisation du potentiel solaire sur cinq sites du Sénégal**

#### **III.4.1. Présentation des sites et des instruments de mesures**

Les cinq sites (Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-Boda) du Sénégal sont instrumentés avec des capteurs de mesure du rayonnement solaire (pyranomètres, pyreliomètres) et d'aérosols (photomètre du réseau AERONET (AErosol RObotic NETwork) (Holben et al., 2001).

Les sites de Dakar et de Gandon sont instrumentés par le Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire (CIFRES) (Ould Bilal, 2010a) avec des pyranomètres pouvant mesurer les rayonnements solaires global et diffus, la température et l'humidité relative toutes les 10 minutes.

Le site de Mbour est instrumenté par le laboratoire d'optique atmosphérique de Lille en collaboration avec la NASA (USA), l'Institut de Recherche et Développement (IRD) et le réseau d'Analyse Multidisciplinaire de la Mousson Africaine (AMMA) (Dramé et al., 2012). Les paramètres mesurés à Mbour sont entre autres le rayonnement solaire direct normal, le rayonnement solaire diffus et les aérosols. Ces paramètres sont mesurés toutes les deux minutes.

Les deux sites Niakha et Belli-boda sont instrumentés par le Laboratoire de Physique de l'Atmosphères en collaboration avec le Centre de Suivie Ecologique du Sénégal. Les paramètres mesurés sur ces deux sites sont : le rayonnement solaire, la température,

l'humidité relative, la pluviométrie, la vitesse et la direction du vent. Ces paramètres sont mesurés toutes les heures.

Le tableau III-1 donne les coordonnées géographiques des sites, les périodes et les taux de couverture des mesures. L'évaluation des mesures collectées sur les différents sites ont permis de montrer que le taux de couverture le plus faible est observé pour le mois de janvier (27 %) et novembre (18 %) sur Mbour. Cependant le taux de couverture annuel reste élevé (83 %) sur ce site. Globalement, le taux de couverture annuel reste supérieur à 60 % sur l'ensemble des sites.

Tableau III-1 : Coordonnées géographiques des sites et périodes de mesures

Site	Longitude Ouest (°)	Latitude Nord (°)	Altitude (m)	Période de mesure	Taux de couverture (%)
Dakar	17,43	14,72	31	janvier 2004 - décembre 2004 mars 2006 - février 2007	65 80
Gandon	16,45	15,96	5	juin 2004 - mai 2005	74
Mbour	17,07	14,55	3	janvier 2006 - novembre 2006	83
Niakha	14,90	15,29	16	décembre 2008 - novembre 2011	97
Belli boda	14,80	15,24	22	juin 2011 - novembre 2011	100

### III.4.2. Evaluation du potentiel solaire disponible sur les sites

Les rayonnements solaires collectés sur les sites sont utilisés pour déterminer l'énergie solaire globale sur un plan horizontal à l'aide de l'équation III-26.

Le rayonnement solaire global sur le site de Mbour est calculé à partir du rayonnement solaire direct normal et diffus mesurés sur ce site en déterminant d'abord le rayonnement solaire direct sur un plan horizontal.

Le tableau III-2 illustre l'énergie globale calculée pour un plan horizontal sur les cinq sites. On peut noter que l'énergie solaire annuelle observée sur les différents sites est comprise entre 5,61 kWh/m<sup>2</sup>/j (Gandon) et 6,57 kWh/m<sup>2</sup>/j (Belli-boda). Le potentiel solaire disponible est globalement très favorable sur tous les sites.

Tableau III-2 : Energie solaire annuelle disponible sur les sites (kWh/m<sup>2</sup>/j)

Site	Mbour 2006	Dakar (2006-2004)	Gandon 2004	Niakha (2009-2011)	Belli-boda 2011
Saison des pluies (kWh/m <sup>2</sup> /j)	5,55	6,03	5,25	5,44	6,62
Saison sèche (kWh/m <sup>2</sup> /j)	6,19	6,17	5,97	5,91	6,29
Moyenne annuelle (kWh/m <sup>2</sup> /j)	5,87	6,10	5,61	5,68	6,57

### III.4.3. Variation mensuelle de l'énergie solaire disponible

La figure III-5 montre les résultats de calcul de l'énergie solaire à l'aide des rayonnements solaires mesurés sur les cinq sites.

L'énergie solaire calculée sur le site de Dakar est relative à la moyenne de l'énergie solaire des années 2004 et 2006, tandis que les résultats obtenus sur le site de Niakha représentent la moyenne des années 2009, 2010 et 2011.

Les résultats manquants (figure III-5) observés sur Gandon, Mbour et Belli-boda sont dus essentiellement à des pertes des données liées aux retards dans la collecte.

La figure III-5 montre que pour l'ensemble des sites, l'énergie mensuelle est comprise entre 3,96 kWh/m<sup>2</sup>/j et de 7,25 kWh/m<sup>2</sup>/j, respectivement en janvier sur le site Gandon et en juin sur le site de Belli-boda.

Le mois le plus favorable pour l'ensemble des sites est le mois d'avril. Les mois les plus défavorables sont pour les sites Mbour, Gandon et Dakar, le mois de janvier, pour le site de Niakha, le mois de décembre et pour le site de Belli-boda, le mois d'août.

Ces résultats montrent l'existence d'un bon potentiel solaire pour la production d'électricité.

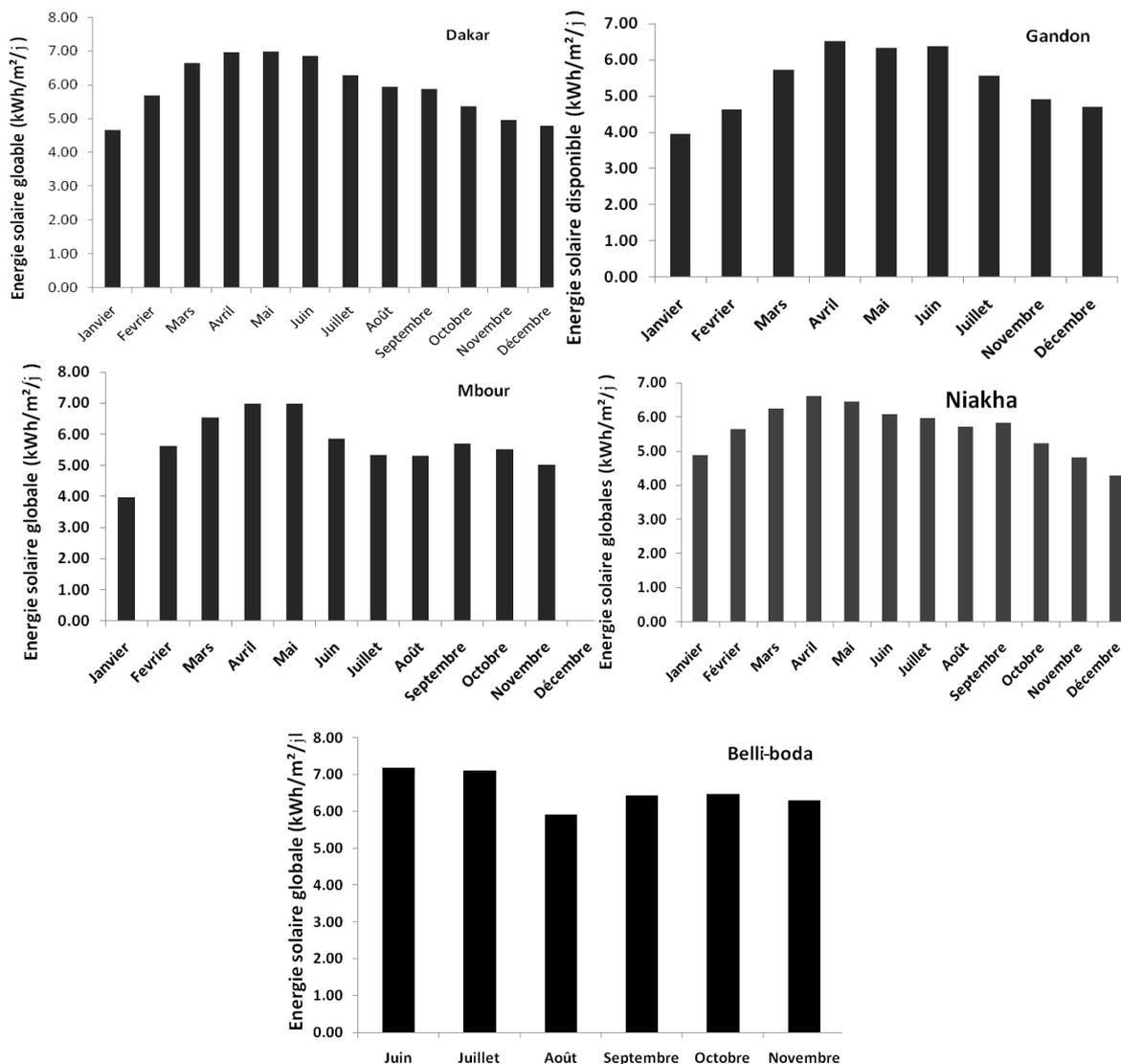


Figure III-5 : Variation de l'énergie solaire mensuelle sur les sites (Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda)

### III.4.4. Variation saisonnière de l'énergie solaire disponible

Les résultats montrant la variation saisonnière de l'énergie solaire sont illustrés par la figure III-6. On peut noter que pour les cinq sites, l'énergie solaire disponible varie entre 5,91 kWh/m<sup>2</sup>/j (Niakha) et 6,29 kWh/m<sup>2</sup>/j (Belli-boda) durant la saison sèche et entre 5,29 kWh/m<sup>2</sup>/j et 6,62 kWh/m<sup>2</sup>/j durant la saison des pluies sur les mêmes sites respectivement.

L'énergie calculée pendant la saison sèche est plus élevée que celle calculée pendant la saison des pluies pour l'ensemble des sites. Cet écart s'explique par la présence de couverture nuageuse plus marquée pendant la saison des pluies, sur tous les sites. L'écart maximal entre les deux énergies calculées est de 2 % sur le site de Gandon. Il est de seulement 0,16 % pour le site de Dakar.

Pour le site de Belli-boda, le manque de données pendant la saison sèche justifie la tendance inverse observée sur les autres sites.

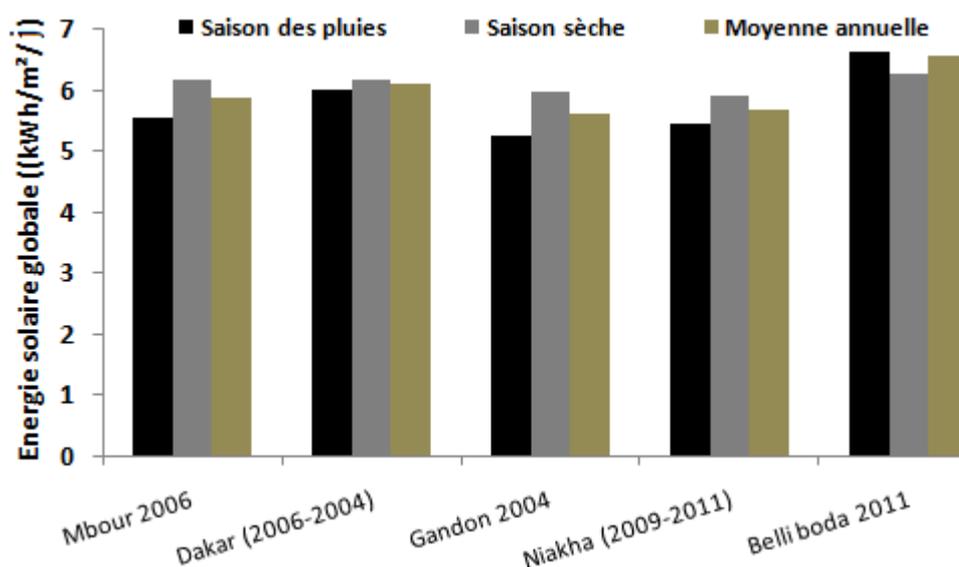


Figure III-6 : Variation de l'énergie saisonnière sur les différents sites d'étude

### III.4.5. Variation journalière de l'énergie solaire disponible

La figure III-7 montre la distribution de l'énergie solaire moyenne journalière sur tous les sites pendant toute la période de mesure. Les valeurs d'énergie supérieures ou égales à 5 kWh/m<sup>2</sup>/j représentent 82 %, 88 %, 84 %, 88 % et 80 % sur respectivement les sites de Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda. La valeur d'énergie la plus probable est de 5 kWh/m<sup>2</sup>/j pour le site de Dakar. Elle est de 6 kWh/m<sup>2</sup>/j pour Gandon, Mbour et Niakha et 7 kWh/m<sup>2</sup>/j pour le site de Belli-boda.

La distribution de l'énergie solaire moyenne journalière est aussi déterminée pour chaque année sur le site de Niakha durant la période 2009-2011. Les résultats obtenus (figure III-8) montrent que pour chaque année, les valeurs d'énergies qui sont supérieures ou égales à 5 kWh/m<sup>2</sup>/j représentent près de 88 % sur ce site.

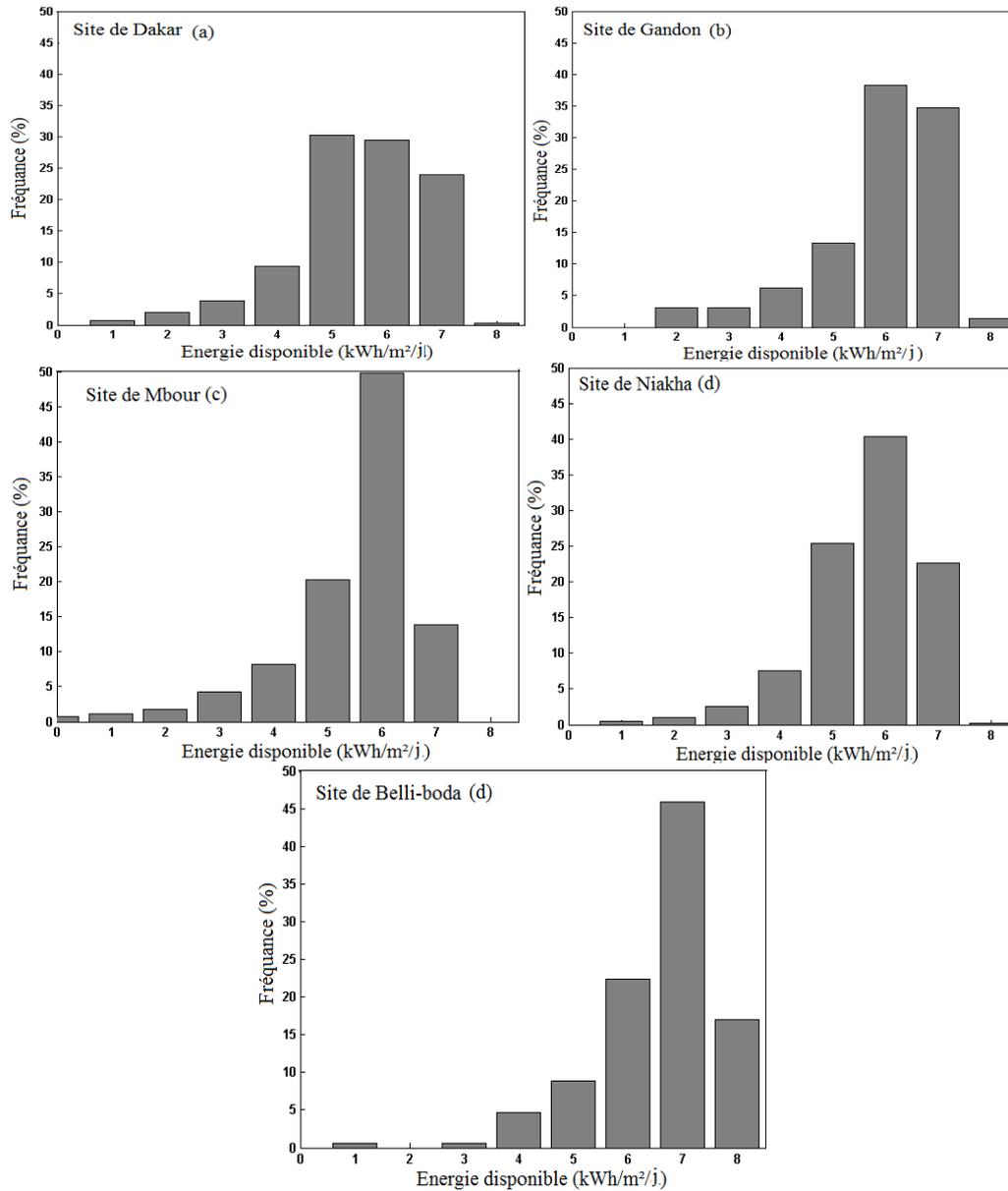


Figure III-7 : Distribution journalière de l'énergie solaire disponible sur les sites d'étude

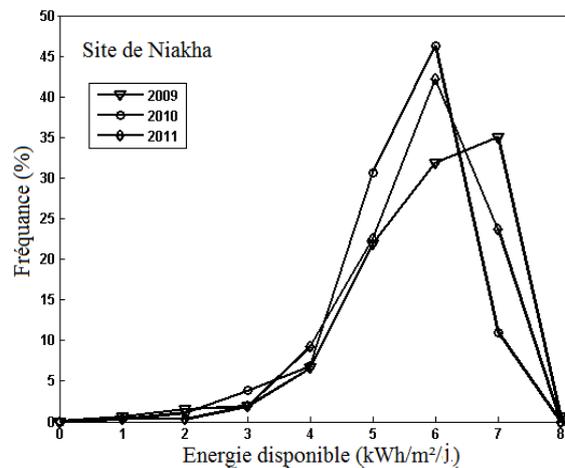


Figure III-8 : Distribution journalière de l'énergie solaire sur Niakha pour les trois années 2009, 2010 et 2011

### III.4.6. Variation horaire du rayonnement solaire disponible

Les données collectées sur les cinq sites : Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda ont permis de déterminer la variation horaire du rayonnement solaire.

La figure III-10 présente le profil du rayonnement solaire annuel sur ces sites. Le rayonnement solaire maximal est de 719 kW/m<sup>2</sup>, 776 kW/m<sup>2</sup> et 788 kW/m<sup>2</sup> observés aux environs de 12h 30 minutes sur les sites de Gandon, Mbour et Dakar respectivement. Ce pic du profil du rayonnement solaire est de 800 W/m<sup>2</sup> et 900 W/m<sup>2</sup> respectivement sur Niakha et Belli-boda.

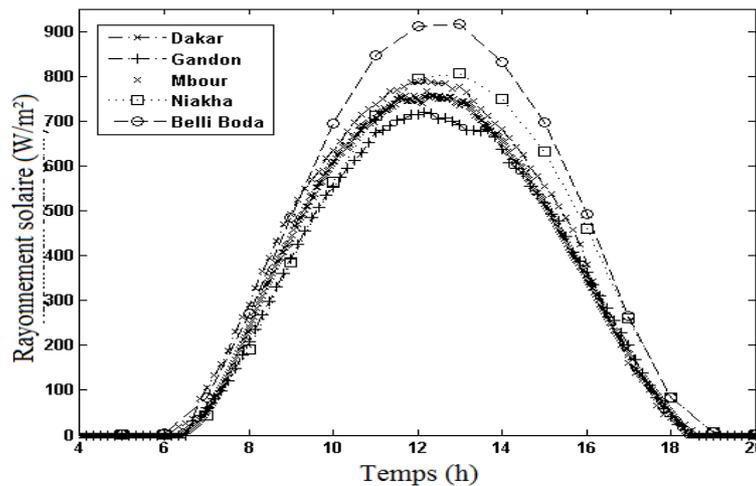


Figure III-9 : Profil du rayonnement solaire sur les trois sites d'étude

### III.4.7. Repartition des jours selon l'état du ciel

Dans le cadre de ce travail, nous avons calculé l'indice de clarté en utilisant l'équation III-27. Le tableau III-3 donne les types de journée classée en fonction de la valeur de l'indice de clarté, le nombre de jours et le pourcentage correspondant sur la période de mesures pour chaque site. Les jours à ciel intermediares sont les plus fréquents. En effet la fréquence de l'indice de clarté pour ces types de jours est comprise entre 24 % pour le site de Bolli-boda et 81 % pour le site de Mbour. Globalement, l'indice de clarté moyen sur la période de mesure reste très élevé sur les différents sites, il est de 0,55 pour le site de Mbour et de 0,67 pour le site de Belli-boda. La valeur élevée de l'indice de clarté observée pour le site de Belli-boda peut être expliquée par la faible couverture nuageuse durant la période de mesure sur ce site, par rapport aux restes des sites.

