

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

**DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
OPTION : ELECTRICITE SOLAIRE**

MEMOIRE DE MAGISTER

**Présenté par :
FERRAI AHMED**

**Dimensionnement des infrastructures utilisant diverses
sources énergétiques renouvelables potentielles pour
l'alimentation électrique d'un village**

Devant le jury composé de :

Président :	C.LARBES,	Maître de conférences, ENP Alger
Directeur de thèse :	A.MALEK,	Maître de recherche, CDER Alger
Codirecteur de thèse :	M.HADDADI,	Professeur, ENP Alger
Examineurs :	M.S AIT CHEIKH,	Maître de conférences, ENP Alger
	M.S TAGHI,	Chargé de cours, ENP Alger
	M.YAHIAOUI,	Maître de conférences, ENP Alger

Année universitaire 2007/2008

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

**DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE
OPTION : ELECTRICITE SOLAIRE**

MEMOIRE DE MAGISTER

**Présenté par :
FERRAI AHMED**

**Dimensionnement des infrastructures utilisant diverses
sources énergétiques renouvelables potentielles pour
l'alimentation électrique d'un village**

إن تحديد أبعاد نظم الكهرباء الهجينة المتجددة هي مرحلة هامة في تصميمها. ما دامت تكلفة المعدات هو العنصر الرئيسي في اسعار الكهرباء المتجددة ، والمبالغة في تحديد أبعاد هذه المرافق له تأثير ضار على تكلفة الطاقة المولده. التقصير في تحديد الأبعاد ،من ناحية أخرى ، يقلل من موثوقية النظام .

والهدف من هذا العمل هو التحديد الأمثل لأبعاد نظم إنتاج الكهرباء من قبل مجموعة مكونة من واحدة أو أكثر من مصادر الطاقة المتجددة (الطاقة الشمسية وطاقة الرياح) مع مولدات الديزل. هذه المصادر المتعددة نظم التوريد تغذى قرية تتكون من عشرات البيوت بالطاقة الكهربائية و الموجودة في مختلف مواقع في الجزائر وهي ، بوزريعة ,غرداية وادرار. فإن تحديد ابعاد يتم باستخدام ثلاثة برامج ، Homer ، Retscreen و tsysvp .

مفاتيح الكلمات: تحديد أبعاد , النظم الهجينة ,طاقة الرياح ,الطاقة الشمسية

Résumé

Le dimensionnement d'un système hybride de production d'électricité d'origine renouvelable est une phase importante de sa conception. Du moment que le coût des équipements est le paramètre majeur du prix de l'électricité d'origine renouvelable, le surdimensionnement de ces équipements a un effet nuisible sur le prix de la puissance générée. Le sous dimensionnement, de l'autre coté, réduit la fiabilité du système.

Cette étude concerne le dimensionnement et l'analyse économique des systèmes multi sources de production d'électricité d'origine renouvelable (PV, Eolien, Diesel) dans lesquels un certain nombre de sources d'énergies renouvelables (vent, soleil), de générateurs diesel et de composants de stockage d'énergie sont combinés pour remplir la demande d'une charge. Ces systèmes multi sources doivent alimenter un village constitué d'une dizaine d'habitations pouvant être situé dans différents sites Algériens à savoir Bouzaréah, Gardaia et Adrar. Le dimensionnement s'effectue par l'utilisation de trois logiciels, Homer, Retscreen et PVSyst.

Mots clés: Energie photovoltaïque, Energie éolienne, Systèmes hybrides, Dimensionnement,

Abstract

The sizing of a hybrid system of renewable electricity is an important phase in its design. As long as the cost of the capital equipment is the major component in the price of renewable electricity, over sizing of these facilities has a detrimental effect on the price of the generated power. The sub sizing, on the other hand, reduces the reliability of the system.

The objective of this work is to optimize and size a stand-alone system of electricity production by combination of one or more renewable energy sources (solar, wind) with a diesel generator. These multi sources systems must supply a village consisting of a dozen homes and located at different isolated sites in Algeria namely Bouzareah, Gardaia and Adrar. The sizing is done using three softwares , Homer, Retscreen and PVSyst.

Key words: Photovoltaic energy, Wind energy, Hybrid systems sizing.

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Je remercie M. Malek Ali, maître de recherche au centre de développement des énergies renouvelables de Bouzareah, d'avoir accepté la direction scientifique de ces travaux. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, sa compétence, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

Je remercie également M.Haddadi Mourad, professeur à l'école polytechnique d'Alger, pour avoir accepté la tâche de codiriger mon travail et son aide précieuse.

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté sur mon travail :

M. Larbes Cherif, maître de conférences à l'ENP d'Alger, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

M.Ait Cheikh Mohamed Salah, maître de conférences à l'ENP Alger, M.Yahiaoui Mohamed, maître de conférences à l'ENP Alger et M.Taghi Mohamed Said, Chargé de cours à l'ENP Alger pour m'avoir fait l'honneur d'examiner mon travail.

Merci à M. Zergui Rachid, chargé de cours à l'ENP d'Alger pour son soutien et son aide précieuse.

Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Je terminerai en réservant une place toute particulière à mon épouse, par sa patience et son appui qui m'ont facilité l'accomplissement de ce travail.

Liste des symboles

δ : déclinaison solaire

n : jour de l'année

ω_s : L'angle horaire du soleil

φ : Latitude du lieu.

G_{in} : l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée

B_{in} : l'irradiation solaire directe absorbée par la surface inclinée

D_{in} : l'irradiation solaire diffuse absorbée par la surface inclinée

R_{in} : l'irradiation solaire totale réfléchie par la surface inclinée

B_h : l'irradiation solaire sur une surface horizontale

D_h : l'irradiation solaire diffuse absorbée par la surface horizontale

θ : l'angle d'incidence

θ_z : l'angle zénithal du soleil .

γ : l'angle azimutal de la surface

R_b : le facteur géométrique.

ρ : l'albédo du sol.

A_i : indice anisotropique.

G_0 : la valeur horaire sur un jour

G_{sc} : la constante solaire

I_s : le courant de saturation

V_T : le potentiel thermodynamique

K : la constante de Boltzmann

T : la température effective de la cellule

e : la charge de l'électron

I_{CELL} : Le courant fourni par la cellule

V_{CELL} : la tension aux bornes de la cellule

I_{CC} : Le courant de court-circuit de la cellule dépendant

R_p : la résistance shunt

R_s : la résistance série

m : masse d'air

v : vitesse du vent.

ρ : la masse volumique de l'air
 R : le rayon de l'hélice
 E_c : Energie cinétique
 P : puissance instantanée
 C_p : le coefficient de puissance de l'aéromoteur
 λ :vitesse spécifique
 Ω : la vitesse de rotation de la turbine
 η_a :rendement aérodynamique de l'éolienne
 h :t la hauteur du mat
 h_{mes} :la hauteur des appareils de mesure
 α : le facteur de rugosité
 k : facteur de forme
 c : le facteur d'échelle
 P_n :puissance nominale
 V_n : vitesse nominale
 V_D :la vitesse de démarrage
 V_M :la vitesse maximale du vent
 $P_{max,o}^c$: Puissance maximale de la cellule
 $P_{max,o}^M$: Puissance maximale du module
 $V_{oc,o}^c$: Tension du circuit ouvert de la cellule
 $V_{oc,o}^M$: Tension du circuit ouvert du module
 $I_{sc,o}^c$: Courant de court-circuit de la cellule
 $I_{sc,o}^M$: Courant de court-circuit du module
 N_{MS} : Nombre de cellules en série
 N_{MP} : Nombre de cellules en parallèle
 $V_{t,o}^c$: Tension thermique du semi-conducteur d'une seule cellule
 m : Facteur idéal
 k : Constante de Boltzmann, $k=1,381.10^{-21}$ J/K
 T_o^c : Température de la cellule aux conditions standard =25°C
 e : Charge de l'électron $e=1,602.10^{-19}$ C
 $V_{oc,o}$: Tension de circuit ouvert
 f : Facteur de remplissage

f_0 : Facteur de remplissage aux conditions standard
 r_s : Résistance série
 R_s^c : Résistance équivalente de la cellule
 $G_{a,o}$: Rayonnement,
 G_a : Rayonnement ambiant
 T_a : Température ambiante
 T^c : Température de travail de la cellule
 I^M : Courant total généré par le module
 V^M : Tension appliquée aux bornes de la cellules
 I^A : Courant total du champ
 M_p : Nombre de modules en parallèle
 P^A : Puissance générée par le champ PV
 I^A : Courant total généré par le champ PV
 V^A : Tension appliquée au champ PV
 E_{ond} : Energie à la sortie de l'onduleur
 E_{PV} : Energie généré par le champ PV
 η_{ond} : Rendement de l'onduleur
 E_{bat} : Energie exigée de la batterie par décharge
 η_{dech} : rendement de décharge
 N_j : Nombre de jours d'autonomie
 N_{cel} nombre de cellules en série dans une batterie
 V_{dech} tension moyenne d'une cellule durant la décharge
 P_D : profondeur de décharge
 N_{bat} : Nombre de batteries en parallèle
 $C_{ann, tot}$: Coût annuel total.
 F_a : Facteur d'actualisation
 i : Taux d'intérêt.
 N : Durée de vie du système
 CAN :coût actualisé net
 CAE : Le coût actualisé d'énergie
 d : derating factor

P_{ch} : La puissance totale du champ photovoltaïque

E_p : l'énergie produite par le champ photovoltaïque

η_{reg} :Rendement du régulateur

I_b : courant d'une branche

N_b : nombre de branches

K_T : L'indice de clarté

S : la surface totale du champ photovoltaïque.

η_{ch} : Le rendement du champ photovoltaïque

γ : le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque

η_r :le rendement de référence du champ photovoltaïque

T_a : la température ambiante moyenne journalière

T_c : température de la cellule moyenne journalière

NOCT : température nominale de fonctionnement de la cellule

P_f : facteur de remplissage du module

Liste des figures

- Figure (1.1) Structure de la production d'électricité-2004
- Figure (1.2) Structure de la production électrique d'origine renouvelable-2004
- Figure (1.3) Taux de croissance annuel moyen 1994-2004
- Figure (1.4) Répartition de la production éolienne par région-2004
- Figure (1.5) Carte de vent de l'Algérie
- Figure (1.6) Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW
- Figure (1.7) Composantes du rayonnement solaire au sol
- Figure (1.8) Pyranometre
- Figure (1.9) Pyrhéliometre
- Figure (1.10) Rayonnement global journalier idéal (KWh/m^2) (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu.
- Figure (1.11) Schéma d'une cellule solaire
- Figure (1.12) Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque
- Figure (1.13) Schéma équivalent électrique d'une cellule PV
- Figure (1.14) Influence du niveau d'éclairement
- Figure (1.15) Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m^2)
- Figure (1.16) Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée
- Figure (1.17) Exemple de la distribution de Weibull
- Figure (1.18) Technologie d'éoliennes à axe vertical
- Figure (1.19) Technologie d'éoliennes à axe horizontal
- Figure (1.20) Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent
- Figure (2-1) Système hybride PV/Diesel série
- Figure (2-2) Système hybride PV/Diesel avec interrupteur
- Figure (2-3) Système hybride PV/Diesel parallèle
- Figure (2-4) Modèle général d'un système hybride PV/Diesel/éolien
- Figure (2-5) Schéma du régulateur shunt
- Figure (2-6) Schéma du régulateur série
- Figure (2-7) Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique
- Figure (2-8) Profil de charge journalier d'une habitation en période (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Bouzareah
- Figure (2-9) Profil de charge journalier d'une habitation période d'été (jui-Aou) Site de Bouzareah

Figure (2-10)	Profil de charge de l'ensemble du village: périodes (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Bouzareah
Figure (2-11)	Profil de charge de l'ensemble du village en période d'été (juin-Aout) Site de Bouzareah
Figure (2-12)	Profil de charge d'une habitation périodes (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Gardaia et Adrar
Figure (2-13)	Profil de charge d'une habitation en période d'été (juin-Aout) Site de Gardaia et Adrar
Figure (2-14)	Profil de charge du village en périodes (jan-mai) et (sep-dec) Site de Gardaia et Adrar
Figure (2-15)	Profil de charge du village en période d'été (juin-Aout) Site de Gardaia et Adrar
Figure (2-16)	Distribution de la charge mensuelle Site de Bouzareah
Figure (2-17)	Distribution de la charge mensuelle Sites de Gardaia et Adrar
Figure (2-18)	Architecture de simulation
Figure (3.1)	Courbes de puissances a) Generic 20 KW b) Generic 3 KW
Figure (3.2)	Rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Bouzareah)
Figure (3.3)	rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Gardaia)
Figure (3.4)	Rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site d'Adrar)
Figure (3.5)	Distribution de la charge et de l'énergie produite par le système (Site de Bouzareah)
Figure (3.6)	Distribution de la charge et de l'énergie produite par le champ PV (Site de Gardaia)
Figure (3.7)	Distribution de la charge et de l'énergie produite par le champ PV (Site d'Adrar)
Figure (3.8)	Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site Bouzareah)
Figure (3.9)	Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site de Gardaia)
Figure (3.10)	Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site d'Adrar)
Figure (3.11)	Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site de Bouzareah)

- Figure (3.12) Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site de Gardaia)
- Figure (3.13) Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site d'Adrar)
- Figure (3.14) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois (Site de Bouzareah)
- Figure (3.15) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois (Site de Gardaia)
- Figure (3.16) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois (Site d'Adrar)
- Figure (3.17) Distribution de la charge et des énergies produites par le système (Site de Bouzareah)
- Figure (3.18) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site de Gardaia)
- Figure (3.19) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site d'Adrar)
- Figure (3.20) Répartition de la vitesse du vent journalière (Site de Bouzareah)
- Figure (3.21) Répartition journalière de la vitesse du vent (Site de Gardaia)
- Figure (3.22) Répartition journalière de la vitesse du vent (Site d'Adrar)
- Figure (3.23) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site de Bouzareah)
- Figure (3.24) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site de Gardaia)
- Figure (3.25) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site d'Adrar)
- Figure (3.26) Distributions de la charge et des énergies produites par les 7 aérogénérateurs (Site de Bouzareah)
- Figure (3.27) Distribution de la charge et de l'énergie produite par les 19 aérogénérateurs (20KW) (Site de Gardaia)
- Figure (3.28) Distribution de la charge et de l'énergie produite par les 2 aérogénérateurs (20KW) (Site d'Adrar)
- Figure (3.29) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs éoliens et Diesel (Site de Bouzareah)
- Figure (3.30) Distribution de la charge et les énergies produites (Site de Gardaia)
- Figure (3.31) Distribution de la charge et les énergies produites par le système (Site d'Adrar)

- Figure (3.32) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site de Bouzareah)
- Figure (3.33) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site de Gardaia)
- Figure (3.34) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site d'Adrar)
- Figure (2-35) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site de Bouzareah)
- Figure (3.36) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site de Gardaia)
- Figure (3.37) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site d'Adrar)
- Figure (3.38) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Bouzareah)
- Figure (3.39) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Gardaia)
- Figure (3.40) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site d'Adrar)
- Figure (3.41) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site de Bouzareah)
- Figure (3.42) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site de Gardaia)
- Figure (3.43) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site d'Adrar)
- Figure (3.44) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site de Bouzareah)
- Figure (3.45) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site de Gardaia)
- Figure (3.46) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site d'Adrar)
- Figure (3.47) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Bouzareah)
- Figure (3.48) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Gardaia)
- Figure (3.49) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site d'Adrar)

- Figure (3.50) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site de Bouzareah)
- Figure (3.51) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site de Gardaia)
- Figure (3.52) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site d'Adrar)
- Figure (3.53) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné (Site de Bouzareah)
- Figure (3.54) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné (Site d'Adrar)
- Figure (3.55) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné (Site de Gardaia)
- Figure (4.1) Organigramme de Calcul de l'irradiation globale sur un plan incliné
- Figure (4.2) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site de Bouzareah)
- Figure (4.3) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site de Gardaia)
- Figure (4.4) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site d'Adrar)
- Figure (4.5) Energie éolienne mensuelle produite par les 7 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site de Bouzareah)
- Figure (4.6) Energie éolienne mensuelle produite par les 19 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site de Gardaia)
- Figure (4.7) Energie éolienne mensuelle produite par les 2 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site d'Adrar)

Liste des tableaux

Tableau (1.1)	Production mondiale d'électricité par source
Tableau (1.2)	Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2004
Tableau (1.3)	Principaux pays producteurs d'électricité solaire-2004
Tableau (1.4)	Principaux pays producteurs d'électricité éolienne-2004
Tableau (1.5)	potentiel solaire en Algérie
Tableau (1.6)	Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement
Tableau (1.7)	Classification des aérogénérateurs
Tableau (2-1)	Orientation optimale en fonction de la latitude
Tableau (2-2)	Caractéristiques géographiques des trois sites
Tableau (2-3)	Caractéristiques climatiques du site de Bouzareah
Tableau (2-4)	Caractéristiques climatiques du site de Gardaia
Tableau (2-5)	Caractéristiques climatiques du site d'Adrar
Tableau (2-6)	Estimation de la consommation électrique d'une habitation (Site de Bouzareah)
Tableau (2-7)	Estimation de la consommation électrique d'une habitation (Sites de Bechar et Gardaia)
Tableau (2.8)	Coûts de référence des composants
Tableau (3.1)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)
Tableau (3.2)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/seul (Site de Gardaia)
Tableau (3.3)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)
Tableau (3.4)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Bouzareah)
Tableau (3.5)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Gardaia)
Tableau (3.6)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site d'Adrar)
Tableau (3.7)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site de Bouzareah)
Tableau (3.8)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site de Gardaia)
Tableau (3.9)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site d'Adrar)
Tableau (3.10)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site de Bouzareah)

Tableau (3.11)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site de Gardaia)
Tableau (3.12)	Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site d'Adrar)
Tableau (3.13)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site de Bouzareah)
Tableau (3.14)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site de Gardaia)
Tableau (3.15)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site d'Adrar)
Tableau (3.16)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/éolien/Diesel (Site de Bouzareah)
Tableau (3.17)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien/Diesel (Site de Gardaia)
Tableau (3.18)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien/Diesel (Site d'Adrar)
Tableau (3.19)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)
Tableau (3.20)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Gardaia)
Tableau (3.21)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)
Tableau (3.22)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/diesel (Site de Bouzareah)
Tableau (3.23)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Gardaia)
Tableau (3.24)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site d'Adrar)
Tableau (3.25)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)
Tableau (3.26)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Gardaia)
Tableau (3.27)	Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)
Tableau (3.28)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Bouzareah)
Tableau (3.29)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Gardaia)
Tableau (3.30)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site d'Adrar)
Tableau (3.31)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Bouzareah)
Tableau (3.32)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Gardaia)
Tableau (3.33)	Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site d'Adrar)
Tableau (3.34)	Comparaison des bilans énergétiques des systèmes PV seul
Tableau (3.35)	Comparaison des bilans énergétiques des systèmes PV/diesel
Tableau (4.1)	Jour moyen recommandé de chaque mois et valeurs de n
Tableau (4.2)	Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site de Bouzareah)

Tableau (4.3)	Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site de Gardaia)
Tableau (4.4)	Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site d'Adrar)
Tableau (4.5)	Caractéristiques du module

Tables de matières

Introduction Générale

Chapitre 1 : Énergies renouvelables : Etat de l'art et prospective

1. Energies renouvelables	1
Définition	1
La production d'électricité par les énergies renouvelables	2
1.2.1 La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde	3
1.2-1-1 Production d'électricité à partir de l'énergie solaire	5
1.2-1-2 Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	6
1.2.2 L' Energie renouvelable en Algérie et au sud Algérien	7
1.2.2.1 Potentiel solaire en Algérie	8
1.2.2.2 Potentiel en énergie éolienne en Algérie	8
1.3. Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité	9
1.3.1 L'énergie photovoltaïque	9
1.3.1.1 Gisement solaire	10
1.3.1.1.1 Le rayonnement solaire sur notre planète	11
1.3.1.1.2 Instruments de mesure	12
1.3.1.1.3 Exploitation de données	13
1.3.1.1.4 Variations du rayonnement global journalier	14
1.3.1.2 Modélisation du rayonnement solaire sur un plan incliné	15
1.3.1.2.1 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée	16
1.3.1.2.2 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée	16
1.3.1.2.3 Irradiation solaire diffuse totale absorbée par une surface inclinée	17
1.3.1.2.3.1 Modèle de Liu et Jordan	17
1.3.1.2.3.2 Modèle de Hay et Davies	17
1.3.1.2.3.3 Modèle de Perez	17
1.3.1.2.3.4 Modèle de Reindl	18
1.3.1.2.3.5 Modèle de HDKR (Hay et Davies, Klein, Reindl)	18

1.3.1.2	Cellule solaire	18
1.3.1.2.1	Principe de fonctionnement	19
1.3.1.2.1.1	Effet photovoltaïque et la jonction P-N	19
1.3.1.2.1.2	Générateur photovoltaïque	20
1.3.2	L'énergie éolienne	21
1.3.2.1	Notions théoriques sur l'éolien	21
1.3.2.1.1	Les caractéristiques du vent et aérogénérateurs : aspects aérodynamiques	22
1.3.2.1.1.1	Puissance récupérable par une turbine	22
1.3.2.1.1.2	Distributions de Weibull	24
1.3.2.1.1.3	Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur	26
1.3.2.1.1.4	Différents types d'aérogénérateurs	26
1.3.2.1.1.5	Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne	27
Chapitre 2 : Configurations et dimensionnement des systèmes multi sources (PV, Eolien, Diesel)		
2	Introduction	29
2-1	Généralités sur les systèmes PV	30
2-2	Système hybride PV/génératrice	30
2-2-1	Catégories de systèmes hybrides PV/Diesel	31
2-2-1-1	Systèmes hybrides PV/Diesel série	31
2-2-1-2	Système hybride PV/Diesel avec interrupteur	31
2-2-1-3	Système hybride PV/Diesel parallèle	32
2-3	Système Hybride PV/Diesel/Eolien	32
2-3-1	Description D'un Système Hybride	33
2-3-2	Composants d'un système hybride	34
2-3-2-1	Générateur photovoltaïque	34
2-3-2-2	Onduleur	37
2-3-2-3	Régulateur de charge	38
2.3.2.4	Batterie	39

2-3-2-5Générateur Diesel	41
2-3 L'algorithme de design d'un système Hybride	41
2-4 La problématique de l'optimisation	41
2-5 Sites d'implantation	42
2-5-1 Données météorologiques	43
2-5-2 Profil de charge	44
2.6 Analyse économique	47
2-6-1-Coût d'un système multi source (photovoltaïque, éolien, diesel)	48
2.6.2 L'investissement initial	48
2.6.3Coût actualisé net total	48
3- Le coût actualisé d'énergie	49
2-7 Présentation des logiciels de dimensionnement	49
2-7-1 Homer	49
2-7-2 Retscreen	49
2-7-3 PVSyst	50
2-7-4 Architecture de simulation	50
2-8 Paramètres communs de simulation	50
Chapitre 3: Résultats et Discussions	
3.1 Homer	52
3.1.1Système PV seul	54
3.1.2 Système PV/Diesel	62
3.1.3 Système éolien seul	66
3.1.4 Système éolien/Diesel	71
3.1.5 Système PV/Eolien	74
3.1.6 Système PV/éolien /diesel	78
3.2 Retscreen	82
3.2.1 Système PV seul	83
3.2.2 Système PV/Diesel	87
3. PVSyst	90
3.4 Discussion des principaux résultats	94

Chapitre 4 : Dimensionnement des systèmes photovoltaïques et Éoliens par une méthode manuelle

4.1 Dimensionnement du système photovoltaïque	100
4.1.1 Modélisation du gisement solaire	101
4.1.4 Choix de l'onduleur	104
4.1.4 Choix du régulateur	104
4.1.3 Choix de la batterie	105
4.1.2 Estimation du champ photovoltaïque et choix du type de module	105
4.1.5 Calcul de la production d'énergie photovoltaïque	105
4.2 Dimensionnement du système éolien	107
Conclusion générale	

Introduction générale

L'énergie est un élément déterminant pour le développement économique. Elle contribue non seulement à l'amélioration de l'éducation, de la santé, et des conditions de vie mais aussi au développement d'activités économiques et à la création de valeurs. Elle contribue au développement rural en aidant à fixer les populations attirées par les grandes villes.

Les différentes sources d'énergie traditionnellement utilisées pour répondre aux besoins énergétiques domestiques ont un rendement énergétique faible. Elles sont souvent coûteuses et sont sources de pollution.

Aujourd'hui plus de 2 milliards de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité. Elles se trouvent majoritairement dans les zones rurales des pays en développement.

L'absence d'électricité est un frein aux processus de développement auxquels les populations aspirent. Elle les oblige à consommer des énergies qui sont à la fois coûteuses et peu respectueuses de l'environnement : bougies, bois, paraffine, piles, batteries (rechargées sur groupes électrogènes) etc...

Dans les zones rurales des pays en développement, une extension du réseau électrique exigerait des investissements financiers extrêmement importants et inadaptés à la situation. Les solutions autonomes et décentralisées offrent donc une alternative pertinente pour permettre aux populations rurales d'accéder à l'électricité.

La production d'électricité consomme actuellement environ le tiers de l'énergie primaire mondiale et la part des énergies renouvelables n'est que de 20% environ. Il apparaît donc de façon flagrante que l'électricité, bien qu'énergie finale propre par excellence, contribue très largement à la dégradation de l'environnement ainsi qu'à l'épuisement de ressources non renouvelables (combustibles fossiles et uranium). C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des ressources renouvelables pour la production d'électricité.

A travers la combinaison de dispositifs de conversion d'énergie renouvelable tels que le panneaux solaire, la turbine éolienne avec le générateur Diesel et un système de stockage il est possible de produire l'énergie électrique dans les zones rurales ou les sites isolés d'une façon compétitive. Tels systèmes sont

définis comme étant des systèmes hybrides et sont utilisés pour remplir la demande d'énergie des sites isolés ou les zones rurales.

La technologie des systèmes photovoltaïques hybrides est un domaine de R-D d'actualité, car elle offre toute une panoplie de défis et de possibilités aussi bien pour les pays développés que pour ceux en voie de développement.

Les systèmes PV hybrides autonomes offrent une solution avantageuse pour l'électrification des communautés rurales éloignées, en comparaison à un groupe électrogène, à la prolongation du réseau électrique national au delà d'une certaine distance et dans les situations où les coûts du carburant ou de l'entretien d'un moteur sont élevés.

Cette méthode de production d'électricité s'avère être rentable dans les régions ensoleillées et ventées.

Le dimensionnement d'un système hybride est une phase importante de sa conception. Du moment que le coût capital des équipements est le composant majeur du prix de l'électricité d'origine renouvelable, le surdimensionnement de ces équipements a un effet nuisible sur le prix de la puissance générée. Le sous dimensionnement, de l'autre côté, réduit la fiabilité du système.

L'objectif de ce travail est d'optimiser et dimensionner un système de production d'électricité issu de la combinaison d'une ou plusieurs sources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne) avec un générateur Diesel.

Un grand nombre de logiciels existent, actuellement, pour l'analyse, la simulation et le dimensionnement de ces systèmes. Ces outils présentent différents degrés de complexité et de précision suivant la tâche pour laquelle chaque logiciel a été développé.

A cet effet le travail proposé consiste à dimensionner et simuler un système de production d'électricité issu de combinaisons de dispositifs de conversion d'énergie renouvelable (solaire, éolienne) avec un générateur Diesel pour l'alimentation électrique d'un village situé sur différentes zones de l'Algérie à savoir Bouzaréah, Gardaia et Adrar. Le dimensionnement et la simulation se font en utilisant les logiciels: Retscreen, Homer et PVsyst.

Le chapitre 1 donne un aperçu sur la modélisation des gisements solaire et éolien, l'aspect théorique et définition de grandeurs physiques utilisées dans la modélisation.

Le chapitre 2 présente les différentes configurations de systèmes hybrides (PV, éolien, Diesel), le dimensionnement et l'étude économique de ces différents systèmes.

Le chapitre 3 présente les résultats de dimensionnement et la discussion des principaux résultats obtenus.

Au dernier chapitre est faite une validation de quelques configurations de systèmes.

En conclusion générale nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus puis les perspectives à entreprendre dans l'avenir.

Chapitre 1

Énergies renouvelables : Etat de l'art et perspectives

1. Énergies renouvelables

Le monde évolue et avec lui des caractéristiques comme l'augmentation de la population, de l'activité industrielle et le changement du style de vie sont indiscutables. La consommation énergétique mondiale augmente sans cesse depuis 40 ans et rien ne laisse présager un ralentissement de cette croissance, surtout dans les pays en voie de développement. La demande d'énergie actuelle peut donc servir de référence et de minorant strict pour évaluer la consommation future. Les ressources énergétiques de la planète se présentent sous deux formes différentes : énergies renouvelables (énergies de flux) et énergies épuisables (énergies de stock). Plus de 90% des consommations commerciales d'énergie sont assurées par les énergies épuisables. Les énergies non renouvelables (pétrole, gaz, charbon, uranium) existent en quantités limitées.

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

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement.

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années.

1.1- Définition

On appelle énergie renouvelable un ensemble de sources d'énergie qui sont inépuisables à l'échelle humaine, largement disponible, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental.

Les énergies renouvelables utilisent des sources inépuisables d'énergies d'origine naturelle : rayonnement solaire, vents, cycles de l'eau et du carbone dans la biosphère, flux de chaleur interne de la

Terre, effet de l'attraction lunaire et solaire sur les océans. Elles s'opposent ainsi aux énergies fossiles, dont les stocks forcément limités se sont constitués lors de la formation du système solaire (uranium, thorium), ou, au cours des âges géologiques, à partir d'une fraction infime de la biomasse terrestre qui a pu se fossiliser (charbon, pétrole, gaz naturel). Certaines sources d'énergies renouvelables se trouvent d'ailleurs à la charnière de la définition entre énergie de flux et énergie de stocks. Ainsi certains gisements de ressources géothermales peuvent-ils être exploités seulement durant quelques dizaines d'années, alors que leur reconstitution peut prendre un délai bien supérieur. De même, les gisements de tourbe, c'est-à-dire de végétaux en tout début de processus de fossilisation, nécessiteront plusieurs milliers d'années pour être à nouveau exploitables. Enfin, on englobe aussi dans les énergies renouvelables les flux de déchets de l'activité économique qui peuvent donner lieu à une valorisation énergétique : déchets de l'agriculture et de l'exploitation forestière, part combustible ou fermentescible des déchets industriels et des ordures ménagères.

Les énergies renouvelables sont d'origine majoritairement solaire et pour les énergies des vents et des marées, elles sont aussi un peu dues à l'énergie cinétique terrestre et à l'énergie de liaison gravitationnelle.

Parmi les énergies renouvelables trois grandes familles émergent : l'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien), énergie électrique (panneaux photovoltaïques) ou l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique,...) en sachant qu'à la racine de toutes ces énergies est l'énergie en provenance du Soleil transformée ensuite par l'environnement terrestre.

- Le solaire est une utilisation directe des rayons du Soleil pour produire chaleur ou électricité.
- La biomasse recoupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. C'est l'énergie solaire transformée par les plantes chlorophylliennes qui sont utilisées soit directement (bois de chauffage) soit après de nouvelles transformations chimiques (biogaz, biocarburant).
- L'éolien a une origine plus complexe, l'énergie du vent, qui est utilisée d'une manière mécanique.
- L'hydroélectrique vient de la transformation de l'énergie solaire en énergie potentielle de gravitation par évaporation de l'eau, puis par transformation en électricité.
- La géothermie est l'utilisation directe du gradient de température terrestre (énergie renouvelable) ou des sources chaudes (énergie non renouvelable).

1.2. La production d'électricité par les énergies renouvelables.

Les sources d'énergie disponibles dans notre environnement proche et permettant de produire de l'électricité sont : l'eau, le soleil et le vent. Ces sources d'énergie sont compétitives pour les sites isolés

1.2.1 La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

La production d'électricité renouvelable fait partie intégrante du système de production d'électricité mondiale. Durant l'année 2004, elle a représenté une production de 3 157,5 TWh soit 18,2 % de la production mondiale. Hors hydraulique, cette proportion atteint 1,75 % du total mondial (303,7 TWh). L'électricité renouvelable provient de 5 sources distinctes. L'hydraulique est la plus importante d'entre elles avec 90,4 % du total renouvelable. La biomasse arrive en seconde position avec 5,2%. L'éolien (2,6 %) est la troisième filière renouvelable devant la géothermie (1,7 %). La production d'électricité solaire, concentrée principalement dans trois pays Etats-Unis, Japon et Allemagne, représente 0,1 % du total renouvelable.

Tableau (1.1) Production mondiale d'électricité par source [34]

TWh	1994	2001	2002	2003	2004	TC AM 94 /03	TC 03/ 04
Géothermie	38.1	51.0	51.8	53.8	54.7	3.7%	1.8%
Eolien	6.5	38.4	53.0	64.0	81.5	28.8%	27.4%
Biomasse et déchets (dont biomasse)	121.1 98.8	169.3 133.3	185.0 149.3	198.8 159.1	203.1 164.2	5.3% 5.2%	2.2% 3.2%
solaire	0.7	1.6	2.0	2.8	3.2	16.8%	16.0%
Hydraulique	2426.2	2643.6	2714.4	2729.7	2853.8	1.6%	4.5%
Nucléaire	2241.8	2637.7	2660.8	2636.9	2752.2	2.1%	4.4%
Fossile	7998.4	10003.4	10488.7	11061.0	11438.1	3.6%	3.4%
Total renouvelable	2570.3	2867.9	2970.4	3009.4	3157.5	2.1%	4.9%
Total conventionnel	10262.5	12677.0	13185.2	13737.5	14229.2	3.3%	3.6%
Total production	12832.8	15544.9	16155.6	16746.9	17386.7	3.1%	3.8%
Part renouvelable	20.0%	18.4%	18.4%	18.0%	18.2%		

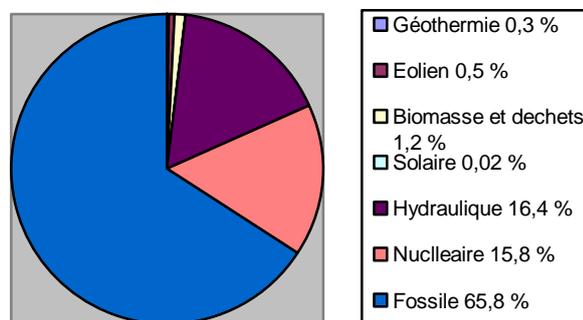


Figure (1.1) Structure de la production d'électricité-2004 [34]

Tableau (1.2) Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2004[34]

Source	TWh en 2004	% en 2004
Hydraulique	2853,8	90,4 %
Biomasse	164,2	5,2 %
Eolien	81,5	2,6 %
Géothermie	54,7	1,7 %
Solaire	3,2	0,1 %
Total	3157,5	100 %

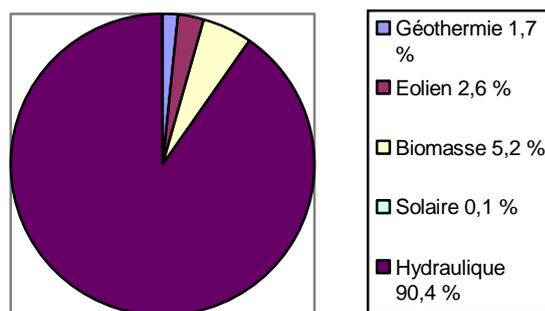


Figure (1.2) Structure de la production électrique d'origine renouvelable-2004[34]

Une analyse détaillée par filière (nucléaire et fossile comprises) montre que la production d'électricité d'origine éolienne a connu la croissance la plus importante sur la période, avec une augmentation de 28,8 % par an en moyenne de 1994 à 2004. Quant à la production d'origine solaire, elle a connu une progression annuelle de 16,8 % par an en moyenne depuis 1994, ce qui la place en deuxième position derrière l'éolien. Les filières biomasse et géothermie sont également en expansion avec une croissance annuelle respective de 5,2 % et 3,7 % par an en moyenne.

