

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN DE TIARET
FACULTÉ DES SCIENCES APPLIQUÉES
DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Commande Eléctrique

THÈME

*Pré faisabilité et dimensionnement d'une centrale PV
reliée au réseau pour l'alimentation de l'Hôpital Youcef
Demerdji de Tiaret*

*Préparé par : OUADAHI MERIEM
ABDI KHADIDJA*

Devant le Jury :

Nom et prénoms	Grade	Qualité
S .Hassaine	Pr	Président Examineur
Z.Taztaz	MAA	Examineur 1
D.Toumi	MCB	Examineur 2
Ait Mimoune Hamiche	MCB	Encadreur

Promotion 2019/2020

Dédicace

*Du profond de mon cœur je dédie ce travail à tous ceux
qui me sont chers,*

Mon père

Puisse Dieu l'accueillir dans son vaste paradis.

Ma chère mère

*Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que
vous me portez depuis mon enfance et j'espère que
votre bénédiction m'accompagne toujours.*

*Que ce modeste travail soit le fruit de vos innombrables
sacrifices.*

Mon frère et Mon mari

Mon fils ADAM OUADAH

*Tous les membres de la famille **OUADAHI***

Tous mes amis et mes collègues de promotion 2020

O.MERIEM

Dédicace

*Je remercie dieu tout puissant pour le courage et la
force qui m'a donnée pour finir ce travail,*

A mes chers parents,

A mes frères et mes sœurs

A tout ma famille du plus grand au tout petit.

A mes amies et mes collègues.

Vous vous êtes dépensés pour moi sans compter,

*En reconnaissance de tous les sacrifices consentis
par tous et chacun pour me permettre d'atteindre
cette étape de ma vie.*

Avec toute ma tendresse.

ABDI Khadija

Remerciements

Le travail exposé dans ce mémoire est l'œuvre d'un effort de recherche pour l'obtention d'un diplôme de Master académique au sein du département génie électrique de l'université IBN Khaldoun de Tiaret, sous la direction de Mr Ait Mimoune Hamiche enseignant à l'université de Tiaret. Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance à son égard pour la confiance qu'il nous a accordé. Comme nous le remercions pour sa disponibilité, sa patience, ses conseils et pour les encouragements qui nous ont permis de mener à bien ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements également à tout le corps enseignant qui a contribué à notre formation.

Table des matières

Nomenclature

Abreviations utilisées

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale	1
------------------------------------	---

Chapitre I : État de l'art sur production PV

I.1. Introduction.....	3
I.2. Rayonnement solaire	3
I.2.1. Rayonnement extraterrestre	3
I.2.2. Rayonnement solaire en atmosphère terrestre	4
I.3. Indice de clarté	5
I.4. Irradiation solaire	5
I.5. Durée d'insolation	5
I.6. Coordonnées géographique terrestres	6
I.6.1. Latitude	6
I.6.2. Longitude	6
I.6.3. Altitude	6
I.7. Position du soleil	6
I.7.1. Coordonnées horaires	6
I.7.1.1. Déclinaison du soleil.....	6
I.7.1.2. Angle horaire du soleil.....	7
I.7.2. Coordonnées horizontales	8
I.7.2.1. Hauteur du soleil.....	8
I.7.2.2. Azimut du soleil	9
I.7.2.3. Angle zénithal	9
I.8. Energie solaire photovoltaïque	9
I.8.1. Effet photovoltaïque	10

I.8.2. Composition d'un système photovoltaïque.....	10
I.8.2.1. Principe de fonctionnement	10
I.8.2.2. Systèmes autonomes au fil du soleil « couplage direct »	10
I.8.2.3. Systèmes autonomes avec stockage « couplage indirect »	11
I.8.2.4. Systèmes autonomes hybrides	12
I.8.2.5. Systèmes raccordés au réseau	13
I.9. Description des éléments du système PV non autonome	14
I.9.1. Cellule PV	14
I.9.2. Batteries d'accumulateurs	19
I.9.3. Régulateurs.....	19
I.9.4. Onduleurs.....	19
I.9.5. Charges (utilisateurs).....	19
I.9.6. Réseau électrique.....	20
I.10. Conclusion	20