Tableau III-3 : Indice de clarté et nombre de jours correspondant pour chaque site

Indice de clarté	0<kt≤0,35	0,35<kt≤0,65	0,65<kt	Moyenne de l'indice de clarté
Dakar	31 (6 %)	382 (74 %)	106 (20 %)	0,57
Gandon	12 (5 %)	166 (74 %)	46 (21 %)	0,58
Mbour	20 (7 %)	228 (81 %)	33 (12 %)	0,55
Niakha	28 (3 %)	723 (71 %)	259 (26 %)	0,59
Belli-boda	23 (10 %)	53 (24 %)	144 (66 %)	0,67

### III.4.7.1. Distribution de l'indice de clarté

La figure III-11 indique les distributions fréquentielles de l'indice de clarté sur tous les sites.

On peut noter (figure III-11 (a)) que la fréquence est faible (inférieure à 10 % pour tous les sites) pour un indice de clarté inférieur ou égale à 0,5.

La figure III-11 (b) donne la fonction de répartition de l'indice de clarté pour tous les sites. Nous pouvons constater que pour les sites de Dakar, Gandon, Mbour et Niakha, la fonction de répartition est d'environ 7 % pour la classe de l'indice de clarté 0 - 0,35.

Cependant, la valeur de cette fonction est de 43 % pour que la classe 0,35 - 0,65 et de 55 % pour l'indice de clarté supérieure à 0,65. Le site de Belli-boda présente la particularité d'avoir une fonction de répartition d'environ 77 % pour un indice de clarté supérieure à 0,65.

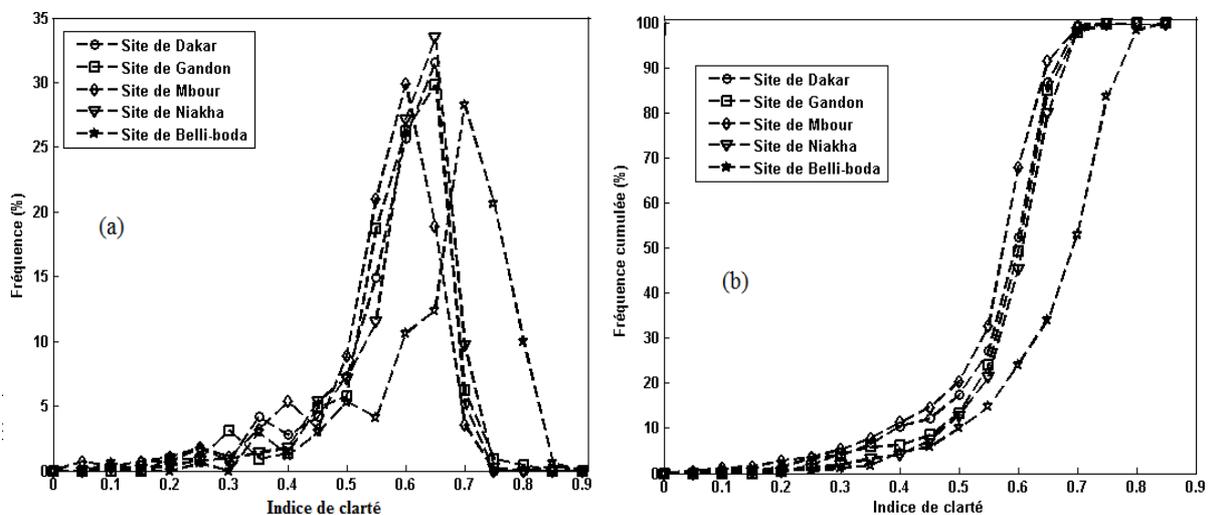


Figure III-10 : Distribution fréquentielle de l'indice de clarté (a) et la fonction de répartition (b) sur les sites de Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda

### III.4.7.2. Classification des jours selon l'état du ciel

L'analyse de l'indice de clarté a permis de montrer la variation du rayonnement solaire pour trois journées caractérisées respectivement par un ciel couvert (indice de clarté de 20 %), un ciel intermédiaire (indice de clarté de 40 %) et un ciel clair (indice de clarté de 70 %).

Les courbes du rayonnement solaire correspondant à ces journées sont données par la figure III-12 pour l'ensemble des sites (Dakar, Gandon, Mbour, Niakha et Belli-boda).

Nous avons également calculé l'énergie solaire correspondant à chaque type de journées, les résultats obtenus sont donnés dans le tableau III-4.

Nous pouvons noter que l'énergie correspondant aux ciels couverts est comprise entre 0,94 kWh/m<sup>2</sup>/j (Belli-boda) et 2,45 kWh/m<sup>2</sup>/j (Niakha). Cependant, les énergies observées pour les jours à ciel intermédiaire et les jours à ciel clair sont comprises entre 2,75 kWh/m<sup>2</sup>/j

(Mbour) et 3,98 kWh/m<sup>2</sup>/j (Belli-boda) et entre 4,44 kWh/m<sup>2</sup>/j (Mbour) et 8,38 kWh/m<sup>2</sup>/j (Belli-boda) respectivement.

Le tableau III-4 montre que l'énergie observée pour les indices de clarté correspondant au ciel clair et moyennement couvert est plus faible pour le site de Mbour que pour les autres sites. Cela peut être expliqué par l'existence sur le site de Mbour d'aérosols atténuant le rayonnement solaire en plus de couverture nuageuse. Pour cette raison, nous avons effectué une étude d'impact de ces aérosols sur le rayonnement solaire sur ce site.

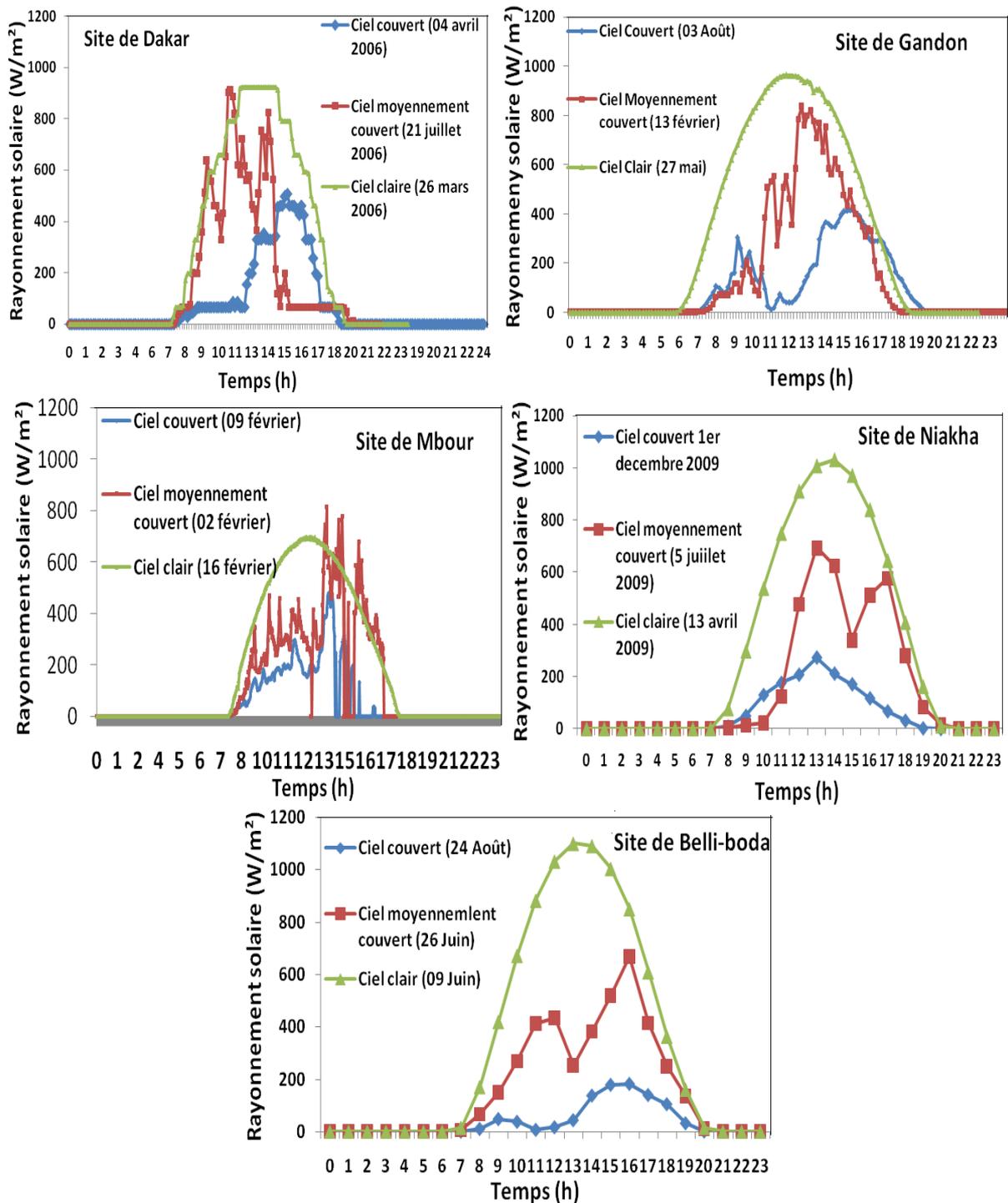


Figure III-11 : Rayonnement solaire correspondant aux indices de clarté (20 %, 40%, 70)

Tableau III-4 : Energie solaire (kWh/m<sup>2</sup>/j) correspondant aux indices de clarté des journées choisies (20 %, 40%, 70)

Indice de clarté	Dakar	Gandon	Mbour	Niakha	Belli-boda
0<kt≤0,35	2,20	2,28	1,26	2,45	0,94
0,35<kt≤0,65	3,71	3,70	<b>2,75</b>	3,38	3,98
0,65<kt	6,82	7,39	<b>4,44</b>	8,35	8,38

### III.4.7.3. Variation mensuelle de l'indice de clarté

La figure III-13 indique la variation mensuelle de l'indice de clarté pour les différents sites sur la période de mesure. On peut noter que cette variation est comprise entre 0,43 et 0,65 pour tous les sites. Pour le site de Belli-boda, l'indice de clarté est important, il peut atteindre 0,75. La valeur élevée de cet indice de clarté peut être expliquée par la faiblesse de la couverture nuageuse sur ce site. Cependant une étude plus fine sur une base de données collectées sur une longue période est nécessaire.

Pour l'ensemble des sites, l'indice de clarté est plus faible durant le mois d'août. Il est de 0,49 à Mbour et de 0,67 à Belli-boda. Cette période correspond à la saison des pluies caractérisée par une plus grande présence de nuages par rapport à la saison sèche.

Les indices de clarté mensuels mesurés sont comparés aux ceux disponibles sur le site de la NASA, collectés via le logiciel Homer. Les résultats sont illustrés par la figure III-14 qui montre une bonne correspondance entre les valeurs mesurées et celles obtenues à l'aide du logiciel Homer.

Les indices de clartés mesurés sur le site de Dakar et ceux collectés via le logiciel Homer sont comparés à ceux calculés par Duffie et Beckman, (1991) sur une période de 10 ans.

Les résultats de cette étude comparative montrent une bonne correspondance entre l'indice de clarté obtenu à l'aide du logiciel Homer et celui mesuré, ce qui montre que les valeurs indiquées par le logiciel Homer et celles calculées par Duffie et Beckman sont bonnes et peuvent être utilisées dans le dimensionnement des systèmes électriques de source solaire. Cependant, on observe un écart de 13 % entre les mesures et les indices de clarté donnés par Duffie et Beckman.

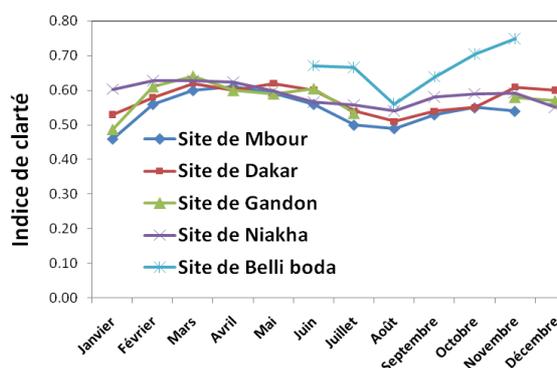


Figure III-12 : Variation des indices de clarté sur les sites d'étude

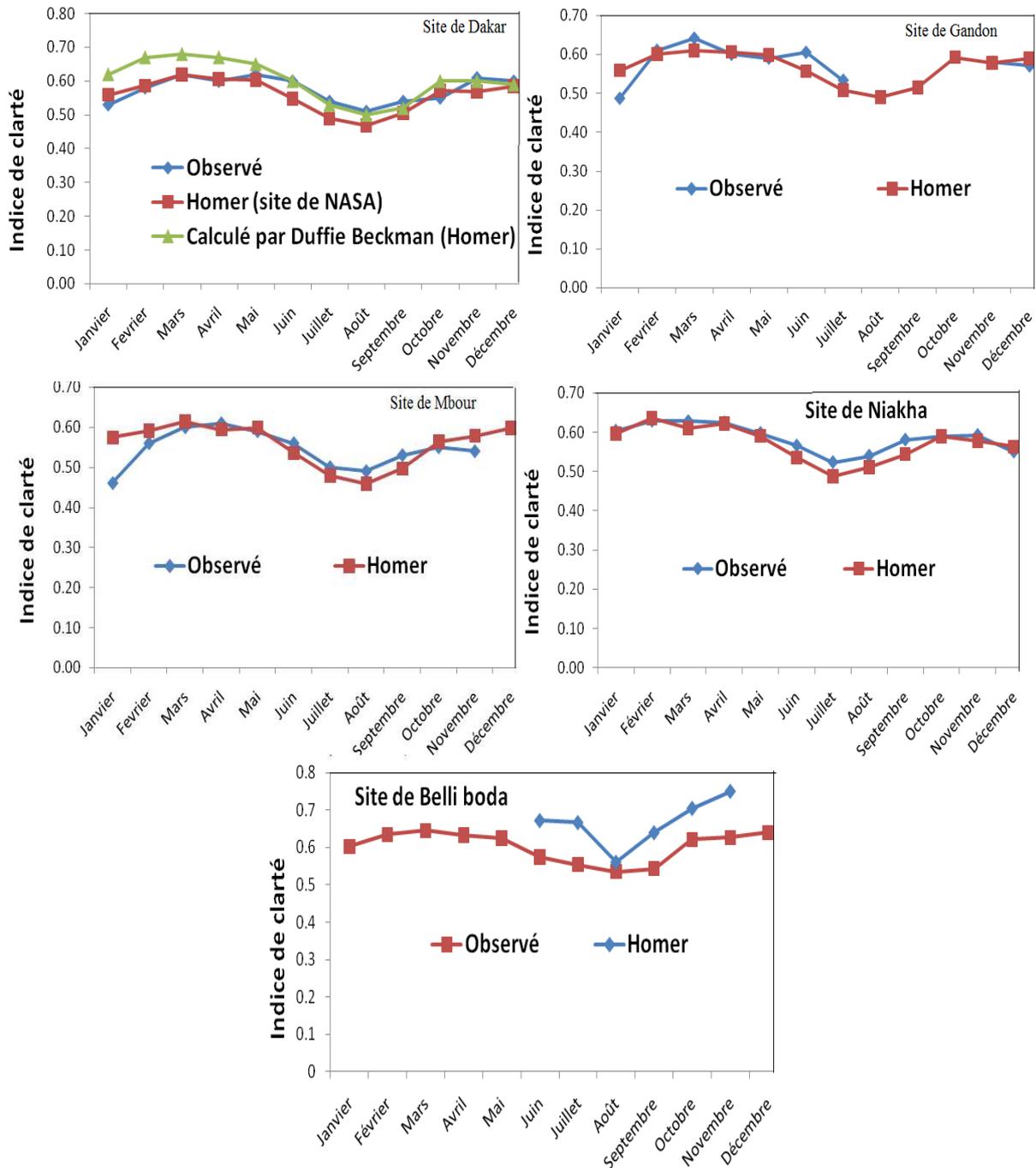


Figure III-13 : Variation mensuelle de l'indice de clarté : étude comparative

### III.4.8. Influence des aérosols sur l'énergie solaire disponible à Mbour

Afin d'étudier l'influence des aérosols sur la transmission du rayonnement solaire, les données du rayonnement solaire et des aérosols mesurées sur le site de Mbour pour la période d'une année (2006) sont utilisées. Ces mesures ont permis de déterminer la fraction de gros et de petits aérosols, l'énergie direct-normale, l'énergie diffuse et l'énergie globale sur un plan horizontal.

Le tableau III-5 montre que la fraction la plus élevée de petits aérosols est observé pour le mois de janvier (34 %). Cette fraction peut contribuer fortement à l'atténuation de l'énergie

solaire par absorption, tandis que les gros aérosols et les nuages contribuent le plus à l'atténuation par la diffusion du rayonnement solaire.

Tableau III-5 : Fraction des gros et des petits aérosols

Moi	gros aérosol (%)	petite aérosol (%)
Janvier	66	34
Février	79	21
Mars	85	15
Avril	86	14
Mai	85	15
Juin	85	15
Juillet	87	13
Août	84	16
Septembre	84	16
Octobre	85	15
Novembre	77	23
Décembre	74	26

#### III.4.8.1. Distribution de l'épaisseur optique des aérosols

L'étude statistique de l'épaisseur optique des aérosols est effectuée en calculant leur fréquence d'occurrence. Cela a permis de déterminer la distribution de l'épaisseur optique globale des aérosols (petit + gros aérosols) pour l'année 2006. Les résultats obtenus sont illustrés par la figure III-15. On peut noter que 80 % des journées ont une épaisseur optique globale comprise entre 0,15 et 0,6.

La distribution de l'épaisseur optique d'aérosols globale est aussi déterminée pour la saison des pluies et pour la saison sèche. Nous pouvons noter que l'épaisseur optique supérieure à 1,2 (qui correspond à la présence de forte sable (Karyampudi et al., 1999 ; Jones et al., 2003)) est plus fréquente pour la saison des pluies que la saison sèche (figure III-15). Cela est dû essentiellement aux poussières désertiques qui sont émises dans les zones arides (Andreae, 1995). En effet les poussières désertiques contribuent en moyenne à 20 % de l'épaisseur optique d'aérosols à l'échelle du globe et à 90 % dans les zones désertiques (Chiapello et al., 1999). Pour les différentes saisons, on peut noter que l'épaisseur optique des aérosols la plus fréquente est 0,2. Ce constat est aussi observé sur la période annuelle.

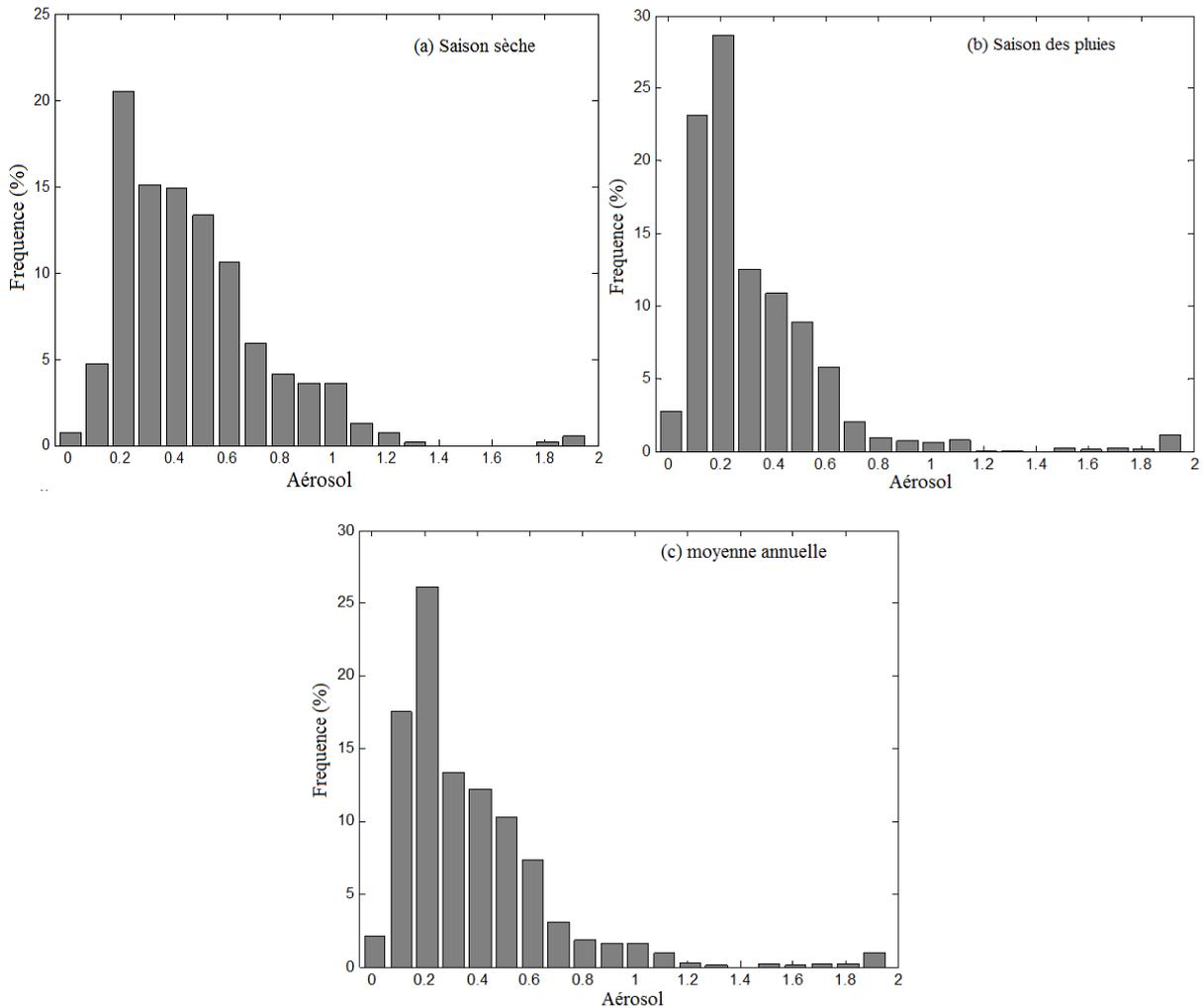


Figure III-14 : Distribution des aérosols total pour (a) la saison sèche, (b) la saison des pluies et (c) la période de l'année sur le site de Mbour

### III.4.8.2. Mesure de l'impact d'aérosols sur l'énergie solaire disponible

Les mesures du rayonnement solaire direct normal et diffus sont utilisées pour calculer l'énergie journalière, l'énergie mensuelle et l'énergie annuelle sur le site de Mbour. Ce travail est effectué pour les mois dont le taux de couverture est supérieur à 50 %. L'énergie solaire journalière direct-normale et diffuse est tracée en fonction des aérosols journaliers.