Deux facteurs principaux ont contribué à cette croissance. En premier lieu, d'importants progrès ont été réalisés dans les technologies mises en oeuvre, dans l'organisation et le suivi des projets. Ce gain en fiabilité a attiré de nouveaux acteurs et de nouveaux investisseurs intéressés par les perspectives de développement entraînant à leur tour une émulation technologique encore plus poussée.

En second lieu, les questions d'environnement global, notamment le risque de changement climatique, ont renforcé la volonté politique de nombreux pays industrialisés à soutenir le développement des énergies non polluantes. Cette volonté s'est traduite par des objectifs ambitieux en termes d'énergies renouvelables et la mise en place d'instruments réglementaires spécifiques pour les atteindre (prix garanti, certificats verts, quotas, fiscalité favorable, etc.). Le but, à terme, est de rendre autonomes les différentes filières.

Dans ce contexte, la fin des années quatre-vingt-dix se caractérise pour ces différentes énergies renouvelables par des technologies matures. De R&D et de projets pilotes, on est véritablement passé à une commercialisation et à une industrialisation poussées, avec l'objectif de s'adapter à un marché

fortement concurrentiel. Dans les années quatre-vingt, 300 MW éoliens étaient installés durant les bonnes années, contre plus de 8200 MW en 2004 (soit 47 574 MW cumulés). De même 50 MWc de modules photovoltaïques sont sortis des usines en 1990 alors qu'en 2004, 1194 MWc ont été produits. Cette puissance représente une superficie de près de 12 millions de mètres carrés de capteurs. Certes, au regard de la production électrique conventionnelle, la part des énergies renouvelables hors hydraulique reste faible. Le différentiel de compétitivité, la croissance des pays émergents fondée sur les combustibles fossiles, les contraintes de financement et le prix très bas des combustibles fossiles sur la période expliquent sans aucun doute cette situation. Cependant si la plupart de ces filières ne sont pas rentables au prix actuel de l'électricité, certaines s'approchent de plus en plus du seuil de rentabilité. Leur augmentation progressive dans la part mondiale montre un intérêt de plus en plus marqué pour ces nouvelles filières. Elles ont prouvé qu'elles avaient leur place dans le mix énergétique mondial. Leur potentiel est à peine entamé et leur compétitivité ne cesse de s'améliorer.



Figure (1.3) Taux de croissance annuel moyen 1994-2004 [34]

1.2-1-1 Production d'électricité à partir d'énergie solaire

La production d'électricité solaire est issue de deux technologies bien distinctes. La technologie des modules photovoltaïques convertit directement l'énergie solaire en électricité grâce aux propriétés des semi-conducteurs (généralement du silicium). La seconde technologie, l'héliothermodynamisme, consiste à concentrer le rayonnement solaire à l'aide de miroirs sur un point focal afin d'obtenir des températures très élevées (de 400 à 1000 °C). La chaleur ainsi générée permet de produire de la vapeur d'eau et donc de l'électricité.

Durant l'année 2004, la production mondiale d'électricité solaire a atteint 3,2 TWh. Cette production est issue à 82,2 % des centrales photovoltaïques et à 17,8 % des centrales héliothermodynamiques. La production d'électricité solaire est essentiellement concentrée dans trois régions du monde. L'Asie de l'Est en particulier, grâce au Japon, est de loin la première région productrice d'électricité photovoltaïque avec 41,2 % de l'électricité solaire mondiale. La production nord-américaine (29,4 % de la production

mondiale) est de nature différente de celle de l'Asie de l'Est car elle provient majoritairement des centrales héliothermodynamiques américaines. Troisième grande région productrice, l'Europe de l'Ouest a représenté 20,7 % du total mondial. Sur le plan des pays, le Japon est devenu pour la première fois le premier pays producteur (36,9 % du total), suivi par les Etats-Unis (28,7 %) et l'Allemagne (14,1 %). Notons que dans ce classement des pays, l'Inde est bien représentée grâce à son programme d'électrification rurale qui s'appuie sur le solaire photovoltaïque.

Tableau (1.3) Principaux pays producteurs d'électricité solaire-2004 [34]

Pays	Production 2004 (TWh)	Part prod. Mondiale
Japon	1,200	36,93 %
Etats-Unis	0,931	28,67 %
Allemagne	0,459	14,13 %
Inde	0,118	3,64 %
Australie	0,069	2,11 %
Chine	0,063	1,95 %
Espagne	0,054	1,66 %
Italie	0,034	1,04 %
Pays- Bas	0,033	1,02 %
Mexique	0,033	1,02 %
Reste du monde	0,254	7,83 %
Monde	3,248	100,0 %

1.2-1-2 Production d'électricité à partir d'énergie éolienne

La technologie des aérogénérateurs n'a cessé de s'améliorer durant ces dernières années. En effet, l'industrie éolienne est constamment sous pression pour répondre aux exigences du marché mondial qui demande des éoliennes de plus en plus puissantes et de plus en plus rentables.

La puissance éolienne cumulée dans le monde est passée de 3 450 MW en 1994 à 47007 MW en 2004 (52000MW en octobre 2005).

Durant l'année 2004, la production d'électricité éolienne a représenté 0,5 % de l'électricité mondiale. Cette technologie est principalement présente en Europe de l'Ouest (69,8 % de la production éolienne mondiale) et dans une moindre mesure en Amérique du Nord (18,7%) en en Asie du Sud (5,5 %).

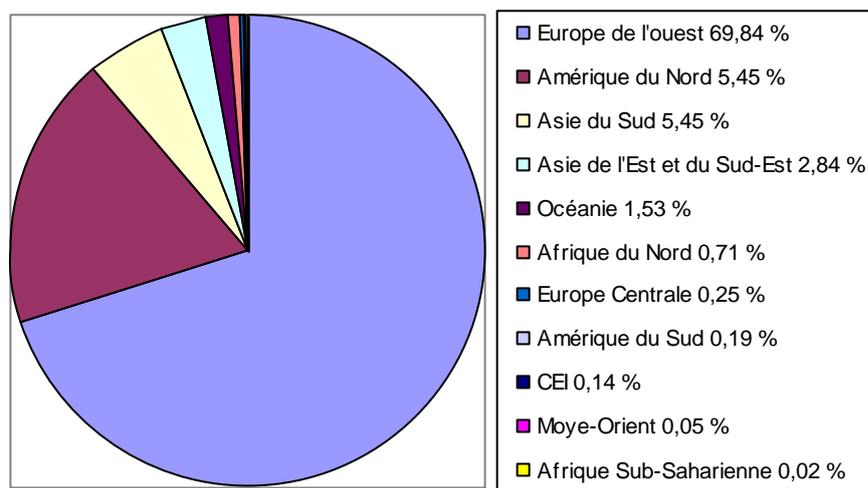


Figure (1.4) Répartition de la production éolienne par région-2004 [34]

Tableau (1.4) Principaux pays producteurs d'électricité éolienne-2004 [34]

Pays	Production 2004 (TWh)	Part prod. Mondiale
Allemagne	25,00	30,68 %
Espagne	14,18	17,4 %
Etats-Unis	14,15	17,37 %
Danemark	6,58	8,08 %
Inde	4,44	5,45 %
Royaume Uni	1,94	2,37 %
Pays-Bas	1,88	2,30 %
Italie	1,83	2,25 %
Chine	1,17	1,43 %
Reste du monde	10,33	12,68 %
Monde	81,50	100,0 %

1.2.2 L'énergie renouvelable en Algérie et au sud Algérien [33]

Les réalisations algériennes dans le domaine de l'énergie propre dite renouvelable sont très limitées en comparaison avec l'actuelle évolution du parc énergie renouvelable mondial ou européen, qui a atteint des objectifs très avancés.

L'utilisation des énergies renouvelables en Algérie, n'a pas dépassé le seuil d'expérience durant trois décennies d'indépendance, malgré la situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud . Au sud algérien les premières expériences ont été effectuées au début des années quatre-vingt, où la première station d'énergie solaire a été installée à Melouka par une société du royaume de Belgique, la station est

aujourd'hui à l'arrêt ,le recours aux énergies renouvelables au sud algérien est indispensable et prioritaire dans tout développement durable de la région, les distances existant entre les localités,la dispersion de la population dans le sable rend le raccordement au réseau électrique très coûteux.

L'Algérie devra produire d'ici à 2010, 7% de son électricité grâce notamment à l'énergie solaire et éolienne soit au moins 450 MW. Le pays vise à exploiter les potentialités exceptionnelles d'ensoleillement pour utiliser, mettre au point et développer les applications de **l'énergie solaire** à l'électrification des sites isolés (zones désertiques du Sud, notamment les 4 wilayas du Sud : Adrar, Illizi, Tamanrasset, Tindouf) et régions montagneuses. Des fermes éoliennes sont en projet à Tindouf, Timimoun, Adrar pour 100 MW au total.

1.2.2.1 Potentiel solaire en Algérie [33]

L'Algérie possède un gisement solaire parmi les plus élevé dans le monde, la durée moyenne d'ensoleillement dans le Sahara algérien est de 3500 heures, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable dans cette région, s'il est exploité de manière économique, le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

Tableau (1.5) potentiel solaire en Algérie [33]

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne D'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

1.2.2.2 Potentiel en énergie éolienne en Algérie [33]

La première expérience du pompage d'eau avec un éolien en Afrique a été effectué a Adrar l 'an 1957 au Ksar sidiassa, pour l'irrigation de 50 Hec, ce système éolien a été saboté en 1962 à la sortie des français de l'Algérie, L'Algérie a un régime de vent modéré (2 à 6m/s, selon la carte des vents). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux et le Sahara .Le potentiel énergétique est énorme sachant que la région d'Adrar se trouve dans un couloir de vent de 6 m/s.

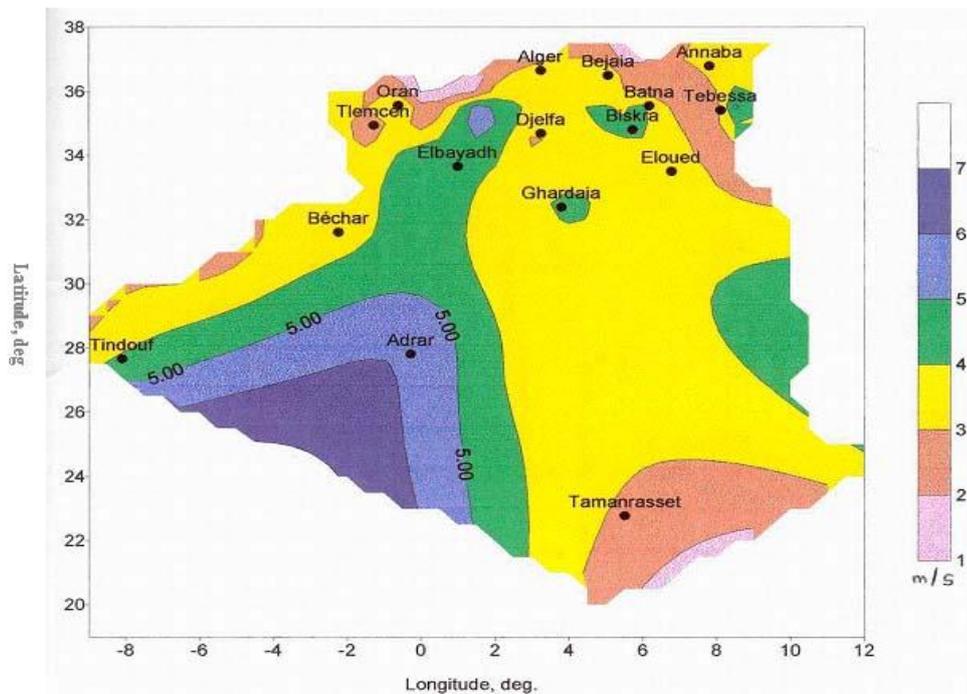


Figure (1.5) carte de vent de l'Algérie [33]

1.3 Transformation de l'énergie du vent et du soleil en électricité :

1.3.1 L'énergie photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les panneaux photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable. Les panneaux solaires actuels sont relativement onéreux à la fabrication malgré la matière première peu coûteuse et abondante (silice) car une énergie significative est nécessaire à la production des cellules. Des progrès technologiques sont en cours pour rendre l'énergie photovoltaïque plus compétitive.

Les panneaux solaires sont très pratiques d'utilisation. L'intégration dans le bâtiment est facile et devient même esthétique. Pour les sites isolés et dispersés qui demandent peu d'énergie, c'est une solution idéale.

La technique photovoltaïque malgré sa complexité est aussi en très forte croissance.

La Figure (1.6) montre l'évolution mondiale de cette ressource qui est en très nette progression depuis le début du siècle (la production est équivalente à la puissance installée).

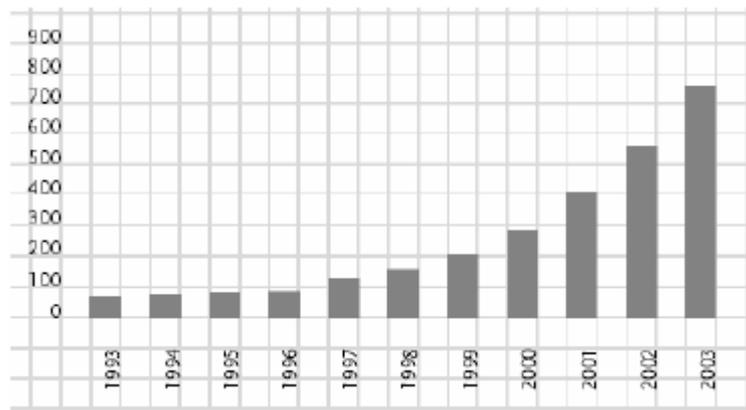


Figure (1.6) Evolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques en MW [34]

1.3.1.1 Gisement solaire

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. Outre l'apport direct sous forme de lumière et de chaleur, elle est à l'origine de la biomasse (photosynthèse), du cycle de l'eau, des vents, des courants océaniques, et, sous forme stockée durant des millions d'années, de nos réserves de gaz, de pétrole et de charbon.

Les seules ressources énergétiques non solaires sont la chaleur de la Terre (géothermie), les marées et l'énergie nucléaire.

L'énergie solaire est produite par les réactions de fusion thermonucléaires : les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons). Cette énergie est émise dans l'espace par la surface du Soleil, notamment sous forme d'onde électromagnétique (lumière).

Cette énergie lumineuse dite extraterrestre a été évaluée avec précision par la NASA et vaut 1367 W/m^2 . Il s'agit de l'irradiance reçue, ou rayonnement solaire instantané, à un instant donné au-dessus de l'atmosphère terrestre sur un plan perpendiculaire à la direction du Soleil. On appelle cette valeur constante solaire, mais elle ne l'est pas tout à fait à cause des légères variations de la distance Terre-Soleil.

Cette énergie qui descend en ligne droite vers notre planète ne peut pas nous parvenir sur la Terre en intégralité car elle va subir des transformations en traversant l'atmosphère : par absorption et par diffusion.

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- ✓ *Le rayonnement direct* est reçu directement du Soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par les miroirs.
- ✓ *Le rayonnement diffus* est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du Soleil.

Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet que le rayonnement diffus est isotrope, c'est-à-dire que l'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du Soleil (composante appelée circum-solaire) et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.

- ✓ *L'albédo* est la partie réfléchiée par le sol. Il dépend de l'environnement du site. La neige, par exemple, renvoie énormément de rayons lumineux alors qu'un asphalte n'en renvoie pratiquement aucun. Il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés.

Le *rayonnement global* est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure (1.7).

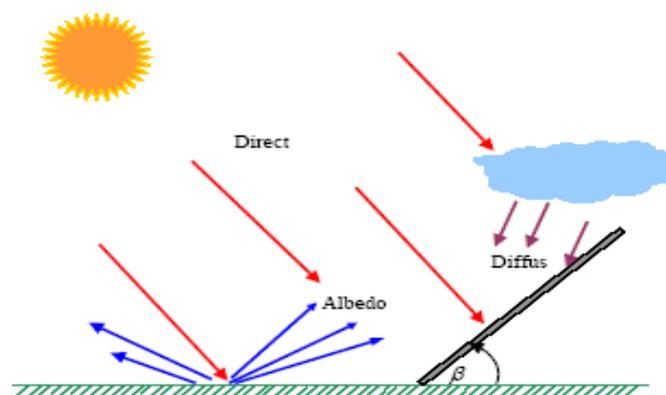


Figure (1.7) – Composantes du rayonnement solaire au sol

Lorsque l'on considère le rayonnement direct, on appelle rayonnement direct normal le rayonnement direct mesuré perpendiculairement aux rayons du Soleil. Mesuré selon un plan non perpendiculaire, le même rayonnement irradie une plus grande surface, il est donc moins intense, c'est ce que l'on appelle *l'effet cosinus*.

C'est ce qui fait notamment que le rayonnement direct sur un plan horizontal est toujours inférieur au rayonnement dans le plan perpendiculaire au Soleil. En revanche, le rayonnement diffus peut être supérieur car le plan horizontal voit une plus grande part de la voûte céleste.

Ce phénomène conduit notamment les concepteurs d'alimentations solaires à installer à l'horizontale des panneaux solaires performants sous rayonnement diffus sur les sites géographiques qui ont très souvent un ciel couvert. En effet, lorsque le Soleil est rarement visible, cela signifie que le rayonnement direct est peu intense, il vaut mieux regarder toute la voûte céleste pour récupérer un maximum de rayonnement diffus.

1.3.1.1.1 Le rayonnement solaire sur notre planète

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation, dans le plan des panneaux solaires. C'est un des paramètres essentiels de l'étude

préalable : pour un besoin électrique donné, plus d'énergie reçue implique moins de panneaux solaires à installer et inversement.

On serait tenté de penser que l'énergie solaire hors atmosphère étant connue, ainsi que la course du Soleil en tout point du globe, on peut reconstituer l'énergie solaire reçue au sol. Ce serait oublier l'influence de l'atmosphère qui provoque la diffusion et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagne, et 15 à 20% lors des belles journées, mêmes dans les pays du Sud.

Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel et donc le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres :

- ✓ gaz présents dans l'atmosphère;
- ✓ nuages;
- ✓ albédo;
- ✓ température ambiante;
- ✓ vent;
- ✓ humidité relative;

Or ces paramètres dépendent :

- ✓ du lieu géographique;
- ✓ de la saison;
- ✓ de l'heure de la journée;
- ✓ des conditions météo du moment...

Les scientifiques, en particulier les climatologues, élaborent des modèles pour décrire et prédire ces phénomènes atmosphériques, mais le moyen le plus sûr pour disposer de données fiables est encore de recourir à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à des instruments de mesure. Certes le climat évolue et il faudra en tenir compte, mais relativement lentement par rapport aux marges de sécurité que l'on prend de toute façon.

1.3.1.1.2 Instruments de mesure

L'héliographe est l'instrument dont l'origine est la plus ancienne. Il donne la durée d'insolation ou plus exactement la période du jour pendant laquelle le rayonnement solaire a dépassé un certain seuil. C'est sur un papier qui se déplace que le rayonnement solaire, concentré à l'aide d'un dispositif optique, laisse son empreinte en le brûlant sur une longueur qui donne la durée du jour. Pour le photovoltaïque, cet appareil n'est pas très intéressant car il ne renseigne pas sur l'intensité du rayonnement.

Le pyranomètre est l'appareil le plus utile puisqu'il évalue, à l'aide d'une thermopile, l'ensemble du rayonnement solaire (direct+diffus) sur une surface donnée, sur un très large spectre, de 0,3 à 3 μm de longueur d'onde. Son globe de verre lui confère une grande acceptance angulaire, proche de la demi-sphère (il collecte les rayons venant de toutes les directions, même les rayons rasants).

Il peut également mesurer uniquement la part diffuse du rayonnement: on masque alors le rayonnement direct avec un cache en forme d'arceau qui suit la trajectoire du soleil pour éliminer la contribution directe du rayonnement.

Le pyréliomètre, quant à lui ne mesure que le rayonnement direct. Egalement équipé d'un système qui suit le Soleil dans ses déplacements, il est muni d'un tube de visée à faible ouverture avec un détecteur placé au fond.

Grâce aux appareils décrits ci-dessus placés dans différentes orientations, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire à partir des milliards de données collectées. Des bases de données sont ainsi constituées, avec d'autres informations fort utiles telles que les températures minimales et maximales, le taux d'humidité Pour récupérer d'autres chiffres, on pourra avoir recours aux bases de données d'ensoleillement accessibles par des logiciels de dimensionnement comme Meteonorm 2000(version 4), et PVSYST, tous deux conçus en Suisse. Très complète est également la base de données météorologique de la NASA dont une partie est téléchargeable sur le site du logiciel Canadien RETScreen.



Figure (1.8) Pyranometre



Figure (1.9) Pyréliometre

1.3.1.1.3 Exploitation de données

On distingue deux types de données d'ensoleillement: les valeurs instantanées et les valeurs cumulées.

✓ *Rayonnement cumulé*

La plupart du temps le dimensionnement d'un système photovoltaïque se base sur les moyennes mensuelles de l'énergie solaire journalière de la région. Il suffit alors de disposer de 12 valeurs journalières cumulées (pour les 12 mois de l'année) dans le plan des capteurs. Plus exactement, la grandeur physique que l'on utilise est alors le rayonnement solaire global intégré sur une journée, appelée

plus simplement rayonnement global journalier : il s'agit de l'intégrale du rayonnement global (direct+diffus) sur la journée, le cumul du rayonnement en Wh/m^2 et par jour. Ces valeurs sont accumulées d'année en année et on réalise des moyennes pour chaque mois de l'année.

Comme il n'est possible de disposer des pyranometre dans toutes les directions, les bases de données météorologiques citées ci-dessus fournissent ces valeurs pour seulement quelques orientations et inclinaisons. Parfois seul le rayonnement horizontal est mesuré. Il est possible de calculer, à l'aide de modèles mathématiques et une certaine dose de statistiques, le rayonnement sur une surface inclinée à partir du rayonnement horizontal, selon la latitude et la longitude du lieu, le coefficient d'albédo.

✓ *Rayonnement instantané*

Il existe cependant des cas où l'on a besoin de profils détaillés du rayonnement instantané pendant la journée : quand il y a des obstacles au voisinage des panneaux solaires susceptibles de provoquer des ombrages pendant plusieurs heures à certaines périodes de l'année. On a besoin alors de données horaires (courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée) pour quantifier les pertes de ces ombrages.

1.3.1.1.4 Variations du rayonnement global journalier

✓ **Influence de la latitude**

- ✓ On remarque que les sites les mieux ensoleillés se situent dans les régions tropicales (latitudes 25-30°). Les zones équatoriales sont en général plus perturbées par la nébulosité (phénomène de moussons et d'orages).

Mais c'est sur la répartition saisonnière que la latitude a le plus d'influence, surtout sur le rayonnement horizontal. Dans les zones équatoriales et tropicales on observe assez de variations au cours de l'année, ce qui représente un très grand avantage pour l'utilisation du photovoltaïque. Mais plus la latitude s'élève, et plus les différences sont marquées. La figure (1.10) montre l'évolution annuelle d'un beau jour selon la latitude.

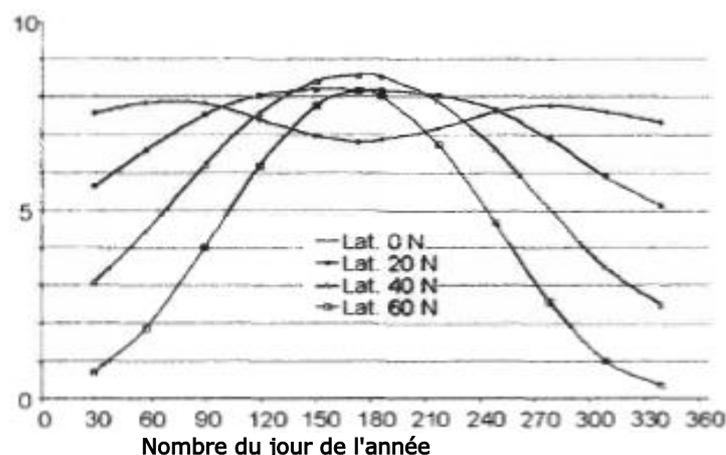


Figure (1.10) – Rayonnement global journalier idéal (KWh/m^2) (modèle d'un jour clair sans nuages) en fonction de la saison et de la latitude du lieu.

✓ **Influence de l'exposition**

Dans les pays tempérés et froids, cette courbe idéale figure (1.10) est encore pénalisée par le fait que la nébulosité est habituellement bien plus élevée en hiver. Ces basses valeurs de l'ensoleillement global hivernal sont certes un inconvénient pour le développement du photovoltaïque en climat tempéré. Heureusement on l'atténue un peu en orientant les modules vers le sud et en inclinant dans une position adaptée à la latitude.

✓ **Altitude, albédo et autres facteurs**

Bien entendu la latitude, la saison et l'exposition sont les principaux facteurs qui déterminent le rayonnement solaire exploitable au sol en un lieu donné. Mais d'autres éléments peuvent intervenir, notamment en montagne, en bordure de mer ou dans les villes où la pollution atmosphérique est élevée.

En altitude, le rayonnement solaire est presque toujours élevé que dans la plaine à un instant donné. On se trouve fréquemment au-dessus de la couverture nuageuse tout simplement. D'une manière générale, la nébulosité baisse avec l'altitude. De même, l'influence de la neige est primordiale en hiver: la réflectivité du sol augmente considérablement. Ce rayonnement venu du sol n'atteint pas les modules à l'horizontale, mais intervient pour toute exposition inclinée, à fortiori verticale.

En ce qui concerne la pollution localisée ou d'autres perturbations qui donnent lieu à microclimats, seules les données météorologiques locales peuvent en rendre compte.

1.3.1.2 Modélisation de l'irradiation solaire global sur un plan incliné [22]

Avant d'entrer dans les détails certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables.

✓ **Déclinaison**

La *déclinaison* est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23,45 \sin \left(2\pi \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.1)$$

où n est le jour de l'année (c.-à-d. $n = 1$ pour le 1^{er} janvier, $n = 32$ pour le 1^{er} février, etc.). La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.

✓ **Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher**

L'*angle horaire du soleil* est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures).

Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire), l'angle horaire du soleil vaut -75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15° égal 75° , avec un signe négatif puisque c'est le matin).

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_s = -\tan \varphi \tan \delta \quad (1.2)$$

où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1-1) et φ la latitude du lieu.

En général l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée est calculée par estimation et addition des composantes directes, diffuse et réfléchie de l'irradiation totale sur une surface inclinée et l'irradiation solaire horaire totale sur une surface inclinée est décrite par l'équation :

$$G_{in} = B_{in} + D_{in} + R_{in} \quad (1.3)$$

Avec G_{in} est l'irradiation solaire totale sur une surface inclinée, W/m^2 /heure, B_{in} est l'irradiation solaire directe absorbée par la surface inclinée, W/m^2 /heure ; D_{in} est l'irradiation solaire diffuse absorbée par la surface inclinée, W/m^2 /heure ; et R_{in} est l'irradiation solaire totale réfléchie par la surface inclinée.

1.3.1.2.1 Irradiation solaire directe totale sur une surface inclinée

La partie directe peut être décrite par l'équation :

$$B_{in} = B_h \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = B_h \cdot R_b \quad (1.4)$$

Où B_h est l'irradiation solaire sur une surface horizontale ; θ est l'angle d'incidence, l'angle que fait l'irradiation directe sur une surface et la normale à cette surface, θ_z est l'angle zénithal du soleil ; R_b est le facteur géométrique.

Pour le calcul de l'angle d'incidence on utilise les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega_s + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega_s \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega_s \end{aligned} \quad (1.5)$$

$$\text{Et} \quad \cos \theta_z = \cos \delta \cos \varphi \cos \omega_s + \sin \delta \sin \varphi \quad (1.6)$$

Où δ est la déclinaison solaire ; φ la latitude du lieu ; β l'angle d'inclinaison de la surface du plan ; et γ est l'angle azimutal de la surface.

1.3.1.2.2 Irradiation solaire réfléchie absorbée par une surface inclinée.

La partie réfléchie peut être décrite par l'équation suivante :

$$R_{in} = \frac{\rho}{2} G_h (1 - \cos\beta) \quad (1.7)$$

Où G_h est l'irradiation solaire totale sur une surface horizontale et ρ est l'albédo du sol.

1.3.1.2.3 Irradiation solaire diffuse totale absorbée par une surface inclinée

Il existe plusieurs modèles pour l'estimation de l'irradiation diffuse totale sur une surface inclinée. On va introduire et expliquer les modèles les plus populaires.

1.3.1.2.3.1 Modèle de Liu et Jordan.

Le modèle de Liu et Jordan considère une distribution isotropique de l'irradiation diffuse de l'hémisphère. Cette considération permet une dérivation analytique de l'équation de base pour calculer le rapport entre l'irradiation diffuse sur une surface inclinée et sur une surface horizontale.

$$D_{in} = D_h \left[\frac{1 + \cos\beta}{2} \right] = D_h \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \quad (1.8)$$

Où D_h est l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.

1.3.1.2.3.2 Modèle de Hay et Davies

Le modèle de Hay et Davies tient compte des irradiances diffuses isotropique et de la circum-solaire. Sous les conditions d'un ciel clair, il existe une augmentation de l'irradiation diffuse autour du soleil. Hay et Davies estiment la quantité diffuse de la circumsolaire en utilisant un indice anisotropique A_i .

L'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) (1 - A_i) + D_h \cdot A_i \cdot R_b \quad (1.9)$$

$$\text{Où } A_i = \frac{B_h}{G_0}$$

G_0 est la valeur horaire sur un jour pris comme jour moyen et eut être calculé comme suit :

$$G_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0.33 \cos \frac{360}{365} n \right] \left[\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad (1.10)$$

Où G_{sc} est la constante solaire égale à 1376 W/m^2

1.3.1.2.3.3 Modèle de Perez

La dernière version améliorée du modèle de Perez (Perez et al, 1990) offre des coefficients recommandés qui sont issus à partie des données climatiques dans plusieurs endroits. Le modèle tient

compte, pour les irradiations diffuses de la circum-solar et isotropiques, des coefficients empiriques F_1 et F_2 (coefficient d'éclaircissements réduits). Les coefficients d'éclaircissement F_1 et F_2 sont fonction de la clarté du ciel, ε , et les paramètres d'éclaircissement du ciel, Δ :

$$\varepsilon = \frac{\left[\frac{(D_h + D_n)}{D_h + 1,04\theta_z^3} \right]}{1 + 1,041\theta_z^3} \quad (1.11)$$

Où m est la masse d'air.

L'irradiation solaire diffuse sur une surface inclinée est estimée par :

$$D_{in} = D_h \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right)(1 - F_1) + D_h \left(\frac{a}{c}\right) + D_h \cdot F_2 \cdot \sin\beta \quad (1.12)$$

$$\text{Avec} \quad \frac{a}{c} = \frac{\max[0, \cos\theta]}{\max[\cos 85, \cos\theta_z]}$$

1.3.1.2.3.4 Modèle de Reindl

Le modèle de Reindl ajoute un terme de d'éclaircissement diffus du ciel au modèle de Hay et Davies. Le modèle de l'irradiation diffuse sur une surface inclinée est donnée par :

$$D_{in} = D_h \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \cdot (1 - A_i) \left[1 + f \cdot \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right] + G_h \cdot A_i \cdot R_b \quad (1.13)$$

$$\text{Avec } f = \sqrt{\frac{B_h}{G_h}}$$

1.3.1.2.3.5 Modèle de HDKR (Hay et Davies, Klein, Reindl)

L'irradiation solaire sur une surface inclinée est donnée par :

$$G_{in} = (B_h + D_h \cdot A_i) R_b + D_h (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right] + G_h \rho \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (1.14)$$

1.3.1.2 Cellule solaire

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque.

1.3.1.2.1 Principe de fonctionnement

La cellule solaire est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés du rayonnement et celles de semi-conducteurs.

1.3.1.2.1.1 Effet photovoltaïque et la jonction P-N

L'effet photovoltaïque est le phénomène physique qui permet de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est illustré sur la figure (1.11). Un photon d'énergie suffisante qui heurte un atome peut arracher un électron et lui communiquer une certaine vitesse.

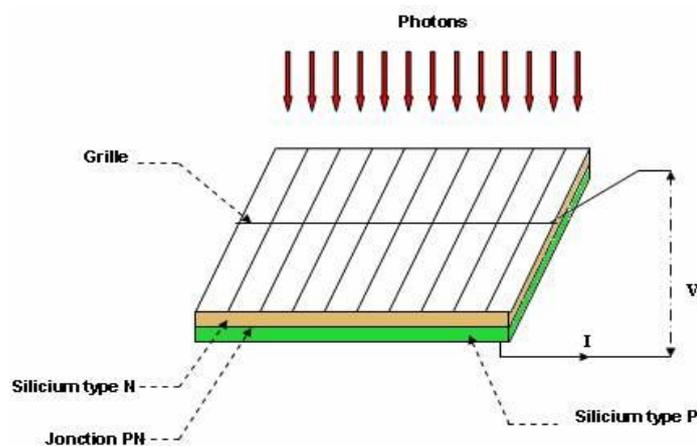


Figure (1.11) Schéma d'une cellule solaire

Ces charges électriques créées ont toute une chance de se recombiner. En constituant une jonction de deux zones de types opposés (jonction P-N), un champ électrique apparaît au voisinage de cette jonction qui maintient la séparation de charges positives et négatives.

L'électron arraché sera accéléré par le champ électrique et parviendra éventuellement dans la zone de type N, de même la charge positive acquise par l'atome se propagera vers la zone de type P.

Ainsi, une tension électrique apparaît entre les deux phases de la jonction et si elles sont reliées par un circuit extérieur, un courant s'y écoulera. L'énergie des photons est ainsi convertie en énergie électrique. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement. Une cellule PV a, comme nous le voyons sur la figure (1.12), une caractéristique $I(V)$ non linéaire avec un point de puissance maximale.

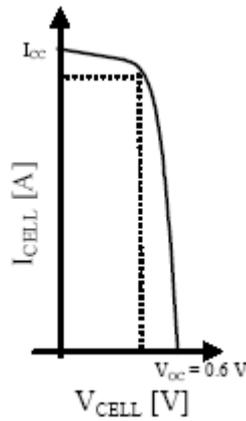


Figure (1.12) Caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure (1.13) illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante :

$$I_{CELL} = I_{CC} - I_s \left[\exp\left(\frac{V_{cell} + I_{CELL}R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_c + I_{CELL}R_s}{R_p} \quad (1.15)$$

Avec
$$V_T = \frac{KT}{e}$$

Où I_s est le courant de saturation, V_T , le potentiel thermodynamique, K , la constante de Boltzmann, T , la température effective de la cellule en Kelvin, e , la charge de l'électron, n , le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL} est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} la tension à ses bornes, I_{CC} le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_p , la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_s la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

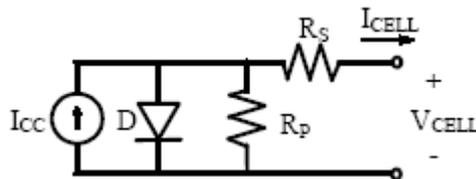


Figure (1.13) Schéma équivalent électrique d'une cellule PV

1.3.1.2.1.2 Générateur photovoltaïque

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension

totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera.

Nous pouvons remarquer que comme pour une cellule, la caractéristique électrique I (V) d'un générateur photovoltaïque est non linéaire et présente un point de puissance maximale. Le point de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente et dépend du niveau d'éclairement et de température (Voir figures (1.14) et (1.15)).