La figure III-16 présente les courbes des énergies direct-normale et diffuse en fonction de l'épaisseur optique des aérosols.

On peut constater (figure III-16) qu'avec l'augmentation de l'épaisseur optique des aérosols, l'énergie direct-normale diminue, cependant l'énergie diffuse augmente légèrement.

La figure III-17 donne les courbes de l'énergie solaire directe, l'énergie solaire diffuse et les épaisseurs optiques des aérosols en fonction du numéro du jour pour chaque mois. Cette figure (figure III-17) montre que l'augmentation de l'épaisseur optique d'aérosols journalière entraîne la diminution de l'énergie solaire direct-normale et l'augmentation de l'énergie solaire diffuse.

Le tableau III-6 donne l'énergie solaire direct-normale, l'énergie solaire diffuse ainsi que l'épaisseur optique des aérosols pour les deux saisons (saison des pluies et saison sèche).

On peut noter que l'énergie solaire direct-normale est plus élevée pendant la saison sèche (4,7 kWh/m<sup>2</sup>/j) que pendant la saison des pluies (3,37 kWh/m<sup>2</sup>/j), tandis que l'énergie solaire diffuse pendant la saison des pluies (2,99 kWh/m<sup>2</sup>/j) est supérieure que celle diffuse pendant la saison sèche (2,28 kWh/m<sup>2</sup>/j). Cette différence s'explique par l'effet d'atténuation du rayonnement solaire direct-normal par les aérosols et les nuages qui sont plus élevées pendant la saison des pluies.

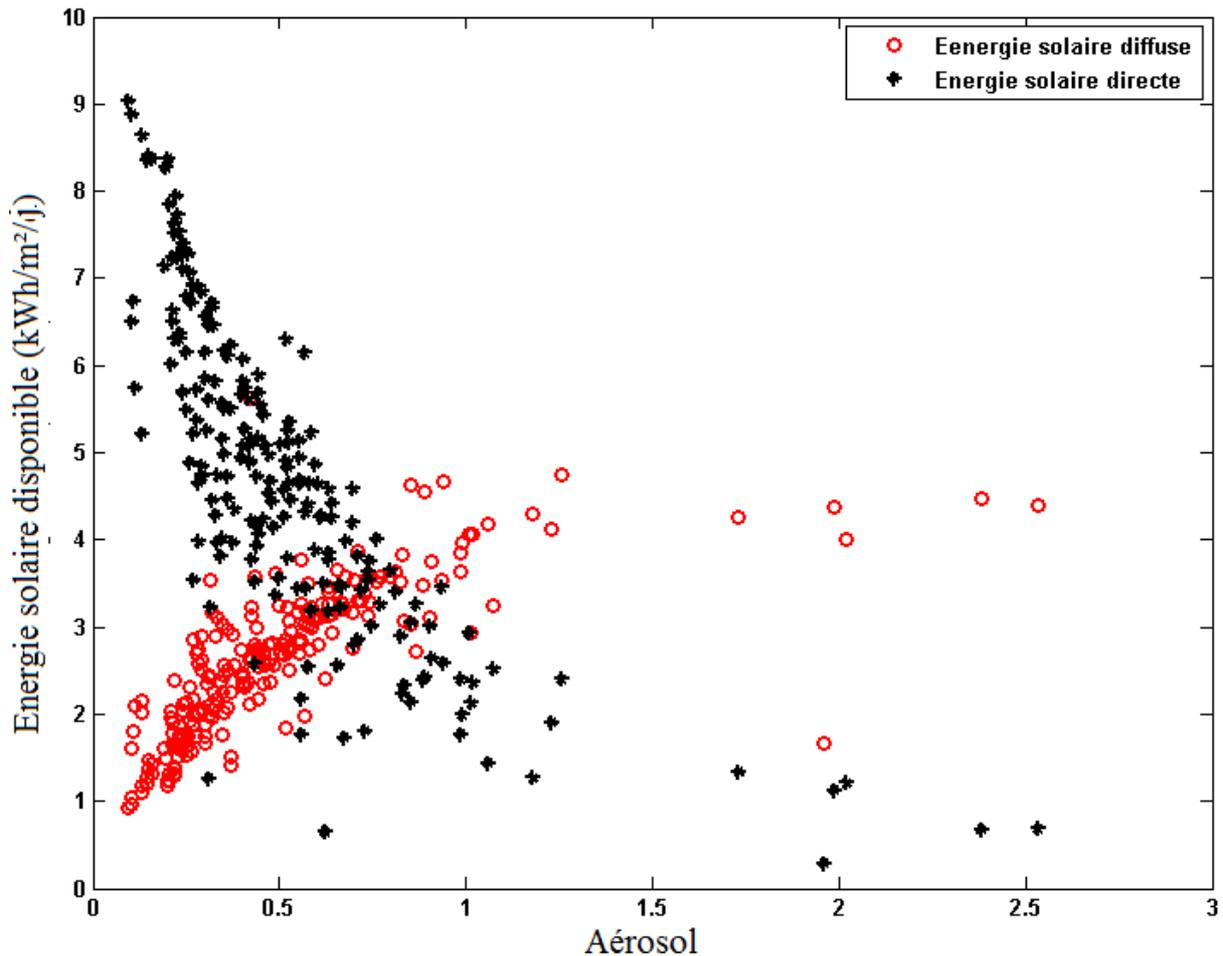


Figure III-15 : Impact de l'épaisseur optique des aérosols sur l'énergie solaire direct-normale et l'énergie solaire diffuse

Tableau III-6 : Energies solaires direct-normale diffuse pour les deux saisons (saison sèche et saison des pluies)

Mois	Energie solaire diffuse (kWh/m <sup>2</sup> /j)	Energie solaire direct-normale (kWh/m <sup>2</sup> /j)	Energie solaire globale sur un plan horizontal (kWh /m <sup>2</sup> /j)	Epaisseur optique des aérosols
Saison Sèche	2,28	4,70	6,19	0,33
Saison de pluie	2,99	3,37	5,55	0,49
Moyenne annuelle	2,61	4,10	5,90	0,41

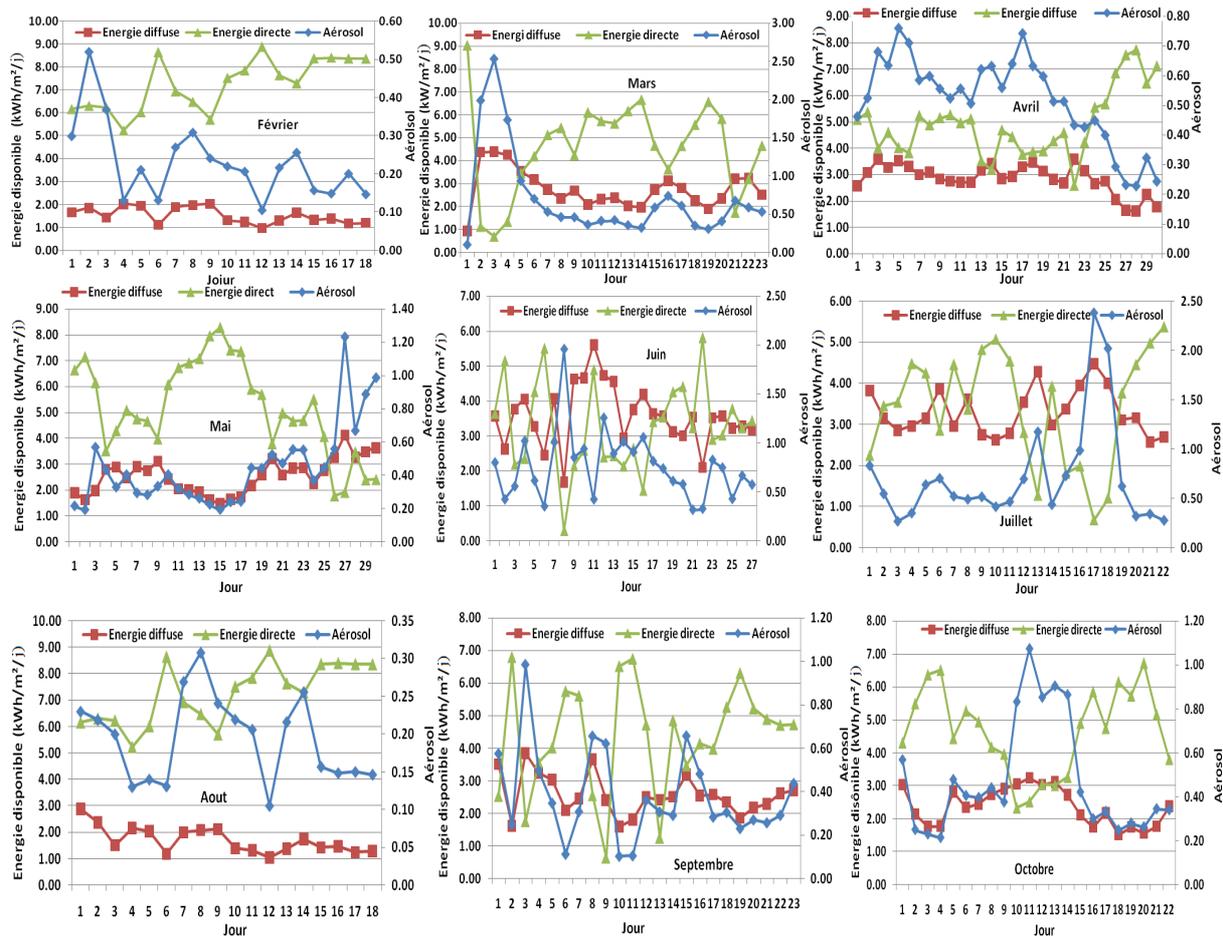


Figure III-16 : Energie solaire journalière directe normale, diffuse et aérosol

### III.4.9. Validation expérimentale du modèle d'estimation du rayonnement solaire global sur un plan horizontal

Nous avons étudié un modèle dépendant des paramètres météorologiques et des paramètres d'atténuation du rayonnement solaire. Le rayonnement solaire global sur un plan horizontal est calculé pour chaque site en utilisant l'équation III-24. Les valeurs horaires de ce rayonnement obtenues à l'aide du modèle sont comparées aux celles mesurées.

L'étude de performance du modèle est ensuite réalisée en effectuant la corrélation entre les deux rayonnements solaires calculé et théorique. La figure III-18 donne les résultats relatifs au site de Dakar. On peut noter que les deux rayonnements montrent une bonne corrélation. Cependant, le rayonnement calculé présente des valeurs plus importantes que celui mesuré, ce qui peut s'expliquer par l'atténuation du rayonnement solaire mesuré par des nuages, aérosols, etc. dans le cas des mesures. En effet la modélisation du rayonnement solaire est effectuée pour des journées à ciel clair. La figure III-18 montre également que les rayonnements solaires mesurés et calculés restent inférieurs à  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Nous avons aussi calculé l'écart quadratique moyen et le coefficient de détermination. Le tableau III-7 donne les principaux résultats obtenus.

Dans l'ensemble, l'étude de performance montre que le modèle utilisé donne un bon résultat sur les différents sites avec un écart quadratique moyen de 9 % à Dakar et de 12 % à Mbour. Le coefficient de détermination calculé est supérieure à 90 % pour les cinq sites. Il est de 91 % Mbour et de 94 % Dakar.

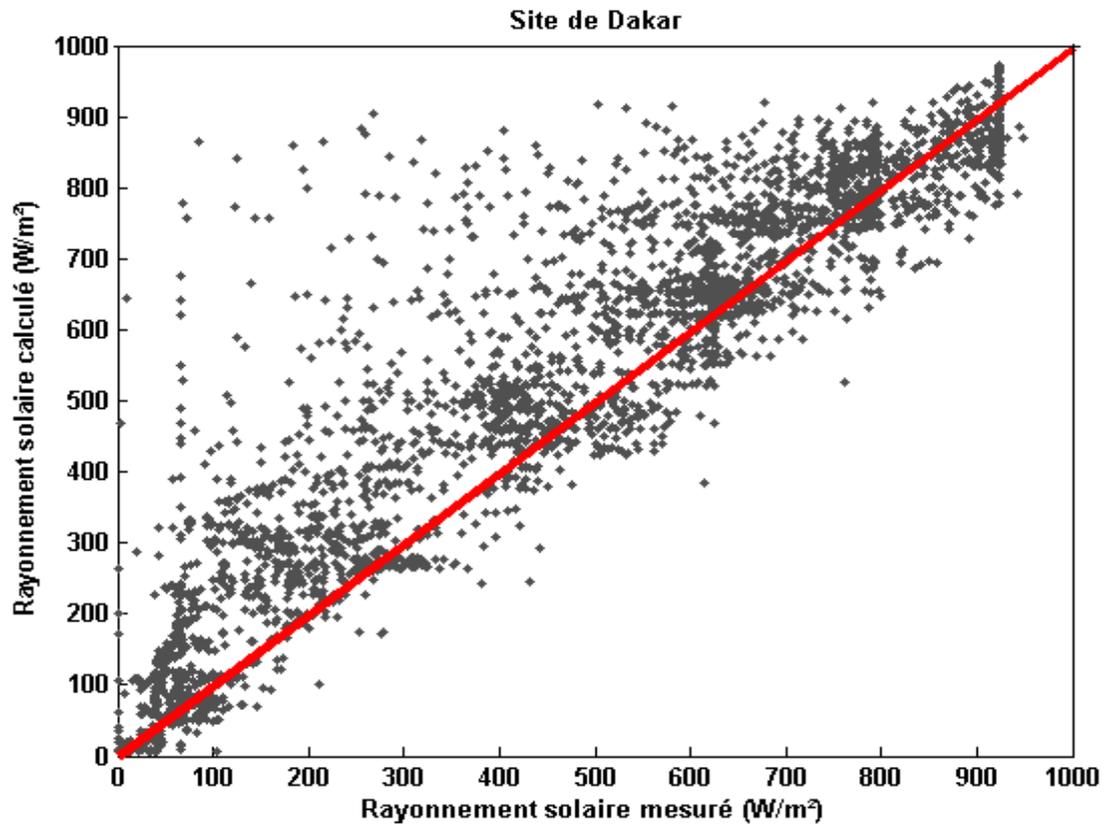


Figure III-17 : Corrélation entre le rayonnement solaire mesuré et le rayonnement solaire théorique sur le site de Dakar

Tableau III-7 : Evaluation statistique du modèle MMER (écart quadratique moyen (EQM), et le coefficient de détermination(R)

Site	EQM (W/m <sup>2</sup> )	EQM (%)	R <sup>2</sup> (%)
Dakar	92,57	9	94
Gandon	100,77	10	92
Mbour	117,56	12	91
Niakha	111,41	11	92
Belli-boda	113,82	11	92

### III.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une méthodologie d'étude et de modélisation du potentiel solaire d'un site.

La démarche proposée est appliquée aux sites de Dakar, Gandon, Mbour, Niakhar et Belli-boda en utilisant le rayonnement solaire mesuré par pas réduits sur ces différents sites.

Les différents traitements effectués sur les données des différents sites nous ont permis de montrer que :

- le potentiel solaire disponible sur les différents sites est très favorable et peut être utilisé pour la production d'électricité ;
- la valeur la plus probable de l'énergie solaire sur tous les sites est de l'ordre de 5 kWh/m<sup>2</sup>/j ;
- la puissance maximale du rayonnement solaire sur les différents sites est comprise entre 700 W/m<sup>2</sup> (Gandon) et 900 W/m<sup>2</sup> (Belli-boda) ;
- la valeur de l'indice de clarté la plus probable est supérieure à 0,5 ;
- une augmentation de 23 % des aérosols entraîne une diminution de l'énergie solaire de 6 % pendant la saison des pluies ;

A la suite de ces traitements, un modèle théorique du rayonnement solaire basé sur les paramètres météorologiques (température, coordonnées géographiques, pression, aérosols, etc.) est proposé et validé.

Cependant, les écarts observés au niveau du rayonnement solaire sur deux sites proches (Niakha et Bolli-boda) devront être confirmés par une étude plus fine à partir de données collectées sur une plus longue période.

## Chapitre IV : Dimensionnement et optimisation Multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène sur les sites d'étude

### IV.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'appliquer la méthodologie de dimensionnement et d'optimisation de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène afin de proposer des configurations optimales destinées à la production d'électricité sur deux sites d'étude.

Après avoir présenté l'outil "Multi-objectif Optimization (MOO)" et la fonction objective utilisée, nous avons effectué le dimensionnement optimisé des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie en utilisant un critère mono-objectif qui minimise le coût annualisé du système (CAS).

Par la suite, des études de dimensionnement utilisant des critères multi-objectifs qui minimisent le coût CAS et le taux de non couverture de charge (LPSP) d'une part et d'autre part le CAS et la quantité de CO<sub>2</sub> émise sont réalisées.

Enfin, une étude comparative entre les solutions proposées pour un système hybride éolien-solaire-batterie (SHESB) et un système hybride éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG) est effectuée.

### IV.2. Description de l'outil d'optimisation "Multi-objectif Optimization (MOO)"

Nous avons utilisé dans le cadre de ce travail un algorithme génétique multi-objectif développé par Leyland (2002) et Molyneaux (2002) du Laboratoire d'Energétique Industrielle (LENI) de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Cet outil a été initialement conçu pour l'optimisation de systèmes énergétiques non-linéaires discontinus et multimodaux.

Les objectifs fixés dans le cahier de charge pour le développement de l'outil d'optimisation multi-objectif (MOO) sont entre autres :

- ◆ l'algorithme doit être multi-critères ;
- ◆ l'algorithme doit rechercher les optima locaux et globaux, car dans un problème multimodal certains optima locaux peuvent être intéressants à prospecter ;
- ◆ l'algorithme doit, après un nombre limité d'évaluation de la fonction objective, converger rapidement vers les optima locaux et globaux.

L'outil MOO présente l'avantage de maintenir la diversité de la population et de faire converger l'algorithme vers des optima même difficiles à trouver (Sambou, 2008).

Cet outil est déjà utilisé dans l'optimisation des systèmes énergétiques au laboratoire LENI (Sambou, 2008) et ailleurs (But, 2005 ; Xavier et al, 2005 ; Palazzi et al., 2007 ; Ould Bilal et al., 2010a, 2012b).

### IV.3. Fonction objective utilisée dans le dimensionnement

La fonction objective utilisée dans les procédures de dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie permet de minimiser les différents critères retenus pour chaque cas d'étude. Les différents critères que nous avons utilisés sont : le coût annualisé du système, le taux de non couverture de charge et la quantité de CO<sub>2</sub> émise.

#### IV.3.1. Coût annualisé du système

La fonction coût annualisé d'un système est modélisée en tenant compte du coût d'investissement initial, du coût de fonctionnement et de maintenance et du coût de remplacement des composants sur la durée de vie du système estimé à 20 ans. L'équation IV-1 donne l'expression du coût annualisé d'un système hybride (Ould Bilal et al., 2012b).

$$J(x) = C_{\text{acap}}(x) + C_{\text{amain}}(x) + C_{\text{arep}}(x) \quad (\text{IV-1})$$

où,  $x = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6]$  représente le vecteur de décision avec  $x_j$  le nombre de chaque type de composant utilisé.

$C_{\text{acap}}$ ,  $C_{\text{amain}}$  et  $C_{\text{arep}}$  représentent le coût d'investissement, le coût de maintenance et le coût de remplacement annualisés respectivement.

Le coût actualisé de l'énergie (CAE) est calculé en rapportant le coût annualisé du système (CAS) à la quantité d'énergie consommée. L'équation IV-2 donne le coût actualisé de l'énergie (Ould Bilal et al., 2012d).

$$\text{CAE} = \frac{J(x)}{E_{\text{an}}} \quad (\text{IV-2})$$

où,

$E_{\text{an}}$  (kWh/an) est l'énergie annuelle consommée ;

$J(x)$  est le coût annualisé du système.

#### IV.3.2. Taux de non couverture de charge

Le taux de non couverture de charge (Loss of Power Supply Probability (LPSP)) est défini comme étant le taux de non-satisfaction de la charge (Yang et al., 2008 ; Ould Bilal, 2010a). Ainsi un LPSP égal à 0 % correspond à une couverture totale de la charge alors qu'un LPSP égal à 100 % signifie qu'aucune charge n'est couverte. Le taux de non-satisfaction de la charge (LPSP) peut être calculé par l'équation IV-3 :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=0}^T T_i}{T_p} \quad (IV-3)$$

avec :

$T_p$  (h) est la période de l'étude ;

$T_i$  (h) est la durée correspondant à une puissance produite inférieure à la demande ( $P_T(t) + P_{bt}(t) < P_{ond}(t)$ ).

### IV.3.3. Quantité de CO<sub>2</sub> émise

Le paramètre considéré pour mesurer les émissions des gaz à effet de serre est le nombre de kilogrammes (kg) de CO<sub>2</sub> émise dû à l'utilisation du groupe électrogène.

La quantité de CO<sub>2</sub> est calculée en utilisant l'équation IV-4. Le facteur d'émission par litre de combustible consommé de 3,15 kgCO<sub>2</sub>/litre utilisé dans ce travail a été adopté par plusieurs cas d'études (Bernal-Agustin, 2008 ; Rodolfo et al., 2008, 2011 ; Ould Bilal et al. 2012d ; Abedi et al., 2012).

$$Q = 3,15 \cdot \text{Cons} \quad (IV-4)$$

où,

Cons (litre) est la consommation en combustible donnée par l'équation I-16 ;

Q (kg) la quantité de CO<sub>2</sub> émise.

### IV.4. Potentiels éolien et solaire utilisés dans l'étude

Les sites de Kayar et de Potou situés sur la côte nord-ouest du Sénégal sont utilisés pour faire le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides optimisés. Cette zone (côte nord-ouest du Sénégal) est caractérisée par des potentiels éolien et solaire exploitables (Ould Bilal, 2005 ; Youm et al, 2005 ; Kebe et al 2008 ; Ould Bilal et al., 2008a, 2007, 2010c, 2011, 2012a ; Drame et al., 2012 ; Camara et al., 2012 ; Maimouna et al., 2012). De plus, dans ces deux sites, les populations mènent des activités génératrices de revenus (maraîchage, moulage, couture, soudure, etc.) en utilisant des méthodes traditionnelles (force mécanique, groupes électrogènes etc.). La mise en place d'un système électrique utilisant des sources renouvelables (éolien et solaire) va permettre, sans doute, d'améliorer les conditions de vie des populations et de contribuer à la conservation de l'environnement.

### IV.5. Profils de charge utilisés dans l'étude

Afin d'étudier l'influence de la forme de profil de charge sur la configuration optimal trois profils de charge sont utilisés (figure IV-1).

Le profil de charge n°1, représente la demande en énergie d'un village de 950 habitants composé de 75 ménages. La fluctuation du profil de charge dans la journée correspond à l'utilisation d'équipements publics et commerciaux (réfrigérateurs, moulins, postes de soudure, compresseurs, radios, télévisions et ventilateurs). L'augmentation de la consommation durant la nuit (18h à 6h) correspond à l'utilisation d'équipements domestiques (lampes, réfrigérateurs, télévisions et radios) et quelques équipements commerciaux et publics (machines à coudre, réfrigérateurs, etc). L'énergie totale de la demande est de 94 kWh/j. La puissance maximale atteinte est de 16,50 kW observée à 22 h.

Le profil de charge n°2 est caractérisé par une puissance de la demande constante entre 05h et 17 heures. Cela correspond à l'utilisation d'un système de pompage et de dessalement de l'eau, de réfrigérateurs commerciaux et domestiques et d'autres équipements domestiques (radios, télévisions, etc.). Le pic de la demande (11,5 kW) observé la nuit correspond à l'utilisation pendant la période de la journée en plus, d'équipements domestiques (éclairage réfrigération et télévision, etc.).

En outre, la figure IV-1 montre une faible consommation au cours de la journée (population en activité dans des champs), et une forte consommation la nuit en raison de fortes utilisations domestiques notamment l'éclairage, la télévision, en plus du système de dessalement, de pompage de l'eau et des réfrigérateurs commerciaux et publiques etc. pour le profil de charge n°3. Le pic de puissance correspondant à ce profil de charge est de 10 kW. Globalement le pic de puissance est plus faible pour les profils de charge n°3 et n°2, ce qui permet de réduire les composants du système dimensionné.

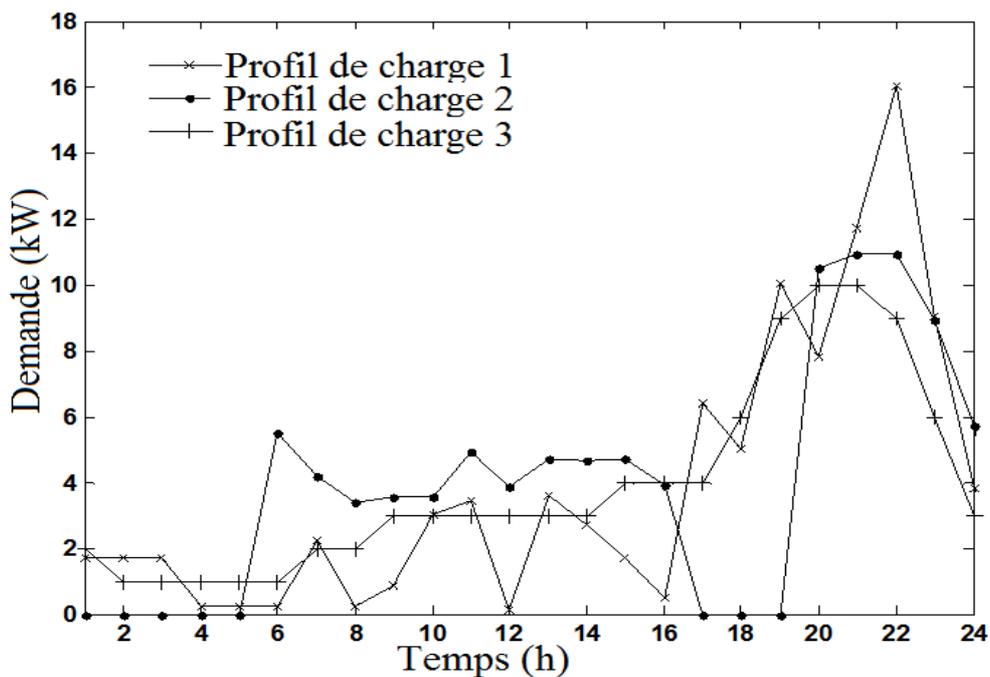


Figure IV-1 : Variation horaire des profils de charge

## IV.6. Caractéristiques des composants utilisés dans l'étude

Les composants utilisés dans cette étude sont choisis sur la base du coût spécifique le plus faible pour chaque composant (Ould Bilal, 2010a).

Le tableau IV-1 donne les caractéristiques techniques et les coûts des composants considérés dans cette étude.

Tableau IV-1 : Caractéristiques techniques et économiques des composants utilisés dans cette étude

<b>Composants</b>	<b>Spécifications</b>
<b>Type de l'aérogénérateur</b>	<b>EOLSenegal/500W/24</b>
Vitesse de démarrage (m/s)	3
Vitesse nominale (m/s)	7
Vitesse de coupure (m/s)	12
Puissance nominale (W)	500
Tension nominale (V)	24
Coût (Euro)	1077
<b>Type du module photovoltaïque</b>	<b>150W/24V</b>
Tension nominale (V)	24
Tension de circuit ouvert (V)	43.4
Courant de court-circuit (A)	4.7
Puissance crête (W)	150
Facteur de forme	0.74
Coût (Euro)	900
<b>Type de batterie</b>	<b>Banner C20-963.51</b>
Tension nominale (V)	12
Capacité nominale (Ah)	180
Coût (Euro)	285
<b>Type du régulateur</b>	<b>REGTARGOM430</b>
Courant nominal (A)	40
Tension nominale (V)	48
Coût (Euro)	250
<b>Type d'onduleur</b>	<b>SINWAVE/3,5 kW/48V</b>
Puissance nominale (W)	3 500
Tension nominale (V)	48
coût (Euro)	2799
<b>Type du groupe électrogène</b>	<b>GE/3,05 kW/48V</b>
Puissance nominale (W)	3050
Tension nominale (V)	48
Coût (Euro)	668

## IV.7. Différentes configurations obtenues avec l'outil MOO

Dans cette partie d'étude nous avons d'abord effectué le dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie (SHESB) sans le groupe électrogène.

Le vecteur de décision est composé dans ce cas de cinq (5) éléments :

$X = [N_{pv}, N_{el}, N_{bt}, N_{rg}, N_{od}]$ . Les variables  $N_{pv}$ ,  $N_{el}$ ,  $N_{bt}$ ,  $N_{rg}$ ,  $N_{od}$  correspondent dans cette ordre aux nombre des modules solaires photovoltaïques (PV), des aérogénérateurs, des batteries, des régulateurs et des onduleurs.

### IV.7.1. Dimensionnement mono-objectif d'un système hybride éolien-solaire-batterie optimisé pour LPSP = 0 %

La figure IV-2 indique l'évolution du coût du système lors de processus de l'optimisation pour les deux sites Kayar et Potou. Cela en utilisant le profil de charge n°1 et les composants indiqués dans le tableau IV-1.

On peut noter qu'à partir d'un nombre d'itérations donné, le coût annualisé du système (ACS) reste constant, ce qui montre que la solution optimale est atteinte.

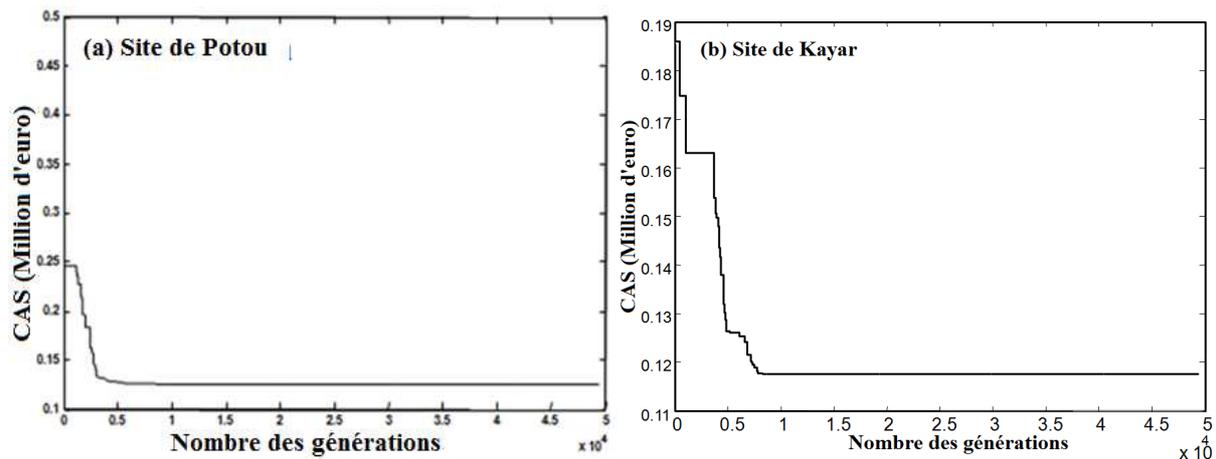


Figure IV-2 : Coût annualisé du système durant l'optimisation par AG pour le profil de charge n°1 avec LPSP=0 % : (a) Potou et (b) Kayar

Le tableau IV-2 donne les configurations optimales de dimensionnement effectué pour les deux sites Kayar et Potou.

Tableau IV- 2 : Configurations optimales obtenues pour les sites de Kayar et de Potou en utilisant le profil de charge n°1 avec LPSP=0 %

Site	Type du profil de charge	Nombre des modules solaires PV	Nombre des aérogénérateurs	Nombre des batteries	Nombre des régulateurs	Nombre des onduleurs	CAS (Million euro)
Potou	1	110	41	160	7	6	0,134
Kayar	1	120	41	124	8	6	0.124

#### IV.7.1.1. Influence de variation du potentiel disponible sur la configuration optimal

La solution obtenue est un système hybride éolien-solaire-batteries avec plus de sollicitations des aérogénérateurs pour le site de Potou et plus de sollicitations des modules solaires PV sur le site de Kayar. Cela en corrélation avec les valeurs respectives des potentiels sur les deux sites.

Le coût du système est plus important pour le site de Potou car la variation diurne du profil de charge est plus adaptée à la variation diurne des profils du rayonnement solaire et de la

vitesse du vent sur le site de Kayar. La configuration obtenue sur le site de Potou nécessite donc plus des batteries afin de répondre notamment au pic de puissance.

Le système de stockage est moins sollicité sur le site de Potou, mais avec un coût plus élevé de 25 % que pour le site de Kayar. Ceci permettra d'avoir une durée de vie plus longue et un coût de remplacement moindre pour les batteries.

La figure IV-3 montre que l'état de charge minimal du système de stockage est de 50 % pour les deux systèmes. La fréquence de l'état de charge des batteries pleinement chargées est plus élevée pour la configuration obtenue sur le site de Potou que celle obtenue sur le site de Kayar.

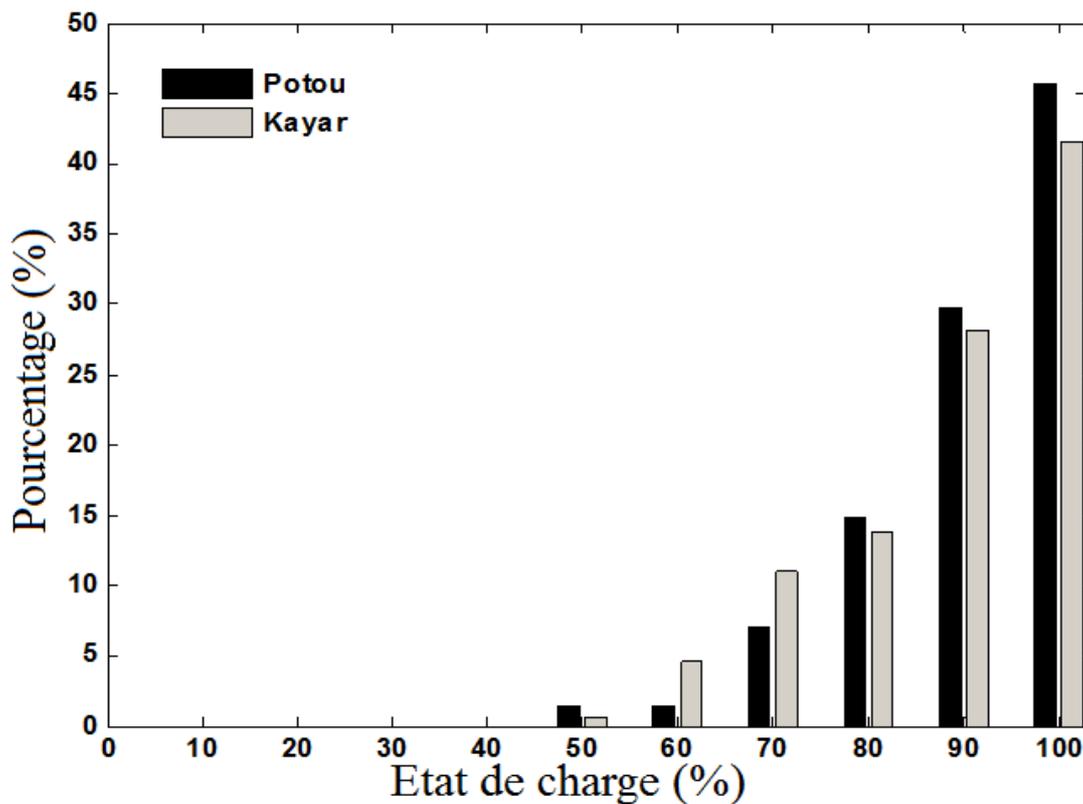


Figure IV-3 : Distribution de l'état de charge des batteries pour les deux sites Kayar et Potou en utilisant le profil de charge n°1 avec LPSP=0 %

#### IV.7.1.2. Etude de l'influence de profil de charge sur la configuration obtenue

Le tableau IV-3 donne les configurations optimales et leurs coûts en fonction des différents profils de charge.

Nous avons indiqué dans le tableau IV-4 l'énergie totale produite par les générateurs, les surplus d'énergie et les contributions des différents générateurs.

La fraction de l'énergie produite par les aérogénérateurs est supérieure à 50 % pour les différentes configurations obtenues sur les deux sites. Cela peut être expliqué par le fait que

l'aérogénérateur utilisé est bien adapté à la fluctuation de la vitesse moyenne du vent et aux applications de petite puissance.

Le dimensionnement des systèmes hybrides (SHESB) optimisé utilisant les profils de charge n°2 et n°3 montre que le nombre des batteries a diminué par rapport à l'utilisation du profil de charge n°1. Cela s'explique par le fait que les deux profils de charge 2 et 3 sont plus adaptés à la variation de l'énergie produite par les deux générateurs. Ainsi, la capacité nominale du système de stockage pour ces deux profils est réduite de 14 % et de 8 % sur le site de Potou et de 13 % et 6 % sur le site de Kayar par rapport au profil n°1.

Tableau IV-3 : Configurations obtenues pour les différents profils de charge sur les sites de Kayar et Potou pour LPSP=0%

Site	Type du profil de charge	Nombre des modules solaires PV	Nombre des aérogénérateurs	Nombre des batteries	Nombre des régulateurs	Nombre des onduleurs	CAS (Million euro)
Potou	1	110	41	160	7	6	0,134
	2	106	43	140	7	4	0,125
	3	106	40	148	7	4	0,126
Kayar	1	120	41	124	8	6	0.124
	2	130	32	108	8	4	0.120
	3	120	37	116	8	4	0.121

Tableau IV-4 : Energie et fraction de l'énergie produite par les générateurs sur les deux sites Kayar et Potou pour LPSP=0 %

Site	Type du profil de charge utilisé	Energie totale produite (kWh)	Fraction de l'énergie produite par l'aérogénérateur (%)	Fraction de l'énergie produite par le générateur PV (%)	Surplus d'énergie (%)
Potou	1	55638	71	29	64
	2	52973	73	27	62
	3	53118	72	28	62
Kayar	1	51365	64	36	61
	2	45662	56	44	56
	3	48149	62	38	58

La figure IV-5 montre la variation de l'état de charge moyen sur le site de Potou pour les différents profils de charge. On peut noter que l'état de charge minimal est de 50 %. Globalement, les batteries sont régulièrement chargées et donc moins sollicitées pour les deux sites.