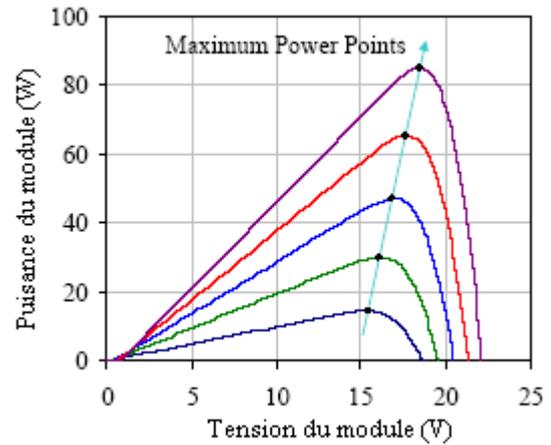
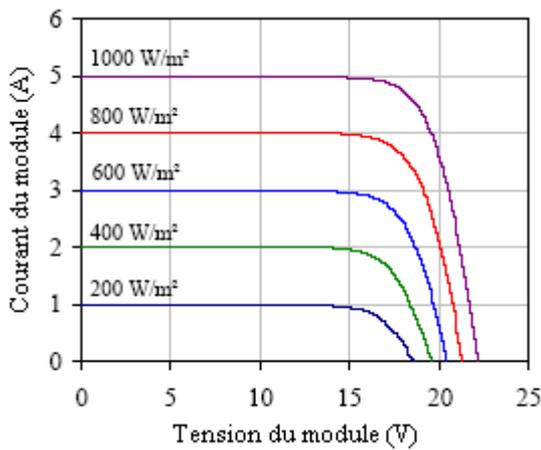


Figure (1.14) Influence du niveau d'éclairement

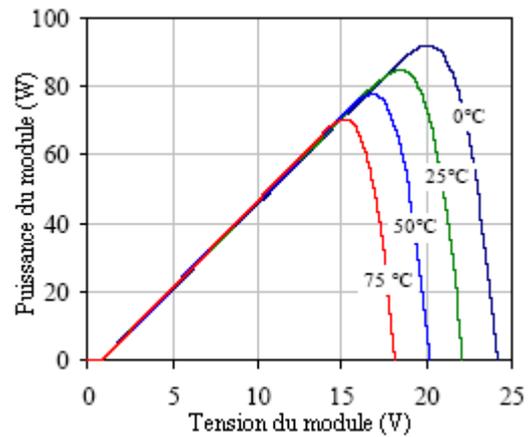
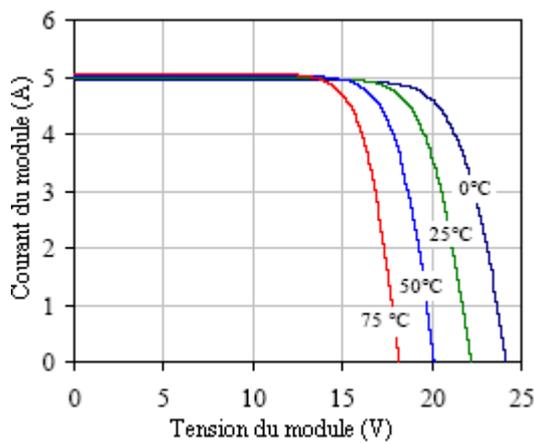


Figure (1.15) Influence de la température de la cellule (Rayonnement solaire de 1KW/m²)

1.3.2 L'énergie éolienne

1.3.2.1 Notions théoriques sur l'éolien

La source d'énergie éolienne est le vent qui est essentiellement une manifestation de la chaleur déposée par le rayonnement solaire dans l'atmosphère. Elle crée des écarts de températures donc des masses d'air de densités différentes qui mettent en mouvement pour répondre aux variations de pression atmosphérique. Les spécialistes estiment à 2% l'énergie solaire incidente déposée sous forme d'énergie éolienne.

Les performances des machines dépendent de plusieurs caractéristiques du vent:

- ✓ sa distribution en vitesse : moyenne, facteur d'irrégularité, probabilité d'avoir une vitesse comprise dans l'intervalle ou la puissance est récupérable;
- ✓ sa distribution en direction, essentielle dans les parcs où il existe des effets de traînée ;
- ✓ sa variation avec la hauteur.

Ces caractéristiques varient avec l'environnement de chaque site qu'il est donc essentiel d'étudier pour optimiser la conception, les emplacements et la puissance des éoliennes. Lorsque ces éoliennes sont équipées d'un générateur électrique, on les appelle des aérogénérateurs. Plusieurs de ceux-ci peuvent être regroupés sur un même site pour former un « parc d'aérogénérateurs » constituant une « centrale éolienne », appelée aussi une « ferme éolienne ».

1.3.2.1.1 Les caractéristiques du vent et aérogénérateurs : aspects aérodynamiques

1.3.2.1.1.1 Puissance récupérable par une turbine

L'énergie éolienne provient de l'énergie cinétique du vent. En effet, si nous considérons une masse d'air, m , qui se déplace avec la vitesse v , l'énergie cinétique de cette masse est:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.16)$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface A , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance instantanée fournie serait, alors :

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (1.17)$$

où ρ est la masse volumique de l'air.

Cependant, le dispositif de conversion extrait une puissance P_e inférieure à la puissance incidente P_v , à cause de la vitesse non nulle des masses d'air derrière l'aéromoteur. On définit alors, le coefficient de puissance de l'aéromoteur par la relation :

$$C_p = \frac{P_e}{P} ; \quad C_p < 1 \quad (1.18)$$

Ce coefficient caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne. La puissance correspondante est donc donnée par :

$$P_e = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p \quad (1.19)$$

où R est le rayon de l'hélice.

On peut estimer la valeur maximale de ce coefficient, donc la puissance maximale qui peut être récupérée avec une turbine éolienne, en s'appuyant sur la théorie Rankine – Froude de l'hélice dans un fluide incompressible. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée la limite de Betz (théorie de Betz années 1920) du coefficient de puissance :

$$C_{p\max} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (1.20)$$

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse spécifique λ :

$$C_p = C_p(\lambda)$$

avec:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v}$$

Où $R\lambda$ est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

La courbe $C_p(\lambda)$ passe un maximum λ_{\max} , compris entre 5 et 16 environ, selon le nombre de pales de la turbine et c'est seulement pour cette valeur que C_p approche la valeur de $16/27$.

On peut définir la notion de par le rapport :

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_p^{\max}} = \frac{C_p}{0,593} \quad (1.21)$$

qui est représentatif de la « qualité aérodynamique » de l'éolienne.

La figure (1.16) montre l'évolution du coefficient de puissance C_p pour des aérogénérateurs réels à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales, notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz (0,59). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales. Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour $\lambda=7$, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique. A diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation plus élevée qu'une tripale.

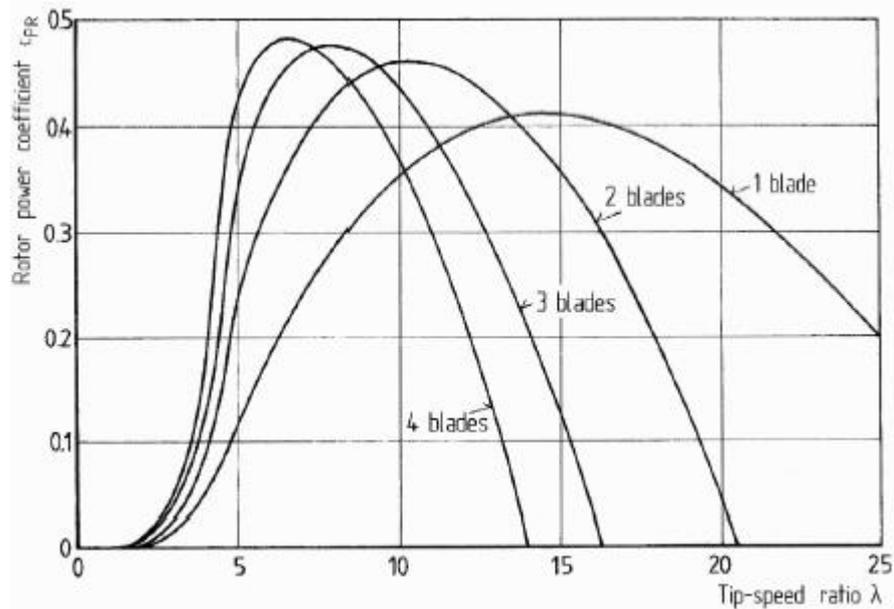


Figure (1.16) Coefficient aérodynamique de puissance en fonction de la vitesse de rotation normalisée λ .

Un fonctionnement à vitesse de rotation variable, selon la vitesse du vent, permet de rester sur le maximum de la courbe.

Pratiquement la puissance récupérable ne dépasse pas 60 à 70% de la valeur de maximale (0,59) à cause des divers rendements successifs de la chaîne de conversion.

Si on fait le calcul avec une masse volumique de l'air égale à 1,2 kg/m³, on obtient, pour une vitesse moyenne de vent de 6 m/s, une puissance par unité de surface balayée de 77 W/m², soit une énergie annuelle de 670 kW.h/m².

La productivité moyenne des aérogénérateurs danois valait environ 500 kW.h/m² au début des années 80 et atteint 900 kW.h/m² à la fin des années 90.

1.3.2.1.1.2 Distributions de Weibull

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans).

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mat de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur. L'expression (1-22) donne la méthode de ce calcul et le Tableau (1.6) les valeurs de rugosité en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche. On précise que h est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

$$V(h) = V(h_{mes}) \cdot \frac{\ln(h/\alpha)}{\ln(h_{mes}/\alpha)} \quad (1.22)$$

α est le facteur de rugosité .

Tableau (1.6) Paramètre de rugosité en fonction de l'environnement

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

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (Figure (1.17)). Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien.

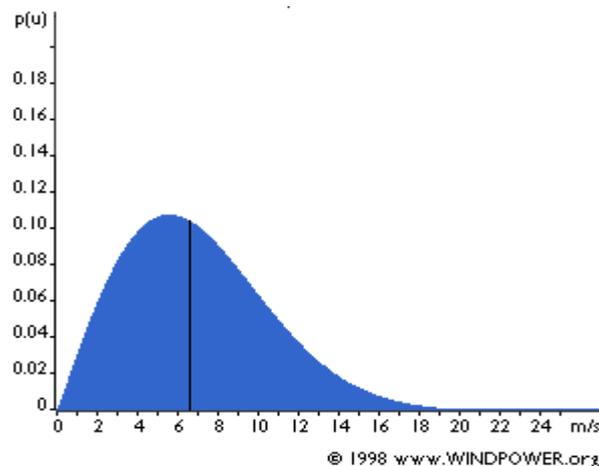


Figure (1.17) Exemple de la distribution de Weibull

Cette figure est obtenue grâce à l'expression (1.23) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k et c sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à $k=2$. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent V .

$$P(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c} \right)^k} \quad (1.23)$$

1.3.2.1.1.3 Principe de fonctionnement d'un aérogénérateur

Considéré comme une éolienne de conversion de l'énergie provenant des déplacements des masses d'air, l'aérogénérateur transforme cette dernière en énergie électrique.

Le couple transmis aux pales entraîne la rotation d'un multiplicateur de vitesse dont le rôle est de multiplier la vitesse du rotor à une vitesse suffisamment grande pour que la génératrice puisse débiter une tension à sa sortie.

1.3.2.1.1.4 Différents types d'aérogénérateurs

Il existe deux grandes catégories d'aérogénérateurs selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est monté l'hélice.

- ✓ Les aérogénérateurs à axe horizontal ;
- ✓ Les aérogénérateurs à axe vertical.

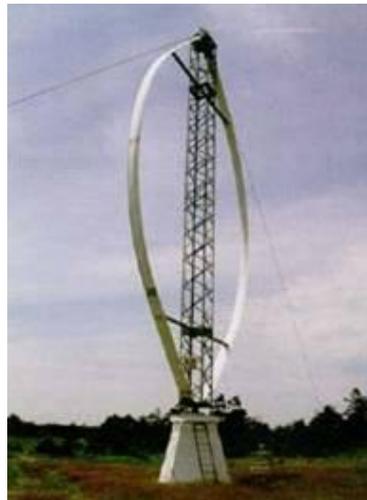


Figure (1.18) Technologie d'éoliennes à axe vertical



Figure (1.19) Technologie d'éoliennes à axe horizontal

Généralement les aérogénérateurs sont choisis dans la catégorie à axe horizontal.

Le tableau (1.7) suivant propose une classification des aérogénérateurs selon leur puissance délivrée et le diamètre de leur hélice.

Tableau (1.7) Classification des aérogénérateurs

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 999 KW
Grande	46 m et plus	1 MW et plus

1.3.2.1.5 Régulation mécanique de la puissance d'une éolienne

Les objectifs de la régulation sont d'assurer la sécurité de l'éolienne par vents forts et délimiter la puissance.

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer sur son arbre une puissance dénommée puissance nominale P_n . La puissance P_n est obtenue à partir d'une vitesse du vent v_n , dénommée vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent est supérieure à v_n la turbine éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter la destruction mécanique, de sorte que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante.

A coté de la vitesse nominale v_n , on spécifie aussi :

- la vitesse de démarrage, v_D , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie,
- la vitesse maximale du vent, v_M , pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

Les vitesses v_D , v_n et v_M définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

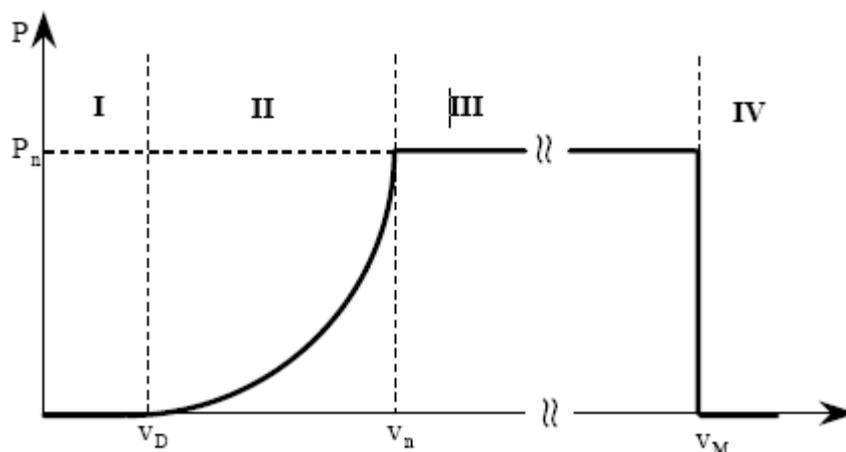


Figure (1.20) Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

- ✓ la zone I, où $P = 0$ (l'aérogénérateur ne fonctionne pas),
- ✓ la zone II, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent v ,
- ✓ la zone III, où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P fournie reste égale à P_n ,
- ✓ la zone IV, dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

Chapitre2

Configurations et dimensionnement des systèmes multi sources (PV, Eolien, Diesel)

2. Introduction

Le potentiel solaire de l'Algérie est classé parmi les plus élevés au monde. La durée d'ensoleillement annuel atteint 2000 heures à travers tout le territoire et 3900 heures au Sahara seul. L'énergie solaire reçue est de 1,7 KWh/m²/année au Nord, 1,9 KWh/m²/année aux hauts plateaux et 2,65 KWh/m²/année au Sahara. Le vent est caractérisé par des vitesses modérées (2 à 6 m/s).

La population du Sud Algérien est concentrée dans des petits villages où l'électricité est fournie par des réseaux isolés alimentés par des générateurs Diesel. Cette source d'énergie électrique possède un rendement énergétique faible et est souvent coûteuse à cause des coûts élevés de maintenance et de transport de carburant.

Cette étude concerne le dimensionnement et l'analyse économique des systèmes multi sources de production d'électricité d'origine renouvelable (PV, Eolien, Diesel) ou un nombre de sources d'énergie renouvelable (vent, soleil), de générateur diesel et de composant de stockage d'énergie sont combinés pour remplir la demande d'énergie d'une charge. Ils existent plusieurs combinaisons de ces générateurs à savoir : (PV, Diesel), (Eolien, Diesel), (PV, Eolien), (PV, Eolien, Diesel). En plus de ces systèmes hybrides, il y a le système purement photovoltaïque et le système purement éolien.

Ces différents systèmes doivent alimenter en énergie électrique un village composé de dix habitations de type individuel et situé sur trois sites isolés dans différentes régions de l'Algérie représentées par Alger, Gardaia et Adrar.

La conception des systèmes hybrides devrait toujours chercher à optimiser l'utilisation des ressources locales et à minimiser celle des combustibles fossiles afin de réduire au maximum les coûts de fonctionnement en tenant compte de la taille du système. En général, l'énergie photovoltaïque se prêterait mieux aux petites charges tandis que l'énergie éolienne, lorsqu'elle peut être exploitée, serait rentable pour de plus grandes charges. La conception et la mise en œuvre d'un système fiable et efficace exigent une évaluation complète de ressources et une analyse des besoins en énergie.

Cette étude se fait en utilisant trois logiciels à savoir : Homer (hybrid optimisation model for electric renewable), Retscreen et PVSyst.

Avant de développer de tels systèmes pour un site spécifique il est important de savoir la demande en énergie et les ressources disponibles sur ce site.

2-1 Généralités sur les systèmes PV:

Le générateur PV convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations:

- non autonomes ou (grid- connected) c'est-à-dire rattachées au réseau de distribution électrique. Dans les systèmes reliés aux réseaux, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur via un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur -onduleur), lequel est souvent équipé d'un circuit suiveur (MPPT) pour récupérer la puissance maximale. Le surplus d'énergie du générateur PV est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui excèdent la capacité de production du générateur PV sont achetées sur le réseau.
- autonomes ou (stand-alone) qui sont le propos de cette étude. Ces installations isolées ne sont pas connectées au réseau, mais elles doivent assurer la couverture de la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du PV n'est pas toujours suffisante pour satisfaire la demande. L'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie. Dans certains cas un backup compensera la différence entre la capacité totale disponible et la demande, tout en chargeant les batteries.

Généralement les batteries sont à l'acide-plomb, et les backup sont des génératrices fonctionnant au diesel ou à l'essence. En pratique ces derniers sont intégrés aux systèmes PV autonomes formant ainsi des installations hybrides.

2-2 Système hybride PV/génératrice.

Pour les applications hors réseau, il est possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel. Les systèmes sont alors complémentaires : le système PV permet de réduire la consommation en combustible fossile et les coûts d'entretien de la génératrice; l'utilisation de la génératrice permet d'éviter le surdimensionnement du système PV (modules PV et batteries d'accumulateurs) qui serait nécessaire pour répondre à la demande en tout temps.

Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées. La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles : essence, mazout #2 (diesel), propane ou gaz naturel

2-2-1 Catégories de systèmes hybrides PV/Diesel [17]

Ces systèmes génèrent de l'électricité en combinant un champ PV avec un générateur Diesel. Ils peuvent être catégorisés selon leur configuration.

2-1-1-1 Systèmes hybrides PV/Diesel série:

Dans ce système (voir figure (2-1)), l'énergie issue du générateur Diesel et du champ PV est utilisée pour charger un parc de batteries. Le générateur diesel est connecté en série avec l'onduleur pour alimenter la charge. Le générateur Diesel ne peut pas alimenter directement la charge. L'onduleur convertit la tension continue du parc de batteries à une tension alternative pour alimenter la charge. La capacité du parc de batteries et l'onduleur devrait être capable de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge. La capacité du générateur Diesel devrait, également, être capable de délivrer une puissance supérieure au pic de la charge et charger le parc de batterie simultanément.

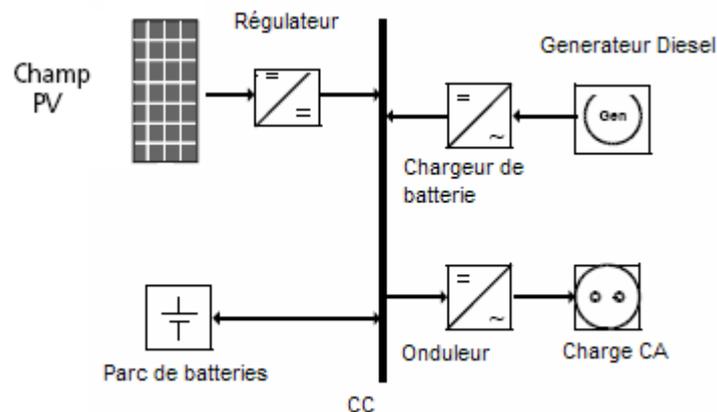


Figure (2-1) Système hybride PV/Diesel série

2-1-1-2 Système hybride PV/Diesel avec interrupteur

Dans ce système (voir figure (2-2)), le parc de batteries peut être chargé par le générateur Diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur Diesel. Si la puissance délivrée par le générateur Diesel excède la charge, l'excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur Diesel est interrompu et la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée par le parc de batteries. En comparant l'efficacité de conversion globale, le système avec interrupteur est plus efficace que le système série.

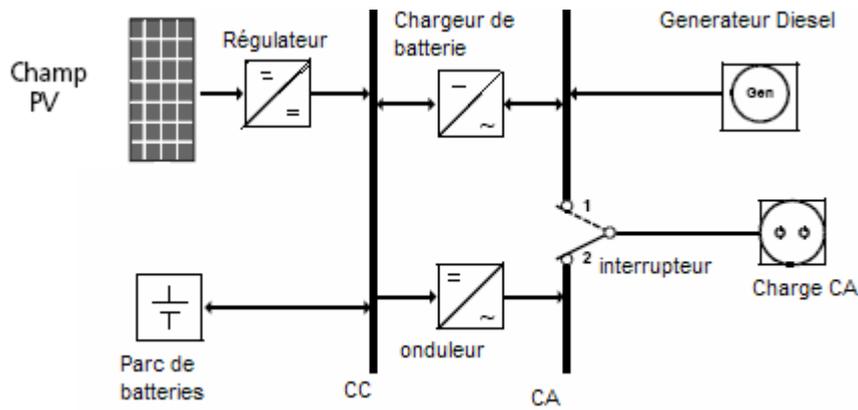


Figure (2-2) Système hybride PV/Diesel avec interrupteur

2-1-1-3 Système hybride PV/Diesel parallèle.

Le système hybride parallèle est illustré dans la figure (2-3). Le générateur Diesel peut alimenter la charge directement. Le champ PV et le parc de batteries sont connectés en série avec le convertisseur bidirectionnel pour alimenter la charge. Durant la période de faible demande d'énergie, l'énergie en excès issue du champ PV est utilisée pour recharger le parc de batteries. Le convertisseur bidirectionnel peut charger le parc de batteries quand l'excès d'énergie est disponible à partir du générateur Diesel.

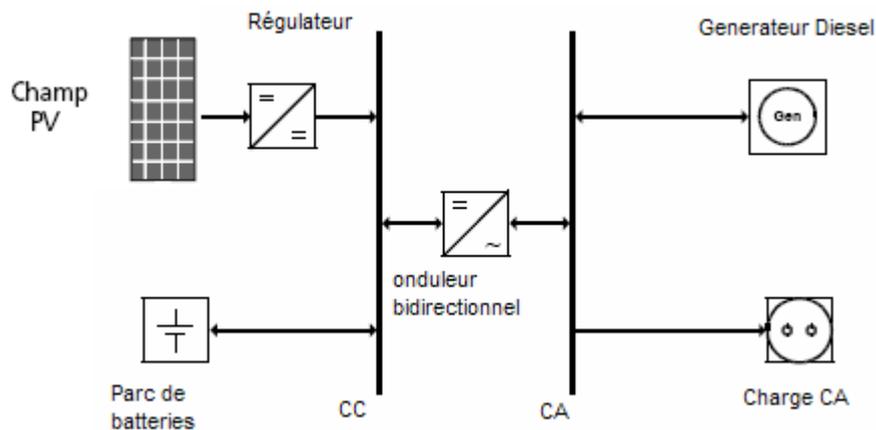


Figure (2-3) Système hybride PV/Diesel parallèle

2-3 Système Hybride PV/Diesel/Eolien:

Les systèmes PV/Diesel peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les turbines éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques. Dans les régions ensoleillées en été avec des vents forts en hiver, les systèmes PV/Eoliens/Diesel permettent d'exploiter en plus l'énergie éolienne pour couvrir une partie des exigences de la charge qui autrement serait alimentée par un groupe diesel.

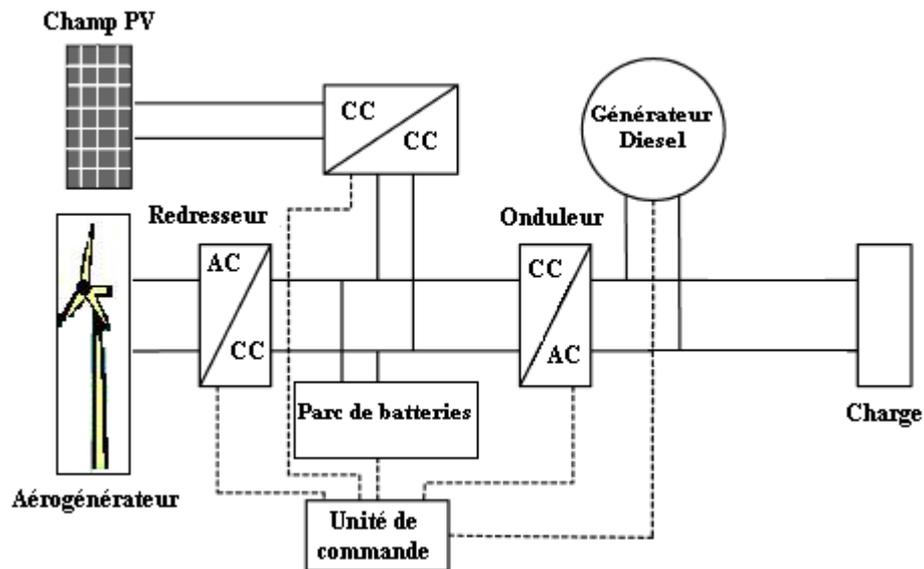


Figure (2-4) Modèle général d'un système hybride PV/Diesel/éolien

2-3-1 Description du système hybride :

Le terme système hybride s'applique à tout système de production d'énergie utilisant des sources de natures différentes ; soient une source passive ou renouvelable (hydraulique, solaire ou éolienne) et une source active (Générateur thermique). Plus spécifiquement, les systèmes hybrides autonomes visés dans cette étude sont une combinaison des éléments suivants :

- ✓ un champ de panneaux PV
- ✓ une ou plusieurs turbines éoliennes.
- ✓ une ou plusieurs génératrices.
- ✓ un banc de batteries pour stocker l'énergie produite
- ✓ une unité de contrôle de charge de la batterie
- ✓ un onduleur pour adapter l'alimentation DC aux charges AC. Il s'agit le plus souvent d'un onduleur bidirectionnel pouvant aussi assurer la fonction de redresseur lorsque la génératrice doit recharger les accumulateurs.
- ✓ et parfois une station de monitoring pour mesurer les paramètres (courant, tension, insolation, température).

Le principe de fonctionnement est basé sur un phénomène physique : l'effet photovoltaïque, éolien ou hydraulique sont captés puis transformés en électricité (courant continu) respectivement par le panneau photovoltaïque, l'aérogénérateur, la turbine hydroélectrique. Cette électricité est stockée dans les batteries par l'intermédiaire d'un régulateur assurant l'équilibre instantané entre production et consommation, elle peut ensuite être utilisée directement sous forme de courant continu ou sous forme de courant alternatif après transformation par un onduleur et un automate programmable gère les transitions entre les différents modes d'exploitation du système : diesel, et le mode hybride

2-3-2 Composants d'un système hybride

2-3-2-1 Générateur photovoltaïque [23]

Le générateur photovoltaïque, comme on l'a vu au chapitre 1, est un assemblage de cellules photovoltaïques. Dans ce qui suit on va présenter la modélisation de l'ensemble cellule/module/champ. Les étapes du calcul du courant sortant du module photovoltaïque, sous certaines conditions d'opération, sont présentées ci-dessous []:

$$P^c_{\max,o} = \frac{P^M_{\max,o}}{(N_{MS} \cdot N_{MP})} \quad (2.1)$$

$$V^c_{oc,o} = \frac{V^M_{oc,o}}{N_{MS}} \quad (2.2)$$

$$I^c_{sc,o} = \frac{I^M_{sc,o}}{N_{PM}} \quad (2.3)$$

$$V^c_{t,o} = \frac{mkT_0^c}{e} \quad (2.4)$$

$$V_{oc,o} = \frac{V^c_{oc,o}}{V^c_{t,o}} \quad (2.5)$$

$$f = \frac{(V_{oc,o} - \ln(V_{oc,o} + 0,72))}{(V_{oc,o} + 1)} \quad (2.6)$$

$$f_0 = \frac{P^c_{\max,o}}{(V^c_{oc,o} I^c_{sc,o})} \quad (2.7)$$

$$r_s = 1 - \frac{f}{f_0} \quad (2.8)$$

$$R^c_s = \frac{r_s V^c_{oc,o}}{I^c_{sc,o}} \quad (2.9)$$

Où

$P^c_{\max,o}$: Puissance maximale de la cellule

$P^M_{\max,o}$: Puissance maximale du module

$V^c_{oc,o}$: Tension du circuit ouvert de la cellule

$V^M_{oc,o}$: Tension du circuit ouvert du module

$I_{sc,o}^c$: Courant de court-circuit de la cellule

$I_{sc,o}^M$: Courant de court-circuit du module

N_{MS} : Nombre de cellules en série

N_{MP} : Nombre de cellules en parallèle

$V_{t,o}^c$: Tension thermique du semi-conducteur d'une seule cellule

m : Facteur idéal

k : Constante de Boltzmann, $k=1,381.10^{-21}$ J/K

T_o^c : Température de la cellule aux conditions standards =25°C

e : Charge de l'électron $e=1,602.10^{-19}$ C

$V_{oc,o}$: Tension de circuit ouvert

f : Facteur de remplissage

f_0 : Facteur de remplissage aux conditions standards

r_s : Résistance série

R_s^c : Résistance équivalente de la cellule

Les paramètres de la cellule aux conditions standard:

$$C_1 = \frac{I_{sc,o}^c}{G_{a,o}} \quad (2.10)$$

$$I_{sc}^c = C_1 \cdot G_a \quad (2.11)$$

$$T^c = T_a + C_2 \cdot G_a \quad (2.12)$$

$$V_{oc}^c = V_{oc,o}^c + C_3 (T^c - T_o^c) \quad (2.13)$$

$$V_{t}^c = \frac{mk(273 + T^c)}{e} \quad (2.14)$$

Où

C_2 : Constante, $C_2=0,03Cm^2/W$

C_3 : Constante, généralement considérée $C_3=-2,3mV/C^\circ$

$G_{a,o}$: Rayonnement, W/m^2

G_a : Rayonnement ambiant, W/m^2

T_a : Température ambiante, C°

T^c : Température de travail de la cellule

Le courant du module aux conditions d'opération est donné par:

$$I^M = N_{MP} I_{sc}^c \left[1 - \exp \left(\frac{V^M - N_{MS} V_{oc}^c + I^M R_s^c \frac{N_{MS}}{N_{MP}}}{N_{MS} V_t^c} \right) \right] \quad (2.15)$$

Où

I^M : Courant total généré par le module

V^M : Tension appliquée aux bornes de la cellules

Le courant du champ aux conditions d'opération est donné par

$$I^A = \sum_{i=1}^{M_p} I_i \quad (2.16)$$

Où

$$I^A = M_p \cdot I^M \quad (2.17)$$

I^A : Courant total du champ

M_p : Nombre de modules en parallèle

La puissance générée par le champ PV est :

$$P^A = I^A \cdot V^A \quad (2.18)$$

Où

P^A : Puissance générée par le champ PV

I^A : Courant total généré par le champ PV

V^A : Tension appliquée au champ PV

- **Orientation optimale**

Le plan du capteur doit être parallèle à l'équateur (plein Sud dans l'hémisphère Nord, et plein Nord dans l'hémisphère Sud). Une adaptation sera éventuellement nécessaire en fonction du terrain (présence de masques), il faudra alors choisir l'orientation qui permet le maximum d'ensoleillement journalier et il sera nécessaire d'adapter la taille du générateur.

- **Inclinaison (par rapport à l'horizontale)**

Elle va être fixée par :

✓ La **latitude du site**:

Tableau (2-1) Orientation optimale en fonction de la latitude

Pour une utilisation à l'année	
.Latitude φ	.Inclinaison α
. $\varphi < 10^\circ$. $\alpha = 10^\circ$
. $10^\circ < \varphi < 30^\circ$. $\alpha = \varphi$
. $30^\circ < \varphi < 40^\circ$. $\alpha = \varphi + 10^\circ$
. $\varphi > 40^\circ$. $\alpha = \varphi + 15^\circ$

✓ la **périodicité d'utilisation** (permanente, été seulement...).

Elle est choisie pour que l'angle d'incidence des rayons solaires soit le plus proche de la perpendiculaire au plan du capteur le plus longtemps possible. Cette inclinaison sera sensiblement égale à la latitude ou légèrement supérieure pour les sites les plus éloignés de l'équateur.

2-3-2-2 Onduleur

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC de haute performance, il convertit la tension continue en tension alternative contrôlée de façon très précise. Les onduleurs peuvent être à transistor de puissance ou à thyristors.

Les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore dite pseudo-sinusoidale. Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra faire fonctionner. Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes alimentant un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. Cette technique est largement répandue et les coûts de tels appareils ont tendance à baisser.

L'onduleur est caractérisé par son rendement de puissance (η_{ond}).

L'énergie à la sortie de l'onduleur est:

$$E_{\text{ond}} = E_{\text{PV}} \cdot \eta_{\text{ond}} \quad (2.19)$$

Où

E_{ond} : Energie à la sortie de l'onduleur, en KWh

E_{PV} : Energie généré par le champ PV, en KWh

η_{ond} : Rendement de l'onduleur

2-3-2-3 Régulateur de charge

L'énergie solaire est de nature intermittente et les besoins en électricité ne correspondent pas souvent aux heures d'ensoleillement où nécessite une intensité régulière. On équipe alors le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans les batteries jusqu'à ce que la limite de charge des batteries soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte. Un régulateur est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie. L'objectif d'un régulateur de charge est donc de protéger la batterie pour assurer une meilleure durée de vie. En effet, c'est presque toujours la batterie qui dure le moins longtemps dans une application solaire si l'on n'y prend pas garde. Améliorer la durée de vie d'une batterie, c'est empêcher :

La surcharge : éviter que la tension dépasse un certain seuil.

La décharge profonde : éviter que la batterie soit vidée de plus de 60 à 70 % de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur de charge-décharge connecté avec les panneaux, la batterie et la charge électrique.