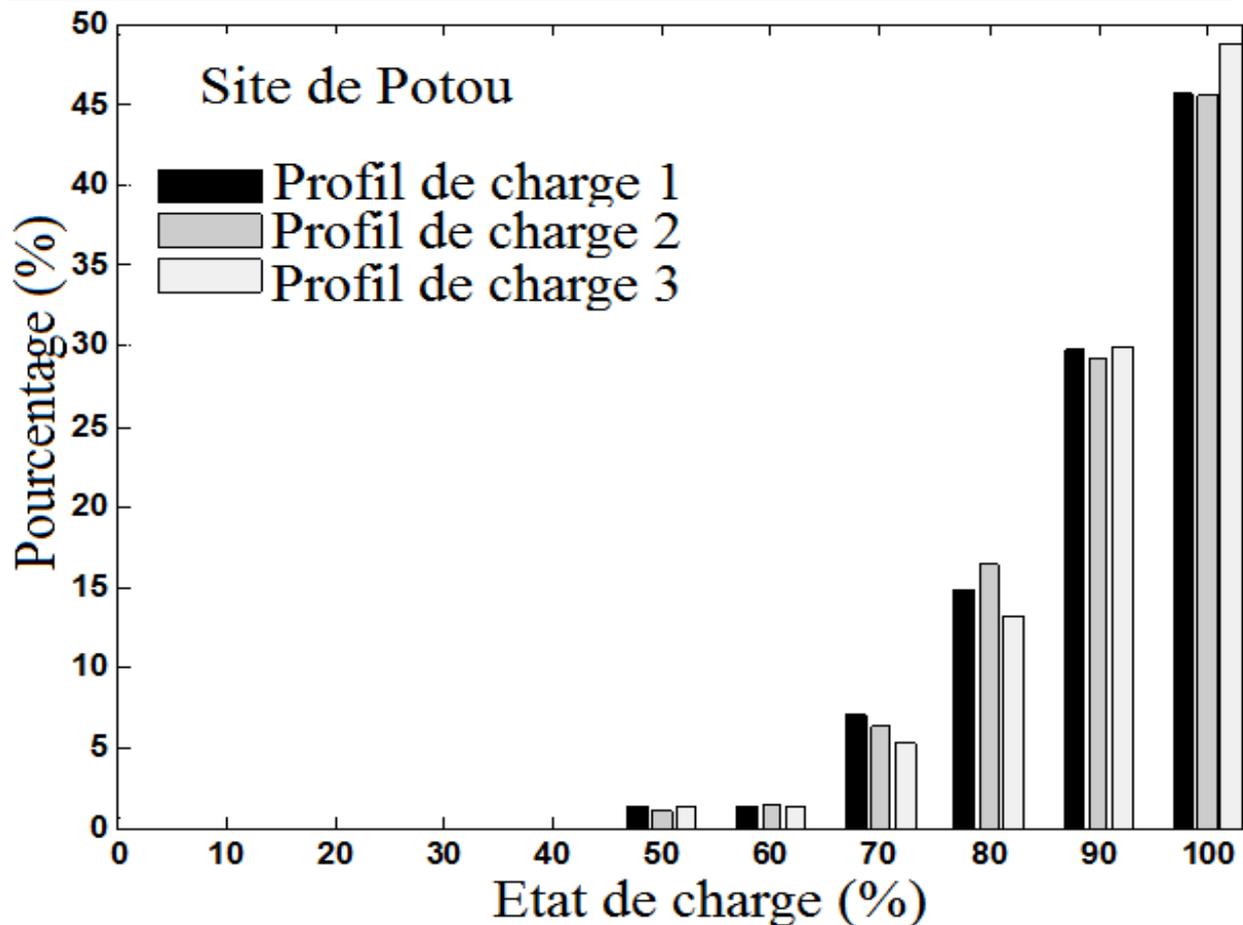


Figure IV-4 : Etat de charge moyen du système de stockage sur le site de Potou pour les différents profils de charge pour LPSP=0 %

#### IV.7.2. Dimensionnement multi-objectif d'un système hybride éolien-solaire-batterie optimisé

##### IV.7.2.1. Etude de l'influence de variation du taux de non couverture (LPSP) sur la configuration optimale pour un profil de charge donné

La figure IV-6 donne les résultats obtenus pour un dimensionnement d'un système hybride sur le site de Potou minimisant le coût annualisé du système et le taux de non couverture de charge et utilisant le profil de charge n°1. Ces résultats se présentent sous la forme de front de Pareto.

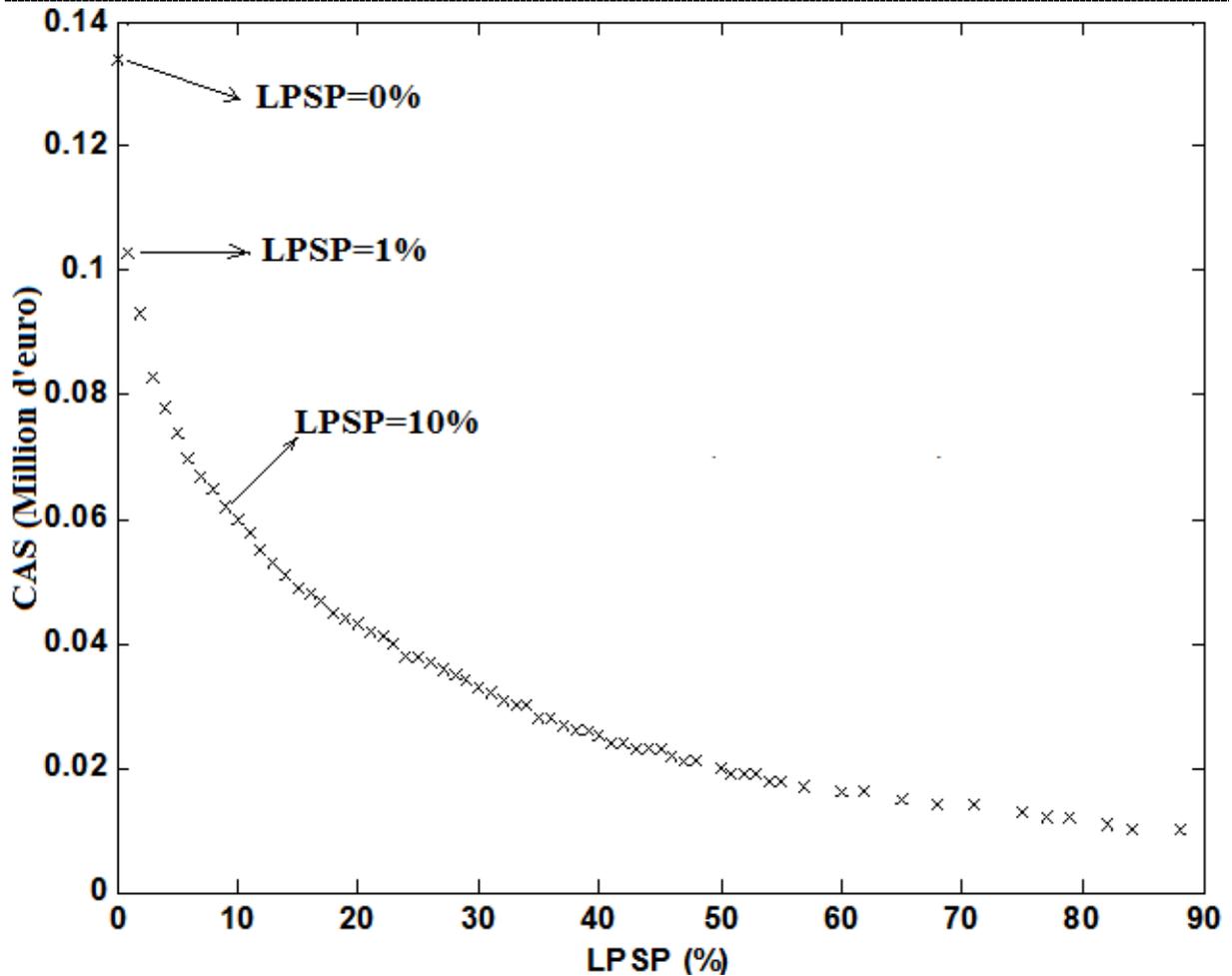


Figure IV-5 : Front optimal de Pareto de systèmes hybrides SHESB pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou

Le tableau IV-5 donne les configurations obtenues pour un LPSP de 0 %, 1 % et 10 %.

Tableau IV-5 : Configurations optimales obtenues sur le site de Potou en utilisant le profil de charge n°1 pour les trois taux de non couverture de charge (LPSP) 0 %, 1 % et 10 %

LPSP (%)	Nombre des modules solaires PV	Nombre des aérogénérateurs	Nombre des batteries	Nombre des régulateurs	Nombre des onduleurs	Coût annualisé du système (million d'euro)
0	110	41	160	7	6	0.134
1	22	64	124	3	6	0.103
10	0	44	64	0	6	0.060

On peut noter qu'avec l'augmentation du taux de non couverture de charge, le coût annualisé du système diminue. Par exemple, le coût annualisé du système diminue de 25 % si le taux de non couverture de charge (LPSP) passe de 0 % à 1 %. Ce coût diminue de 56 % si le LPSP passe de 0 % à 10 % (Ould bilal et al. 2010b).

On peut noter aussi qu'au fur et à mesure que le taux de non couverture de charge augmente, la configuration optimale utilise plus d'aérogénérateurs car le profil de charge est plus adapté à la variation du potentiel éolien. En effet cet aérogénérateur démarre à 2 m/s et

produit sa puissance nominale à 7 m/s (Kebe et al. 2010), ce qui permet d'avoir un bon facteur d'utilisation.

Le tableau IV-6 présente l'énergie produite, la contribution des différents générateurs ainsi que le surplus d'énergie.

Pour ces trois configurations, l'énergie produite est de 54638 kWh/an, 60901 kWh/an, et 41869 kWh/an pour les taux de 0 %, 1 % et de 10 % respectivement, ce qui correspond à 71 %, 95 % and 100 % d'énergie provenant des aérogénérateurs.

Le surplus d'énergie est de 64%, 69 % and 54 % pour respectivement les trois taux 0 %, 1 % et 10 %. On remarque que le surplus d'énergie est plus faible pour le taux 10% que pour les autres taux, car dans ce cas l'énergie produite est mieux consommée.

Tableau IV-6 : Énergie produite et surplus d'énergie calculés pour les trois taux de non couverture de charge (LPSP) 0 %, 1 %, 10 %

LPSP (%)	Energie produite (kWh/an)	Fraction d'énergie produite par l'aérogénérateur (%)	Fraction d'énergie produite par le générateur PV (%)	Surplus d'énergie (%)
0	54 638	71	29	64
1	60 901	95	5	69
10	41 869	100	0	54

Les résultats de l'étude de l'influence de variation du LPSP sur le dimensionnement du système de stockage (batteries) montre que la capacité nominale des batteries diminue de 22 % si le LPSP passe de 0% à 1 %. Elle diminue de 60 % si le taux passe de 0 % à 10 %.

La figure IV-7 montre la variation de l'état de charge moyen du système de stockage pour les trois taux : LPSP=0 %, LPSP=1 %, LPSP=10 %.

Les périodes de décharge de la batterie (état de charge moyen de 50 %, 60 % et 70%) sont plus fréquentes pour le LPSP de 10 % que pour le LPSP de 0 % et de 1 %. Cela explique le fait que le système de stockage est plus sollicité si le taux de non couverture de charge devient important.

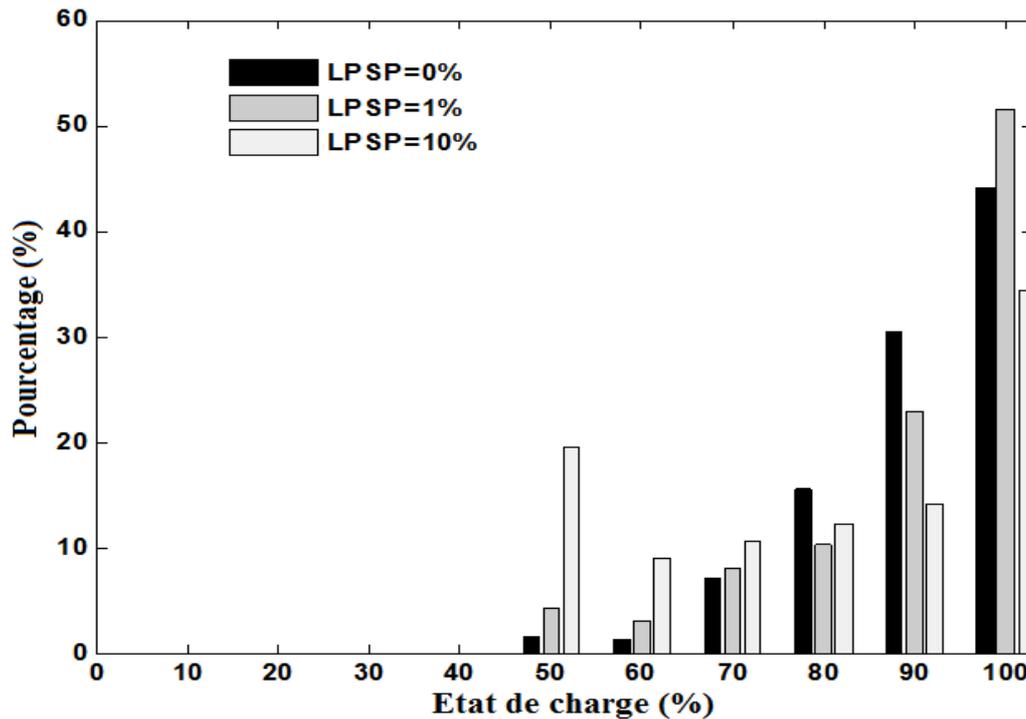


Figure IV-6 : Etat de charge moyen du système de stockage pour les LPSP de 0 %, de 1 % et de 10 % sur le site de Potou

#### IV.7.2.2. Etude de l'influence de l'utilisation d'un groupe électrogène

Nous avons dans cette partie du travail, effectué une optimisation de systèmes hybrides éolien-solaire-batteries couplé à des groupes électrogènes afin d'étudier l'influence de ces groupes ainsi que la quantité de gaz à effet de serre émise sur le coût global du système. Nous avons utilisé pour cela, dans un premier temps, le profil de charge n°1 sur le site de Potou.

Le vecteur de décision est composé dans ce cas de six (6) éléments :  $X=[N_{pv}, N_{el}, N_{bt}, N_{rg}, N_{od}, N_{gr}]$ , avec  $N_{gr}$  est le nombre des groupes électrogènes.

##### IV.7.2.2.1. Influence du groupe électrogène sur le coût de la configuration

Le dimensionnement des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG) est effectué pour un taux de non couverture (LPSP) égale à 0 %, en minimisant le coût annualisé du système et la quantité de  $CO_2$  émise. Les résultats obtenus se présentent sous la forme de front de Paréto, donné par la figure IV-7.

Afin d'analyser l'influence du groupe électrogène dans le dimensionnement, une étude comparative entre le système hybride de type SHESBG et le système hybride de type SHESB pour un LPSP=0 %. Nous avons pour cela utilisé les deux solutions suivantes :

la solution A du front de Pareto de la figure IV-7 pour le système SHESBG (solution la plus coûteuse, mais caractérisée par la quantité de  $CO_2$  émise la plus faible) ;

et la configuration correspondant à LPSP=0 % obtenue par le dimensionnement mono-objectif du SHESB (Tableau IV-3).

Le tableau IV-7 donne les deux configurations obtenues. Ce tableau montre que dans le cas d'une couverture totale de la charge, le coût global annualisé du système diminue de 43 % pour un système hybride utilisant les groupes électrogènes (SHESBG) par rapport au système sans les groupes électrogènes (SHESB). Cela peut être expliqué par le surdimensionnement des composants du système SHESB pour satisfaire les pointes au niveau de la puissance demandée, notamment les modules solaires PV et les aérogénérateurs, ce qui implique un plus grand surplus d'énergie sur la période.

Ce surplus d'énergie est de 64 % pour la configuration sans le groupe électrogène et de 58 % pour la solution avec groupe électrogène. Il faut noter cependant que l'utilisation du groupe électrogène engendre des émissions de gaz à effet de serre.

Le nombre de batteries utilisées est plus important pour le système SHESB que pour le système SHESBG (tableau IV-7). Cependant, comme l'état de charge moyen du système de stockage est de 90 % pour la configuration SHESB et de 83 % pour la configuration du SHESBG, ces batteries sont moins sollicitées pour le SHESB. Ce qui permet une plus longue durée de vie, d'où un coût de remplacement plus faible.

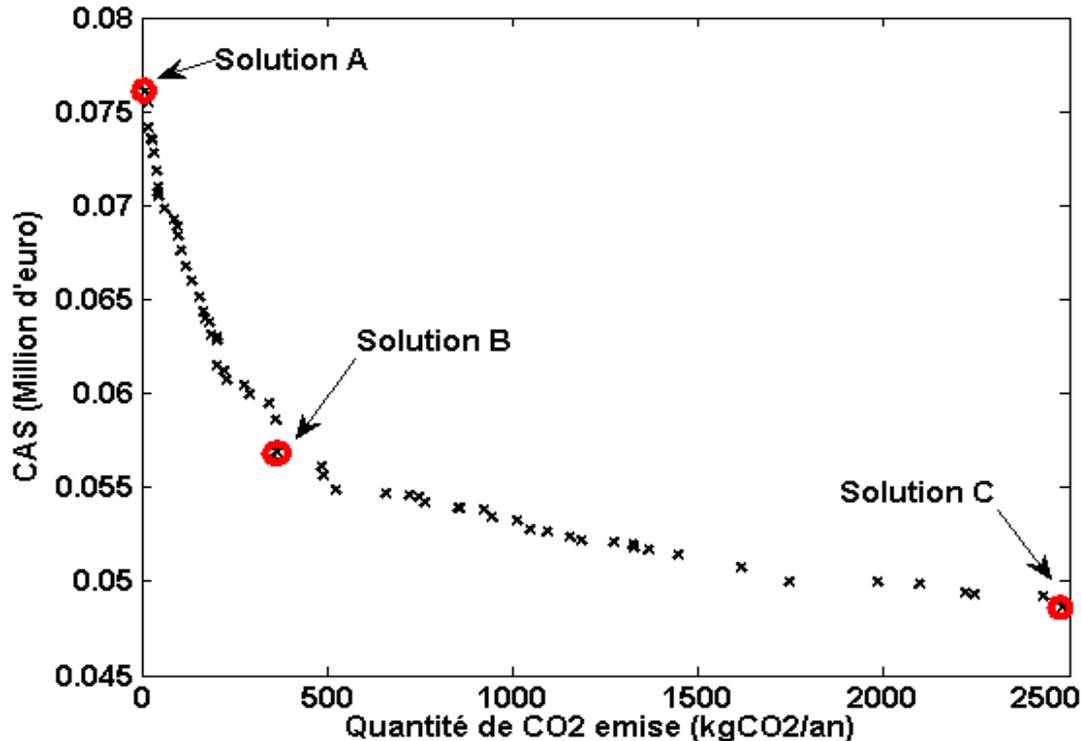


Figure IV-7 : Front de Pareto de systèmes hybrides SHESBG pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou

Tableau IV-7 : Configuration optimales des deux systèmes hybrides avec et sans le groupe électrogène sur le site de Potou pour LPSP=0 %

Type du système	Système Hybride Eolien-Solaire-Batteries (SHESB)	Système Hybride Eolien-Solaire-Batteries-groupe électrogène (SHESBG)
Nombres des modules solaires PV	110	76
Nombre des aérogénérateurs	41	5
Nombres des batteries	160	104
Nombre des régulateurs	7	5
Nombre d'onduleurs	6	6
Nombre des groupes électrogènes de secours	0	1
Energie total produite (kWh/an)	54638	46737
Excès d'énergie (%)	64	58
Etat de charge minimal $SCO_{min}$ (%)	50	50
Etat de charge moyen SCO (%)	90	84
Coût annualisé du système (Million d'euro)	0,134	0,076
Quantité de CO <sub>2</sub> émise (kg CO <sub>2</sub> /an)	0,00	10,41

#### **IV.7.2.2.2. Influence de variation de la quantité de CO<sub>2</sub> émise sur la configuration optimale d'un système hybride SHESBG**

On peut noter (figure IV-8) que la diminution du coût annualisé du système due à l'utilisation des groupes électrogènes implique l'augmentation de la quantité de CO<sub>2</sub> émise.

Afin de mettre en exergue l'influence de variation de la quantité du CO<sub>2</sub> émise sur la configuration optimale, trois solutions (A, B et C) sur différentes positions du front de Pareto optimal sont utilisées.

Le tableau IV-8 donne les configurations, l'énergie totale produite par chaque configuration, la contribution de chaque générateur, le surplus d'énergie et le coût de ces trois configurations.

Le coût de la configuration optimale diminue de 25 % et de 36 % pour les solutions B et C respectivement par rapport à la solution A. Cela peut être expliqué par la diminution du nombre de composants du système notamment les générateurs et les batteries (tableau IV-8) et l'augmentation du nombre de groupes électrogènes et du temps de fonctionnement de ces groupes. Par conséquent, le nombre d'heures de fonctionnement de ces groupes passe de 4h/an pour la solution (A) à 45 h/an et 1256 h/an pour les solutions B et C respectivement. Ceci correspond à des émissions de 10,41 kgCO<sub>2</sub>/an pour la solution A, 365,95 kgCO<sub>2</sub>/an pour solution B et 2481,89 kgCO<sub>2</sub>/an pour la solution C.

Le surplus d'énergie plus élevé pour la solution A (58 %) que pour les solutions B (42 %) et C (40 %) montre que l'énergie produite est mieux consommée pour ces deux dernières.

Le tableau IV-8 montre aussi que les états de charge moyens de systèmes de stockage sont de 84 %, 75 % et 77 % pour respectivement les solutions A, B et C. avec cependant, une profondeur de décharge qui peut aller jusqu'à 50 %.

La figure IV-9 donne la distribution des états de charge moyens des batteries pour ces trois solutions (A, B et C).

Nous pouvons remarquer que les états de charge restent compris entre 50 % (batteries profondément déchargées) et 100 % (batteries pleinement chargées). L'état de charge minimale (50 %) est plus fréquent pour la configuration B (32 %) que les configuration A (2 %) et C (17 %). Ce qui montre que les batteries du système B sont plus sollicitées.

Tableau IV-8 : Configurations (A, B et C) optimales d'un système hybride SHESBG sur le site de Potou pour le profil de charge n°1 avec LPSP=0 %

Solution	Solution A	Solution B	Solution C
Nombres des modules solaires PV	76	60	44
Nombre des aérogénérateurs	5	1	0
Nombres des batteries	104	80	76
Nombre des régulateurs	5	4	3
Nombre d'onduleurs	6	6	6
Nombre des groupes électrogènes de secours	1	5	5
Energie total produite (kWh/an)	46737	33803	32347
Fraction de l'énergie solaire (%)	88	96	74
Fraction de l'énergie éolienne (%)	11,98	3	0
Fraction de l'énergie conventionnelle (%)	0,02	1	26
Excès d'énergie (%)	58	42	40
Durée de fonctionnement des groupes (h)	4	45	1256
Etat de charge minimal du système de stockage $SCO_{min}$ (%)	50	50	50
Etat de charge moyen SCO (%)	84	75	77
Coût annualisé du système (Million d'euro)	0,076	0,057	0,049
Quantité de CO <sub>2</sub> émise (kg CO <sub>2</sub> /an)	10,41	364,95	2481,89
Coût actualisé de l'énergie (€/kWh)	3.89	2,91	2.48

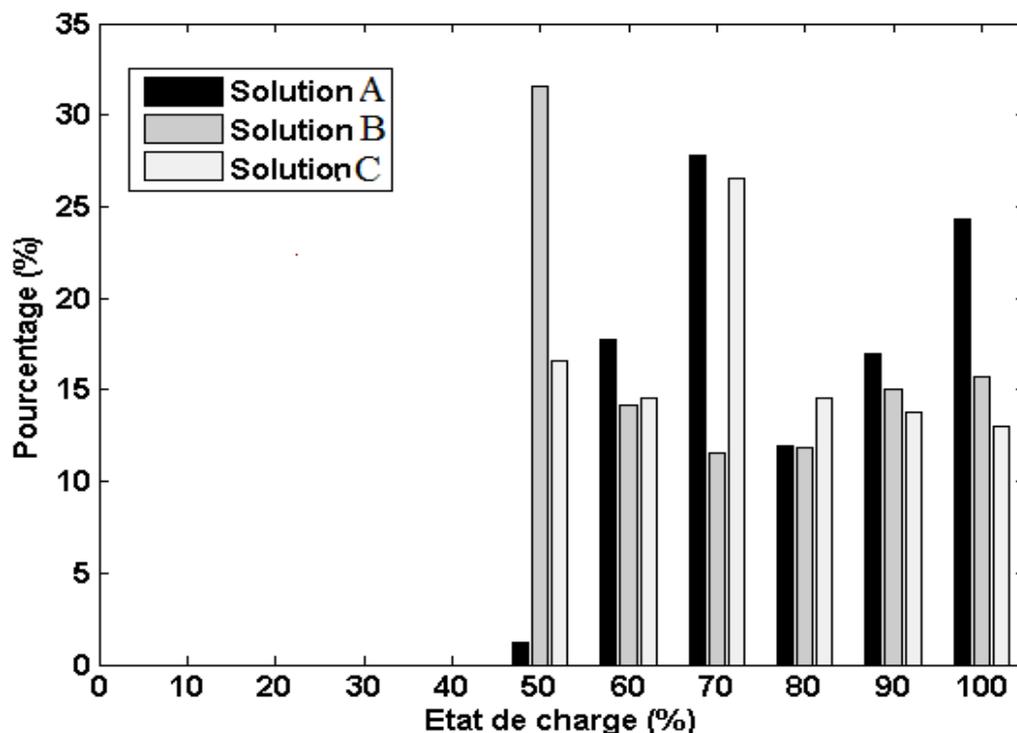


Figure IV-8 : Etat de charge moyen du système de stockage pour les solutions A, B et C d'un système hybride (SHESBG) pour le profil de charge n°1 sur le site de Potou avec LPSP=0 %

#### IV.7.2.2.3. Influence des variations des profils de charge sur la configuration optimale de systèmes hybrides SHESBG

Afin de mettre en évidence l'influence des variations de la forme du profil de charge sur la configuration optimale des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène (SHESBG), les trois profils de charge (figure IV-1) sont utilisés.

L'étude est effectuée pour le site de Potou.

La figure IV-9 illustre la courbe de front de Pareto pour ces trois profils de charge.

Pour toutes les valeurs de CO<sub>2</sub> émises, le coût annualisé du système est plus faible pour les profils de charge n°2 et n°3 par rapport au profil de charge n°1. Cela peut être expliqué par une meilleure corrélation des profils de charge n°2 et n°3 avec la variation de l'énergie produite par les générateurs du système hybride SHESBG. De plus, le pic de puissance est plus faible pour ces deux profils de charge, ce qui permet de réduire le nombre de composants utilisés, d'où une réduction du coût global du système.

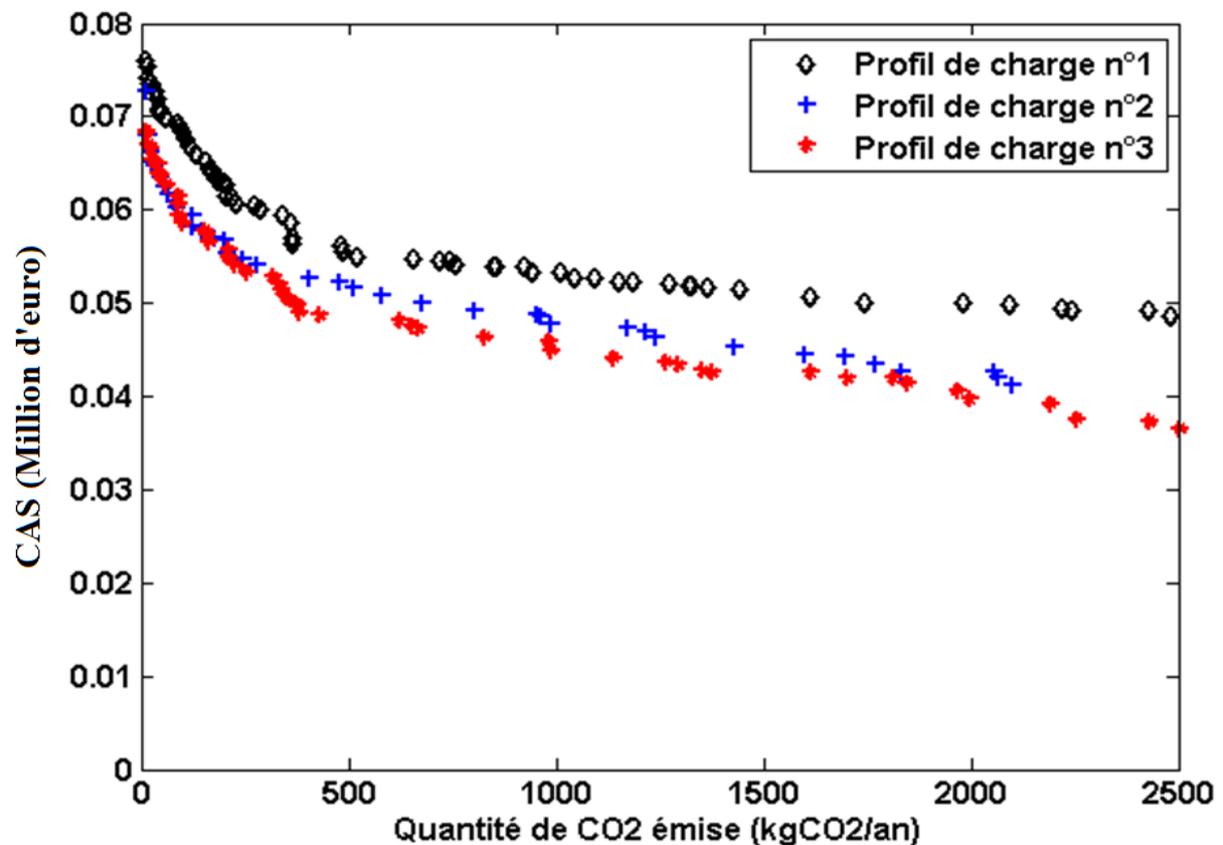


Figure IV-9 : Front de Paréto optimal des systèmes hybrides SHESBG pour les trois profils de charge avec LPSP=0 % sur le site de Potou

## IV.8. Conclusion

La méthodologie de dimensionnement mono-objectif de systèmes hybrides développée dans le chapitre I est appliquée afin de proposer des solutions hybrides optimisées.

L'optimisation multi-objectif d'un système éolien-solaire-batterie a permis de montrer l'influence de plusieurs paramètres à savoir la variation des potentiels éolien et solaire, la variation du profil de charge, etc. sur le coût annualisé de la configuration obtenue.

L'étude de l'influence des variations des potentiels éolien et solaire et du profil de charge sur l'optimisation a montré que le coût de la configuration devient plus faible si le profil de charge utilisé est mieux adapté aux variations des potentiels disponibles.

De même, les résultats ont montré qu'au fur et à mesure que le taux de non couverture de charge augmente le coût de la configuration optimale diminue.

L'analyse de l'influence du groupe électrogène sur la configuration optimale indique que le coût de la configuration optimale diminue de 43 % pour un système hybride avec groupe électrogène comparé au système hybride sans le groupe (SHESB). Cependant, l'utilisation de groupes électrogènes engendre des émissions de gaz à effet de serre, qui peut atteindre 2481,89 kgCO<sub>2</sub>/an.

Les résultats ont aussi montré que le coût du système diminue si le profil de charge est adapté aux variations des potentiels pour un fonctionnement avec ou sans groupe électrogène.

## Conclusion générale

L'objectif de cette thèse était de proposer de nouvelles approches de dimensionnement de systèmes hybrides optimisés destinés à la fourniture d'électricité pour des zones isolées. L'optimisation de systèmes hybrides passe d'abord par une meilleure connaissance des potentiels éolien et solaire des sites d'étude.

C'est ainsi que des mesures des vitesses et des directions du vent, du rayonnement solaire et de la température sont collectées par pas réduits, dans plusieurs régions du Sénégal, notamment sur la côte nord-ouest.

Les travaux ont ainsi porté sur :

- ♣ la présentation des outils méthodologiques de dimensionnement de systèmes hybrides éolien-solaire-batteries avec ou sans groupes électrogènes optimisés et d'évaluation des potentiels éolien et solaire ;
- ♣ l'analyse des résultats relatifs à l'estimation des potentiels éolien et solaire dans plusieurs localités du Sénégal ainsi que l'analyse technico-économique des différentes configurations des systèmes hybrides obtenues à la suite du dimensionnement optimisé.

Les résultats ont montré que les vitesses moyennes du vent sur les principaux sites peuvent bien être exploitées pour la production d'électricité notamment en utilisant des aérogénérateurs de petite puissance adaptés au potentiel disponible.

L'étude des caractéristiques moyennes du vent a permis de déterminer le potentiel éolien disponible en mettant en exergue l'influence des variations saisonnières et diurne de la vitesse du vent sur ce potentiel.

L'analyse des caractéristiques saisonnières et diurnes du vent a montré que la vitesse moyenne du vent sur la côte nord ouest du Sénégal est plus élevée pendant la saison sèche que pendant la saison des pluies. Elle est plus importante pendant le jour que la nuit.

La rose du vent déterminée sur les différents sites a montré que la direction dominante du vent est comprise entre la direction nord-est et la direction nord-ouest pour la majorité des sites. Ce qui correspond respectivement à la saison des pluies caractérisée par le régime de mousson et à la saison sèche caractérisée par l'harmattan.

La modélisation de la distribution des vitesses moyennes du vent est effectuée en utilisant cinq distributions à savoir, la distribution de Weibull, Rayleigh, Gamma, Normal et Log-normal. Les résultats ont confirmé que, dans l'ensemble, les différentes distributions donnent des bons résultats. Cependant le modèle de Weibull est le plus utilisé dans le cadre des applications de l'énergie éolienne compte tenu du fait que la plupart des modèles de

l'énergie produite par aérogénérateur dépendent des paramètres d'échelle et de forme. En plus la détermination de ses paramètres peut se faire de manière simple.

La validation expérimentale du modèle de l'aérogénérateur permettant d'estimer l'énergie produite à partir de données réelles collectées sur la période de neuf mois est effectuée. Ainsi une étude de choix d'une technologie d'aérogénérateurs adaptée au site est aussi réalisée. Les résultats obtenus ont permis d'identifier un type d'aérogénérateur adapté à l'utilisation décentralisée et un autre adapté à la connexion au réseau.

Nous avons aussi dans le cadre de cette thèse étudié le potentiel solaire dans plusieurs localités du Sénégal. Il est très favorable sur l'ensemble des sites étudiés. En effet, l'énergie la plus probable est de l'ordre 5 kWh/m<sup>2</sup>/j pour les différents sites. Cette étude a permis aussi de montrer que l'indice de clarté annuel est supérieur à 0,5 sur les différents sites étudiés. Ce qui confirme l'importance du potentiel solaire disponible.

Les résultats de l'analyse de l'influence de l'épaisseur optique des aérosols sur l'énergie solaire disponible ont montré que la présence des aérosols dans l'atmosphère terrestre contribue fortement à l'atténuation de l'irradiation (énergie solaire).

La méthodologie de dimensionnement et d'optimisation est ensuite appliquée afin de proposer des solutions des systèmes hybrides éolien-solaire-batterie avec ou sans groupe électrogène optimisés destinés à l'électrification décentralisée.

L'optimisation mono-objectif a montré que le coût de la configuration optimale est très sensible à la variation des potentiels éolien et solaire ainsi qu'à la variation du profil de charge.

L'optimisation multi-objectif est effectuée en minimisant le coût global annualisé du système (CAS) et le taux de non couverture de charge (LPSP) d'une part et d'autre part en minimisant le CAS et la quantité de CO<sub>2</sub> émise. Les résultats ont montré qu'au fur et à mesure que le LPSP augmente le coût de la configuration optimale diminue.

L'analyse de l'influence du groupe électrogène sur la configuration optimale a montré que pour une couverture totale de la charge, le coût global du système diminue avec une sollicitation plus accrue des groupes électrogènes. Le taux d'émission de CO<sub>2</sub> devient ainsi plus important dans ce cas.

L'étude de l'influence des variations du profil de charge sur la configuration optimale des systèmes hybrides couplés à des groupes électrogènes (SHESBG) a montré que le coût du système diminue si le profil de charge est adapté aux variations des potentiels comme pour un fonctionnement sans groupes électrogènes.

## Conclusion générale

---

Dans la suite de ce travail, il serait important d'étendre l'évaluation des potentiels éolien et solaire sur une plus longue période (10 ans au moins) et sur d'autres sites du Sénégal et de la sous région. Cela permettra ainsi de pouvoir réaliser une carte des potentiels éolien et solaire.

Il serait aussi intéressant d'intégrer dans l'étude, l'optimisation des profils de charge qui permet de les adapter en fonction de l'énergie disponible à un instant donné. Cela permettra de réduire l'excès d'énergie et le nombre de composants dans le système, d'où une réduction du coût global du système.

De même une étude de dimensionnement de systèmes hybrides optimisés intégrant la disponibilité des composants et la fiabilité des systèmes devra être envisagée.

Il est prévu dans la suite de ce travail de valider l'ensemble des résultats obtenus dans le cadre d'un prototype de système hybride que le laboratoire compte mettre en oeuvre.

## Bibliographie

- Abedi S, Alimardani A, Gharehpetian GB, Riahy GH, Hosseinian SH (2012). A Comprehensive method for optimal power management and design of hybrid ES-based Autonomous energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16:1577-87.
- Abdelhamid K, Maïouf B, Rachid I (2011). Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. *Solar Energy*, 85 : 2407-20.
- Aguiar R, Collares-Perreira M (1992a). Statistical properties of hourly global solar radiation. *Solar Energy*, 48: 157-67.
- Aguiar R, Collares-Pereira M (1992b). A time dependent autoregressive Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. *Solar Energy*, 49:167-74.
- Ahmed MAH, Priscilla NJ, Mohd S (2011). Optimal configuration assessment of renewable energy in Malaysia. *Renewable Energy*, 36: 881-88.
- Ahmed O, Hanane D, Roberto S, Abdelaziz M (2010). Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 1959-68.
- Ahmed SAS, Hanitsch R (2006). Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renew Energy*, 31 : 1183-202.
- Ahmed O, Hanane D, Roberto S, Abdelaziz M (2010). Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 1959-68.
- Akella AK, Sharma MP, Saini RP (2007). Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(5):894-908.
- Al-Mohamad A (2004). Global direct and diffuse solar radiation in Syria. *Applied Energy* 79, 191-200.
- Almorox J and Hontoria C (2004). Global solar radiation estimation using sunshine duration in Spain. *Energy Conversion and Management* 45, 1529-35.
- Alsema E (2000). Environmental life cycle assessment of solar home systems. Tech. rep. NWS-E-2000-15. Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, the Netherlands.
- Andreae MO (1995). Climatic effects of changing atmospheric aerosol levels. In: *World Survey of Climatology. Future Climates of the World*, A. Henderson-Sellers (Ed). Elsevier, Amsterdam, 16: 341-92.

- Anglani N, Muliere G (2010). Analyzing the impact of renewable energy technologies by means of optimal energy planning. In: 9<sup>th</sup> international conference on environment and electrical engineering (EEEIC), p. 1-5.
- Arif H and Onder O (2004). A review on the development of wind energy in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(3):257-76.
- ASHRAE (2001). *Fundamentals Handbook*. ASHRAE.
- ASHRAE (2007). *Handbook of HVAC Applications*. ASHRAE, Atlanta.
- Athanasios AD, Markus B, Javier D, Giulia F, Sabine G, Edgard G, Giorgio GK, Luis P, Irene P, Michela R (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 1182-200.
- Aynur U, Figen B (2009a). Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. *Applied Energy*, 86:1864-72.
- Aynur U, Figen B (2009b). Investigation of wind characteristics and assessment of wind-generation potentiality in Uludag-Bursa, Turkey. *Applied Energy*, 86: 333-9
- Badran O (2003). Wind turbine utilization for water pumping in Jordan. Third European–African conference on wind engineering. *J Wind Eng Ind Aerod*, 91(10):1203-14.
- Badran OO (2000). Wind energy research and development in Jordan. In: *World Renewable Energy Congress VI*. p. 2360-3.
- Baert D and Veraet A (1999). Lead–acid battery model for the derivation of Peukert's law. *Electrochim Acta*, 44(20): 3491-504.
- Behave AG (1999). Hybrid solar–wind domestic power generating system: a case study. *Renew Energy*, 17(3):355-58.
- Baig A, Achter P, Mufti A (1991). A novel approach to estimate the clear day global radiation. *Renewable Energy*, 1: 119-23.
- Baklouktsis A, Tsanakas D, Vachtsevanos G (1986). Stochastic simulation of hourly and daily average wind speed sequences. *Wind Energy*, 10(1):1-11.
- Ball M, Wietschel M, Rentz O (2007). Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimizing modeling approach. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32: 1355-68.
- Belfkira R, Barakat G, Nicolas T, Nichita C (2009). Design study and optimization of a grid independent wind/PV/diesel system. In: 13<sup>th</sup> European conference on power electronics and applications (EPE'09), p. 1-10.

- Belfkira R, Nichita C, Reghem P, Barakat G (2009). Modeling optimal sizing of hybrid renewable energy system. In: 13<sup>th</sup> power electronics and motion control conference (EPE): 1834-39.
- Baring-Gould EI, Manwell JF, Van Dijk V (2002). HYBRID 2. NREL.
- Berberi P, Thodhorjani S, Aleti R (2009). Integration optimization of alternative sources of energy in a remote region. In: ELECTROMOTION: 1-4.
- Bernard J(2007). Energie solaire : calcul et optimisation. Ellipes Edition. Pris cedex 15, 252p.
- Bernal-Agustin JL and Dufo-Lopez R (2010). Techno-economical optimization of the production of hydrogen from PV-Wind systems connected to the electrical grid. *Renewable Energy*, 35:747-58.
- Bernardi DM and Carpenter MK (1995). A mathematical model of the oxygen-recombination lead–acid cell. *J Electrochem Soc*, 142(8):2631-41.
- Bernieri A and Noviello EI (1991). A method for lead–acid battery performance prediction. In: Proceedings of the 10th IASTED international symposium on modelling identification and control, 436-41.
- Belgin ET and Ali YT (2011). Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems. *Renewable Energy*, 36:1931-43.
- Belfkira R, Zhang L, Barakat G (2011). Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit. *Solar Energy*, 85: 100-10.
- Beyer GH and Langer C (1996). A method for the identification of configurations of PV/ wind hybrid systems for the reliable supply of small loads. *Solar Energy*, 57(5): 381–91.
- Bin A, Hongxing Y, Shen H, Xianbo L (2003). Computer aided design for PV/Wind hybrid system. *Renewable Energy* 28, 1491-512.
- Bird RE and Hulstrom RL (1981a). A Simplified Clear-Sky Model for the Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces. US SERI Tech. Report TR-642-761, 38.
- Bird RE and Hulstrom RL (1981b). Review, evaluation, and improvement of direct irradiance models. *Trans. ASME, J. Sol. Energy Engng*, 103: 182-92.
- Bird RE and Hulstrom RL (1979) Application of Monte Carlo Technique to Insolation Characterisation and Prediction. US SERI Tech. Report TR-642-761, 38.
- Bonfils S (2011). Modeling wind speed and wind power distributions in Rwanda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 : 925-35.