Les principaux régulateurs sont :

- ✓ Régulateur de charge Shunt :
- ✓ Régulateur de charge Série:
- ✓ Régulateur à sectionnement :

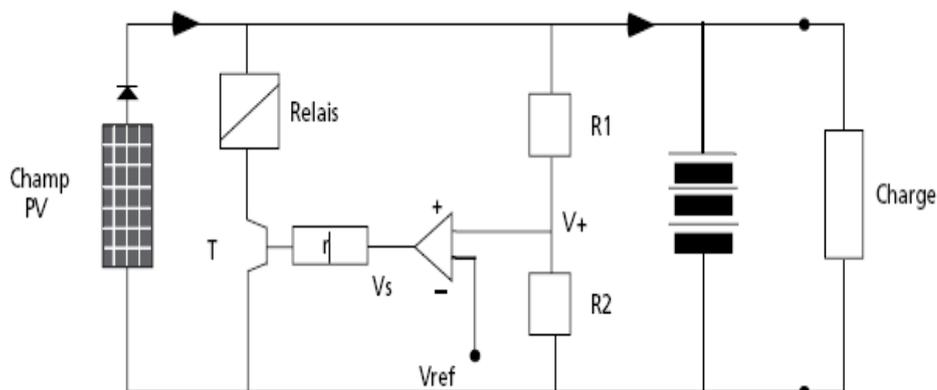


Figure (2-5) Schéma du régulateur shunt

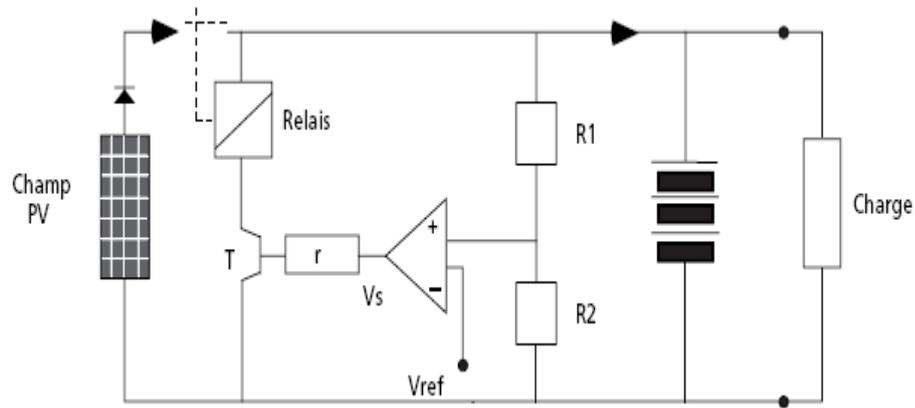


Figure (2-6) Schéma du régulateur série

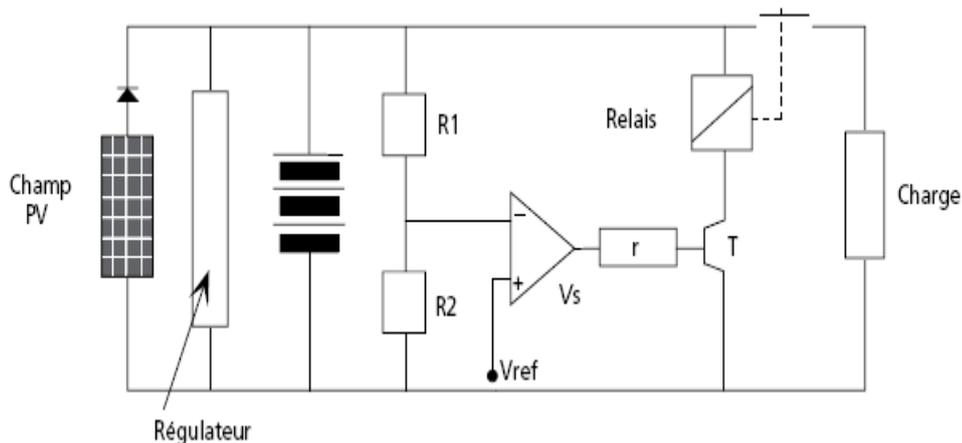


Figure (2-7) Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique

2.3.2.4 Batterie

La batterie sert à stocker l'énergie produite par le champ de modules PV. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

- La demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;
- L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques). Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

A cause de la nature variable des radiations solaires, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les accumulateurs

nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

- **Autonomie.** Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux. Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines.
- **Courant de surcharge.** Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.
- **Stabilisation de la tension.** Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée. Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

Chacune a ses propres particularités et, selon les méthodes de construction, elles auront des caractéristiques de fonctionnement très différentes. La batterie au plomb-acide est la plus connue, étant utilisée depuis plus de 150 ans pour fournir le courant de démarrage des voitures, l'électricité des systèmes d'urgence et la force de traction des véhicules électriques.

La batterie au nickel-cadmium a été conçue pour répondre à un besoin prolongé de stockage d'énergie dans des conditions de fonctionnement extrême et de maintenance minimale. Il existe également quelques types de batteries au nickel-cadmium. Néanmoins, une des différences les plus importantes entre les batteries au plomb-acide et celles au nickel-cadmium se trouve au niveau de leur tension de fonctionnement. Alors qu'une cellule au plomb-acide fournit une tension nominale de 2,0 volts, la cellule au nickel-cadmium fournit une tension nominale de 1,2 volt.

Dimensionner la batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir de variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure, de la journée et de quelques jours d'autonomie.

La capacité de la batterie exigée pour supporter l'énergie de la charge à alimenter est calculée par l'expression suivante:

$$C_{bat} = \frac{E_{bat}}{\eta_{dech} [N_{cel} V_{dech}] P_D N_{bat}} \quad (2.20)$$

Où E_{bat} : Energie exigée de la batterie par décharge

η_{dech} : rendement de décharge

N_{cel} nombre de cellules en série dans une batterie

V_{dech} tension moyenne d'une cellule durant la décharge

P_D : profondeur de décharge

N_{bat} : Nombre de batteries en parallèle

2-3-2-5 Générateur Diesel

La capacité est exprimée en kW et sa valeur de courant limite ne doit pas dépasser le taux de charge de la batterie. Sa consommation de carburant et la nécessité d'une maintenance cyclique au bout d'un certain nombre d'heures d'opération, en font un élément polluant au coût de production élevé. Pour minimiser les coûts de production il faut donc limiter le nombre de démarrages et d'heures de fonctionnement du groupe. Son rendement médiocre à faible charge constitue un inconvénient majeur, d'où la nécessité d'opérer le plus possible à plein régime.

2-3 Etapes de conception d'un système hybride:

1. Définir les ressources climatiques du site : ensoleillement, vent et température.
2. Estimer la charge moyenne en Ah/j.
3. Dimensionner la batterie : capacité Ah.
4. Dimensionner le champ photovoltaïque : puissance crête en Wc.
5. Choisir le système hybride qui est approprié.
6. Recalculer les caractéristiques des composants: PV, Batteries, aérogénérateurs, Génératrice, Onduleur, Chargeur.

2-4 La problématique de l'optimisation:

Dans les sites isolés ou éloignés des réseaux de distribution électrique, le coût de transport du carburant pour une génératrice constitue en général la charge la plus élevée pour les groupes électrogènes. Un système hybride doit intégrer la nécessité de réduire les coûts de fonctionnement, d'où une planification adéquate pour une utilisation optimale des diverses sources d'énergie disponibles. Pour les PV et les éoliennes, la source d'énergie étant gratuite, les coûts de fonctionnement infimes sont contrecarrés par un investissement initial élevé pour couvrir l'acquisition et l'installation des équipements. Un système hybride doit donc permettre d'utiliser au maximum les ressources solaires et éoliennes tout en minimisant les coûts d'approvisionnement en carburant pour la génératrice diesel

2-5 Sites d'implantation

Les sites choisis devraient appartenir aux différentes zones climatiques de l'Algérie. Dans notre cas nous avons choisi trois sites à savoir:

- Site de Bouzareah
- Site de Gardaia
- Site de Adrar

Le choix de ces sites est basé sur la disponibilité des données météorologiques. Les caractéristiques géographiques des trois sites choisis pour notre étude sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau (2-2) Caractéristiques géographiques des trois sites

Site	Latitude	Longitude	Altitude
Bouzareah	36.80N	3.20E	345m
Gardaia	32.40N	3.80 E	468.4m
Adrar	27.82N	00.18W	263.8

2-5-1 Données météorologiques [32]

Bouzareah est située dans le Nord Algérien, dans une zone qui comprend le rivage de la mer et une partie du versant Nord des chaînes côtières.

La température moyenne mensuelle maximale est de 25,2 C° ayant lieu au mois d'Août tandis que la température moyenne minimale est de 12,2 C° ayant lieu au mois de Janvier, avec une température moyenne annuelle de 18,2 C°.

Mesuré sur une surface horizontale, le rayonnement solaire quotidien varie entre 1,69 KWh/m²/j au mois de Décembre à 6,43 KWh/m²/j au mois de Juin, avec une moyenne annuelle de 4,168 KWh/m²/j.

Gardaia et Adrar sont situés respectivement au Nord et au Nord Ouest du Sahara Algérien et possèdent un potentiel solaire plus important avec une moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale qui varie entre 3.5 KWh/m²/j (Décembre) et 7.89 KWh/m²/j (Juin et Juillet) pour Gardaia et entre 3.83 KWh/m²/j (Décembre) et 8.14 KWh/m²/j (Juin) pour Adrar, avec des moyennes annuelles de 5.41 KWh/m²/j et 6.24 KWh/m²/j respectivement .

La température moyenne mensuelle maximale est de 32.7C° (juillet) pour Gardaia et 36C° pour Adrar, tandis que la température moyenne mensuelle minimale est de 10.9 C° (Janvier) pour Gardaia et 12.4 C° (Janvier) pour Adrar. Sur les tableaux (2-3), (2-4) et (2-5) suivants sont présentés les données météorologiques des trois sites. Ces données sont tirées de Météonorm 97.

Tableau (2-3) Caractéristiques climatiques du site de Bouzareah

Rayonnement global sur l'horizontale (KWh/m ² .j)												
Jan	Fev	Mar	Av	Ma	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
2,15	2,76	4,56	4,96	5,47	6,43	6,34	5,65	4,71	3,06	2,15	1,69	
Vitesse moyenne du vent (m/s)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
4,5	5	5,3	5	4	4,5	4	3,9	3,9	4,5	5	5	
Température moyenne mensuelle (C°)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
12,2	12,6	13,8	16	18,5	22,1	24,3	25,2	23,2	20	16,7	13,9	

Tableau (2-4) Caractéristiques climatiques du site de Gardaia

Rayonnement global sur l'horizontale (KWh/m ² .j)												
Jan	Fev	Mar	Av	Ma	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
3,83	4,78	5,92	6,97	7,67	7,89	7,89	7,44	6,17	5,11	3,94	3,5	
Vitesse moyenne du vent (m/s)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
3,49	3,91	4,22	4,51	4,82	4,22	3,67	3,61	3,31	3,13	3	3,31	
Température moyenne mensuelle (C°)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
10,9	13,4	15,6	19,5	24,5	30	32,7	32,5	28	21,6	15,4	11,6	

Tableau (2-5) Caractéristiques climatiques du site d'Adrar

Rayonnement global sur l'horizontale (KWh/m ² .j)												
Jan	Fev	Mar	Av	Ma	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
4,42	5,22	6,5	7,22	7,67	8,14	8,03	7,56	6,5	5,36	4,42	3,83	
Vitesse moyenne du vent (m/s)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
5,86	5,64	6,1	6,5	5,9	5,4	5,86	5,4	5,48	5,48	5,37	5,27	
Température moyenne mensuelle (C°)												
Jan	Fev	Mar	Av	Mar	Ju	Jui	Aou	Se	Oct	Nov	Dec	
12,4	16	19,4	23,6	28,1	33,6	36	35,4	31,6	25	18,2	12,9	

2-5-2 Profil de charge

La donnée initiale dans la mise en oeuvre d'un système de production à source renouvelable d'énergie comme pour tout autre système énergétique est la demande, qui va être déterminée par rapport à la et/ou les charges à alimenter. Cette demande doit être estimée aussi précisément que possible tant d'un point de

vue des puissances appelées que de sa répartition temporelle, même si son caractère souvent aléatoire rend cette tâche bien difficile.

L'éclairage et la production de froid représentent sans aucun doute les deux besoins essentiels d'une habitation ; l'information et les loisirs sont de nos jours indissociables d'une vie en société. Même dans les régions les plus éloignées du globe, une télévision (ou au moins une radio) fait souvent partie des appareils traditionnels d'une habitation. Le ventilateur, quant à lui, n'est sollicité que durant la période estivale (juin–Août). Le profil de charge est basé hypothétiquement sur une maison individuelle.

L'estimation de la consommation électrique d'une habitation pour chacun des trois sites est représentée dans les tableaux (2-6) et (2-7).

Tableau (2-6) Estimation de la consommation électrique d'une habitation (Site de Bouzareah)

Equipements		Puissance (W)	Nombre	P.Totale (W)	Durée d'utilisation (heure)	consommation journalière maximale (Wh)
Réfrigérateur		110	1	110	24	2640
TV		75	1	75	7	525
Eclairage	Chambre d'adulte	22	1	22	4	88
	Chambre d'enfants	22	1	22	5	110
	Chambre de séjour	22	1	22	3	66
	Cuisine	11	1	11	3	33
	Salle de bain	11	1	11	2	22
	Toilette	11	1	11	2	22
	Couloir	22	1	22	2	44
PC		50	1	50	3	150
Chaîne Stéréo		40	1	40	2	80
Ventilateur		40	1	40	6 (été)	240
Démodulateur		30	1	30	7	210
Total						3990/4230 (été)

Tableau (2-7) Estimation de la consommation électrique d'une habitation (Sites de Bechar et Gardaia)

Equipements		Puissance (W)	Nombre	P.Totale (W)	Durée d'utilisation (heure)	Energie journalière maximale (WH)
Réfrigérateur		110	01	110	24	2640
TV		75	01	75	5	375
Eclairage	Chambre d'enfants	22	01	22	4	88
	Chambre d'adulte	22	01	22	4	88
	Cuisine	11	01	11	2	22
	Chambre de séjour	22	01	22	2	44
	Couloir	11	01	11	2	22
	Toilette	11	01	11	2	22
	Salle de bain	11	01	11	2	22
Ventilateur (été)		40	01	40	6	240(été)
Total						3323/3563(été)

Sur les figures suivantes nous présentons les diagrammes relatifs aux profils de charge journaliers en période (Jan-Mai) et (Sep-Dec) et en période d'été (Juin-Aou) pour une habitation et pour l'ensemble du village pour chacun des trois sites considérés.

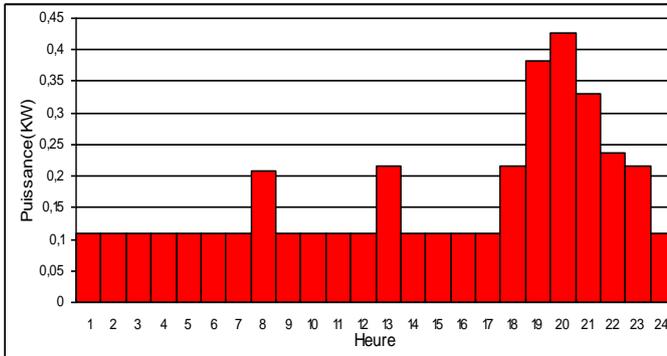


Figure (2-8) Profil de charge journalier d'une habitation en période (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Bouzareah

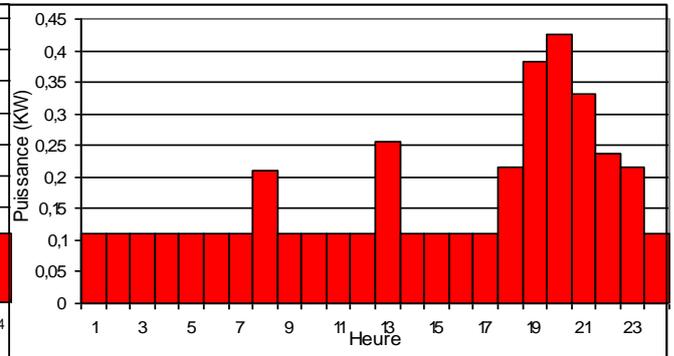


Figure (2-9) Profil de charge journalier d'une habitation période d'été (juin-Aou) Site de Bouzareah

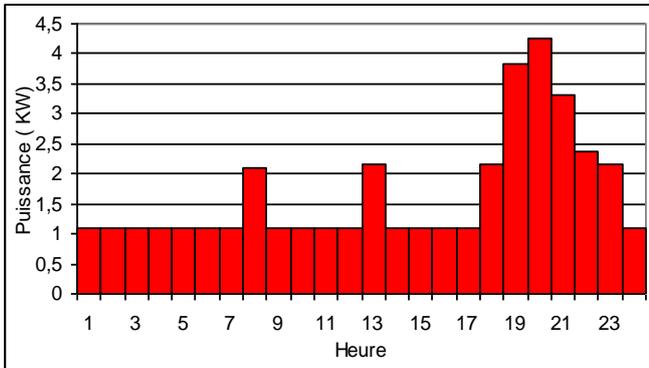


Figure (2-10) Profil de charge de l'ensemble du village: périodes (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Bouzareah

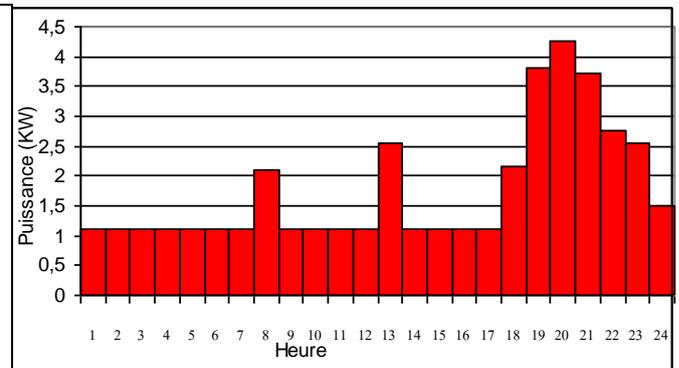


Figure (2-11) Profil de charge de l'ensemble du village en période d'été (juin-Aout) Site de Bouzareah

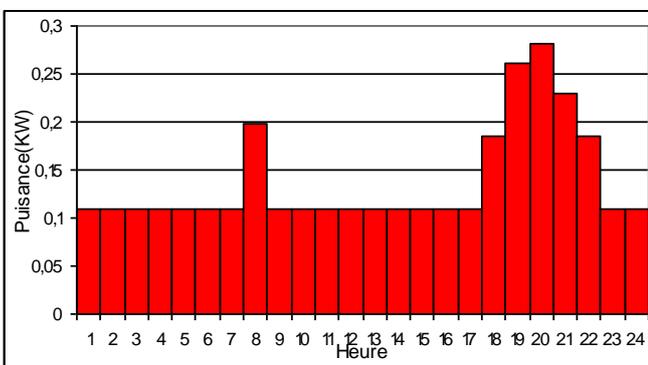


Figure (2-12) Profil de charge d'une habitation périodes (jan-Mai) et (Sep-Dec) Site de Gardaia et Adrar

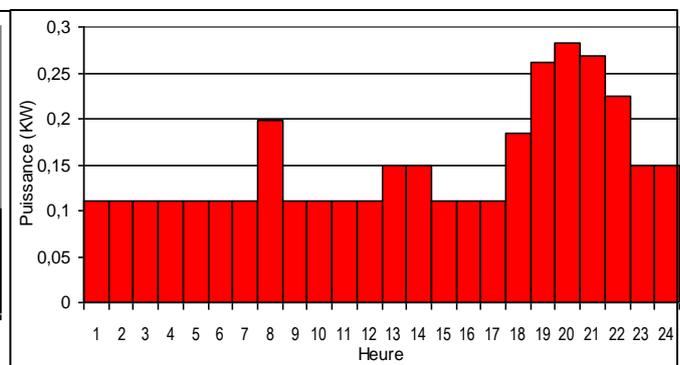


Figure (2-13) Profil de charge d'une habitation en période d'été (juin-Aout) Site de Gardaia et Adrar

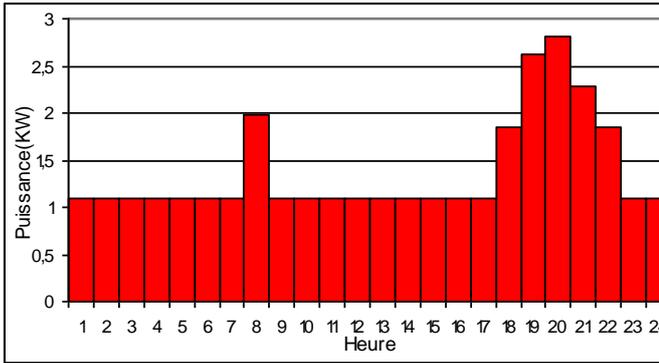


Figure (2-14) Profil de charge du village en périodes (jan-mai) et (sep-dec) Site de Gardaia et Adrar

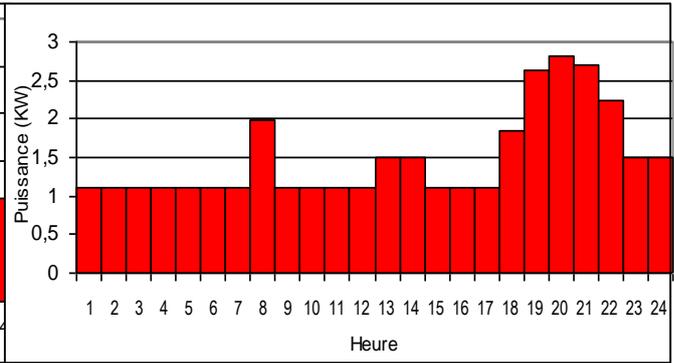


Figure (2-15) Profil de charge du village en période d'été (juin-Aout) Site de Gardaia et Adrar

Ce qui est le plus important de noter dans ces diagrammes est la présence de la pointe d'énergie située entre 19h et 20h et une charge de base (réfrigérateur), présente tout le long de la journée. Les figures (2-11) et (2-15) indiquent qu'il y a des pointes d'énergie de 4,26 KW et 2,82 KW pour respectivement les sites de Bouzareah, Adrar et Gardaia et cela pour l'ensemble du village.

On représente dans les figures suivantes la distribution mensuelle de la charge de l'ensemble du village pour chacun des trois sites.

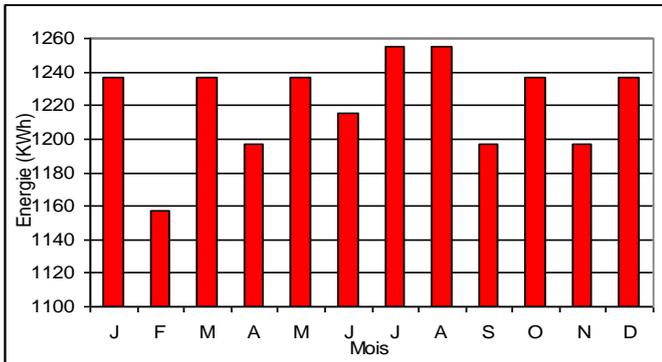


Figure (2-16) Distribution de la charge mensuelle

Site de Bouzareah

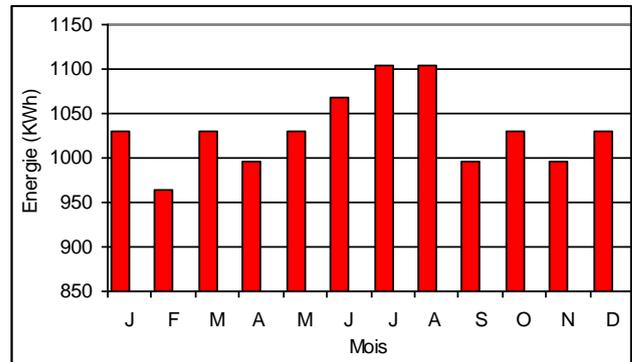


Figure (2-17) Distribution de la charge mensuelle

Sites de Gardaia et Adrar

La charge annuelle de l'ensemble du village est de 14, 783 MWh pour le site de Bouzareah ce qui fait une moyenne journalière annuelle de 40,5 KWh par jour. Quant aux sites de Gardaia et Adrar, la charge annuelle est de 12,348 MWh, ce qui fait une moyenne journalière annuelle de 33,23 KWh.

2.6 Analyse économique

Toute étude de dimensionnement d'installations photovoltaïque, éolienne ou hybride (photovoltaïque, éolienne et diesel) doit être menée de manière à approcher au mieux la solution optimale du compromis : coût -satisfaction du besoin. La méthode d'analyse suggérée dans le cadre de ce projet et utilisée par les trois logiciels est celle du coût global sur le cycle de vie (Life Cycle Cost).

Il y a de bonnes raisons de croire que le coût des énergies conventionnelles va augmenter dans les décennies à venir. Partout à travers le monde, le taux de découverte des nouvelles réserves de pétrole est en déclin, tandis qu'en même temps la demande augmente. Les réserves conventionnelles restantes, bien que vastes, sont concentrées dans un petit nombre de pays. Les technologies d'énergies renouvelables ont généralement un coût d'investissement supérieur (c.-à-d. les coûts initiaux du projet) vis-à-vis des technologies conventionnelles concurrentes. Ceci a conduit certaines personnes à la conclusion que les technologies d'énergies renouvelables sont trop dispendieuses. Malheureusement, ce point de vue ignore les coûts très réels induits par l'exploitation et l'entretien de tous systèmes d'énergies, peu importe qu'ils soient renouvelables ou conventionnels. Les technologies d'énergies renouvelables ont généralement des coûts d'exploitation inférieurs à ceux des technologies conventionnelles. En effet, les mesures d'efficacité énergétique réduisent les besoins énergétiques, et les technologies d'énergies renouvelables utilisent des sources d'énergies renouvelables disponibles à un coût marginal minimal ou nul.

Alors, comment les coûts d'investissement élevés et les coûts d'exploitation faibles des technologies d'énergies propres peuvent-ils se comparer aux coûts d'investissement faibles et coûts d'exploitation élevés des technologies conventionnelles ? La réponse consiste à considérer tous les coûts sur toute la durée de vie d'un projet. Ceux-ci incluent non seulement les coûts initiaux (analyse de faisabilité, ingénierie, développement, achat d'équipements et installation) mais également :

- ✓ Les coûts annuels pour le combustible, l'exploitation et l'entretien;
- ✓ Les coûts pour les remises en état majeures et les remplacements d'équipements;
- ✓ Les coûts pour le démantèlement du projet (qui peuvent être relativement élevés pour les technologies qui polluent un site, par exemple à cause des déversements de combustible); et
- ✓ Les coûts de financement du projet, comme les frais d'intérêt.

L'ensemble de ces coûts doit être additionné, en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent, pour déterminer tous les coûts du « cycle de vie » d'un projet.

Malgré leurs coûts d'investissement plus élevés, elles sont souvent rentables vis-à-vis des technologies conventionnelles lorsque comparées sur la base du coût sur le cycle de vie.

Les principaux coûts financiers en investissement qui sont liés à la réalisation et l'installation d'un système hybride peuvent être décomposés selon certaines rubriques à savoir:

- ✓ Coût relatif aux études de conception.
- ✓ Coût relatif aux équipements solaires et éoliens (modules photovoltaïques, aérogénérateurs, régulateurs, de charge et de décharge, onduleurs, éléments de batterie, diverses fournitures).
- ✓ Coût de l'installation du système sur site.
- ✓ Coût des travaux de génie civil.
- ✓ Installation et mise en fonctionnement de la centrale.

2-6-1-Coût d'un système multi source (photovoltaïque, éolien, diesel).

Le calcul du coût d'un tel système requiert la connaissance des éléments suivants :

- ✓ La durée de vie
- ✓ L'investissement initial.
- ✓ Les coûts de maintenance annuels relatifs aux systèmes (photovoltaïque, éolien, diesel)
- ✓ Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes.
- ✓ Les profits réalisés.

2.6.2 L'investissement initial

L'investissement est défini comme étant le prix de tous les moyens de production et de réalisation de l'installation à savoir :

- ✓ Etudes
- ✓ Matériels et équipements
- ✓ Transport
- ✓ Terrains
- ✓ Réalisation

L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il va devoir payer lors de l'installation du système.

2.6.3 Coût actualisé net total

Le coût actualisé net total est calculé à partir de l'équation suivante:

$$CAN = \frac{C_{\text{ann,tot}}}{F_a(i, N)} \quad (2.21)$$

Où :

- $C_{\text{ann,tot}}$: Coût annuel total.
- F_a : Facteur d'actualisation
- i : Taux d'intérêt.
- N : Durée de vie du système.

$$F_a(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.22)$$

Le coût annuel total est la somme des coûts annuels de chaque composant du système.

Le coût annuel total est la somme de:

- ✓ Coût annuel du capital d'investissement
- ✓ Coût annuel de remplacement des composants du système.
- ✓ Coût annuel de maintenance de chaque composant du système.

- ✓ Coût annuel du carburant.

3- Le coût actualisé d'énergie

Le coût actualisé de l'énergie est défini comme étant le coût moyen par kWh de l'énergie électrique utile produite par le système. Le calcul du coût actualisé du système consiste à convertir des valeurs futures en unités monétaires d'aujourd'hui. C'est une opération nécessaire pour rendre comparable deux valeurs actuelle et future.

Pour évaluer le coût global actualisé du kWh il est nécessaire d'avoir certaines données :

- ✓ La durée de vie.
- ✓ Le coût ou l'investissement initial.
- ✓ Les coûts de maintenance annuels relatifs au système.
- ✓ Le coût de remplacement des différents sous-systèmes.

Le coût actualisé d'énergie est donné par l'équation suivante :

$$CAE = \frac{C_{\text{ann,tot}}}{E_{\text{utile,produite}}} \quad (2.23)$$

2-7 Présentation des logiciels de dimensionnement

2-7-1 Homer

Homer (The hybrid optimisation model for electric renewables) est développé par le laboratoire NREL (National renewable electric laboratory) du département d'énergie des Etats-Unis d'Amérique .C'est un outil de simulation, dimensionnement et d'optimisation des systèmes hybrides PV/Eolien/Diesel. Homer simplifie la tâche d'évaluer la conception des systèmes autonome et non autonomes pour différentes applications et peut faire la simulation sur la base horaire de plusieurs milliers de configurations de systèmes et permet de trouver la meilleure combinaison de composants du système de point de vue économique.

2-7-2 Retscreen

Retscreen International est à la fois un outil de sensibilisation aux énergies propres, d'aide à la décision et de renforcement de compétences. Il est développé par le laboratoire de recherche de diversification d'énergie CANMET du Canada .L'outil consiste en un logiciel normalisé et intégré d'analyse de projets d'énergies propres qui peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. En plus du logiciel, l'outil comprend des bases de données (Produits, coûts et données météorologiques).

Retscreen convient au dimensionnement des composants des systèmes photovoltaïques et hybrides PV/Diesel autonomes et non autonomes (grid- connected) et aux systèmes de pompage solaire.

2-7-3 PVSyst

PVSyst est un logiciel pour la conception, dimensionnement et la simulation qui convient aux systèmes photovoltaïques et hybrides PV/Diesel autonomes et non autonomes (grid-connected) et DC-grid. Développé par l'université de Geneve, il offre une base de données météorologique et des composants des systèmes photovoltaïques.

2-7-4 Architecture de simulation

On peut schématiser l'architecture de simulation des trois logiciels dans la figure (2-18)

Le bloc des entrées englobe les données de la charge, des ressources météorologiques locales du site et les composants qui constituent le système.

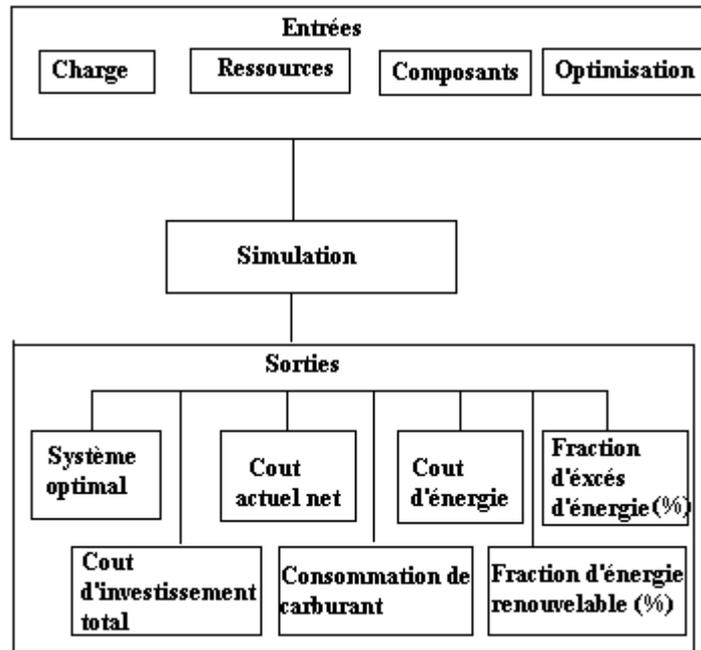


Figure (2-18) Architecture de simulation

Les résultats techniques mettent en évidence l'évaluation énergétique du système optimal en calculant la fraction d'énergie renouvelable et la consommation de carburant.

Les résultats économiques mettent en évidence le coût sur la durée de vie du système et le coût d'énergie.

2-8 Paramètres communs de simulation

Pour la simulation des différents systèmes nous avons adopté des paramètres techniques et économiques communs pour les trois logiciels qui sont:

a- Paramètres techniques : les paramètres techniques concernent la puissance nominale de l'onduleur et celle du générateur Diesel. Le choix du groupe électrogène dépend de la puissance et de la nature de la charge à alimenter. Nous avons vu au paragraphe (2-5-2) que le pic de l'appel de

puissance par la charge est de 2,82 KW pour les sites de Gardaia et Adrar et de 4,26 KW pour le site de Bouzareah. De ce fait l'onduleur et le générateur Diesel devront donc avoir une puissance nominale d'au moins 2,82 KW chacun pour les sites de Gardaia et Adrar et 4,26 KW chacun pour le site de Bouzareah assumant que le générateur Diesel devrait alimenter seul la charge en cas d'absence de soleil et de vent. Mais par mesure de sécurité nous prendrons 40 % de marge supplémentaire en cas de surcharge. Ainsi on choisit un onduleur et un générateur Diesel de 4 KW chacun pour les sites de Gardaia et Adrar et 6KW chacun pour le site de Bouzareah.

b- Paramètres économiques:Elles concernent les données financières et les coûts des équipements.

Le générateur photovoltaïque est disponible à un coût équivalent à 455000 DA/KWc. Sa durée de vie est prévue pour 25 ans. Le coût de l'onduleur est équivalent à 1050000 DA/KW et sa durée de vie est de 10 ans. Quant aux batteries, leur prix est équivalent à 21000 DA/KWh et elle devraient avoir une durée de vie de 8 ans. Le groupe Diesel électrogène coûte environ 35000 DA/KW et a besoin d'être remplacé tous les 4 ans. Le prix du carburant est considéré égal à 14 DA/L, 21 DA/L, et 28 DA/L pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar avec une consommation spécifique de 0,55 L/KWh. Le générateur éolien (3KW) coûte environ 560000 DA et celui de (20KW) coûte environ 3290000 DA. Leur durée de vie est de 15 ans.

En Algérie le taux d'inflation est de 3%. On peut prendre comme valeur du taux d'actualisation, le taux de la plupart de prêts commerciaux soit 10%.Les hypothèses de coûts sur lesquelles nous avons basé nos calculs sont représentées sur le tableau (2.8).

Tableau (2.8) Coûts de référence des composants

Composants	PV	Batterie	Génératrice Diesel	Onduleur	Aérogénérateur 20 KW	Aérogénérateur 3 KW
Coût d'investissement	455 DA/W	21000 DA/KWh	35000 DA /KW	105000 DA/KW	3290000 DA	560000 DA
Durée de vie	25 ans	8 ans	4 ans	10	15 ans	15 ans
Coût d'opération et de maintenance	0	0	23,1 DA /heure	17 /an	100	100
Coût de remplacement	420 DA/W	21000 DA	35000 DA/KW	105000 DA/KW	3220000 DA	490000 DA

Chapitre 3

Résultats et Discussions

Dans ce chapitre les résultats de dimensionnement et de simulation sont présentés et commentés.

3.1 Homer

Homer est utilisé pour déterminer les dimensions de chaque composant du système hybride. Les données d'entrée du programme sont :

- ✓ Les coordonnées géographiques du site.
- ✓ Les données horaires de la charge pendant toute l'année.
- ✓ Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur un plan horizontal et de la vitesse du vent journalières ainsi que les caractéristiques géographiques de chaque site.
- ✓ Les capacités et le nombre de chaque composant du système hybride (Champ PV, Aérogénérateur, Générateur Diesel, Onduleur, Batterie).
- ✓ Les coûts de référence de chaque composant du système hybride.

Homer est un modèle de simulation horaire. IL utilise ces entrées pour déterminer les dimensions optimales de chaque type de système. Ce programme effectue toutes les combinaisons des composants du système qui sont capables de satisfaire la demande. Les solutions faisables sont classées selon le coût sur la durée de vie du système.

Pour les systèmes photovoltaïques Homer utilise l'équation (3.1) pour calculer l'énergie produite par le champ photovoltaïque

$$E_p = d \times P_{ch} \times G_{in} \quad (3-1)$$

Ou d est le facteur (derating factor) ; pris égale à 80 % ; P_{ch} est la puissance totale du champ photovoltaïque et G_{in} est le rayonnement solaire global sur un plan incliné.

Pour les systèmes éoliens, notre choix a porté sur deux types d'aérogénérateurs (Generic 20KW) et (Generic3KW) dont les courbes de puissance sont illustrées dans la figure (3.1)

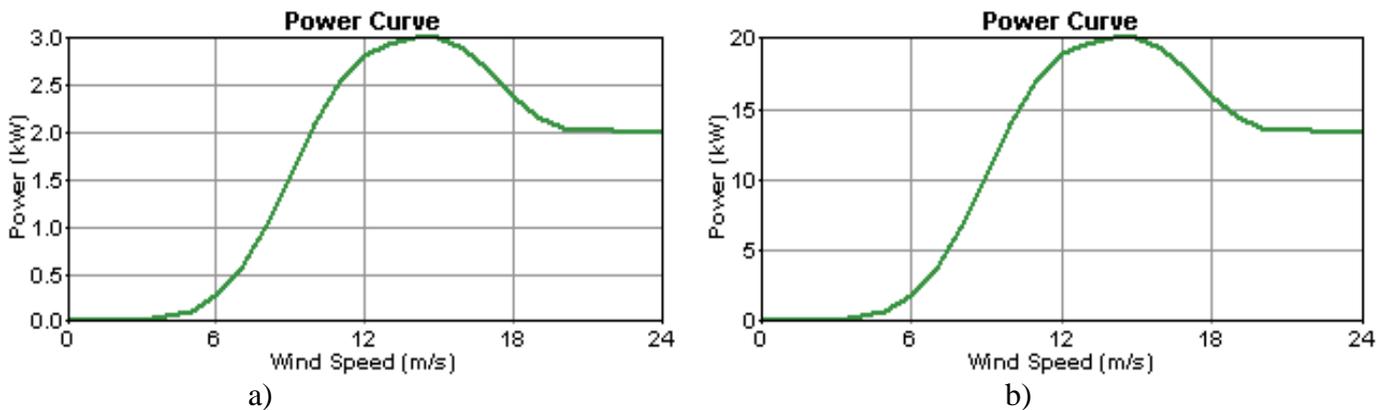


Figure (3.1) Courbes de puissances a) Generic 20 KW b) Generic 3 KW

Pour le calcul de la puissance débitée par chacun des aérogénérateurs Homer utilise :

- ✓ les moyennes mensuelles de la vitesse du vent.
- ✓ les valeurs du facteur de forme k , du modèle de Weibull. Mais pour des raisons de manque de ces valeurs, nous avons utilisé le modèle de Rayleigh ($k=2$) pour chacun des sites.
- ✓ Le facteur d'autocorrelation qui est une mesure du caractère aléatoire du vent. Des valeurs élevées de ce facteur indiquent que la vitesse du vent dans une heure quelconque tend à dépendre fortement de la vitesse du vent dans l'heure précédente. Tandis que des valeurs faibles indiquent que la vitesse du vent tend à fluctuer dans un sens aléatoire d'une heure à une autre. Ce paramètre est affecté par la topographie du lieu considéré. Ce facteur tend à être plus faible (0,7-0,8) pour les endroits dont la topographie est complexe et plus élevé (0,9-0,97) dans les endroits dont la topographie est plus uniforme. Dans notre application, nous avons supposé un facteur d'autocorrelation de 0,85 pour chacun des trois sites.
- ✓ The diurnal pattern strength est une mesure de combien la vitesse du vent est fortement liée au temps dans la journée. Dans plusieurs locations, par exemple, l'après-midi tend à être plus venté que la matinée. Des valeurs plus élevées indiquent qu'il y a une dépendance relativement forte du temps dans la journée. Par contre, des valeurs faibles indiquent que la vitesse du vent n'est pas fortement liée au temps dans la journée. Une valeur de 0,25 est supposée pour les trois sites.
- ✓ L'heure du pic de la vitesse du vent est simplement le temps dans la journée qui tend à être le plus venté en moyenne durant l'année. Nous avons supposé que le pic de la vitesse du vent a lieu à 01H00 pour les trois sites.

Ainsi nous représentons les résultats de dimensionnement pour chaque type de système.

3.1.1 Système PV seul

Nous donnons respectivement sur les figures (3.2), (3.3) et (3.4) les rayonnements solaires journaliers globaux sur plan horizontal et sur plan incliné pour chaque mois de l'année pour chacun des trois sites Bouzareah, Gardaia et Adrar.

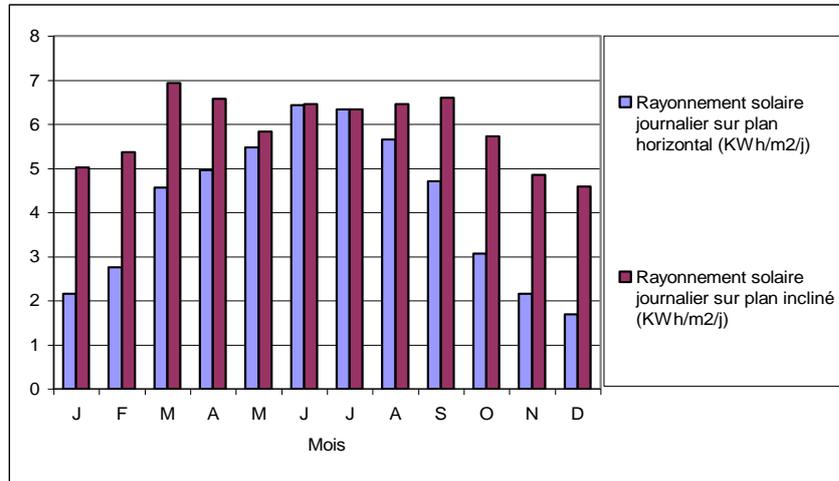


Figure (3.2) Rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Bouzareah)

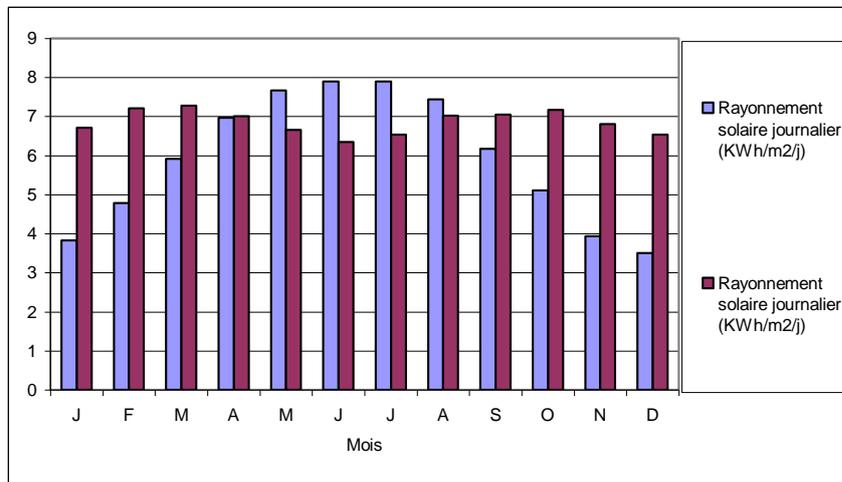


Figure (3.3) Rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Gardaia)

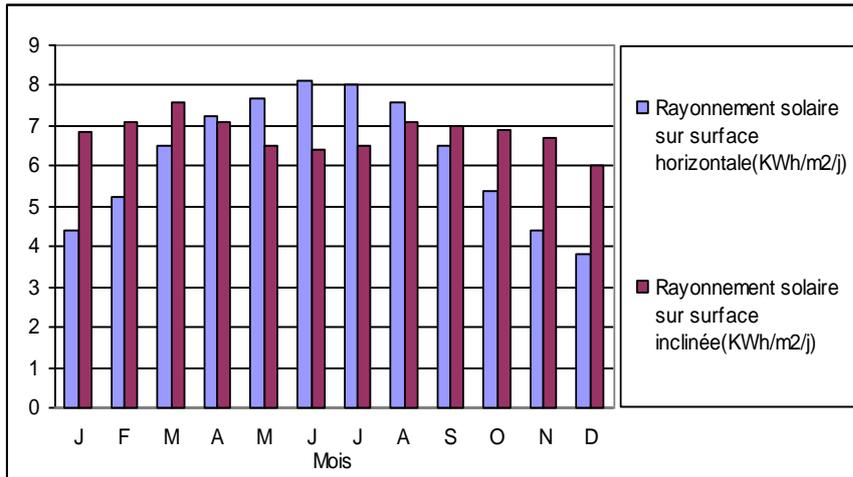


Figure (3.4) Rayonnement solaire journalier sur plan horizontal et sur plan incliné (Site d'Adrar)

Les figures (3.5), (3.6) et (3.7) présentent la consommation mensuelle d'énergie électrique et la production moyenne mensuelle d'énergie PV délivrée par le système pour alimenter la charge pour chaque mois de l'année.

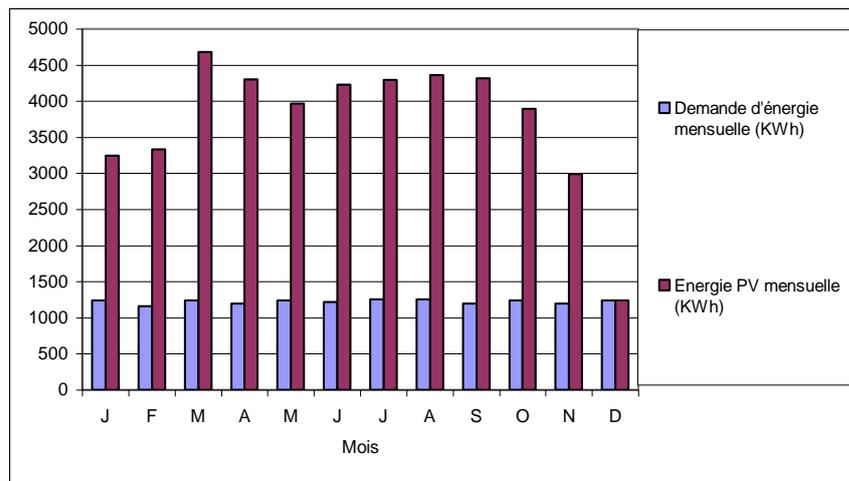


Figure (3.5) Distribution de la charge et de l'énergie produite par le système (Site de Bouzareah)

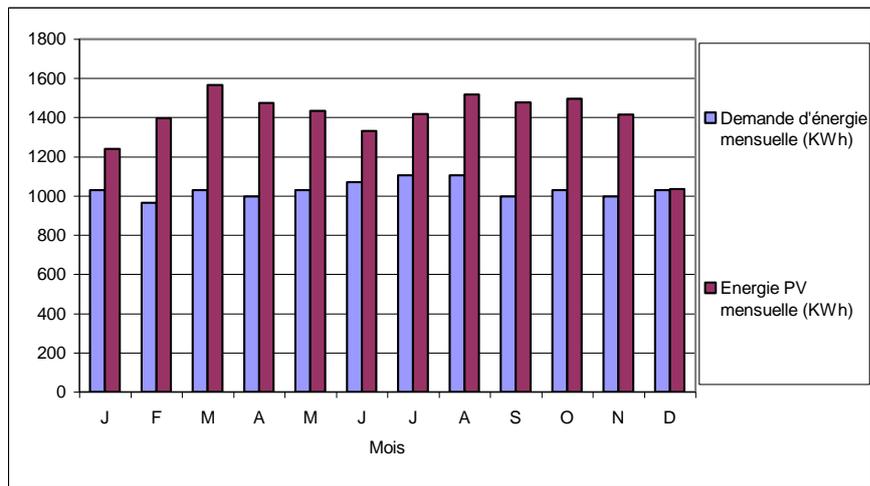


Figure (3.6) Distribution de la charge et de l'énergie produite par le champ PV (Site de Gardaia)

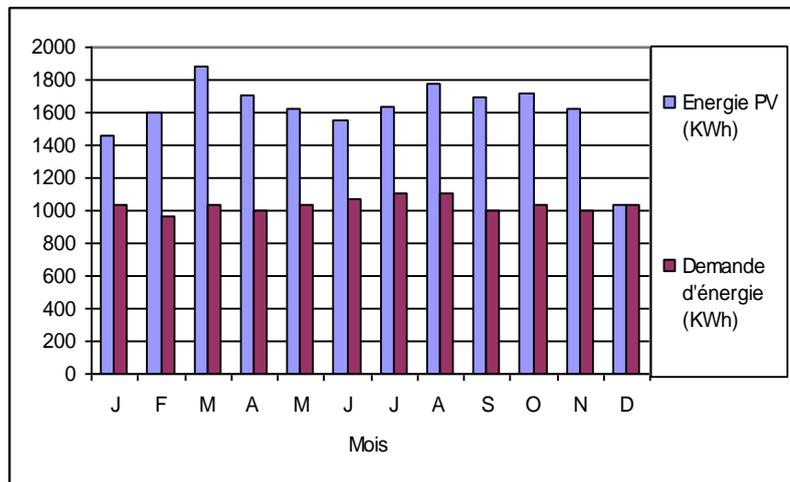


Figure (3.7) Distribution de la charge et de l'énergie produite par le champ PV (Site d' Adrar)

La production annuelle d'énergie PV est de 43,750 MWh, 16,897 MWh et 19,262 MWh pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar.

On représente sur la figure (3.8), (3.9) et (3.10) les répartitions journalières de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et de la puissance photovoltaïque pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar.

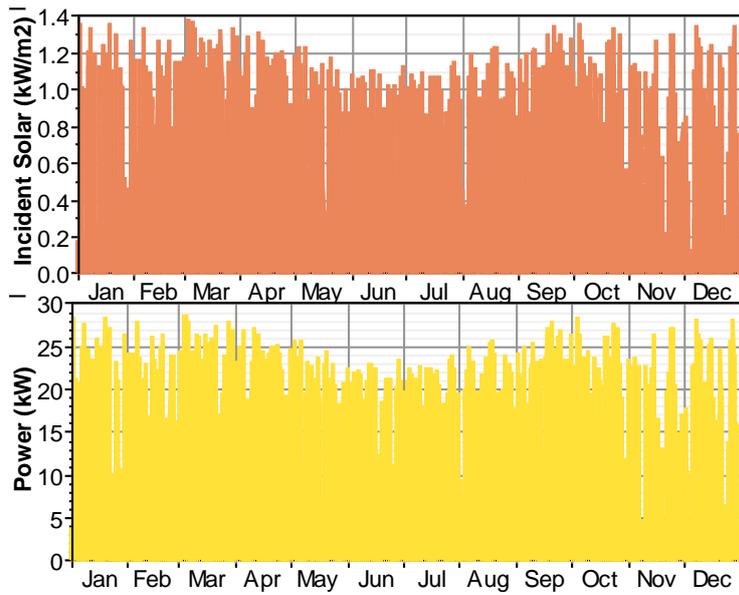


Figure (3.8) Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site Bouzareah)

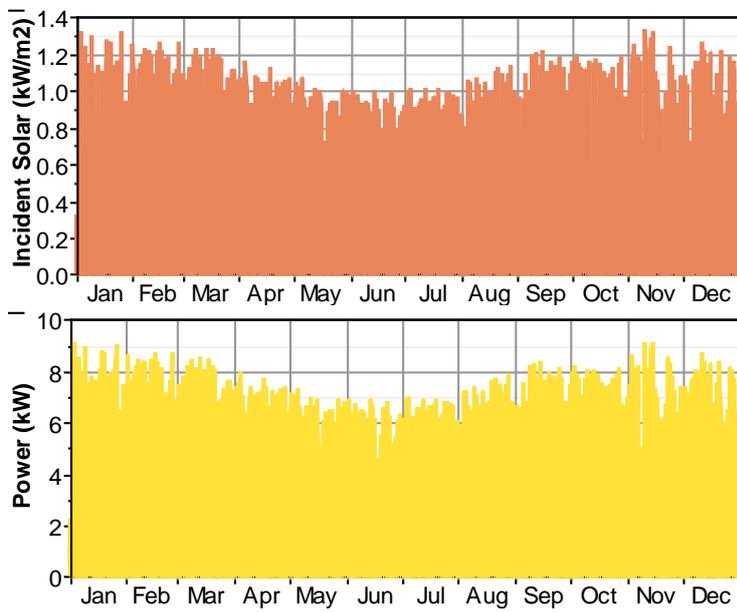


Figure (3.9) Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site de Gardaia)

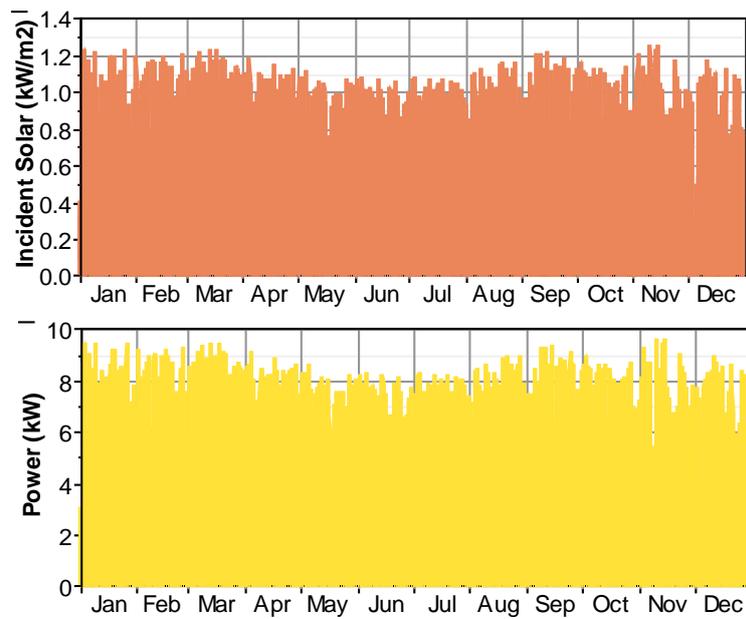


Figure (3.10) Répartition journalière de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et la puissance photovoltaïque (Site d'Adrar)

On remarque d'après ces trois figures qu'il y a une parfaite corrélation entre l'irradiation solaire incidente sur le plan du champ photovoltaïque et la puissance photovoltaïque produite.

Les figures (3.11), (3.12) et (3.13) représentent l'évolution horaire de la puissance photovoltaïque, l'état de charge de la batterie ainsi que le profil de la puissance de la charge pour deux journées typiques (les 6 janvier et 19 juillet). Le champ photovoltaïque produit d'électricité entre environ 7h30mn et 18h pour la journée du 6 janvier et entre 6h et 20h pour la journée du 19 juillet. Ces horaires correspondent aux heures du lever et de coucher du soleil des sites considérés. Le champ photovoltaïque est capable de satisfaire la charge pendant ces heures et de charger la batterie qui prend le relais pendant la nuit.

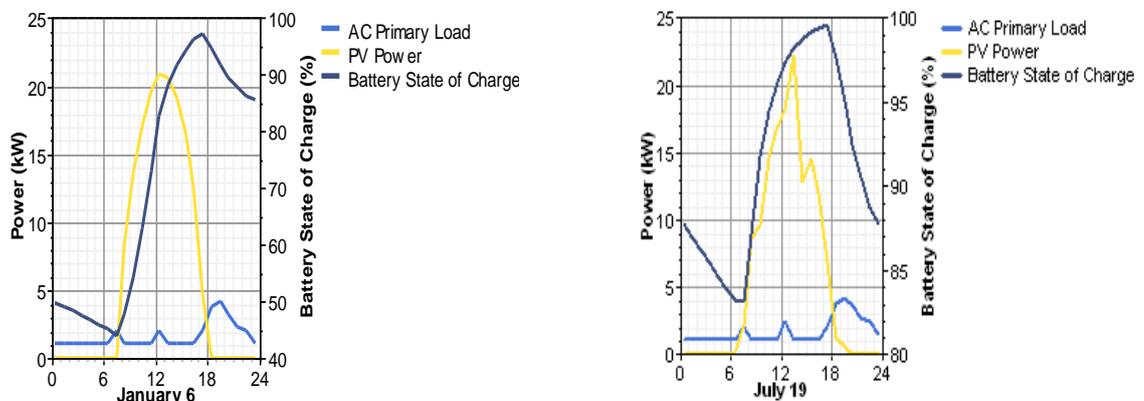


Figure (3.11) Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site de Bouzareah)

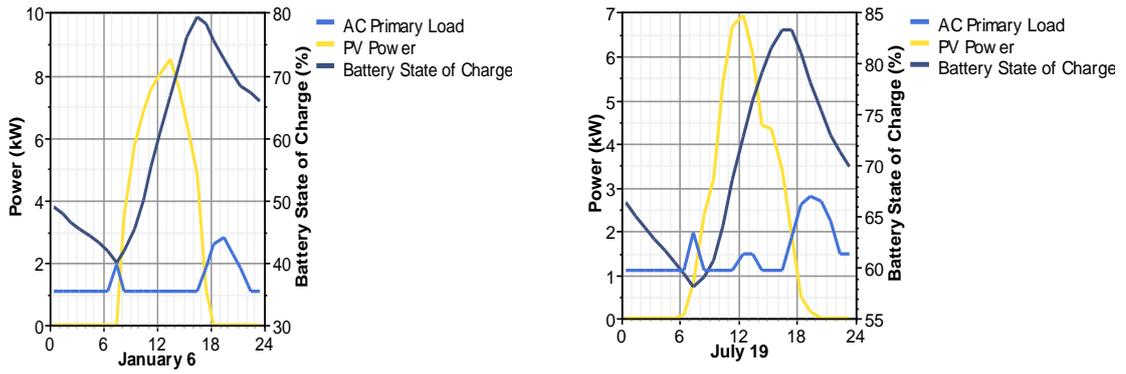


Figure (3.12) Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site de Gardaia)

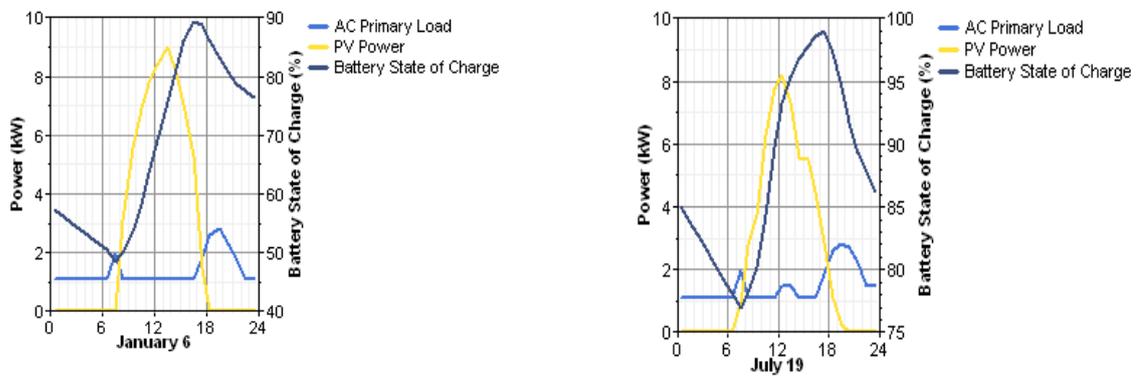


Figure (3.13) Evolution de la charge, la puissance photovoltaïque et l'état de charge de la batterie pour deux journées typiques (6 janvier et 19 juillet) (Site d'Adrar)

Les figures (3.14), (3.15) et (3.16) représentent l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction du temps pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar.

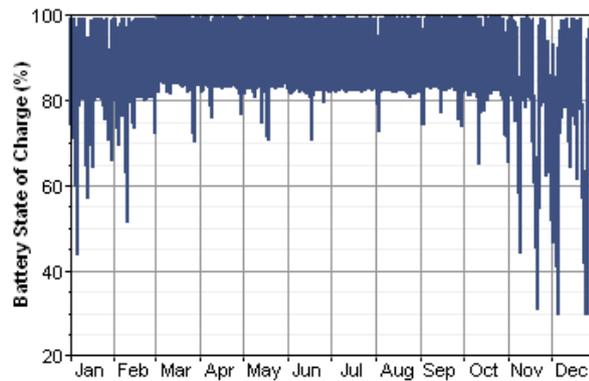


Figure (3.14) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois (Site de Bouzareah)

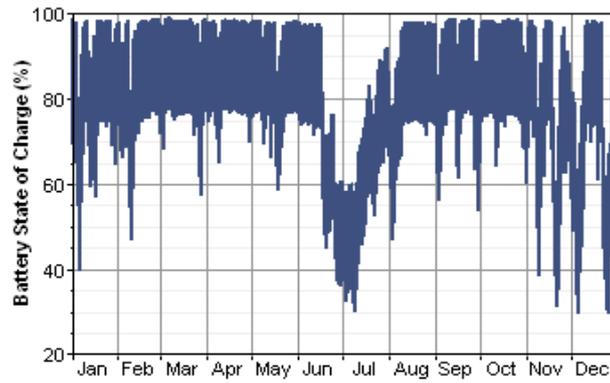


Figure (3.15) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois
(Site de Gardaia)

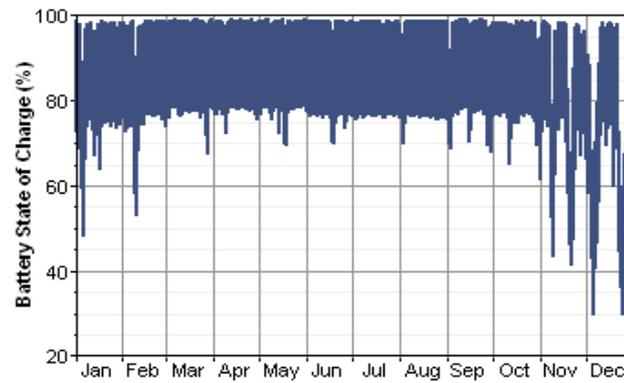


Figure (3.16) Evolution de l'état de charge de la batterie en fonction des mois
(Site d'Adrar)

On constate d'après ces figures que les batteries subissent des décharges profondes pendant la période hivernale, atteignant jusqu'à 70%, et modérées pendant le reste de l'année sauf pour le cas du site de Gardaia où la batterie subit aussi des décharges profondes pendant la période estivale.

Les caractéristiques techniques et économiques du système PV seul pour chacun des trois sites sont résumées sur les tableaux (3.1), (3.2) et (3.3).

Tableau (3.1) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	26	k Wc
Batterie	24×6	k Wh
Onduleur	6	k W
Energie de sortie		
Champ PV	43750	kWh/année
Excès d'énergie	25782	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	11529	l/année
Coûts		
Investissement	2304030	DA
Remplacement et entretien	67340	DA/année
CAN total	23651460	DA
Coût d'énergie	176,82	DA/kWh

Tableau (3.2)

techniques et économiques du système PV/seul (Site de Gardaia)

Caractéristiques

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	8,6	kWc
Batterie	24×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	16897	kWh/année
Excès d'énergie	1818	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	11249000	DA
Remplacement et entretien	59220	DA/année
CAN total	11786390	DA
Coût d'énergie	105,28	DA/kWh

Tableau (3.3) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	9,6	kWc
Batterie	24×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	19146	kWh/année
Excès d'énergie	4099	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	11704000	DA
Remplacement et entretien	57960	DA/année
CAN total	12229840	DA
Coût d'énergie	109,34	DA/kWh

3.1.2 Système PV/Diesel

La figure (3.17) présente la distribution de la charge et des énergies produites par les différents générateurs constituant ce système pour le site de Bouzareah.

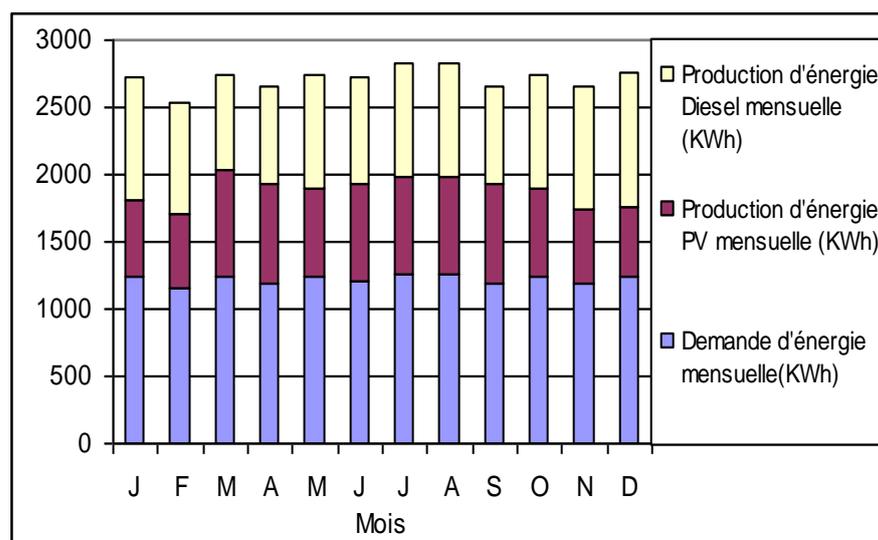


Figure (3.17) Distribution de la charge et des énergies produites par le système (Site de Bouzareah)

La production annuelle d'énergie par le système est de 17,964MWh. Le champ PV assure 43% de cette énergie soit 7,740MWh tandis que le générateur Diesel assure 57 % soit 10,224 MWh. Le

générateur Diesel fonctionne 1670hr/année avec une consommation de 6313 litres de carburant (Mazout) par année. Les caractéristiques techniques et économiques de ce système sont comme suit:

Tableau (3.4) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Bouzareah)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	4,6	kWc
Batterie	6×6	kWh
Onduleur	6	kW
Génératrice Diesel	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	7740	kWh/année
Génératrice Diesel	10224	kWh/année
Excès d'énergie	0,326	kWh/année
Fraction d'ER	43	%
Utilisation de carburant	6313	l/année
Economie de carburant	3651	l/année
Coûts		
Investissement	11245290	DA
Remplacement et entretien	437710	DA/année
CAN total	15218560	DA
Coût d'énergie	113,4	DA/kWh

La figure (3.18) présente les distributions mensuelles de la charge et des énergies produites par les différents générateurs constituant ce système pour le site de Gardaia.

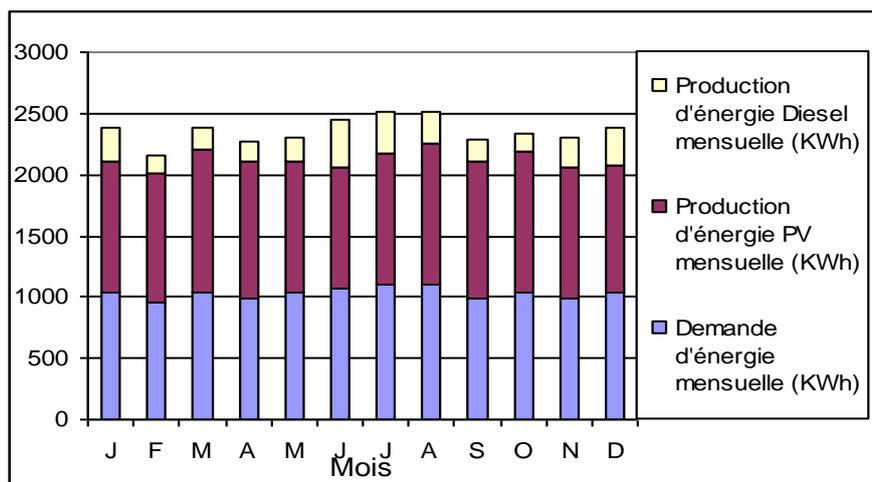


Figure (3.18) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site de Gardaia)

La production totale annuelle est de 15,421 MWh. Le champ photovoltaïque assure 36 % de cette énergie soit 5,501 MWh tandis que le générateur Diesel assure 64 % soit 9,92 MWh. Le générateur Diesel

fonctionne pendant 705 heures par année ce qui fait une consommation de 6214 litres par année. Les caractéristiques techniques et économiques de ce système sont comme suit:

Tableau (3.5) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Gardaia)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	2,8	kWc
Batterie	6×4	kWh
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5501	kWh/année
Génératrice Diesel	9920	kWh/année
Excès d'énergie	127	kWh/année
Fraction d'ER	36	%
Utilisation de carburant	6214	l/année
Economie de carburant	3750	l/année
Coûts		
Investissement	7238000	DA
Remplacement et entretien	392630	DA/année
CAN total	10802190	DA
Coût d'énergie	96,46	DA/kWh

La figure (3.19) présentent la distribution de la charge et des énergies produites par les différents générateurs constituant le système PV/Diesel pour le site d'Adrar.