- Bonfils S and Jimmy G (2010). A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy* 35 : 2874-80.
- Borowy BS and Salameh ZM (1996). Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11: 367-73.
- Borowy BS and Salameh ZM (1994). Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 9(3): 482-88.
- Bueno C and Carta JA (2005). Technical–economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: model development. *Solar Energy*, 78: 382-95.
- But JR (2005). A study of morphing wing effectiveness in fighter aircraft using exergy analysis and global optimization technique. Thésis of Master of Science : Mechanical Engineering, Virginia Polytechnic institute, 128p.
- BWE (2006). Market survey: Wind Turbine 25 kW-5 MW with measurement results. Expert reports, Wind Energy.
- Camara M, Dramé M. Ould Bilal B (2012). Variabilité intra-saisonnière des aérosols en relation avec le potentiel d'énergie solaire à Mbour, Sénégal. ScienceLib Editions Mersenne : Volume 4 , N ° 120113 pp. 1-10.
- Carta JA, Ramirez P, Velazquez S (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis case studies in the Canary Islands. *Renew Sust Energy Rev*, 13:933-55.
- Causa J, Karer G, Núñez A, Sáez D, Skrjanc I, Zupanci B (2008). Hybrid fuzzy predictive control based on genetic algorithms for the temperature control of a batch reactor. *Computers and Chemical Engineering*, 32(12): 3254-63.
- Celik AN (2003). A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable Energy*, 29: 593-604.
- Chandrasekhar S, and Elbert DD (1954). The illumination and polarization of the sunlit sky on Rayleigh scattering. *Trans. Amer. Phil. Soc*, 44, 643.
- Chedid R and Rahman S (1998). A decision support technique for the design of hybrid solar wind power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 13 (1): 76-83.
- Chen SM and Huang CM (2008). A new approach to generate weighted fuzzy rules using genetic algorithms for estimating null values. *Expert Systems with Applications*, 35(3):905-17.

- Chiappello I, Prospero J, Herman J, and Hsu N (1999) .Detection of mineral dust over the North Atlantic Ocean and Africa with the Nimbus 7 TOMS. *J. Geophys. Res.*, 104, D8, doi:10.1029/1998JD200083.
- Christofferson RD and Gillette DA (1987). A simple estimator of the two-parameter Weibull distribution. *J Clim Appl Meteorol*, 26: 323-5.
- Colle S, Abreu SL, Ruther R (2004). Economic evaluation and optimisation of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to electricity grid. *Sol Energy*, **76**:295-9.
- Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M (2010). A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4):1059-82.
- Coulson KL (1959). Characteristics of radiation emerging from the top of a Rayleigh atmosphere. *Planet Space Sci.* 1, 265.
- Cun JP, Fiorina JN, Fraisse M, Mabboux H (1996). The experience of UPS company in advanced battery monitoring. In: INTELEC, Boston, USA: 22-5.
- Counihan J (1975). Adiabatic atmospheric boundary layers: a review and analysis of data collected from the period 1880-1972. *Atmosphéric Environment*, 9 : 871-905.
- Davies JA, Schertzer W. and Nunez M (1975). Estimating global solar radiation. *Boundary-Layer Meteorol*, 9: 33-52.
- Dave JV (1964). Importance of higher order scattering in a molecular atmosphere. *J. Opt. Soc. Amer.* 54, 307.
- Dave JV (1979). Extensive data sets of the diffuse radiation in realistic atmospheric models with aerosols and common absorbing gases. *Solar Energy*, 21: 361-9.
- Dalton GJ, Lockington DA, Baldock TE (2009). Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. *Renewable Energy*, 34 : 955-64.
- Darras C, Sailler S, Thibault C, Muselli M, Poggi P, Hogue J, et al (2010). Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(8): 3322-32.
- Diaf S, Diaf D, Belhamel M, Haddadi M, Louche A (2007). A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy*, 35: 5708-18.
- Diaf S, Belhamel M, Haddadi M, Louche A (2008). Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island. *Energy Policy*, 36 :743-54.
- Dorvlo ASS (2002). Estimating wind speed distribution. *Energy Convers Manage*, 43:2311-8.

- Drame M, Ould Bilal B, Camara M, Sambou V, and Gaye A (2012). Impacts of aerosols on available solar energy at Mbour, Senegal. *J. Renewable Sustainable Energy* 4, 013105.
- Duffie JA and Beckman WA (1991) *Solar Engineering of Thermal Processes* 2nd edition, Wiley, New York, NY.
- Efim GE, Avraham IK (2009). The assessment of different models to predict the global solar radiation on a surface tilted to the south. *Solar Energy*, 83: 377-88
- Eftichios K, Dionissia K, Antonis P, Kostas K (2006). Methodology for optimal sizing of standalone photovoltaic/wind generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80: 1072-88.
- Egido MA and Lorenzo E (1992). The sizing of stand alone PV-systems: a review and a proposed new method. *Solar Energy Mater Solar Cells*, 26:51-69.
- Ekdunge P and Simonsson D (1989). The discharge behaviour of the porous lead electrode in the lead-acid battery: Experimental investigations. *J Appl Electrochem*, 19(2): 127-35.
- Ekren BY and Ekren O (2009). Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions. *Applied Energy*, 86(9): 1387-94.
- Elamouri M and Amar FB (2008). Wind energy potential in Tunisia. *Renew Energy*, 33:758-68.
- Elhadidy MA and Shaahid SM (2000). Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems. *Renew Energy*, 21(2):129-39.
- El-Sebaili AA, Al-Hazmi FS, Al-Ghamdi AA, Yaghmour SJ (2010). Global, direct and diffuse solar radiation on horizontal and tilted surfaces in Jeddah, Saudi Arabia. *Appl Energy*, 87(2):568-76.
- EPPEC (2000). *Wind energy a renewable source*. electric power and power electronics center at Illinois institute of technology, Chicago.
- Erdinc O and Uzunoglu M (2012). Optimum design of hybrid renewable energy systems: Overview of different approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16: 1412-25.
- Erich Hau (2006). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2nd edition, 775p.

- Erkan D and Osman K (2012). Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, 34: 81-9.
- Eskin N, Artar H, Tolun S (2008). Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12:839-51.
- Fatih OH, Omer N.G, Mehmet K (2009). A novel hybrid (wind–photovoltaic) system sizing procedure. *Solar Energy*, 83: 2019-28.
- Fleck B and Huot M (2009). Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use. *Renew Energy*, 34:2688-96.
- Garcia-Valverde R, Miguel C, Martínez-Bejar R, Urbina A (2009). Life cycle assessment study of a 4.2 kWp stand-alone photovoltaic system. *Solar Energy*, 83:1434-45.
- Garg HP (1982). *Fundamentals of solar energy Reseach*. John Wiley & Sons, New York.
- Gass V, Strauss F, Schmidt J, Schmid E (2011). Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 2677-83.
- Genc A et al (2005). Estimation of wind power potential using Weibull distribution. *Energy Sources, Part A: Recov, Utiliz Environ Eff*, 27:809-22.
- German AS, Alejandro LH, Luis RS (2010). Practical models to estimate horizontal irradiance in clear sky conditions: Preliminary results. *Renewable Energy* 35 : 2452-60.
- Goedeckeb M, Therdthianwong S, Gheewala SH (2007). Life Cycle cost analysis of alternative vehicles and fuels in Thailand. *Energy Policy*;35(6):3236-46.
- Gokcek M, Bayulken A, Bekdemir S (2007). Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kırklareli, Turkey. *Renew Energy*, 32:1739-52.
- Goncalves JF, Mendes JJM, Resende MGC (2008). A genetic algorithm for the resource constrained multi-project scheduling problem. *European Journal of Operational Research*, 189(3):1171-90.
- Gordon JM and Reddy TA (1988). Time series analysis of hourly global horizontal solar radiation. *Solar Energy*, 41(5):423-29.
- Gu H, Nguyen TV, White RE (1987). A Mathematical model of a lead-acid cell: discharge, rest, and charge. *J Electrochem Soc*, 134(12) : 2953-60.
- Guasch D and Silvestre S (2003). Dynamic battery model for photovoltaic applications. *Prog Photovoltaics: Res Appl*, 11:193-206.

- Gueymard C (2000). Prediction and performance assessment of mean hourly solar radiation. *Solar Energy* 68, 285-303.
- Gueymard C (1993) Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data. *Solar Energy*, 51: 121.
- Gupta A, Saini RP, Sharma MP (2011). Modelling of hybrid energy system d Part I: Problem formulation and model development. *Renewable Energy*, 36:459-65.
- Habali SM and Saleh IA (2000). Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics: part I: design of the blade and root. *Energy Convers Manage*, 41(3):249-80.
- Habali SM and Saleh IA (2000). Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics. Part II. Manufacturing of the blade and rotor. *Energy Convers Manage*, 41(3):281-98.
- Hakimi SM, Tafreshi SMM, Kashefi A (2007). Unit sizing of a stand-alone hybrid power system using particle swarm optimization (PSO). In: *IEEE international conference on automation and logistics*, p. 3107-12.
- He W (1993). A simulation module for wind–diesel systems with multiple units. In: *International conference on renewable energy-clean power*, p.171-6.
- Hessami M, Campbell H, Sanguinetti C (2011). A feasibility study of hybrid wind power systems for remote communities. *Energy Policy*, 39:877-86
- Hocaoglu FO and Kurban M (2010). Regional wind energy resource assessment. *Energy sources. Part B. Economics. Plan Policy*, 5(1):41-9.
- Holland JH (1975). *Adaptation in natural and artificial systems*. Massachusetts, Cambridge: MIT Press.
- Holben BN, Tanré D, Smirnov A, Eck TF, Slutsker I, Chatenet B, et al (2001). An emerging ground-based aerosol climatology: Aerosol Optical Depth from AERONET", *J. Geophys. Res.*, 106, 12067-12097.
- Homer. Hybrid optimization model for electric renewable (HOMER). [www.nrel.gov/international/homer](http://www.nrel.gov/international/homer).
- Hottel HC (1976). A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmosphere, *Solar Energy*, 18: 129-34.
- Hsieh JS (1989). *Solar Energy Engineering*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- Ilinca A, McCarthy E, Chaumel JL, Rétiveau JL (2002). Wind potential assessment of Quebec Province. *Renew Energy*, 28:1881-97.

- Iqbal M (1983). An Introduction to Solar Radiation. Academic Press, New York.
- Irfan U, Qamar-uz-Zaman C, Andrew JC (2010). An evaluation of wind energy potential at Kati Bandar, Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 856-61.
- Isherwood W, Smith JR, Aceves SM, Berry G, Clark W, Johnson R, et al (2000). Remote power systems with advanced storage technologies for Alaskan villages. *Energy*, 25(10):1005-20.
- Janjai S, Kumharn W, Laksanaboonsong J (2003). Determination of Angstrom's turbidity coefficient over Thailand. *Renewable Energy*, 28: 1685-700.
- Jesus P, Luis FZ, Pablo S, Lourdes R (2009). Angstrom turbidity and ozone column estimations from spectral solar irradiance in a semi-desertic environment in Spain. *Solar Energy*, 83 : 257-263.
- Jones C., Mahowald N, and Luo CJ (2003). *Climate*. 16, 3617.
- Justus CG, Hargraves WR, Mikhail A (1978). Graber D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *J Appl Meteorol*, 17:350-3.
- Justus CG (1978). *Wind and System Performance*. Franklin Institute Press, Philadelphia.
- Justus CG and Mikhail A (1976). Height variation of wind speed and wind distribution statistics. *Geophys Res Lett*, 3:261-4.
- Kamel F (1995). A small locally produced windmill for electric generation as a model for small industry. *Renew Energy*, 6:629-32.
- Kalogiro S (2009). *Solar energy engineering: processes and systems*. 2009, Elsevier Inc. Academic press publication, 1<sup>st</sup> edition, 756p.
- Kamaruzzaman S, Othman MYH (1992). Estimates of monthly average daily global solar radiation in Malaysia. *Renewable Energy*, 2: 319-25.
- Kaplanis SN (2006). New methodologies to estimate the hourly global solar radiation: comparison with existing models, *Renewable Energy*, 31: 781-90.
- Karalis JD, Pissimanis DK, Notaridou VA (1982). Estimation of global, direct and diffuse solar radiation in Athens under clear sky conditions. *Theoretical and Applied Climatology*, 31 (4): 369-77.
- Karoly T (2008). Some statistical characteristics of monthly average wind speed at various heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12: 1712-24.
- Kasten F (1993) Discussion on the relative air mass. *Light. Res. Tech.* 25, 129.
- Karyampudi VM et al (1999). *Bull. Am. Meteorol. Soc.*, 80, 1045.

- Kavak AE and Akpinar S (2005). An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion and Management*, 46: 1848-67.
- Kebe CMF, Judalet V, Sambou V, Boudy OB (2010). Monitoring d'une installation éolienne: Application à la caractérisation de l'aérogénérateur du projet EolSénégal. *Journal des sciences Pour l'Ingenieur*, N°12 : 51-56.
- Kebe CMF, Sambou V, Ould Bilal B, Ndiaye PA, et Lo S (2008). Evaluation du potentiel éolien du site de Gandon dans la région nord du Sénégal. *International Metrology Conference CAFMET*, 1-6.
- Kellogg WD, Nehrir NH, Venkataramanan G and Gerez (1998). Generation unite sizing and cost analysis for stand-alone wind, photovoltaïque and hybrid wind-PV systems. *IEEE transaction on Energy Conversion*, 13 (1): 70-5.
- Kimura Y, Onai Y, Ushiyama L (1996). A demonstrative study for the wind and solar hybrid power system. In: *Proceedings of world renewable energy congress*, 895-8.
- Kim SC and Hong WH (1999). Analysis of the discharge performance of a flooded lead-acid cell using mathematical modeling. *J Power Sources*, 77(1): 74-82.
- Knight KM, Klein SA, Duffie JA (1991). A methodology for the synthesis of hourly weather data. *Solar Energy*, 46(2):109-20.
- Koutroulis E and Kolokotsa D (2010). Design optimization of desalination systems power-supplied by PV and W/G energy sources. *Desalination*, 258:171-81.
- Koutroulis E, Kolokotsa D, Potirakis A, Kalaitzakis K (2006). Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind- generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80: 1072-88.
- Krajacic G, Duic N, Carvalho MG. H2 RES (2009). Energy planning tool for island energy systems: the case of the Island of Mljet. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(16):7015-26.
- Kumar R and Umanand L (2005). Estimation of global radiation using clearness index model for sizing photovoltaic system. *Renewable Energy*, 30: 2221-33.
- Lacis AA. and Hansen JE (1974). A parameterisation for the absorption of solar radiation in the earth's atmosphere. *J. Atmos. Sci*, 31: 118-32.
- Leyland G (2002). Multi-objective optimisation applied to industrial energy problems. 188p. Thèse EPFL, Lausanne, n°: 2572.

- Liancong L, David H, Boping H (2010). Estimation of total cloud cover from solar radiation observations at Lake Rotorua, New Zealand. *Solar Energy*, 84 : 501-06.
- Lodge JPJ (1991). Global climatic effects of aerosols, *Atm. Env*, 24 A.
- Li DHW and Lam JC (2000). Solar heat gain factors and the implications for building designs in subtropical regions. *Energy and Building*, 32: 47-55.
- Lun IYF and Lam JC (2000). A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renew Energy*, 20:145-53.
- Lysen EH (1983). *Introduction to Wind Energy*, second ed. SWD 82-1.
- Madkour MA and Hamed AB (2006). Comparative study on different models for estimation of solar radiation. *Renewable Energy*, 31: 361-82.
- Manwell JF, Mcgrwan JG and Rogers AL (2009). *Wind energy explained: theory, design and application*, second edition, John Wiley & Ltd.
- Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL (2002). *Wind energy explained : theory, design and application*. Amherst, USA: John Wiley & Sons.
- Malinchik S, Roberts A, Fierro S (2010). Geo-spatial resource analysis and optimization of investment strategies for renewable energy. In: *IEEE conference on innovative technologies for an efficient and reliable electricity supply (CIT-RES)*, 70-7.
- Mazhari E, Zhao J, Celik N, Lee S, Son YJ, Head L (2011). Hybrid Simulation and optimization-based design and operation of integrated photovoltaic generation, storage units, and grid. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(1):463-81.
- Merter U and Arif I (2000). Typical weather data of main Turkish cities for energy application. *Int J Energy Res*, 24:727-48.
- Meloë K (2004). Application de la télédétection spatiale pour la surveillance de la pollution de l'atmosphère en aérosols. D.E.A de Méthodes Physiques en Télédétection, Université Pierre et Marie Curie (Paris VI), 30p.
- Mirhosseini M, Sharifi F, Sedaghat A (2011). Assessing the wind energy potential locations in province of Semnan in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 : 449-459
- Miyatake M, Toriumi F, Endo T, Fujii N (2007). A novel maximum power point tracker controlling several converters connected to photovoltaic arrays with particle swarm optimization technique. In: *European conference on power electronics and applications*, 1–10.
- Mizani S and Yazdani A (2009). Design and operation of a remote microgrid. In: *35<sup>th</sup> annual conference on industrial electronics (IECON'09)*, 4299-304.

- Molyneaux A (2002). A pratique evolutionary method for the multi-objective optimisation of complex integrated energy systems including vehicul drive-trains. 194p. Thèse EPFL, Lausanne, n°: 2636.
- Molly JP (1990). Wind energie, Verlag C.F. Müller Karlsruhe, 2 nd edition.
- Morgan TR (1996). The performance and optimisation of autonomous renewable energy systems. PhD Thesis, University of Wales, Division of Mechanical Engineering and Energy Studies, Cardiff.
- Mousa K, AlZubi H, Diabat A (2010). Design of a hybrid solar–wind power plant using optimization. In: 2<sup>nd</sup> international conference on engineering systems management and its applications (ICESMA), 1-6.
- Mubiru J and Banda EJKB (2008). Estimation of monthly average daily global solar irradiation using artificial neural networks. Solar Energy, 82 : 181-7.
- Muneer T (2004). Solar Radiation and Daylight Models. Department in Oxford, UK, 390p.
- Muneer T and Gul M (1998). Detailed evaluation of a meteorological radiation model using long-term data from UK locations. Energy Conv. Mgmt 38, 303p.
- Ndiaye PA (1998). Contribution à l'étude et à la réalisation d'un simulateur electrotechnique de turbine d'éolienne. Simulation des paramètres d'une éolienne adaptée sur le site du Havre. Thèse de Doctorat d'Université, le Havre, 119p.
- Ndiaye PA (1988). Etude et modélisation du potentiel éolien sur le site de Dakar. Application à la conception d'aérogénérateurs optimisés sur ce site. Université Cheikh Anta Diop, Thèse de Docteur Ingénieur, 141p.
- Ndiaye PA, Kraif C, Protin L et Fleury G (1989). Study and modeling of the wind power potential on the site in Dakar by a microcomputer. Electrical and power systems modelling and simulation, 95-8.
- Ndong N (2003). Modélisation du potentiel solaire par temps claire à Dakar. Mémoire de DEA, ESP, UCAD, 55p.
- Ngan MS and Tan CW (2012). Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. Renew Sustain Energy Rev, 16 : 634-47.
- Nguyen TV, White RE, Gu H (1990). The effects of separator design on the discharge performance of a starved lead–acid cell. J Electrochem Soc, 137(10):2998-3004.
- Niamh C, Deane JP, Brian POG (2011). Wind turbine availability: Should it be time or energy based? e A case study in Ireland. Renewable Energy, 36 : 2967-71.