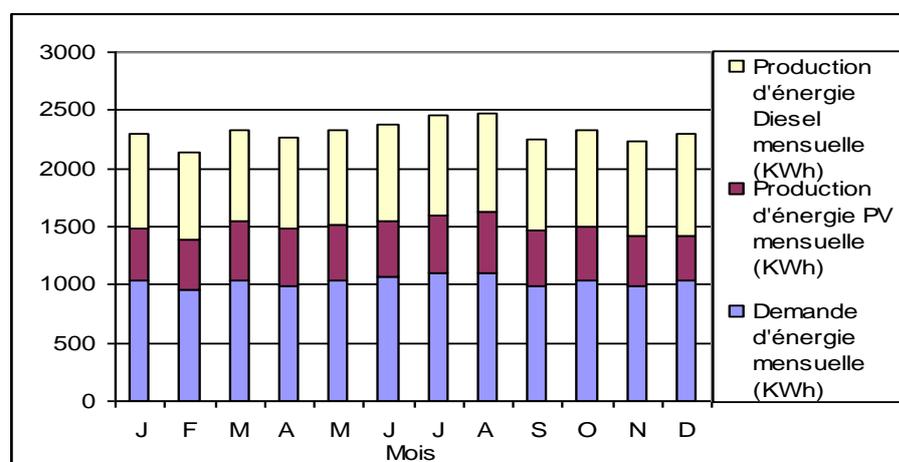


Figure (3.19) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site d'Adrar)

Le système produit une énergie totale annuelle de 15,4 MWh. Le champ photovoltaïque assure 36% de cette énergie soit 5,618 MWh tandis que le générateur Diesel assure 64% soit 9,816 MWh. Ce dernier fonctionne pendant 2451 heures par année avec une consommation de 6184 litres par année. Les caractéristiques techniques et économiques de ce système sont représentées sur le tableau (3.6)

Tableau (3.6) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site d'Adrar)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	2,8	kWc
Batterie	6×4	kWh
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5584	kWh/année
Génératrice Diesel	9816	kWh/année
Excès d'énergie	105	kWh/année
Fraction d'ER	36	%
Utilisation de carburant	6184	l/année
Economie de carburant	3780	l/année
Coûts		
Investissement	7238000	DA
Remplacement et entretien	434910	DA/année
CAN total	11185650	DA
Coût d'énergie	99,89	DA/kWh

3.1.3 Système éolien seul

Le système éolien seul comporte 7,19 et 2 aérogénérateurs (20 KW) pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar. La répartition journalière de la vitesse du vent au cours de l'année et la densité de probabilité de la vitesse pour les trois sites est représentée par les figures suivantes :

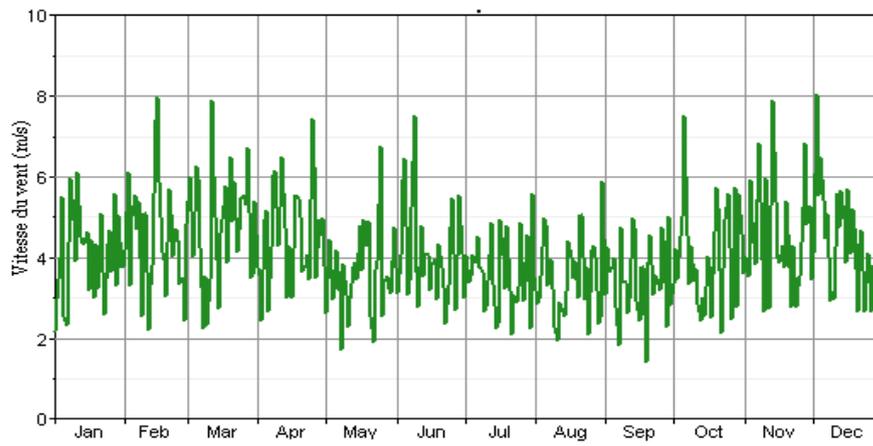


Figure (3.20) Répartition de la vitesse du vent journalière (Site de Bouzareah)

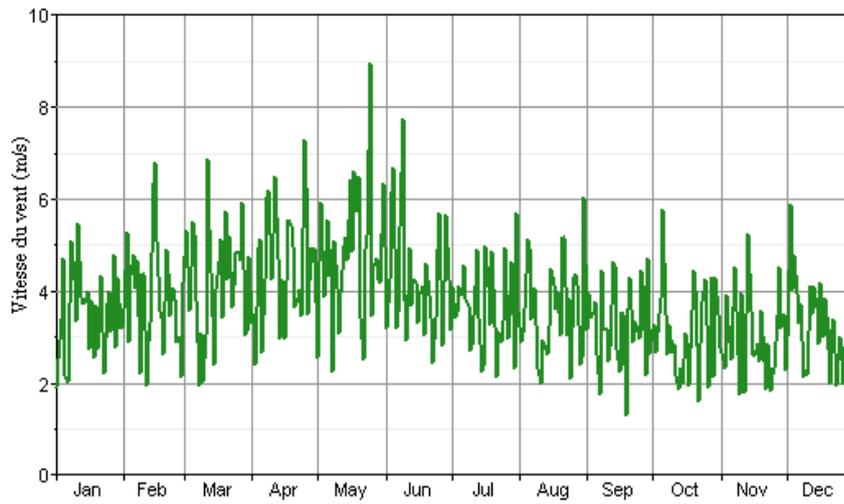


Figure (3.21) Répartition journalière de la vitesse du vent (Site de Gardaia)

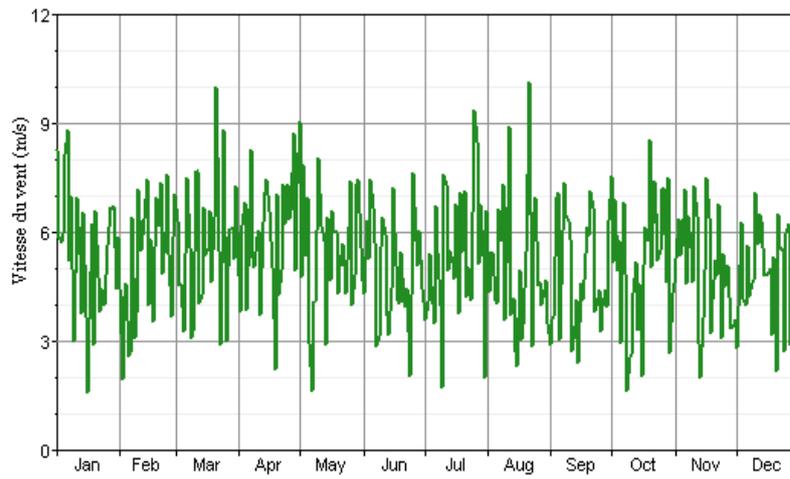


Figure (3.22) Répartition journalière de la vitesse du vent (Site d'Adrar)

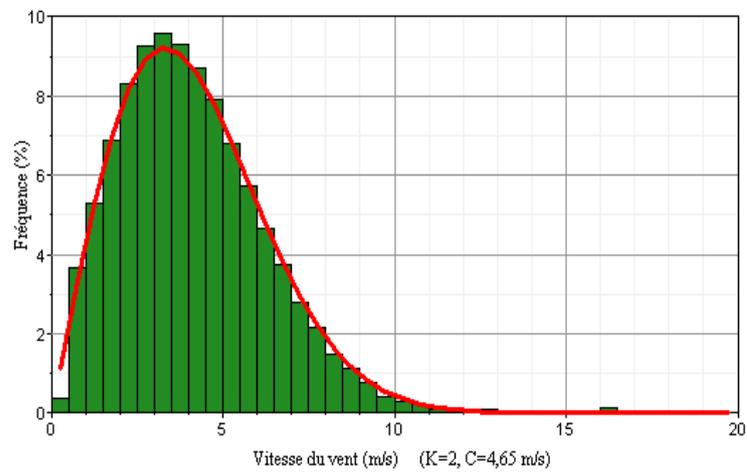


Figure (3.23) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site de Bouzareah)

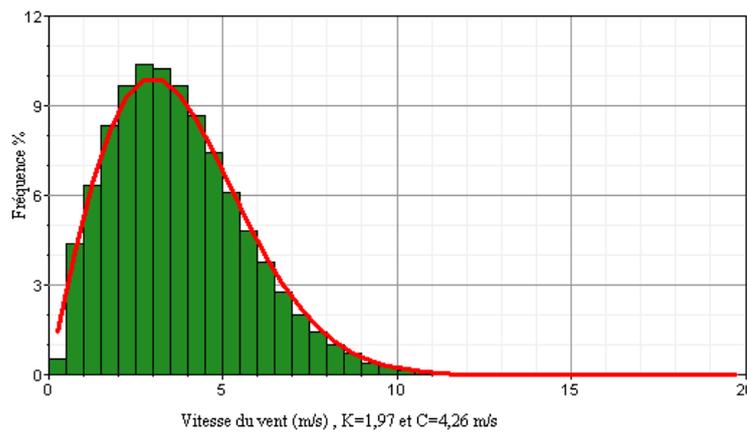


Figure (3.24) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site de Gardaia)

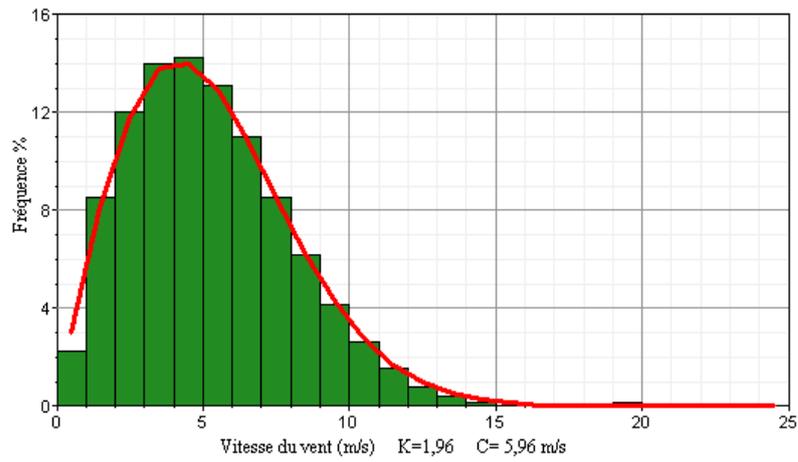


Figure (3.25) Densité de probabilité de la vitesse du vent (Site d'Adrar)

On représente les distributions de la charge et de l'énergie produite par les aérogénérateurs pour chaque mois de l'année et pour chaque site dans la figure (3.26), (3.27) et (3.28).

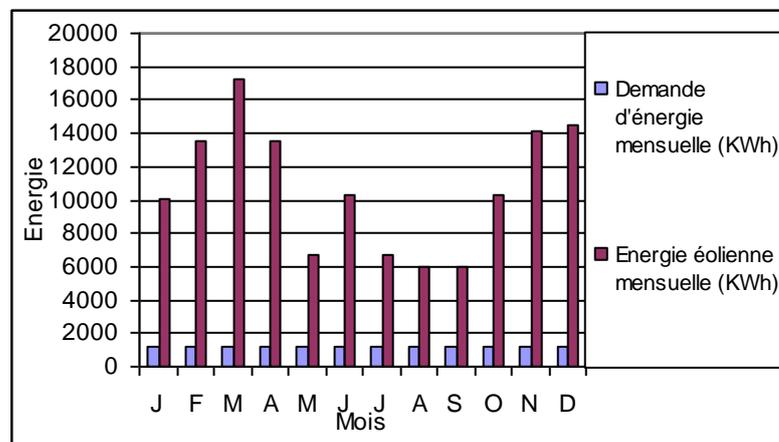


Figure (3.26) Distributions de la charge et des énergies produites par les 7 aérogénérateurs (Site de Bouzareah)

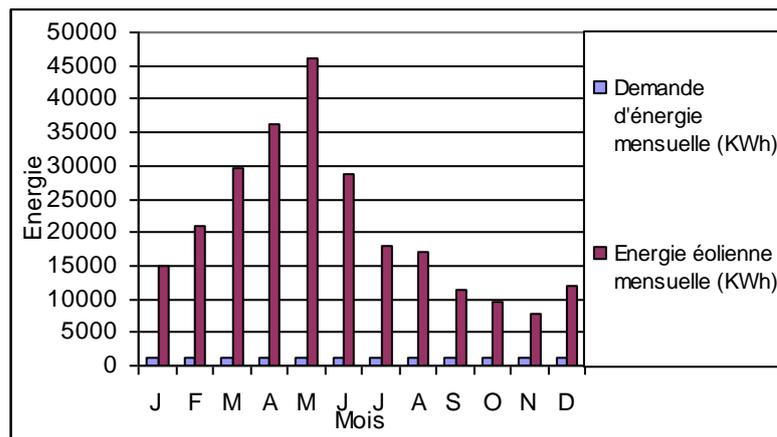


Figure (3.27) Distribution de la charge et de l'énergie produite par les 19 aérogénérateurs (20KW) (Site de Gardaia)

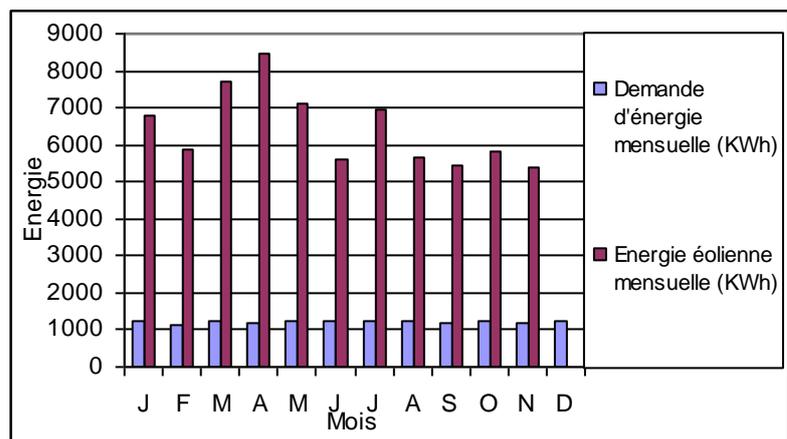


Figure (3.28) Distribution de la charge et de l'énergie produite par les 2 aérogénérateurs (20KW)
(Site d'Adrar)

Les caractéristiques techniques et économiques de ce système pour chaque site sont résumées sur les tableaux (3.7), (3.8) et (3.9)

Tableau (3.7) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site de Bouzareah)

Eolien seul		
Configuration du système		
Aérogénérateur	7×20	kW
Batterie	24×6	kWh
Onduleur	6	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	127629	kWh/année
Excès d'énergie	110835	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	11529	l/année
Coûts		
Investissement	34240290	DA
Remplacement et entretien	634410	DA/année
CAN total	39998700	DA
Coût d'énergie	427	DA/kWh

Tableau (3.8) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site de Gardaia)

Eolien seul		
Configuration du système		
Aérogénérateur	19×20	kW
Batterie	24×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	251170	kWh/année
Excès d'énergie	236867	kWh/année
Fraction d'ER	100	kWh/année
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	69846000	DA
Remplacement et entretien	1586410	DA/année
CAN total	84245700	DA
Coût d'énergie	752,29	DA/kWh

Tableau (3.9) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien seul (Site d'Adrar)

Eolien seul		
Configuration du système		
Aérogénérateur	2×20	kW
Batterie	24×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	75371	kWh/année
Excès d'énergie	61241	kWh/année
Fraction d'ER	100	kWh/année
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	13916000	DA
Remplacement et entretien	209230	DA/année
CAN total	15815240	DA
Coût d'énergie	141,19	DA/kWh

3.1.4 Système éolien/Diesel

La figure (3.29) représente La distribution de la charge et des énergies produites par chacun des générateurs éolien et diesel pour le site de Bouzareah.

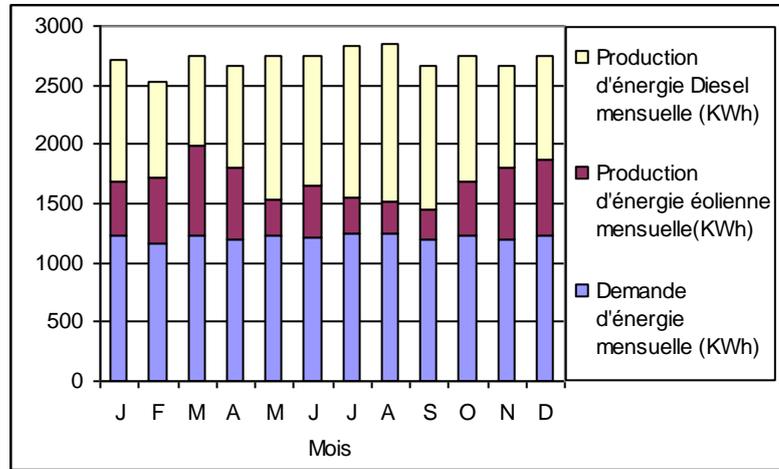


Figure (3.29) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs éoliens et Diesel (Site de Bouzareah)

La production annuelle totale d'énergie électrique délivrée par ce système est 17,915 MWh. Les deux aérogénérateurs assurent 31% de cette production soit 5,495 MWh tandis que le générateur Diesel assure 69% soit 12,420 MWh. Ce dernier fonctionne pendant 2068 heures par année avec une consommation de 7824 litres de carburant par année. Les caractéristiques techniques et économiques de ce système sont résumées sur le tableau (3.10)

Tableau (3.10) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site de Bouzareah)

Eolien/diesel		
Configuration du système		
Aérogénérateur	2×3	kW
Batterie	6×6	kWh
Onduleur	6	kW
Génératrice Diesel	6	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	5495	kWh/année
Génératrice Diesel	12420	kWh/année
Excès d'énergie	69	kWh/année
Fraction d'ER	39	%
Utilisation de carburant	7824	l/année
Economie de carburant	3705	l/année
Coûts		
Investissement	10272290	DA
Remplacement et entretien	546980	DA/année
CAN total	15237040	DA
Coût d'énergie	113,82	DA/kWh

Les distributions de la charge et des énergies produites par chacun des générateurs constituant le système éolien/Diesel pour le site de Gardaia sont illustrées dans la figure (3.30). Ce système délivre une énergie annuelle de 15,579 MWh. Environ 13% de cette énergie est assurée par le générateur éolien soit 1,995 MWh tandis que le générateur Diesel délivre 13,584 MWh par an.

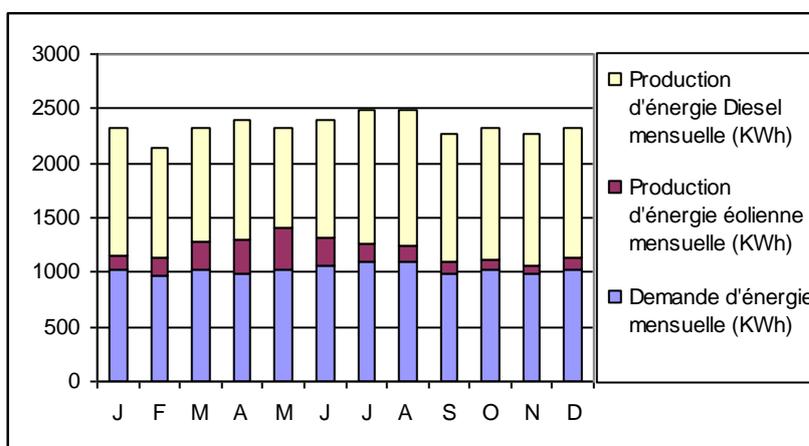


Figure (3.30) Distribution de la charge et les énergies produites (Site de Gardaia)

Les Caractéristiques techniques et économiques de ce système sont résumées sur le tableau (3.11).

Tableau (3.11) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site de Gardaia)

Eolien/diesel		
Configuration du système		
Aérogénérateur	1×3	kWc
Batterie	6×4	kWh
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	1995	kWh/année
Génératrice Diesel	13584	kWh/année
Excès d'énergie	93,1	kWh/année
Fraction d'ER	13	%
Utilisation de carburant	3371	l/année
Economie de carburant	6593	l/année
Coûts		
Investissement	6524000	DA
Remplacement et entretien	535080	DA/année
CAN total	11380810	DA
Coût d'énergie	101,64	DA/kWh

Les distributions de la charge et les énergies produites par le système éolien/Diesel pour le site d'Adrar sont illustrées sur la figure (3.31)

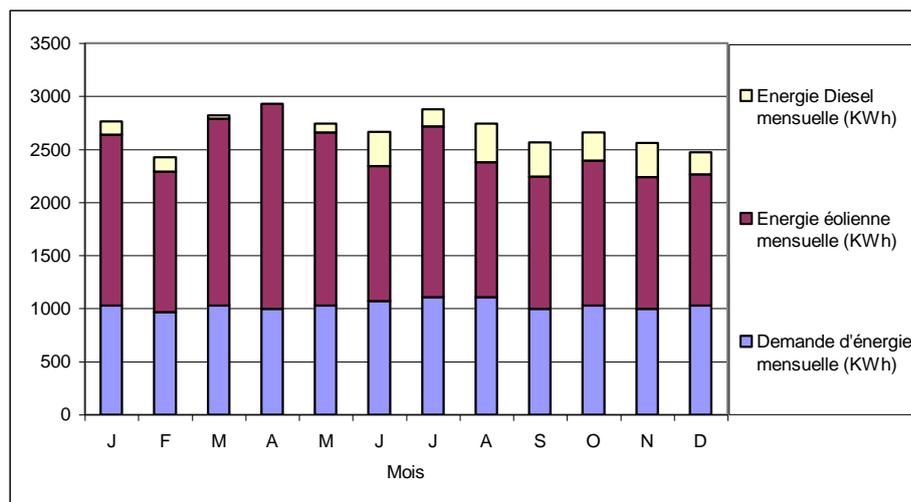


Figure (3.31) Distribution de la charge et les énergies produites par le système (Site d'Adrar)

La production totale annuelle d'énergie électrique délivrée par ce système est de 16,564 MWh. L'aérogénérateur délivre 68 % de cette énergie soit 11,332 MWh et le générateur diesel délivre 32 % soit 5,232 MWh. Le système délivre une moyenne mensuelle d'énergie électrique de 1,38 MWh. Le

générateur diesel fonctionne pendant 595 heures durant une année avec une consommation de carburant de 3296 litres par année. Le tableau (3.12) représente les caractéristiques techniques et économiques de ce système.

Tableau (3.12) Caractéristiques techniques et économiques du système Eolien/Diesel (Site d'Adrar)

Eolien/diesel		
Configuration du système		
Aérogénérateur	2×3	kW
Batterie	12×4	kWh
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Aérogénérateur	11332	kWh/année
Génératrice Diesel	5232	kWh/année
Excès d'énergie	1624	kWh/année
Fraction d'ER	68	%
Utilisation de carburant	3296	l/année
Economie de carburant	6668	l/année
Coûts		
Investissement	7588000	DA
Remplacement et entretien	284200	DA/année
CAN total	10167920	DA
Coût d'énergie	90,79	DA/kWh

3.1.5 Système PV/Eolien

Nous illustrons sur les figures (3.32), (3.33) et (3.34) les distributions mensuelles des générateurs constituant le système PV/éolien pour chaque site.

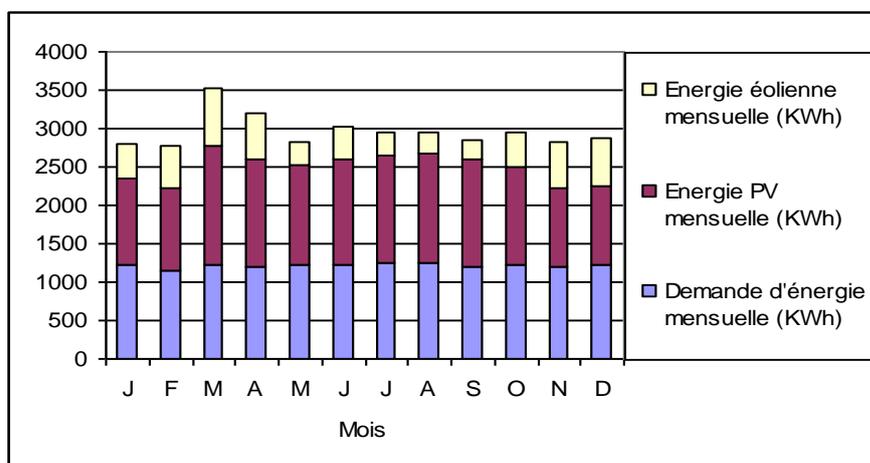


Figure (3.32) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site de Bouzareah)

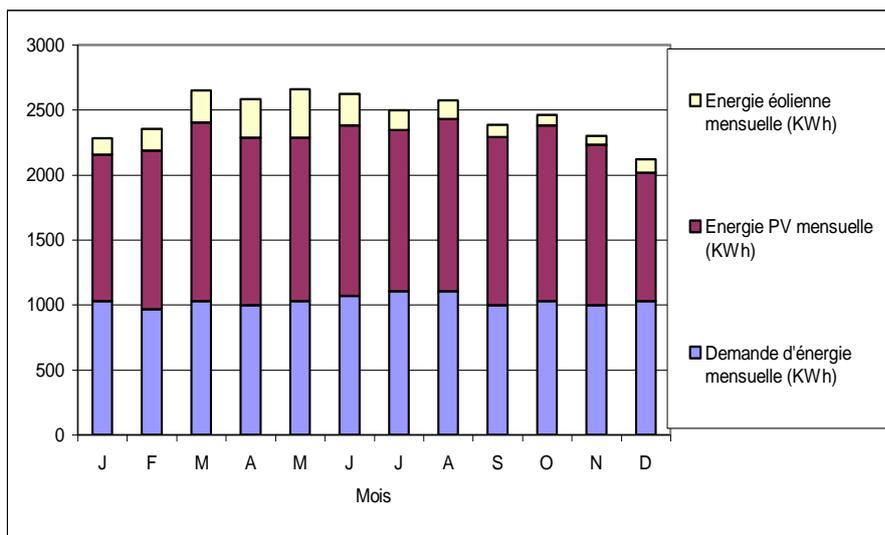


Figure (3.33) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site de Gardaia)

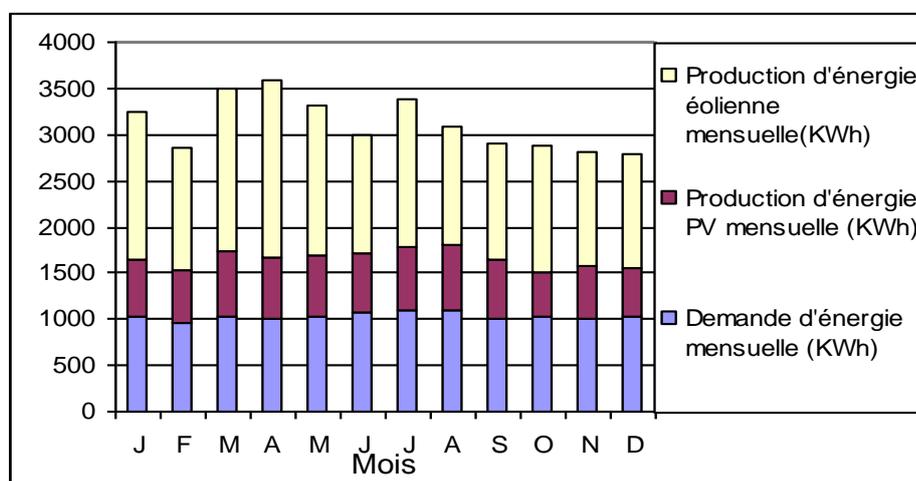


Figure (3.34) Distribution de la charge et des énergies produites par les générateurs PV et Eolien (Site d'Adrar)

Pour le site de Bouzareah, la production électrique annuelle totale délivrée par le système PV/éolien est de 19,966 MWh dont 72% est assurée par le générateur PV soit 14,471 MWh et 28% est assurée par le générateur éolien soit 5,495 MWh. Le tableau (3.13) donne les caractéristiques techniques et économiques de ce système.

Tableau (3.13) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site de Bouzareah)

PV/éolien		
Configuration du système		
Champ PV	8,6	kWc
Aérogénérateur	2×3	kW
Batterie	24×6	kWh
Onduleur	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	14471	kWh/année
Aérogénérateur	5495	kWh/année
Excès d'énergie	2385	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	11529	l/année
Coûts		
Investissement	16243290	DA
Remplacement et entretien	103880	DA/année
CAN total	17185980	DA
Coût d'énergie	128,38	DA/kWh

Le système PV/éolien du site de Gardaia délivre une énergie électrique totale de 16,534 MWh dont 88% est assurée par le champ photovoltaïque soit 14,539 MWh et 12% est assurée par l'aérogénérateur (3KW) soit 1,995 MWh. Tandis que pour le site d'Adrar, Ce système délivre une énergie électrique totale annuelle de 20,506 MWh soit une moyenne mensuelle de 1,708 MWh. Le champ photovoltaïque assure 45 % de cette énergie soit 9,174 MWh tandis que les 2 aérogénérateurs assurent 55 % soit une énergie de 11,332 MWh . Les tableaux (3.14) et (3.15) donnent les caractéristiques techniques et économiques de ce système.

Tableau (3.14) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site de Gardaia)

PV/éolien		
Configuration du système		
Champ PV	7,4	kWc
Aérogénérateur	1×3	kW
Batterie	24×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	14539	kWh/année
Aérogénérateur	1995	kWh/année
Excès d'énergie	1707	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	11263000	DA
Remplacement et entretien	65450	DA/année
CAN total	11857370	DA
Coût d'énergie	105,91	DA/kWh

Tableau (3.15) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien (Site d'Adrar)

PV/éolien		
Configuration du système		
Champ PV	4,2	kWc
Aérogénérateur	2×3	kW
Batterie	6×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	9174	kWh/année
Aérogénérateur	11332	kWh/année
Excès d'énergie	6083	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	10367700	DA
Remplacement et entretien	837220	DA/année
CAN total	11127130	DA
Coût d'énergie	99,47	DA/kWh

3.1.6 Système PV/éolien /diesel

Nous donnons respectivement sur figures (3.35), (3.36) et (3.37) les distributions mensuelles de la charge et des énergies produites par le système PV/éolien/diesel des sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar.

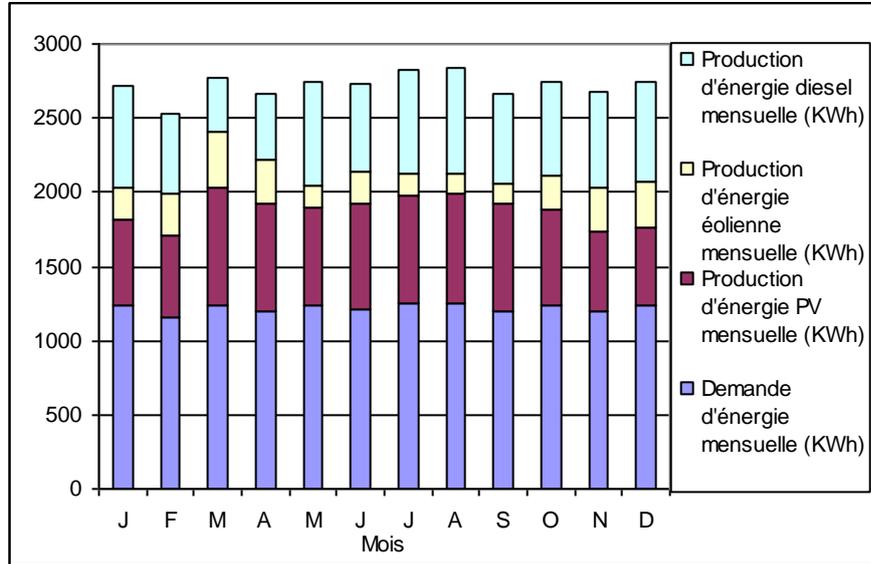


Figure (3-35) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site de Bouzareah)

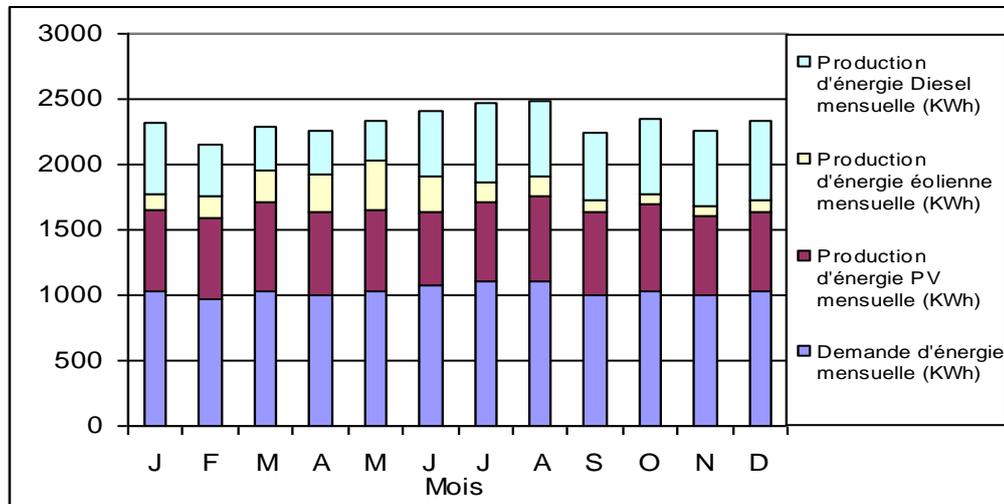


Figure (3.36) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site de Gardaia)

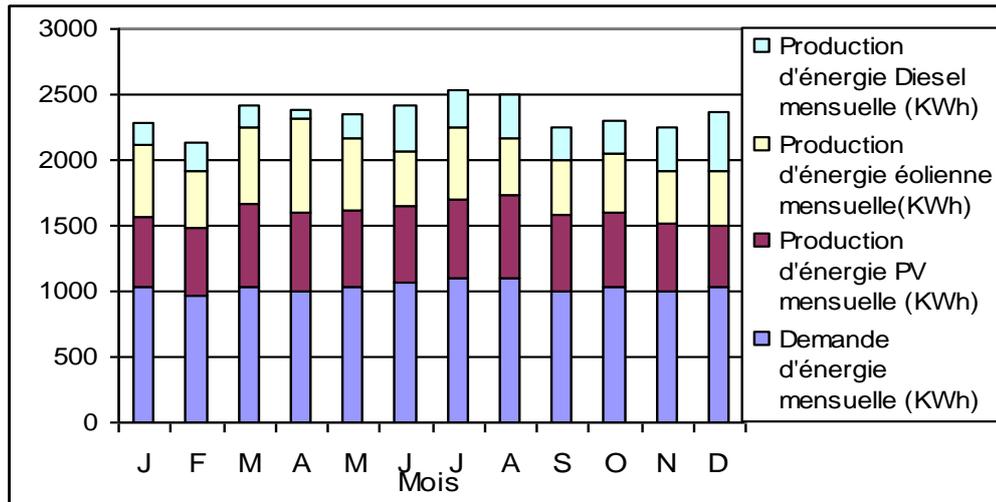


Figure (3.37) Distribution de la charge et de énergie produites par les différents générateurs du système (Site d'Adrar)

Pour le site de Bouzareah la production annuelle totale d'énergie du système PV/éolien/diesel est évaluée de 17,772 MWh. Le champ PV assure 44% de cette énergie soit 7,740 MWh tandis que l'aérogénérateur assure 15% soit 2,747 MWh et le générateur Diesel assure 41% soit 7,284 MWh. Le générateur Diesel fonctionne pendant 1212 heures par année avec une consommation de 4581 litres de carburant pendant toute l'année.

Pour le site de Gardaia ce système délivre une énergie électrique annuelle totale de 15,528 MWh. Le champ photovoltaïque assure 35% soit 5,501 MWh tandis que l'aérogénérateur assure 13% soit 1,995 MWh. Le générateur Diesel produit 52% soit 8,032 MWh. Ce dernier fonctionne pendant 3677 heures par année avec une consommation de 4977 litres de carburant par année.

Tandis que pour le site d'Adrar le système produit une énergie électrique totale annuelle de 15,866 MWh pour couvrir la charge. Le champ photovoltaïque délivre une énergie annuelle de 5,584 MWh soit 35 % de l'énergie électrique totale. L'aérogénérateur, quant à lui, délivre une énergie électrique annuelle de 5,666 soit 36 %. Enfin, le générateur diesel délivre 19% de l'énergie électrique totale annuelle soit 3,064 MWh. Ce dernier fonctionne pendant 766 heures pendant l'année avec une consommation annuelle de 1930 litre de carburant.

Les caractéristiques techniques et économiques du système /PV/éolien/diesel pour les trois sites sont représentées sur les tableaux (3.16), (3.17) et (3.18).

Tableau (3.16) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/éolien/Diesel

(Site deBouzareah)

PV /éolien/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	4,6	kWc
Aérogénérateur	1×3	kW
Génératrice Diesel	6	kW
Batterie	6×6	kWh
Onduleur	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	7740	kWh/année
Aérogénérateur	2747	kWh/année
Génératrice Diesel	7284	kWh/année
Excès d'énergie	36,3	kWh/année
Fraction d'ER	59	%
Utilisation de carburant	4449	l/année
Economie de carburant	7080	l/année
Coûts		
Investissement	11805290	DA
Remplacement et entretien	348110	DA/année
CAN total	14964950	DA
Coût d'énergie	111,79	DA/kWh

Tableau (3.17) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien/Diesel

(Site de Gardaia)

PV /éolien/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	2,8	kWc
Aérogénérateur	1×3	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Batterie	6×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5501	kWh/année
Aérogénérateur	1995	kWh/année
Génératrice Diesel	8032	kWh/année
Excès d'énergie	415	kWh/année
Fraction d'ER	48	%
Utilisation de carburant	4977	l/année
Economie de carburant	4987	l/année
Coûts		
Investissement	7798000	DA
Remplacement et entretien	345450	DA/année
CAN total	10933720	DA
Coût d'énergie	97,65	DA/kWh

Tableau (3.18) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Eolien/Diesel (Site d'Adrar)

PV /éolien/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	2,8	kWc
Aérogénérateur	2×3	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Batterie	12×4	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	5584	kWh/année
Aérogénérateur	5666	kWh/année
Génératrice Diesel	4616	kWh/année
Excès d'énergie	1110	kWh/année
Fraction d'ER	71	%
Utilisation de carburant	2538,8	l/année
Economie de carburant	7425,2	l/année
Coûts		
Investissement	8862000	DA
Remplacement et entretien	124810	DA/année
CAN total	9995020	DA
Coût d'énergie	89,25	DA/kWh

3.2 Retscreen

Les données d'entrée du logiciel Retscreen sont :

- ✓ Les paramètres géographiques du site (latitude, longitude)
- ✓ La moyenne mensuelle de la température ambiante pour le site considéré.
- ✓ Les paramètres d'ensoleillement.
- ✓ La moyenne journalière de la consommation électrique ainsi que le pic de la puissance appelée.
- ✓ Le nombre de jours d'autonomie sans apport solaire ainsi que les caractéristiques techniques de la batterie (rendement, profondeur de décharge admissible).
- ✓ Les données financières et le coût de référence de chaque composant.

Pour l'ensoleillement, on fournit les moyennes mensuelles du rayonnement solaire journalier (KWh/m².j). Les paramètres liés à l'ensoleillement sont :

- ✓ Son inclinaison par rapport à un plan horizontal ;
- ✓ Son orientation par rapport aux points cardinaux (l'azimut) ;

✓ L'albédo du milieu environnant (indice moyen de réflexivité du lieu).

3.2.1 Système PV seul

Retscreen utilise le modèle de Liu et Jordan pour calculer le rayonnement solaire global sur un plan incliné. Les figures (3.38), (3.39) et (3.40) donnent les distributions mensuelles du rayonnement solaire global, sur un plan horizontal et sur un plan incliné.

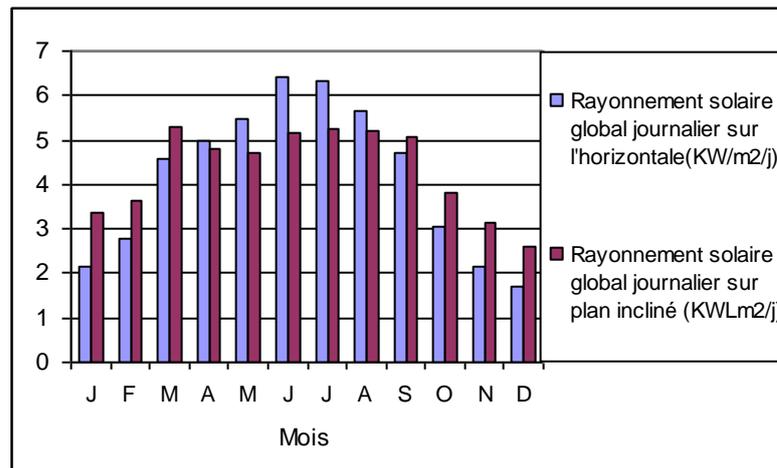


Figure (3.38) Rayonnement solaire global sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Bouzareah)

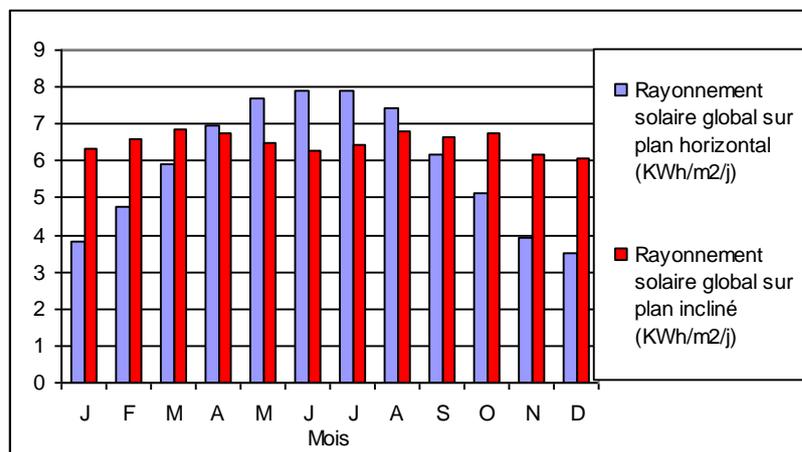


Figure (3.39) Rayonnements solaires sur plan horizontal et sur plan incliné (Site de Gardaia)

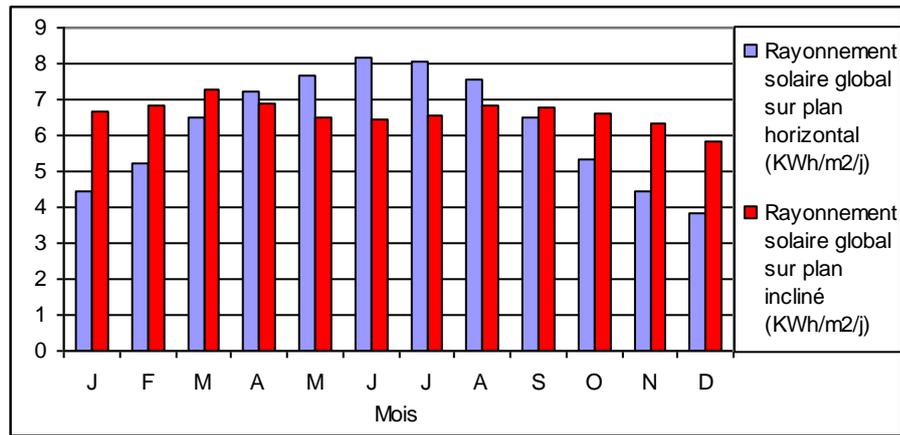


Figure (3.40) Rayonnements solaires sur plan horizontal et sur plan incliné (Site d'Adrar)

Pour le site de Bouzareah, On remarque un rayonnement solaire global sur plan incliné important aux mois de Mars (5,31 KW/m²/j), Juin (5,18 KW/m²/j), Juillet (5,24KW/m²/j) et Août (5,19KW/m²/j).La moyenne annuelle du rayonnement solaire global journalier sur plan incliné est de 4,33 KW/m²/j. On note, également, des valeurs de rayonnement faibles pour les mois de Décembre (2,6 KW/m²/j) et novembre (3,13 KW/m²/j). Pour le site de Gardaia, On peut remarquer à partir du graphique de la figure (3.33) un rayonnement solaire incident important pour les mois d'Août (6,8 KW/m²/j) et Octobre (6,73 KW/m²/j). Le rayonnement solaire qui correspond au mois le plus défavorable (Décembre) est de 6,06 KW/m²/j. La moyenne annuelle du rayonnement solaire global journalier sur plan incident est de 6,51 KW/m²/j. Enfin pour le site d'Adrar, On peut noter d'après le graphique de figure (3.34) un rayonnement solaire incident important aux mois de Mars (7,3 KWh/m²/j), février (6,84 KWh/m²/j), Avril (6,89 KWh/m²/j) et Août (6,85 KWh/m²/j) .Le mois le plus défavorable étant Décembre (5,85 KWh/m²/j). La moyenne annuelle du rayonnement solaire global journalier sur plan incliné est de 6,63 KWh/m²/j.

Les figures (3.41), (3.42) et (3.43) montrent les distributions des charge et des énergies produites mensuelles pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar.

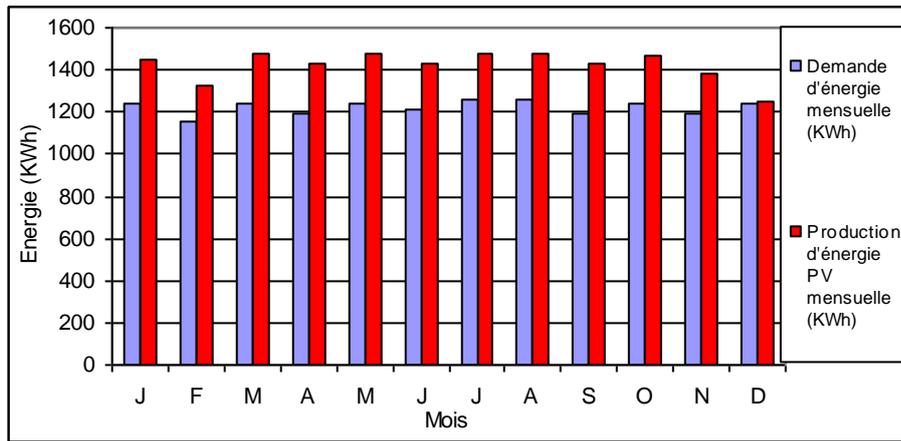


Figure (3.41) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site de Bouzareah)

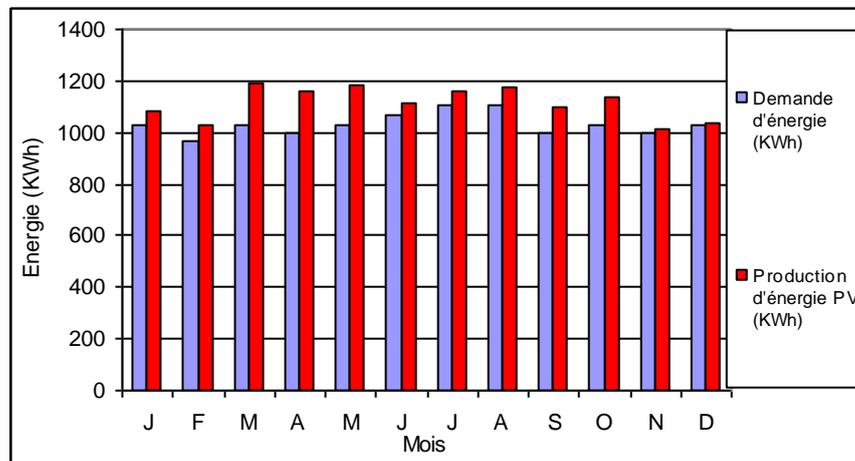


Figure (3.42) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site de Gardaia)

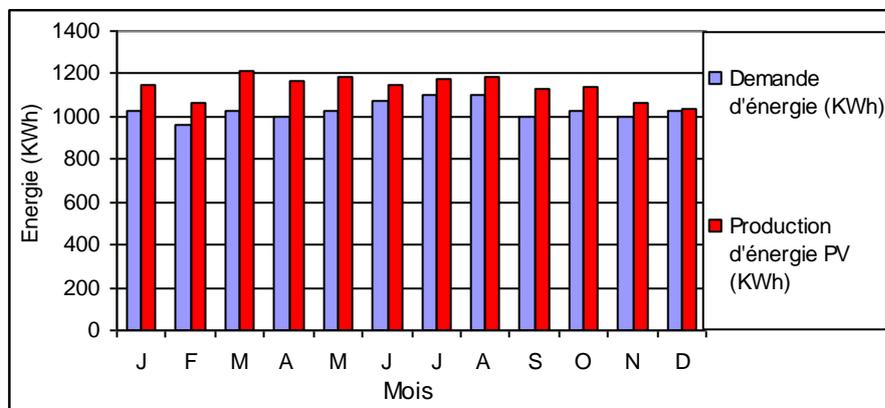


Figure (3.43) Distribution de la charge et de l'énergie produite pour chaque mois (Site d'Adrar)

On remarque sur les trois graphiques une variation de la production d'énergie électrique en fonction des mois qui est en corrélation avec le rayonnement solaire global incident.

Les caractéristiques techniques et économiques de ce système pour les trois sites sont représentées par les tableaux (3.19), (3.20) et (3.21).

Tableau (3.19) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	30,6	kWc
Batterie	3000	AH
Onduleur	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	17018	kWh/année
Excès d'énergie	2236	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	11529	l/année
Coûts		
Investissement	25133290	DA
Remplacement et entretien	67340	DA/année
CAN total	25744460	DA
Coût d'énergie	192,36	DA/kWh

Tableau (3.20) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Gardaia)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	11,2	kWc
Batterie	2000	AH
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	13387	kWh/année
Excès d'énergie	1039	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	12404000	DA
Remplacement et entretien	57750	DA/année
CAN total	12955950	DA
Coût d'énergie	115,57	DA/kWh

Tableau (3.21) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	11,4	kWc
Batterie	2000	AH
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	14527	kWh/année
Excès d'énergie	2179	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	12523000	DA
Remplacement et entretien	56560	DA/année
CAN total	13027630	DA
Coût d'énergie	116,34	DA/kWh

3.2.2 Système PV/Diesel

Le bilan énergétique du système PV/Diesel du site de Bouzareah est représenté par la figure (3.44)

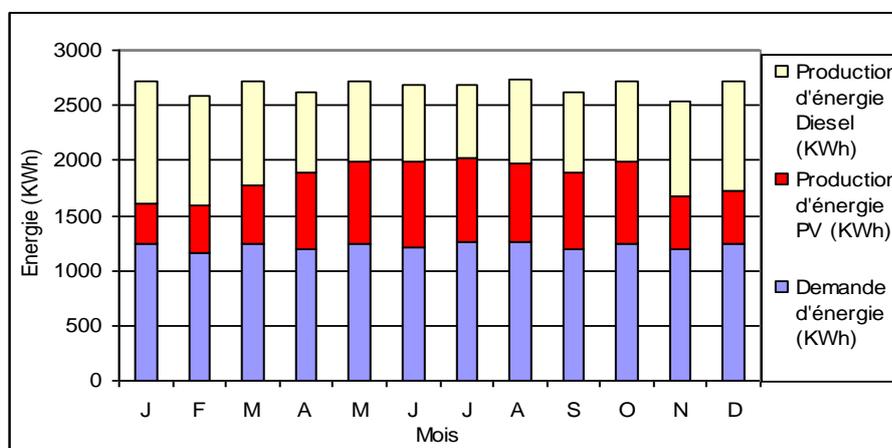


Figure (3.44) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites par le système (Site de Bouzareah)

La production annuelle d'énergie électrique délivrée par le système est de 17,391 MWh, ce qui fait une moyenne mensuelle de 1,45 MWh. Le champ photovoltaïque assure 42 % de cette énergie soit 7,449 MWh tandis que le générateur Diesel assure 58% soit 9,942 MWh avec une consommation de 5468,1 litres de carburant par année.

La figure (3.45) illustre le bilan énergétique du système PV/Diesel pour le site Gardaia. La production totale d'énergie électrique assurée par le système est de 14,527 MWh. La moyenne mensuelle de production d'énergie est de 1,21 MWh. Environ 32 % de l'énergie totale produite est assurée par le générateur photovoltaïque soit 4,673 MWh tandis que le générateur diesel assure 68% de l'énergie totale soit 9,854 MWh avec une consommation annuelle de 5419,7 litres de carburant.

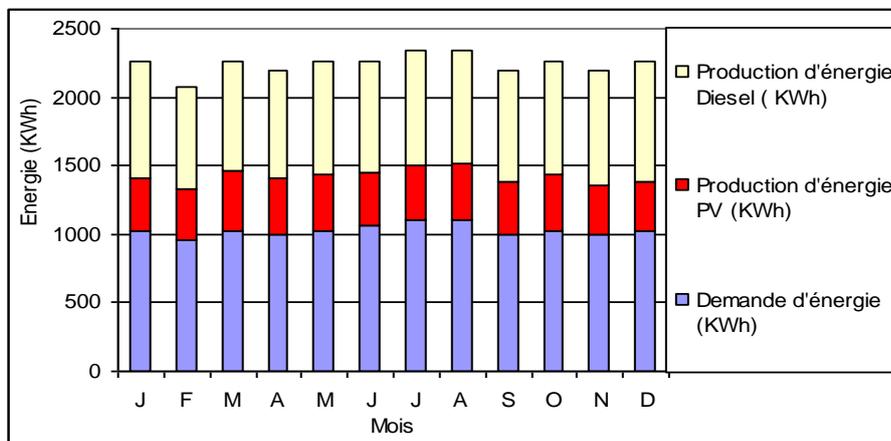


Figure (3.45) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site de Gardaia)

Le graphique de la figure (3.46) met en évidence le bilan énergétique global du système PV/Diesel du site d'Adrar. Ce dernier produit annuellement une énergie électrique totale de 14,527 KWh dont environ 31% est assurée par le générateur photovoltaïque soit 4,476 MWh et 69% est assurée par le générateur Diesel soit une production de 10,051 MWh. Ce dernier consomme annuellement 2470 litres de carburant.

Les caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel pour les trois sites sont résumées par les tableaux

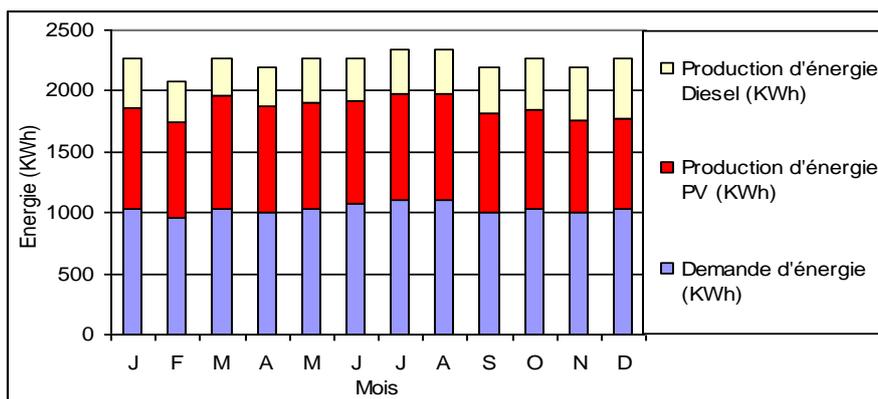


Figure (3.46) Distribution mensuelle de la charge et des énergies produites (Site d'Adrar)

Tableau (3.22) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/diesel (Site de Bouzareah)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	8	kWc
Batterie	1500	AH
Onduleur	6	kW
Génératrice Diesel	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	7449	kWh/année
Génératrice Diesel	9942	kWh/année
Excès d'énergie	2609	kWh/année
Fraction d'ER	42	%
Utilisation de carburant	5468,1	l/année
Economie de carburant	6061	l/année
Coûts		
Investissement	12792290	DA
Remplacement et entretien		DA/année
CAN total	15617840	DA
Coût d'énergie	116,69	DA/kWh

Tableau (3.23) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site de Gardaia)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	3	kWc
Batterie	2000	AH
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	4673	kWh/année
Génératrice Diesel	9854	kWh/année
Excès d'énergie	2179	kWh/année
Fraction d'ER	32	%
Utilisation de carburant	5419,7	l/année
Economie de carburant	4544,3	l/année
Coûts		
Investissement	7329000	DA
Remplacement et entretien	390320	DA/année
CAN total	10871770	DA
Coût d'énergie	97,1	DA/kWh

Tableau (3.24) Caractéristiques techniques et économiques du système PV/Diesel (Site d'Adrar)

PV/diesel		
Configuration du système		
Champ PV	3,2	kWc
Batterie	2000	AH
Onduleur	4	kW
Génératrice Diesel	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	4476	kWh/année
Génératrice Diesel	10051	kWh/année
Excès d'énergie	2179	kWh/année
Fraction d'ER	31	%
Utilisation de carburant	5528,1	l/année
Economie de carburant	4435,95	l/année
Coûts		
Investissement	7420000	DA
Remplacement et entretien	425740	DA/année
CAN total	11284420	DA
Coût d'énergie	100,73	DA/kWh

3. PVSyst

PVSyst utilise le modèle de Hay pour le calcul du rayonnement global sur un plan incliné. Les figures (3.47),(3.48) et (3.49) la répartition mensuelle des rayonnements solaires globaux sur un plan horizontal et sur un plan incliné pour respectivement les sites de Bouzareah,Gardaia et Adrar.

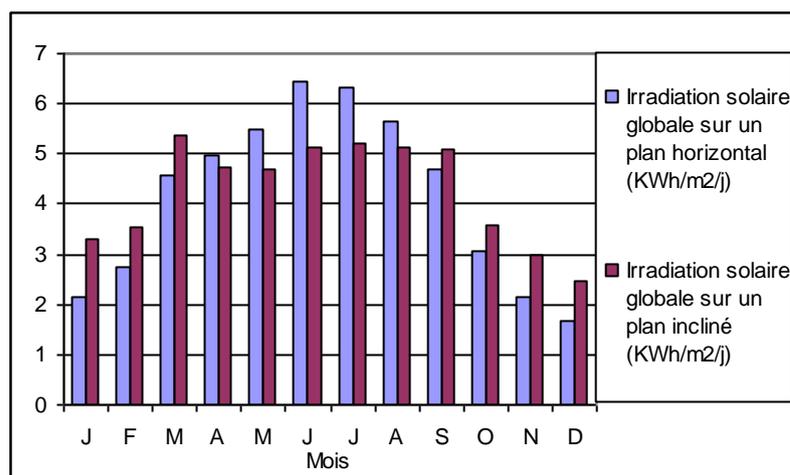


Figure (3.47) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Bouzareah)

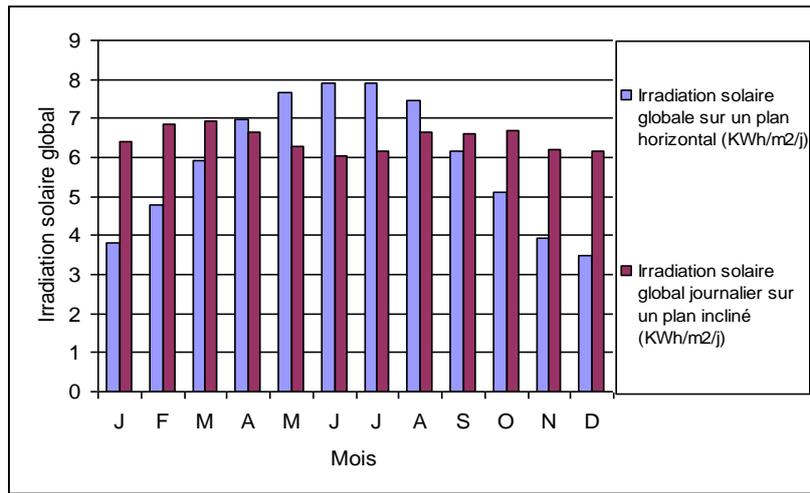


Figure (3.48) Rayonnement solaire global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site de Gardaia)

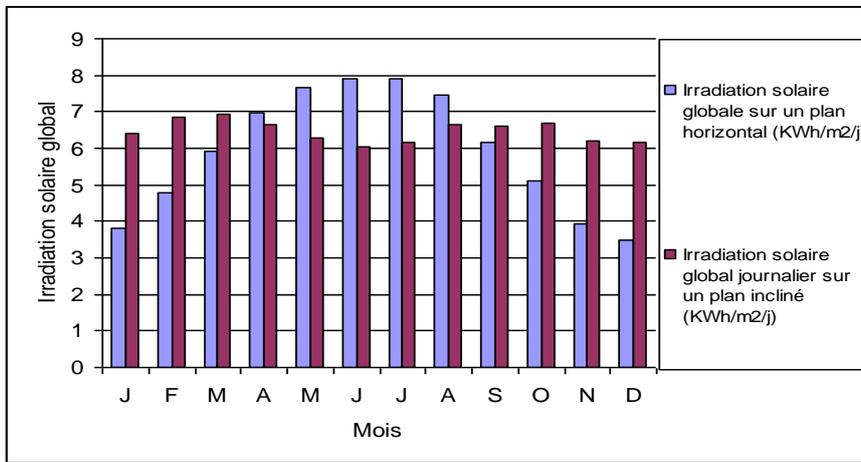


Figure (3.49) Rayonnement solaires global sur un plan horizontal et sur un plan incliné (Site d'Adrar)

Les bilans énergétiques mensuels pour les sites sont représentés graphiquement par les figures (3.50), (3.51) et (3.52).

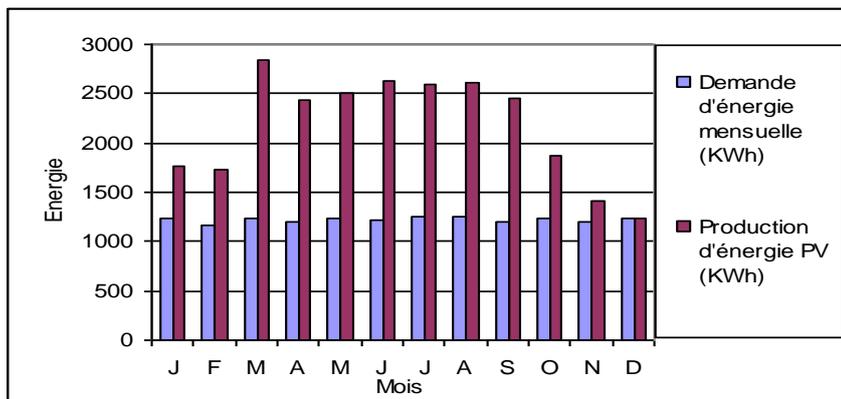


Figure (3.50) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site de Bouzareah)

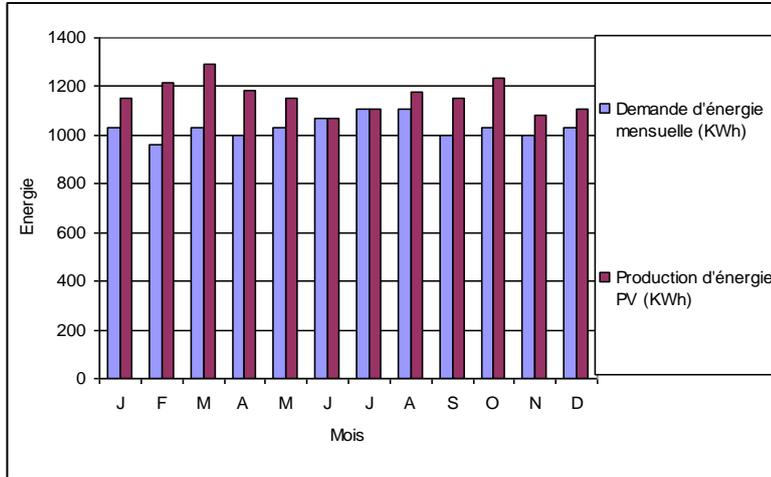


Figure (3.51) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site de Gardaia)

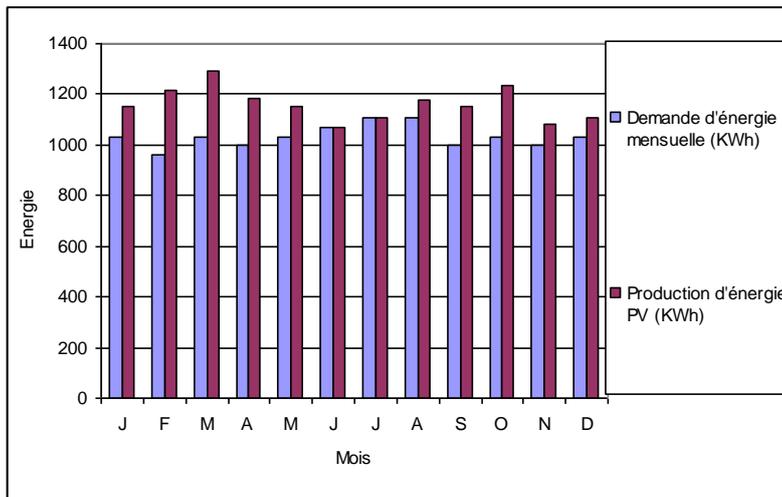


Figure (3.52) Distribution mensuelle de la charge et de l'énergie produite (Site d'Adrar)

Les caractéristiques techniques et économiques sont représentées sur les tableaux (3.25), (3.26) et (3.27).

Tableau (3.25) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Bouzareah)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	30,8	kWc
Batterie	2808	AH
Onduleur	6	kW
Energie de sortie		
Champ PV	26100	kWh/année
Excès d'énergie	12000	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	11529	l/année
Coûts		
Investissement	25224290	DA
Remplacement et entretien	67340	DA/année
CAN total	25835460	DA
Coût d'énergie	193,2	DA/kWh

Tableau (3.26) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site de Gardaia)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	8,6	kWc
Batterie	1650	Ah
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	16930	kWh/année
Excès d'énergie	4582	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	11284770	DA
Remplacement et entretien	59500	DA/année
CAN total	11837840	DA
Coût d'énergie	105,7	DA/kWh

Tableau (3.27) Caractéristiques techniques et économiques du système PV seul (Site d'Adrar)

PV seul		
Configuration du système		
Champ PV	9,6	kWc
Batterie	1560	kWh
Onduleur	4	kW
Energie de sortie		
Champ PV	19600	kWh/année
Excès d'énergie	7252	kWh/année
Fraction d'ER	100	%
Utilisation de carburant	0	l/année
Economie de carburant	9964	l/année
Coûts		
Investissement	11767000	DA
Remplacement et entretien	57400	DA/année
CAN total	12260150	DA
Coût d'énergie	109,9	DA/kWh

3.4 Discussion des principaux résultats

Selon Homer, nous pouvons constater d'après les tableaux (3.28), (3.29) que le système optimale pour les sites de Bouzareah et Adrar est le système PV/Eolien/Diesel (CAN=14964950 DA et 10121020 DA respectivement), ceci est justifié au fait que les deux sites possèdent des potentiels solaires et éolien satisfaisants pour la solution hybride solaire et éolienne. L'apport du générateur Diesel permet de réduire la taille du champ PV et diminuer le nombre d'aérogénérateurs (3 KW) par rapport au système PV/éolien.

Nous constatons, également, que ce système (PV/éolien/Diesel) utilise le même nombre d'aérogénérateurs (2 aérogénérateurs de 3 KW) pour ces deux sites mais leurs contributions dans les bilans énergétiques globaux respectifs sont différentes (28% pour le site de Bouzareah contre 59% pour le site d'Adrar), cela est dû au fait que le site d'Adrar dispose d'un potentiel éolien plus élevé que celui du site de Bouzareah.

Par ailleurs, d'après le tableau (3.29), le système PV/Diesel représente une solution économique optimale pour le site de Gardaia (CAN=10802190 DA). Cela peut être expliqué au fait que ce site dispose d'un potentiel solaire satisfaisant alors que son potentiel éolien est médiocre. En plus, le prix du carburant est relativement bas.

La couverture de la charge par le système PV seul exige une puissance nominale du champ photovoltaïque de 8,6 kWc pour le site de Gardaia contre 9,6 kWc pour le site d'Adrar, ceci est dû au fait

que le rayonnement incident du mois le plus défavorable (Décembre pour ces deux sites) est plus élevé pour le site de Gardaia que pour le site d'Adrar .

Le system éolien seul utilise 7 aérogénérateurs de 20 KW pour le site de Bouzareah; 2 aérogénérateurs de 20 KW pour le site d'Adrar et 19 aérogénérateurs de 20 kW pour le site de Gardaia pour couvrir les charges respectives. Cela est du au fait que le potentiel éolien d'Adrar est le plus élevé alors que le potentiel éolien de Gardaia est le plus médiocre.

Le coût de la configuration éolien seul à Bouzareah (CAN=39998700 DA), Gardaia (CAN= 84245700 DA) et à Adrar (CAN= 15815240 DA) est le plus cher par rapport à ceux des autres configurations; suivi du coût de la configuration Diesel seul, (CAN=15724590 DA) pour Bouzareah, (CAN= 11411750 DA) pour Gardaia et (CAN= 12042450 DA) pour Adrar.

Tableau (3.28) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Bouzareah)

		PV seul	<i>Eolien seul</i>	<i>PV/diesel</i>	<i>PV/éolien</i>	<i>Eolien/diesel</i>	<i>PV/éolien/diesel</i>	<i>Diesel</i>
configuration du Système	Champ PV (kWc)	26	-	4,6	8,6	-	4,6	-
	Turbine éolienne (KW)	-	7×20	-	2× 3	2× 3	1×3	-
	Gen diesel (kW)	-	-	6	-	6	6	6
	Nombre de Batteries	24	24	6	24	6	6	6
	Onduleur (kW)	6	6	6	6	6	6	6
Investissement (kDA)		23040,3	34240,3	10245,3	16234,3	10272,3	11805,3	9152,3
Coût d'énergie (DA/kWh)		176,4	299	113,4	128,1	113,8	111,8	116,9

Tableau (3.29) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Gardaia)

		PV seul	<i>Eolien seul</i>	<i>PV/diesel</i>	<i>PV/éolien</i>	<i>Eolien/diesel</i>	<i>PV/éolien/diesel</i>	<i>Diesel</i>
configuration du Système	Champ PV (kWc)	8,6	-	2,8	7,4	-	2,8	-
	Turbine Eolienne (kW)	-	20×19	-	3×1	1×3	1×3	-
	Gen diesel (kW)	-	-	4	-	4	4	4
	Nombre de Batteries	24	24	6	24	6	6	6
	Onduleur (kW)	4	4	4	4	4	4	4
Investissement (kDA)		11249	69846	7238	11263	6524	7798	85200
Coût d'énergie (DA/kWh)		107,8	752,3	96,46	105,9	101,64	97,65	101,5

Tableau (3.30) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site d'Adrar)

		PV seul	<i>Eolien seul</i>	<i>PV/diesel</i>	<i>PV/éolien</i>	<i>Eolien/diesel</i>	<i>PV/éolien/diesel</i>	<i>Diesel</i>
configuration du Système	Champ PV (kWc)	9,6		2,8	4,2	-	2,8	-
	Turbine éolienne (kW)	-	2×19	-	3×2	3×2	3×2	-
	Gen diesel (kW)	-	-	4	-	4	4	-
	Nombre de Batteries	24	24	6	24	12	6	6
	Onduleur (kW)	4	4	4	4	4	4	4
Investissement (kDA)	11704	13916	7238	10367	7588	8862	85200	
Coût d'énergie (DA/kWh)	109,2	141,2	99,9	99,49	90,8	89,25	107,1	

Pour Retscreen le système hybride est plus économique que celui du système PV seul pour les trois sites en question. En effet l'apport du générateur Diesel permet de diminuer la taille du générateur photovoltaïque qui est très cher.

Tableau (3.31) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Bouzareah)

		PV seul	<i>PV/diesel</i>	<i>Diesel</i>
configuration du Système	Champ PV (kWc)	30,6	8	-
	Gen diesel (kW)	-	6	6
	Batteries (AH)	3000	1500	1500
	Onduleur (kW)	6	6	6
Investissement (kDA)	25133,29	12792,29	9152,3	
Coût d'énergie (DA/kWh)	192,36	116,69	116,9	

Tableau (3.32) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site de Gardaia)

		PV seul	<i>PV/diesel</i>	<i>Diesel</i>
configuration du Système	Champ PV (kWc)	11,2	3	-
	Gen diesel (kW)	-	4	4
	Batteries (AH)	2000	1000	1500
	Onduleur (kW)	4	4	4
Investissement (kDA)	12404	7329	85200	
Coût d'énergie (DA/kWh)	115,57	97,1	101,5	

Tableau (3.33) Caractéristiques techniques et économiques des différents systèmes (Site d'Adrar)

		PV seul	PV/diesel	Diesel
configuration du Système	Champ PV (kWc)	11,4	3,2	-
	Gen diesel (kW)	-	4	4
	Batteries (AH)	2000	1000	1000
	Onduleur (kW)	4	4	4
Investissement (kDA)		12523	7420	85200
Coût d'énergie (DA/kWh)		116,34	100,73	107,52

Les Figures (3.53), (3.54) et (3.56) représentent une comparaison graphique des rayonnements solaires sur plan incliné des trois sites prévus par les trois logiciels. On peut remarquer que le rayonnement solaire incident est le plus élevé avec Homer. Tandis que celui prévu par Retscreen et PVSyst sont très proches surtout pour le site de Bouzareah ce qui explique les valeurs très rapprochées des puissances du champ PV (30,6 et 30,8 KWc). Ces trois logiciels présentent des approches de modélisation différentes. Retscreen utilise pour le modèle d'ensoleillement le modèle de Liu et Jordan, Homer celui de HDKR et PVSyst le modèle de Hay.