- Nishioka K et al (2003). Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. *Solar Energy Mater PV Modules*, 75 : 665-71.
- Notton G, Muselli M, Poggi P, Louche A (1996). Autonomous photovoltaic systems: influences of some parameters on the sizing: simulation time-step, input and output power profile. *Renew Energy*,7(4):353-69.
- Olayinka SO (2011a). Assessment of wind energy resources for electricity generation using WECS in North-Central region, Nigeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 1968-76.
- Olayinka SO (2011b). Wind resource evaluation in six selected high altitude locations in Nigeria. *Renewable Energy*, 36 : 3273-81.
- Ohunakin OS, Adaramola MS, Oyewola OM (2011). Wind energy evaluation for electricity generation using WECS in seven selected locations in Nigeria. *Applied Energy*, 88 : 3197-206
- Orhan E and Banu YE (2010). Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing. *Applied Energy*, 87: 592-8.
- Ould Bilal B (2010a). Méthodologie de dimensionnement d'un système hybride éolien-solaire-batterie optimisé : Analyse de l'influence du taux de non couverture de la charge, des potentiels éolien et solaire et des profils de charge sur la configuration optimale. Thèse de troisième cycle, 145p.
- Ould Bilal B, Sambou V, Ndiaye PA, Kébé CMF, Ndongo M (2010b). Optimal design of a hybrid Solar-Wind-Battery System using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). *Renewable Energy*, 35: 2388-90.
- Ould Bilal B, Ndiaye PA, Kebe CMF, Ndiaye A (2010c). Evaluation du potentiel éolien des sites de Kayar et de Potou Application au choix d'une éolienne adaptée au site. *Journal Des Sciences pour l'Ingénieur*, **12** : 33-41.
- Ould Bilal B (2005). Etude et modélisation du potentiel éolien du site de Gandon : Application au l'étude de choix d'une éolienne adaptée à un site. Master2, ESP, UCAD, 63p.
- Ould Bilal B, Kebe CMF, Sambou V, Ndongo M, Ndiaye PA (2008a). Etude et modélisation du potentiel éolien du site de Nouakchott. *Journal des Sciences Pour l'Ingénieur*, **9** : 28-34.
- Ould Bilal B, Sambou V, Kébé CMF, Ndongo M, Ndiaye PA (2008b). Study and modelling of solar and wind power potential Comparative Study of three sites in the West Coast of

- Africa. dans le proceeding de. World Renewable Energy Congress X, Glasgow, Scotland, 19-25 July.
- Ould Bilal B, Kebe CMF, Ndiaye PA., Sambou V, Ndongo M (2012a). Evaluation of wind energy potential and electricity generation in the northwestern coast of Senegal. International Metrology Conference CAFMET, 22-27 Avril. 1-9.
- Ould Bilal B, Ndiaye P A, Kebe CMF, Sambou V, Ndongo M (2012b). Methodology to Size an Optimal Standalone Hybrid Solar-Wind-Battery System using Genetic Algorithm. International Journal of the Physical Sciences, 7(18) : 2647-55.
- Ould Bilal B. Ndiaye PA, Kebe CM, Sambou V and Ndongo M (2012c). Seasonal assement of wind energy chaeacteristics for electricity generation in the sites of Kayar and Potou Senegal. Rev.CAMES-Série, A, 13(1):9-13.
- Ould Bilal B, Ndongo M, Sambou V, Ndiaye PA, Kebe CM (2011). Diurnal characteristics of the wind potential along the North-western coast of Senegal. International Journal of the Physical Sciences, 6(35) : 7950-60.
- Ould Bilal B, Sambou V, Kebe CMF, Ndongo M, Ndiaye PA (2007). Etude et modélisation du potentiel solaire du site de Nouakchott et de Dakar. J. Sci, 7 (4): 57-66.
- Ould Bilal B, Sambou V, Kébé a CMF, Ndiaye P A, Ndongo M (2012d). Methodology to Size an Optimal Stand-Alone PV/wind/diesel/battery System Minimizing the Levelized cost of Energy and the CO2 Emissions. Energy Procedia, 14: 1636-47.
- Palazzi F, Autissier N, Marechal and FMA, Favrat D (2007). A methodology for themo-economic modeling and optimization of solid oxide fuel cell systems. Applied thermal Engineering, 27: 2703-12.
- Paulo ACR, Ricardo CS, Carla FA, Maria EVS (2012). Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. Applied Energy, 89:395-400.
- Perez R, Ineichen P, Seals R (1990) Modelling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy, 44 : 271-89.
- Piller S, Perrin M, Jossen A (2001). Methods for state of charge determination and their applications. J Power Sources, 96(1): 113-20.
- Pisimanis D, Notaridou V, Lalas DP (1987). Estimating direct, diffuse and global radiation on an arbitrarily inclined plane in Greece. Solar Energy, 39(3): 159p.

- Polo J, Zarzalejo LF, Cony M, Navarro AA, Marchante R, Martin L, Romero M (2011). Solar radiation estimations over India using Meteosat satellite images. *Solar Energy*, 85: 2395-406
- Power HC (2001). Estimating atmospheric turbidity from climate data, *Atmospheric Environment*, 35: 125-34.
- Protogeropoulos C, Brinkworth BJ, Marshall R (1997). Sizing and techno-economical optimization for hybrid solar PV–wind power systems with battery storage. *Int J Energy Res*, 21(6):465-79.
- Psiloglou BE, Santamouris M, Varotsos C and Asimakopoulos DN (1996). A new parameterization of the integral Ozone transmission. *Solar Energy*, 56 (6) 573-81.
- Radziemska E and Klugmann E (2002). Thermally affected parameters of the current voltage characteristics of silicon photocell. *Energy Convers Manage*, 43(14):1889-900.
- Rahman S and Chowdhury BH (1988). Simulation of photovoltaic power systems and their performance prediction. *IEEE Trans Energy Conversion Management*, 3: 440-6.
- Ramirez P and Carta JA (2005). Influence of the data sampling interval in the estimation of the parameters of the Weibull wind speed probability density distribution: a case study. *Energy Convers Manage*, 46:2419-38.
- Razali NMM and Hashim AH (2010). Backward reduction application for minimizing and power scenarios in stochastic programming. The 4<sup>th</sup> international power engineering and optimization conf (PEOCO'2010):430-4.
- Red-Book (1992). Ozone Data for the World. Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario, Canada, in cooperation with the World Meteorological Organisation, 33, no. 6, November-December.
- Reitan CH (1963). Surface dew-point and water vapor aloft. *J. Appl. Met*, 2: 776p
- Rodolfo D, Agustin JLB, Mendoza F (2009). Design economical analysis of hybrid PV–wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen. *Energy Policy*, 37(8):3082-95.
- Rodolfo DL and Bernal-Agustin JL (2008). Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen– battery systems. *Renewable Energy*, 33: 2559-72.
- Rodolfo DL and Bernal-Agustin JL (2005). Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithm. *Solar Energy*, 79:33-46.

- Rodolfo DL, José L, Bernal A, José M, Yusta L et al (2011). Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage. *Applied Energy*, 88: 4033-41.
- Royer J, Djiako T, Schiller E, Sada SB Schiller E (1998). *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens* : 194p.
- Safari B and Gasore J (2010). A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renew Energy Renewable Energy*, 35: 2874-80.
- Saeidi D, Mirhosseini M, Sedaghat A, Mostafaeipour A (2011). Feasibility study of wind energy potential in two provinces of Iran: North and South Khorasan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15: 3558-69.
- Sambou V (2008). *Transferts thermiques instationnaires: vers une optimisation de parois de bâtiments*. Thèse PHASE, Université Paul Sabatier, France : 195p.
- Sanjoy KN and Himangshu RG (2010). Prospect of windePV–battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh. *Energy*, 35 : 3040-7.
- Sanjoy KN and Himangshu RG (2009). A wind–PV-battery hybrid power system at Sitakunda in Bangladesh. *Energy Policy*, 37: 3659-64.
- Sathyajith M (2006). *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Schlichting H (1968). *Boundary layer theory*. 6th edition. McGraw-Hill, New York.
- Schmitt W (2002). Modeling and simulation of photovoltaic hybrid energy systems- optimization of sizing and control. In: Conference record of the 29<sup>th</sup> IEEE photovoltaic specialists conference: 1656-9.
- Seeling GCH (1997). A combined optimisation concept for the design and operation strategy of hybrid-PV energy systems. *Solar Energy*, 61(2):77-87.
- Sekera Z (1956). Recent developments in the study of the polarization of skylight. *Adv. Geophys*, 3: 43p.
- Seyit AA and Ali D (2009). A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management*, 50: 1761-6.
- Shaahid SM and Elhadidy MA (2007). Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for ommercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(8):1794-810.

- Shaahid SM and El-Amin I (2009). Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia way forward for sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13: 625-33.
- Shaahid SM and Elhadidy MA (2008). Economic analysis of hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for residential loads in hot regions A step to clean future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12: 488-503.
- Shafiqur RMD, Mahbub A, Josua P M, Luai MA (2011). Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village. doi:10.1016/j.renene.2011.06.028.
- Sharaf AM and El-Gammal A (2010). A novel coordinated efficient GA-self regulating PID controller for hybrid PVFC–diesel–battery renewable energy scheme for household electricity utilization. In: 4<sup>th</sup> Asia international conference on mathematical/analytical modeling and computer simulation: 56-62.
- Sonntag RE, Borgnakke C, Wylen GJV (2002). *Fundamentals of thermodynamics*, 6th . New York, Wiley.
- Standard Atmosphere US (1976). US Government Printing Office, Washington, DC.
- Straatman PJT and Van Sark WGJHM (2008). A new hybrid ocean thermal energy conversion-offshore solar pond (OTEC-OSP) design: a cost optimization approach. *Solar Energy*, 82(6):520-7.
- Soteris A and Kalogirou (2004). Optimization of solar systems using artificial neuralnetworks and genetic algorithms. *Appl Energy*, 77(4):383-405.
- Stevens MJM and Smulders PT (1979). The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Energy*, 3:132-45.
- Sukumar SR, Olama MM, Shankar M, Hadley S, Nutaro JJ, Protopopescu V (2010). Modeling resource, infrastructure and policy cost layers for optimizing renewable energy investment and deployment. In: IEEE conference on innovative technologies for an efficient and reliable electricity supply (CITRES): 151-8.
- Tar K (2008). Some statistical characteristics of monthly average wind speed at various heights. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, 12:1712-24.
- Ter-Gazarian AG and Kagan N (1992). Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units. *IEEE Proceedings C: Generation, ransmission and Distribution*, 139(6): 499–504.

- Tian PC (2011). Estimation of wind energy potential using different probability density functions. *Applied Energy*, 88: 1848-56.
- Tina G, Gagliano S, Raiti S (2006). Hybrid solar/wind power system probabilistic modeling for long-term performance assessment. *Solar Energy*, 80(5): 578–88.
- Ucar A and Balo F (2009). Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. *Appl Energy*, 86: 1864-72.
- Ulgen K and Hepbasli A (2002). Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. *Int J Energy Res*, 26: 495-506.
- Ustun SV and Demirtas M (2008). Optimal tuning of PI coefficients by using fuzzy genetic for V/f controlled induction motor. *Expert Systems with Applications*, 34(4):2714-20.
- Van Heuklon TK (1979). Estimating atmospheric ozone for solar radiation models. *Solar Energy*, 22: 63-8.
- Wahab MA and Essa KSM (1998). Extrapolation of solar irradiation measurements: case study over Egypt. *Renewable Energy*, 14:229-39.
- Wan Nik WB, Ibrahim MZ, Samo KB, Muzathik AM (2012). Monthly mean hourly global solar radiation estimation. *Solar Energy* 86: 379-87
- Warsono DJ, King CS, Özveren DA (2007). Bradley, economic load dispatch optimization of renewable energy in power system using genetic algorithm. In: *IEEE Lausanne power tech*: 2174-9.
- Wazira Azhari A, Sopian K, Azami Z, Al Ghoul M (2008). A new approach for predicting solar radiation in tropical environment using satellite images: case study of Malaysia. *WSEAS Transaction on Environment and Development*: 373-8.
- Wei Z, Yang H, Fang Z (2006). Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. *Renew Energy*, 31:739-53.
- Wei Z, Yang H, Fang Z (007). A novel model for photovoltaic array performance prediction. *Applied Energy*, 84: 1187-98.
- Weisser D (2003). A wind energy analysis of Grenada: an estimation using the Weibull density function. *Renew Energy*, 28: 1803-12.
- Wenjun T, Kun Y, Jie H, Jun Q (2010). Quality control and estimation of global solar radiation in China. *Solar Energy*, 84: 466-475
- Wong LT and Chow WK (2001). Solar radiation model. *Applied Energy* 69, 191-224.
- [www.windpower.org](http://www.windpower.org).

- Xavier P, Daniel F, Geoff L (2005). Multiobjective optimisation of integrated energy systems for remote communities considering economics and CO2 emissions. *International Journal of Thermal Sciences*, 44: 1180-9.
- Yamashiro S and Rahman MH (2007). Novel distributed power generating system of PV-ECaSS using solar energy estimation, *Energy Conversion*, 22: 358-67.
- Yang HX and Lu L (2004). Study on typical meteorological years and their effect on building energy and renewable energy simulations. *ASHRAE*, 110(2): 424-31.
- Yang HX, Lu L, Burnett JHX (2002). Investigation on wind power potential on Hong Kong islands an analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renewable Energy*, 27: 1-12.
- Yang HX, Lu L, Zhou W (2007). A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system. *Solar energy*, 81(1): 76-84.
- Yang HX, Zhou W, Lu L, Fang ZH (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, 82(4): 354-67.
- Yang HX, Zhou W, Lou C (2009). Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Applied Energy*, 86 : 163-9
- Yang K, Huang GW and Tamai N (2001). A hybrid model for estimating global solar radiation. *Solar Energy*, 70(1): 13-22.
- Yilmaz V and Celik HE (2008). A statistical approach to estimate the wind speed distribution: the case of Gelibolu region. *Doğuş, Üniversitesi Dergisi*, 9(1):122-32.
- Youm I, Sarr J, Sall M, Ndiaye A, and Kane MM (2005). Analysis of wind data and wind energy potential along the northern coast of Senegal. *Rev. Energ. Ren*, 8: 95-108.
- Zekai S (2008). *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy*. Springer, New York.
- Zhang Q, Huang J, Lang S (2002). Development of typical year weather data for Chinese location. *ASHRAE*, 108(2): 1063-75.
- Zhou J, Erdem E, Li G, Shi J (2010). Comprehensive evaluation of wind speed distribution models: a case study for North Dakota sites. *Energy Convers Manage*, 51:1449-58.
- Zhou W, Lou C, Li Z, Lu L, Yang HX (2010). Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Appl Energy*, 87: 380-9.

# Liste des publications et communications réalisées dans le cadre de cette thèse

## 1. Publications dans des revues Internationales indexées

[A1] - Ould Bilal B, Sambou V, Kébé a CMF, Ndiaye P A , Ndongo M (2012). Methodology to Size an Optimal Stand-Alone PV/wind/diesel/battery System Minimizing the Levelized cost of Energy and the CO2 Emissions. Energy Procedia, 14: 1636-47.

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211045656>

[A2] - Ould Bilal B, Ndiaye P A, Kebe CMF, Sambou V, Ndongo M (2012). Methodology to Size an Optimal Standalone Hybrid Solar-Wind-Battery System using Genetic Algorithm. International Journal of the Physical Sciences, 7(18) : 2647-55.

<http://academicjournals.org/ijps/abstracts/abstracts/abstract2012/9May/Bilal%20et%20el.htm>

[A3] - Ould Bilal B, Ndongo M, Sambou V, Ndiaye PA, Kebe CM (2011). Diurnal characteristics of the wind potential along the North-western coast of Senegal. International Journal of the Physical Sciences, 6(35) : 7950-60.

<http://www.academicjournals.org/ijps/abstracts/abstracts/abstract2011/23Dec/Bilal%20et%20al.htm>

[A4] - Ould Bilal B, Sambou V, Ndiaye PA, Kébé CMF, Ndongo M (2010). Optimal design of a hybrid Solar-Wind-Battery System using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). Renewable Energy, 35: 2388-90.

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110001060>

## 2. Publications dans des revues avec comité de lecture

[A5] - Ould Bilal B, Ndiaye PA, Kebe CMF, Ndiaye A (2010). Evaluation du potentiel éolien des sites de Kayar et de Potou Application au choix d'une éolienne adaptée au site. Journal Des Sciences pour l'Ingénieur, 12 : 33-41.

<http://www.ajol.info/index.php/jspi/article/view/67973>

[A6] - Ould Bilal B. Ndiaye PA, Kebe CM, Sambou V and Ndongo M (2012). Seasonal assement of wind energy chaeacteristics for electricity generation in the sites of Kayar and Potou Senegal. Rev.CAMES-Série, A, 13(1):9-13.

### **3. Communications dans des conférences Internationales et régionales**

- [C1] - **Ould Bilal B**, Kebe CMF, Ndiaye PA., Sambou V, Ndongo M (2012) . Evaluation of wind energy potential and electricity generation in the northwestern coast of Senegal. International Metrology Conference CAFMET, 22-27 Avril. 1-9.
- [C2] - **Ould Bilal B**, Sambou V, Kébé CMF, Ndiaye PA., Ndongo M (2011). Methodology to size an optimal stand-alone PV/wind/diesel/battery system minimizing the Levelized cost of Energy and the CO<sub>2</sub> emissions. ICAEE 2011: 27-28 December, Bangkok, Thailand.
- [C3] - **Ould Bilal B**, Ndiaye PA, Kébé CMF, Sambou V, Ndongo M (2011). Methodology to Size an Optimal Stand-alone Hybrid Solar-Wind-Batteries System. Conférence Internationale sur la Maintenance, la Gestion, la Logistique et l'Electrotechnique (CIMGLE'2011). 14 -16 Décembre, UCAD, Dakar- Sénégal.
- [C4] - **Ould Bilal B**, Ndiaye PA, Kébé CMF., Sambou V, Ndiaye PA (2010). Méthodologie de caractérisation d'un site éolien : Application au choix d'une éolienne adaptée au site. WORKSHOP Casamansun EnR 2010, du 14 au 17 avril, Ziguinchor, Sénégal.
- [C5] - **Ould Bilal B**, Sambou V, Kebe CMF, Ndiaye PA, Ndongo M (2010). Dimensionnement d'un système hybride optimisé par algorithme génétique : influence des potentiels éolien et solaire sur la configuration optimale. 1<sup>er</sup> Colloque International Francophone D'Energétique et Mécanique (CIFEM-2010), Saly, Sénégal, pp. 185-191, 17-19 mai.

### **4. Une communication accepté pour la conférence IEEE (ICIT-2013) à Cape Town, South Africa from February 25-27, 2013:**

- [1] - **Ould Bilal B**, Sambou V, Ndiaye PA, Ndongo M Kebe CMF, (2010). Multi-objective Design of PV-Wind-batteries Hybrid Systems by Minimizing the Annualized Cost System and the Loss of Power Supply Probability (LPSP). 2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT 2013), Cape Town, South Africa from February 25-27, 2013.

**Nom et prénom :** Boudy OULD BILAL

**Titre de la thèse :** Mise en œuvre de nouvelles approches d'optimisation multi-objectif de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe électrogène

**Résumé :** Les travaux présentés dans cette thèse s'inscrivent dans la problématique de dimensionnement et de l'optimisation de systèmes électriques utilisant des sources d'énergies renouvelables. L'objectif principal est de proposer de nouvelles approches d'optimisation multi-objectif de systèmes hybrides composés de sources éolienne et solaire avec ou sans groupe électrogène et d'un système de stockage. Cette optimisation passe d'abord par une meilleure connaissance des potentiels éolien et solaire des sites d'étude. En effet, l'analyse de la vitesse du vent et du rayonnement solaire à l'aide de mesures réelles collectées dans plusieurs localités du Sénégal a permis d'évaluer les potentiels éolien et solaire dans ces zones. Les résultats d'estimation de ces deux potentiels sont ensuite utilisés pour faire le dimensionnement de systèmes hybrides éolien-solaire-batterie-groupe-électrogène optimisés en utilisant un algorithme génétique multi-objectif.

L'analyse de l'influence des potentiels éolien et solaire et du profil de charge a montré que le coût de la configuration optimale est très sensible à la variation des potentiels éolien et solaire disponibles et à la variation du profil de charge. Les résultats obtenus dans le cadre de cette étude ont montré aussi que le coût de la configuration optimale diminue au fur et à mesure que le taux de non couverture de charge (LPSP) augmente.

L'analyse de l'influence du groupe électrogène sur la configuration optimale a aussi montré que pour LPSP=0, le coût global du système baisse avec une sollicitation plus accrue des groupes électrogènes. Cependant, le taux d'émission de CO<sub>2</sub> devient plus important.

L'étude de l'influence des variations du profil de charge sur la configuration optimale du système hybride avec groupe électrogène (SHESBG) a montré que le coût global du système est plus faible pour un profil de charge adapté aux variations des potentiels éolien et solaire. Ce résultat est aussi observé pour un système sans groupe électrogène (SHESB).

**Mots clés :** Modélisation, potentiel éolien, potentiel solaire, systèmes hybrides, nouvelles approches, algorithmes génétiques, dimensionnement, optimisation.

---

**First name and surname:** Boudy OULD BILAL

**Thesis title:** Implementation of new approaches to multi-objective optimization of hybrid wind-solar-battery-diesel generator

**Summary:** The works presented in this thesis are part of the problem of design and optimization of power systems using renewable energy sources. The major target is to propose new approaches of multi-objective optimization of hybrid systems consisting of wind source, solar source and storage system with or without diesel generator. This optimization begins by a better knowledge of wind and solar potential of the study sites. Indeed, the analysis of the wind speed and solar radiation using real collected data in several localities in Senegal has allowed to assess the wind and solar potential in these areas. The results of estimation of these two potentials are then used for design of optimized hybrid wind-solar-battery-diesel generator using a multi-objective genetic algorithm.

The analysis of the influence of the wind and solar potential and the load profile showed that the cost of the optimal configuration is very sensitive to the variation of the wind speed, the solar radiation and the variation of the load profile. Further, the obtained results in this study showed that the cost of the optimal configuration decreases as the Loss of Power Supply Probability (LPSP) increases.

The analysis of influence of the diesel generator on the optimal configuration showed also that for LPSP=0, the total cost of system decreases with more request of the diesel generators. However, the emission rate of the CO<sub>2</sub> becomes more important.

The influence study of the variations of the load profile on the optimal configuration of hybrid system with diesel generator (SHESBG) showed that the total cost system is lower for the load profile which adapted to changes in wind and solar potential. This result is also observed for a system without diesel generator (SHESB).

**Key words:** Modelization, wind potential, solar potential, hybrids systems, new approaches, genetic algorithm, optimization, sizing.