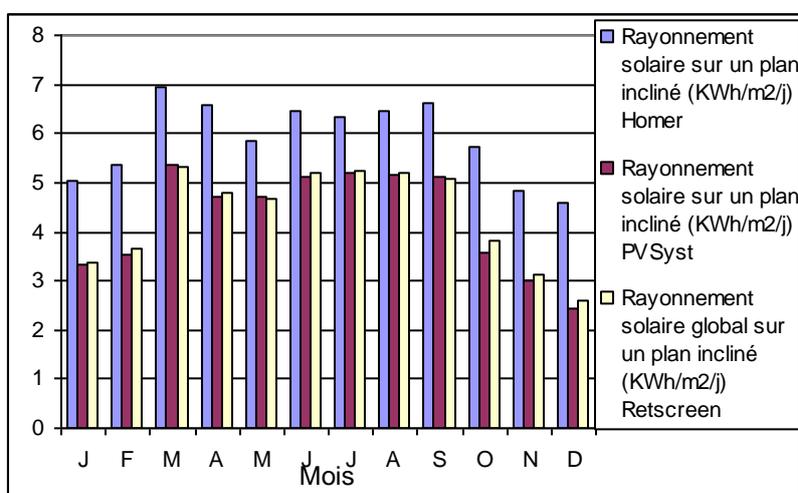


Figure (3.53) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné (Site de Bouzareah)

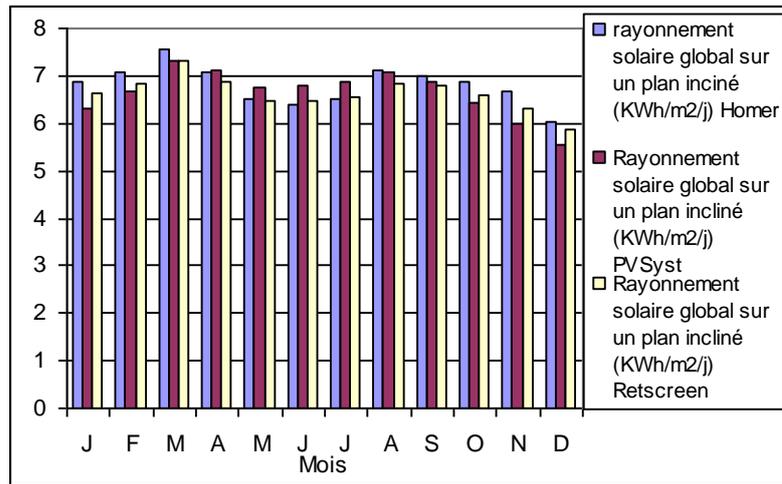


Figure (3.54) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné (Site d'Adrar)

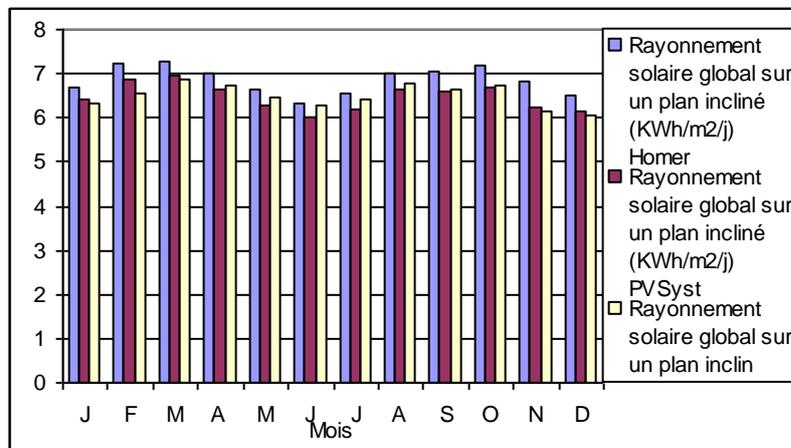


Figure (3.55) Comparaison des rayonnements solaires sur plan incliné Site de Gardaia

Sur le tableau (3.34) est faite une comparaison entre les bilans énergétiques des systèmes PV seul estimés par les trois logiciels. On remarque que la taille du champ photovoltaïque prévue par Homer et PVSyst est la même pour les sites de Gardaia et Adrar mais avec un bilan énergétique légèrement plus élevé pour PVSyst. De même la taille du champ photovoltaïque prévue par Retscreen et PVSyst est presque similaire pour le site de Bouzareah. Quant au coût d'énergie Homer est le plus optimiste.

Tableau (3.34) Comparaison des bilans énergétiques des systèmes PV seul

	Puissance nominale du champ PV (kW)			Production d'énergie PV annuelle (MWh)			Coût d'énergie (DA/kWh)		
	Homer	Retscreen	PVSyst	Homer	Retscreen	PVSyst	Homer	Retscreen	PVSyst
Bouzareah	26	30,6	30,8	43,750	17,078	26,100	176,82	192,36	193,2
Gardaia	8,6	11,2	8,6	16,897	13,387	16,930	105,28	115,57	105,7
Adrar	9,6	11,4	9,6	19,146	14,527	19,6	109,34	116,34	110

Sur le tableau (3.35) est faite une comparaison des bilans énergétiques du système PV/Diesel entre Homer et Retscreen. On constate qu'Homer donne un bilan énergétique légèrement plus élevé que Retscreen, une plus forte contribution des génératrices. Mais la faiblesse des écarts enregistrés pour les résultats permet de dire qu'ils présentent beaucoup de similarité.

Tableau (3.35) Comparaison des bilans énergétiques des systèmes PV/diesel

	Production d'énergie PV annuelle (MWh)		Production d'énergie Diesel annuelle (MWh)		Consommation de carburant (l)	
	Homer	Retscreen	Homer	Retscreen	Homer	Retscreen
Bouzareah	7740	7,449	10224	9,942	6313	5468,1
Gardaia	5505	4,673	9920	9854	6214	5419,7
Adrar	5584	4,476	9816	10,051	6177	5528,1

Chapitre 4

Dimensionnement des systèmes photovoltaïques et Éoliens par une méthode manuelle

Dans ce chapitre nous proposons deux méthodes manuelles de dimensionnement de deux systèmes à savoir le système PV seul et le système éolien seul et nous comparons les résultats avec ceux trouvés par les logiciels.

4.1 Dimensionnement du système photovoltaïque

Pour le dimensionnement du système photovoltaïque on va suivre les étapes suivantes :

- Calcul de la consommation journalière.
- Estimation de l'ensoleillement sur le plan du champ photovoltaïque qui a recours aux modèles mathématiques et le choix de la période de l'année la moins ensoleillée.
- Détermination de la capacité des accumulateurs.

$$C_{\text{bat}} = \frac{E_{\text{bat}} \cdot N_j}{V_{\text{bat}} \eta_{\text{bat}} \cdot P_D} \quad (4.1)$$

Avec : E_{bat} : Energie exigée de la batterie pendant la décharge.

N_j : Nombre de jours d'autonomie

V_{bat} Tension de la batterie

η_{bat} :Rendement de la batterie.

P_D : Profondeur de décharge.

- Estimation du champ photovoltaïque requis.

$$P_{\text{ch}} = \frac{E_c}{G_{\text{in}} \cdot \eta_{\text{bat}} \eta_{\text{on}} \cdot \eta_{\text{reg}}} \quad (4.2)$$

E_c : Energie de consommation journalière de la charge (en Wh/j).

G_{in} : Irradiation global sur le plan du champ photovoltaïque qui correspond au mois le plus défavorable.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

η_{on} :Rendement de l'onduleur.

η_{reg} :Rendement du régulateur.

e) Détermination du courant satisfaisant l'énergie fournie par le panneau et le nombre de branches. La tension d'un panneau photovoltaïque (V_u) est obtenue en assemblant selon le besoin, un certain nombre de modules en série. Cet ensemble de modules formera une branche du panneau photovoltaïque. Connaissant la tension d'un seul module (V) et la puissance que peut fournir un module P_m nous tirons le courant d'une branche :

$$I_b = \frac{P_m}{V} \quad (4.3)$$

Ainsi le nombre de branches est :

$$N_b = \frac{P_{ch}}{I_b \cdot V_u} \quad (4.4)$$

4.1.1 Modélisation du gisement solaire

La puissance électrique générée par un système PV est directement liée à l'énergie solaire reçue à la surface du champ PV. La majorité des stations de mesure offrent seulement les données du rayonnement solaire global sur un plan horizontal. Ainsi, l'estimation du rayonnement solaire global sur la surface du champ PV devient indispensable.

L'irradiation globale sur un plan incliné est calculée par la relation suivante :

$$G_{in} = B_{in} + D_{in} + R_{in} \quad (4.5)$$

Avec B_{in} : irradiation directe sur un plan incliné

D_{in} : irradiation diffuse sur un plan incliné

R_{in} : irradiation réfléchie sur un plan incliné

La figure (4.1) résume la procédure pour le calcul de l'irradiation globale sur un plan incliné. Les entrées du calcul de ce dernier sont l'irradiation globale journalière G pour le jour du milieu de chaque mois de l'année, la constante solaire S , la latitude géographique du site considéré et la déclinaison solaire pour les jours en question. Durant le calcul, on doit avoir comme entrées également, l'angle d'inclinaison du champ PV et l'albédo du lieu.

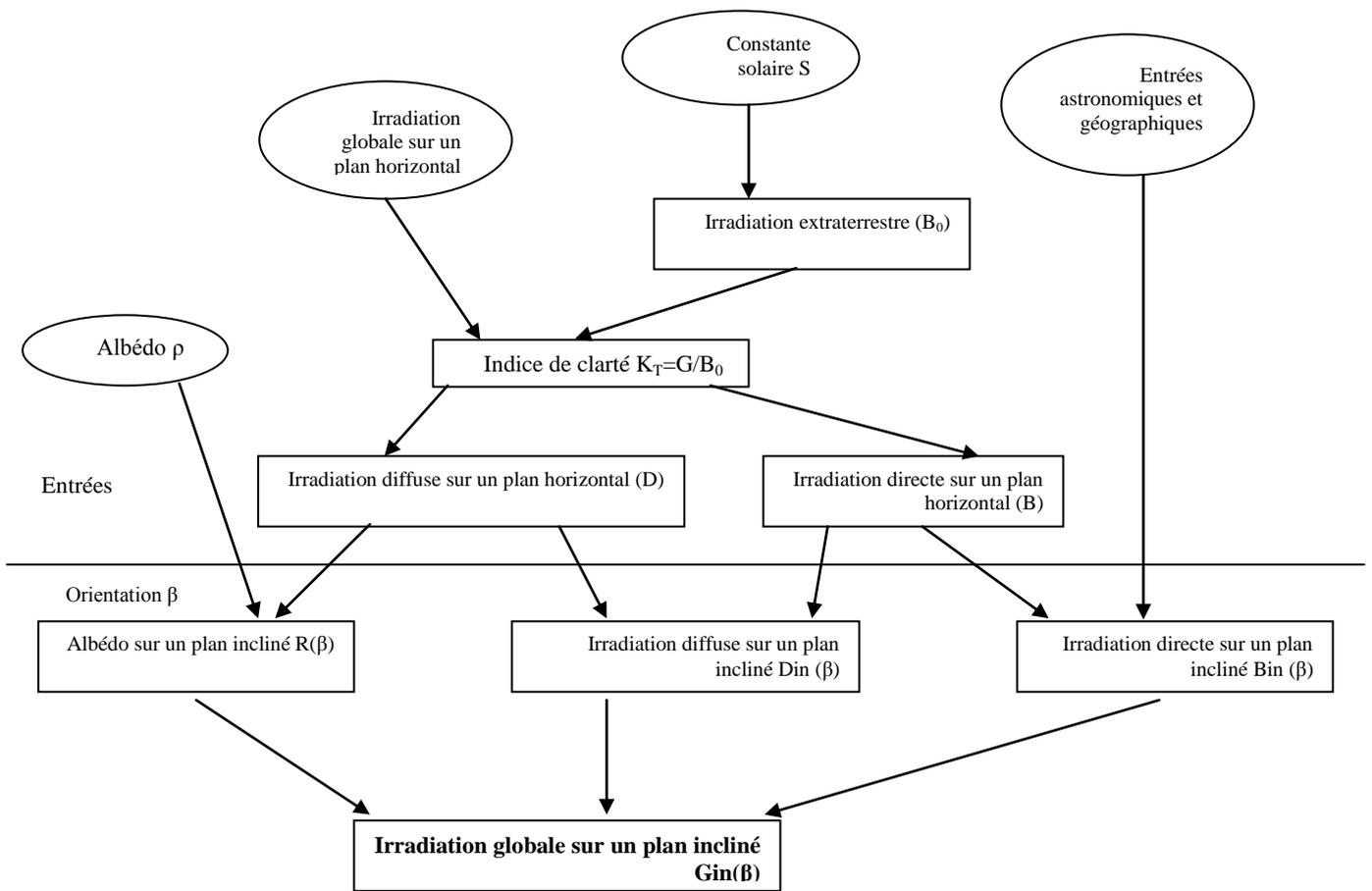


Figure (4.1) Organigramme de Calcul de l'irradiation globale sur un plan incliné

L'irradiation extraterrestre G_0 reçue par jour et par unité de surface horizontale à l'extérieur de l'atmosphère terrestre est calculée en utilisant l'expression suivante :

$$G_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0.33 \cos \frac{360}{365} n \right] \left[\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad (4.6)$$

Pour les latitudes comprises entre +60 à -60 et en utilisant n pour le jour moyen du mois à partir du tableau (4-1)

Tableau (4.1) Jour moyen recommandé de chaque mois et valeurs de n

Mois	j	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Date	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

G_{sc} : Constante solaire égale à 1376 W/m^2 .

n : Le numéro du jour de l'année.

δ : Moyenne mensuelle de la déclinaison solaire

ω_s :Angle horaire du lever de soleil.

φ : La latitude du lieu.

G_0 : Moyenne mensuelle de l'irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal .

La déclinaison est calculée par l'expression de Copper :

$$\delta = 23,45 \sin\left[\frac{360(284 + j)}{365}\right] \quad (4.7)$$

ou j est le numéro du jour de l'année (j varie de 1 à 365).

L'angle horaire du lever de soleil est calculé par l'expression suivante :

$$\omega_s = \arccos(-\tan\varphi \tan\delta) \quad (4.8)$$

L'indice de clarté K_T est maintenant calculé pour chaque mois de l'année à partir de l'équation suivante :

$$K_T = \frac{G_h}{G_0} \quad (4.9)$$

Plusieurs modèles empiriques sont disponibles pour le calcul de l'irradiation diffuse. On va adopter ici le modèle de Page qui est simple et suffisamment précis et peut être appliqué sur n'importe quel site Algérien pour reconstituer respectivement la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale et également l'irradiation diffuse.

On a :

$$D_h = 1 - 1,1K_T \quad (4.10)$$

Avec D_h : est l'irradiation diffuse

L'irradiation directe est, alors, calculée à partir de l'équation suivante :

$$B_h = G_h - D_h \quad (4.11)$$

Avec G_h : est l'irradiation solaire globale sur un plan horizontal

L'irradiation directe $B_{in}(\beta)$ sur une surface inclinée d'un angle β par rapport à l'horizontale est donnée par :

$$B_{in}(\beta) = B_h \frac{\cos(\varphi - \beta)\cos\delta \sin[\omega_s(\varphi - \beta)] + \sin(\varphi - \beta)\sin\delta \sin\omega_s}{\cos\varphi \cos\delta \sin\omega_s + \sin\varphi \sin\delta} \quad (4.12)$$

En considérant que l'irradiation diffuse est distribuée isotropiquement sur la voûte céleste, l'irradiation diffuse sur un plan incliné est donnée par :

$$D_{in}(\beta) = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta)D_h \quad (4.13)$$

L'irradiation réfléchié ou albédo est généralement faible .Un simple modèle isotropique est généralement suffisant. Ceci donne le résultat :

$$R_{in}(\beta) = \frac{1}{2}(1 - \cos\beta)\rho D_h \quad (4.14)$$

ρ : est l'albédo sur un plan horizontal.

Finalement, l'irradiation globale $G_{in}(\beta)$ sur un plan incliné est calculée à partir de l'équation suivante :

$$G_{in}(\beta) = B_{in}(\beta) + D_{in}(\beta) + R_{in}(\beta). \quad (4.15)$$

Les tableaux (4.2), (4.3), et (4.4) illustrent respectivement l'irradiation globale sur un plan horizontal et sur un plan incliné pour chacun des trois sites.

Tableau (4.2) Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site de Bouzareah)

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
$G_h(KWh/m^2.j)$	2,15	2,76	4,56	4,96	5,47	6,43	6,34	5,65	4,71	3,06	2,15	1,69
$G_{in}(KWh/m^2.j)$	3,46	4,2	4,9	5,5	6,03	6,28	6,37	6,31	5,65	4,9	3,67	3,29

Tableau (4.3) Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site de Gardaia)

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
$G_h(KWh/m^2.j)$	3,83	4,78	5,92	6,97	7,67	7,89	7,89	7,44	6,17	5,11	3,94	3,5
$G_{in}(KWh/m^2.j)$	5,2	5,4	5,6	5,8	6,06	6,14	6,3	6,2	5,8	5,6	5,3	5,07

Tableau (4.4) Répartition mensuelle des irradiances solaires sur les plans horizontal et incliné (Site d'Adrar)

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
$G_h(KWh/m^2.j)$	4,42	5,22	6,5	7,22	7,67	8,14	8,03	7,56	6,5	5,36	4,42	3,83
$G_{in}(KWh/m^2.j)$	6,2	6,6	7,2	7,25	6,6	6,8	7	6,9	6,5	6,2	5,6	5,2

4.1.4 Choix de l'onduleur

D'après les profils de consommation électrique de la charge pour chacun des sites, le convertisseur devra alors délivrer une puissance nominale d'au moins égale au pic de la puissance électrique de la charge. Mais par mesure de sécurité, on prendra environ 30% de marge supplémentaire. Ainsi on prendra un convertisseur de 6 KW et de 90% de rendement pour le site de Bouzareah et 4 KW et 90% de rendement pour les sites de Gardaia et Adrar.

4.1.4 Choix du régulateur

La puissance maximale que le convertisseur doit délivrer est de 4,26 KW pour le site de Bouzareah et 3,82KW pour les sites de Gardaia et Adrar. Si on considère que le rendement du convertisseur est 90% alors on choisira un régulateur de puissance nominale 4,98KW (pour le site de bouzareah) et 4,46 KW

(pour les sites de Gardaia et Adrar) Avec un rendement de 90% chacun. La tension nominale du régulateur est conditionnée par la tension de service du convertisseur. Afin de minimiser le courant de consommation et réduire la capacité de la batterie nous avons choisi une tension nominale de 48 V.

4.1.3 Choix de la batterie

La batterie est dimensionnée en fonction de la charge et le nombre de jours d'autonomie. Nous estimons que le nombre de jours d'autonomie est de 3 jours pour le site de Bouzareah et 2 jours pour le site de Gardaia et Adrar. Si on choisira une batterie de profondeur de décharge de 70% et la tension de 48 V alors la capacité de stockage est évaluée à 3000A pour le site de Bouzareah et 2000 AH pour le site de Gardaia et Adrar.

4.1.2 Estimation du champ photovoltaïque et choix du type de module

Les puissances estimées des champs photovoltaïques permettant de couvrir les charges sont 25, 13,6 et 13,4 KWc pour respectivement les sites de Bouzareah, Gardaia et Adrar. Le type de module choisi possède les caractéristiques qui sont résumées sur le tableau (4.5).

Tableau (4.5) Caractéristiques du module

Type de module	
Rendement	11,7 %
Puissance nominale	100 W
Tension à puissance maximale	17 /34V
Courant à puissance maximale	5,9/2,95 A
Tension de circuit ouvert	21/42 V
Courant de court circuit	6,5/3,25 A
Température nominale des cellules en opération	45°
Coefficient de température du module	0,4%

4.1.5 Calcul de la production d'énergie photovoltaïque

L'énergie produite par le champ photovoltaïque est calculée moyennant l'irradiation globale sur un plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module utilisé.

L'énergie électrique produite par le champ photovoltaïque est donné par :

$$E_{PV} = \eta_{Ch} \cdot S \cdot P_f \cdot G_{in} \quad (4.16)$$

Ou S: représente la surface totale du champ photovoltaïque.

η_{ch} : Le rendement du champ photovoltaïque qui fonction de la température moyenne du module.

G_{in} : L'irradiation solaire sur un plan incliné (KWh/m²).

Le rendement du champ photovoltaïque est représenté par l'équation suivante :

$$\eta_{ch} = \eta_r [1 - \gamma(T_c - T_r)] \quad (4.17)$$

$$T_c = T_a + G_{in} \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (4.18)$$

γ : est le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque qui est pris à $(0,004/C^\circ)$, η_r est le rendement de référence du champ photovoltaïque ; T_a : la température ambiante moyenne journalière ; T_c : température de la cellule moyenne journalière ;
 NOCT : température nominale de fonctionnement de la cellule ; P_f : facteur de remplissage du module, égal à 0,9.

L'énergie produite par le champ PV disponible pour alimenter la charge (E_p) doit être réduite par les pertes diverses du champ PV et les autres pertes de conditionnement de l'énergie.

Les graphes des figures suivantes donnent les distributions mensuelles de la charge et de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque pour les trois sites.

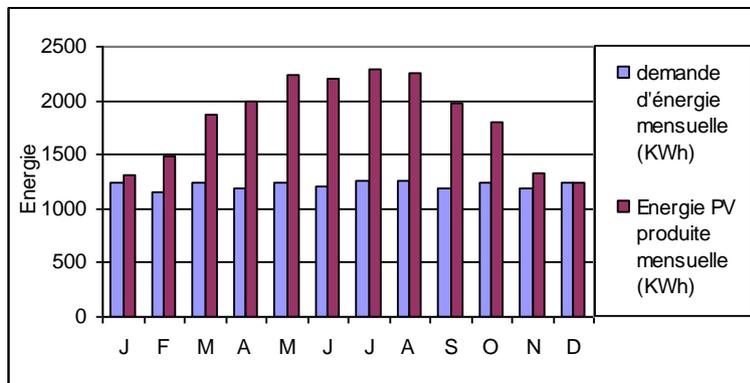


Figure (4.2) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site de Bouzareah)

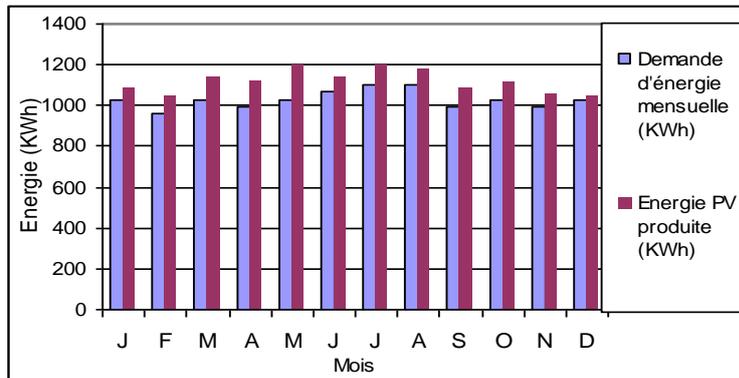


Figure (4.3) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site de Gardaia)

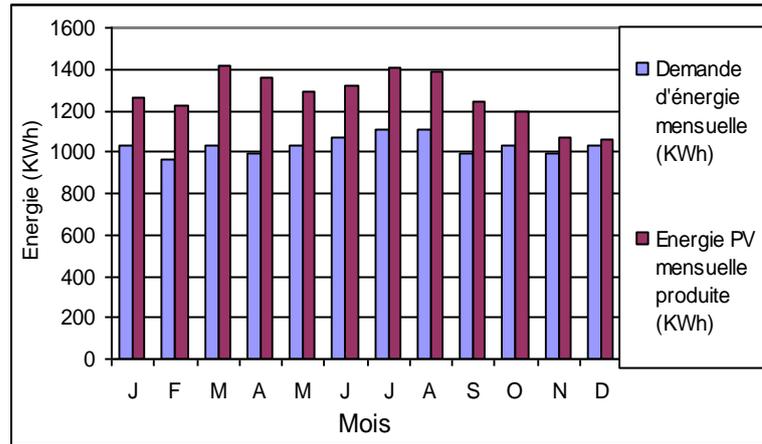


Figure (4.4) Distributions mensuelles de la charge et de l'énergie PV Produite (Site d'Adrar)

Le système PV produit une énergie photovoltaïque annuelle de 21,9 MWh ; pour le site de Bouzareah, pour le site de Gardaia et pour le site d'Adrar.

4-2 Dimensionnement du système éolien

La puissance contenue dans le vent est cinétique et peut être décrite par l'équation suivante :

$$P_{el} = \frac{1}{2} \rho_a AV^3 \quad (4.19)$$

Ou ρ_a : densité de l'air (=1,225 Kg/m³)

V : Vitesse du vent (m/s)

A : Aire traversée par le vent (m²)

L'aérogénérateur ne peut récupérer qu'une partie de cette puissance :

$$P_{aér} = \frac{1}{2} \rho_a Av^3 C_p \quad (4.20)$$

C_p est le coefficient de puissance ; un paramètre sans dimensions qui exprime l'efficacité de l'aérogénérateur dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

La valeur théorique maximale de C_p est donnée par la limite de Betz $C_{pmax}=0,593=59,3\%$

L'énergie produite par l'aérogénérateur est exprimée par :

$$E_{aér} = P_{aér} \cdot \Delta t \quad (4.21)$$

Δt : laps de temps

Les figures suivantes représentent une comparaison entre les résultats trouvés par Homer et la méthode manuelle en ce qui concerne la production mensuelle d'énergie des aérogénérateurs utilisés dans le système éolien seul.

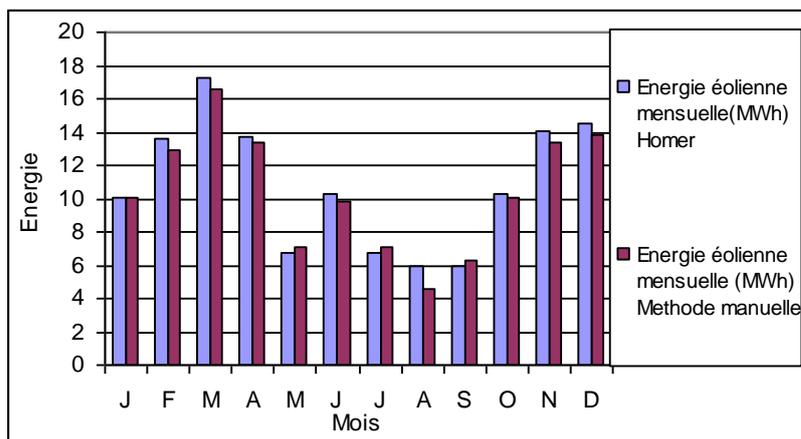


Figure (4.4) Energie éolienne mensuelle produite par les 7 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site de Bouzareah)

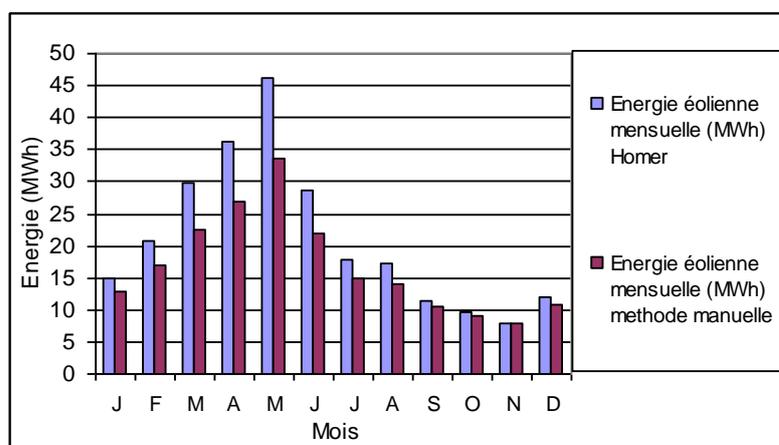


Figure (4.5) Energie éolienne mensuelle produite par les 19 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site de Gardaia)

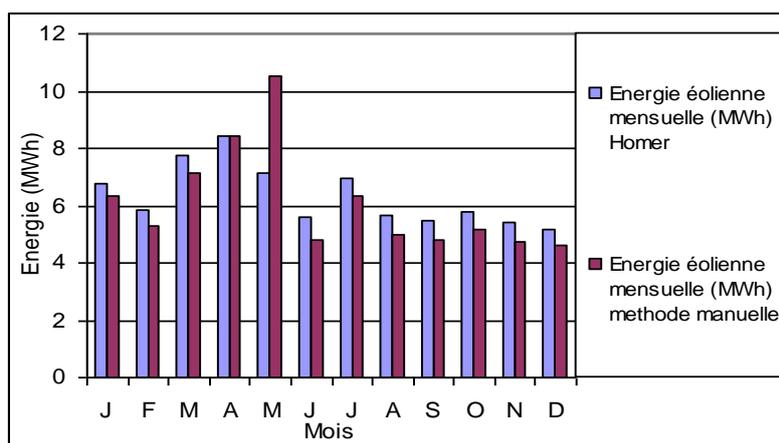


Figure (4.6) Energie éolienne mensuelle produite par les 2 aérogénérateurs (20 KW) par Homer et la méthode manuelle (Site d' Adrar)

Les résultats représentés sur les graphes des figures (4.4),(4.5) et(4.6) montrent que les écarts entre les valeurs enregistrées par Homer et la méthode manuelle ne dépassent pas les 8 % pour les trois sites sauf pour le mois de Mars,Avril et Mai ,qui marquent un des écarts qui dépassent 15% pour le site de Gardaia, et le mois de mai pour le site d' Adrar.

Conclusion générale

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent le dimensionnement des systèmes multi sources d'énergies renouvelables (solaire, éolien) de production d'énergie électrique pour l'alimentation électrique d'un village isolé. C'est dans l'objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal de ces systèmes que ces travaux s'inscrivent.

L'étude économique montre clairement l'avantage de ces systèmes par rapport à l'énergie conventionnelle pour les sites isolés de Gardaia et Adrar qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels. Pour le site de Bouzareah, ces systèmes sont très loin d'être compétitifs au système conventionnel.

D'après l'analyse faite sur les résultats la combinaison des deux sources d'énergie reliées à un système d'appoint (génératrice Diesel) engendre un profit énergétique considérable (présence permanente d'énergie électrique). La combinaison solaire-éolien-diesel s'est avérée la plus économique pour les sites de Bouzareah et Adrar tandis que la combinaison solaire-diesel est la plus économique pour le site de Gardaia.

Avec la hausse du prix de pétrole et l'épuisement de ses ressources, les systèmes hybrides d'énergie contenant l'éolien, le solaire constituent l'avenir prometteur des technologies d'énergie pour les collectivités éloignées de l'Algérie.

Aujourd'hui il n'existe pas de pays disposant de ressources encore mobilisables qui ne se préoccupe pas de développer son cadre énergétique des lors que tout développement est étroitement lié à l'indépendance énergétique. C'est dire que le défi de l'autosuffisance énergétique est un enjeu de taille surtout pour le monde rural qui vit essentiellement de l'agriculture et de l'élevage. Pour contribuer à la solution aux problèmes d'énergie, il est intéressant de développer des sources décentralisées de ces énergies. Dans la recherche de telles solutions, les systèmes hybrides étudiés ici pourront constituer un moyen très économique pour l'approvisionnement en énergie des sites isolés.

Etant donné son étendue, cette étude ne prétend pas avoir répondu à toutes les questions. Au contraire elle ouvre la porte à des études plus précises et plus profondes. Nous espérons de ce mémoire que les résultats présentés dans ce document susciteront suffisamment d'intérêt pour ouvrir la voie à d'autres recherches et qu'ils inciteront, dans un proche avenir des décideurs à investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les sites isolés de l'Algérie.

Notre souhait est de parvenir à valider les résultats théoriques par des résultats expérimentaux.

Bibliographie

- [1] A. Labouret, 'Energie solaire photovoltaïque', Dunod, France 2005.
- [2] N. Phuangpornpitak, S. Kumar 'PV hybrid systems for rural electrification in Thailand' November 2005, Disponible au site www.sciencedirect.com
- [3] Turcotte .D, Sheriff. F 'PV Horizon: workshop on photovoltaic hybrid systems—summary and conclusions of the workshop'. Montreal, Canada, 10 September 2001
- [4] Markvart T. 'Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems'. Solar Energy 1996;
- [5] Didier Thevenard, Gregory Leng and Sylvain Martel 'The Retscreen model for assessing potential PV Projects'.
- [6] Gilles Notton et Marc Muselli 'Utilisation rationnelle de l'énergie et énergies renouvelables, des alliés incontestables : application à une production décentralisée d'électricité photovoltaïque' Université de Corse - Centre de Recherches (Energie et Systèmes) France
- [7] J. F. MANWELL 'Hybrid Energy Systems' University of Massachusetts Amherst, Massachusetts, United States.
- [8] Bernard MULTON, Olivier GERGAUD, Hamid BEN AHMED, Xavier ROBOAM, Stéphan ASTIER, Brayima DAKYO, Cristian NICHITA 'État de l'art dans les aérogénérateurs électriques', l'École Normale Supérieure de Cachan
- [9] M.Koussa, M.Haddadi et A.Malek 'Reconstitution des irradiations globales et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque', CDER Alger.
- [10] D.Saheb Koussa et M.Haddadi 'Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement Matlab'.
- [11] Malika Amini 'Renewable energy systems for rural health clinics in Algeria: Homer application'.
- [12] Laarej MERAD, Boumediène BENYOUCEF et Jean Pierre CHARLES 'Etude technico-économique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la production d'électricité'.
- [13] A. El Khadimi, L. Bchir et A. Zeroual 'Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'énergie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage' *Rev. Energ. Ren. Vol. 7 (2004) 73-83*
- [14] Yann Pankow 'Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque'; Thèse de doctorat, Décembre 2004, ENSAM de Lille.
- [15] A. Goetzberger V.U. Hoffmann 'Photovoltaic solar energy generation', Springer series 2005
- [16] Abou El-Maaty Metwally Aly Abd El-Aal 'Modelling and Simulation of a Photovoltaic Fuel Cell Hybrid System', These de doctorat MSc. Eng., University of Kassel

- [17] Nipon Ketjoy 'Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries' , M.Sc., Doctorate thesis, University of Kassel, August 2005.
- [18] TOM LAMBERT, PAUL GILMAN and PETER LILIENTHAL 'Micropower system modeling with Homer', Mistaya Engineering Inc., National Renewable Energy Laboratory
- [19] N.Kanoksing et W.Tayati 'Economics of demand side management and hybrid renewable energy system for remote village electrification in northern Thailand'; Chang Mai university
Mai 2005
- [20] Kate D.Latham 'Economic analysis of photovoltaic systems for local governments in California';
Master of Science thesis Mai 2004
- [21] Ashish N. Agrawal 'Hybrid electric power systems in remote arctic villages: Economic and environmental analysis for monitoring, optimization and control', These de Doctorat , M.S.Aout 2006
- [22] Lu Lin 'Investigation on characteristics and application of hybrid Solar-Wind Power Generation Systems', PhD Thesis 2004.
- [23] Amusorn Saengprajak 'Efficiency of demand side management measures in small village electrification systems', Doctorate thesis Kassel University 2006
- [24] Markvart T, 'Practical Handbook of photovoltaics: fundamentals and applications ,Elsevier edition 2003
- [25] J A.Duffie, W A.Beckman 'Solar Engineering of thermal process', second edition 1980.
- [26] Mukund P.Patel, 'Wind and solar Power Systems', CRC Press 1999.
- [27] Erich Hau 'Wind Turbines: fundamentals, technologies, application, economics', second edition Springer edition 2006.
- [28] Site internet www.retscreen.net
- [29] Site internet www.pvsyst.com
- [30] Site internet www.nrel.gov
- [31] Site internet www.windpower.org
- [32] Meteonorm 97
- [33] Site internet www.mem-algeria.org
- [34] Site internet www.energies-renouvelables.org