Chapitre II : Etude et pré faisabilité de la configuration choisie

II.1. Introduction	21
II.2. Présentation du site et caractéristique de la charge.....	21
II.2.1. L'emplacement du système	21
II.2.2. Caractérisation de la charge et prédétermination du profil énergétique de la demande	22
II.2.2.1. Demande d'électricité du site	22
II.3. Estimation des ressources énergétiques solaire	22
II.3.1. Potentiel Solaire	23
II.4. La configuration du système d'alimentation en énergie	24
II.4.1. Présentation de l'installation étudiée	25
II.4.1.1. Les panneaux PV.....	26
II.4.1.2. Le système de stockage : batteries	26

II.4.1.3. Les convertisseurs	27
II.5. Le fonctionnement de l'installation	29
II.5.1. Système modulaire couplé du coté AC	30
II.6. Application du logiciel HOMER pour l'optimisation.....	31
II.6.1. Présentation de l'outil de simulation.....	32
II.6.2. Construire le schéma de conception du système	32
II.6.3. Simulation	33
II.6.4. Résultats de la simulation des performances du système PV	34
II.6.4.1. Configuration du système PV en fonction du cout net actuel	34
II.6.4.2. Production et la consommation d'énergie électrique	35
II.6.4.3. Le générateur PV.....	36
II.6.4.4. Le réseau public	38
II.6.4.5. Le Générateur diesel.....	41
II.6.4.6. Les émissions des Gaz.....	43
II.6.4.8. Répartition des couts de l'installation	43
II.7. Conclusion	44

Chapitre III : Dimensionnement du système PV

III.1. Introduction	47
III.2. Etapes de dimensionnement d'un système PV	47
III.2.1. Etape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographique du site	47
III.2.1.1. Situation géographique	47
III.2.1.2. Situation climatique	47
III.2.1.3. Situation continental	47
III.2.1.4. Les coordonnées solaire et orientation du panneau	49
III.2.1.5. L'emplacement des panneaux PV.....	50
III.2.2. Etape 2 : Détermination des besoins de l'hôpital : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation	50

III.2.2.1. La tension des récepteurs	50
III.2.2.2. Les besoins de l'application en énergie	50
III.2.2.3. Présentation du site – Cahier des charges	51
III.2.2.4. Estimation de la consommation d'énergie électrique	51
III.2.3. Etape 3 : Définition des modules PV	52
III.2.3.1. Calcul de la puissance crête du système	52
III.2.3.2. Calcul pratique de la puissance PV	57
III.2.3.3. Composition du champ PV	59
III.2.3.3.1. Nombre des panneaux	59
III.2.4. Etape 4 et 5 : Dimensionnement du stockage et du régulateur	61
III.2.5. Etape 6 : Dimensionnement de l'onduleur	62
III.2.5.1. Critère de choix de l'onduleur pour un système PV	62
III.2.5.2. La puissance maximale probable P1	63
III.2.5.3. Puissance maximale instantanée P2	63
III.2.6. Etape 7 : Plan de câblages	64
III.2.6.1. Choix des sections de câble	64
III.3. Conclusion	66
Conclusion générale	67
Annexe	69
Références bibliographiques	73

NOMENCLATURE

Désignation latine

Symbole	Désignation	unité
I_{sc}	Courant de court-circuit	[A]
V_{oc}	Tension en circuit ouvert	[V]
I_S	Courant de saturation	[A]
I	Courant fournie par la cellule	[A]
$I_{AC, nom}$	Courant nominal	[A]
K	Constante de Boltzmann	[J. K ⁻¹]
m	Facteur de non idéalité de la jonction de la diode	-
I_{ph}	Courant créé par conversion de la lumière Photo-courant	[A]
I_D	Courant traversant la diode	[A]
I_{MP}	Courant maximal sous conditions standards	[A]
V_{MP}	Tension maximale du module sous conditions standards	[V]
β_0	Coefficient de la tension en fonction de température	[V/°C]
A	Coefficient de courant en fonction de température	[A/°C]
R_p	Résistance shunt	[Ω]
R_s	Résistance Série	[Ω]
$U_{AC, nom}$	Tension nominale AC	[V]
U_{Bat}	Tension de la batterie	[V]
V_{CELL}	Tension aux bornes de la cellule	[V]
A_c	Surface de générateur	[m ²]
T_j	Température de jonction de la cellule photovoltaïque	[K]
E_s	Irradiation solaire globale dans le plan des panneaux	[W/m ²]

T_{AMB}	température ambiante	[°C]
C_{bat}	Capacité de stockage de la batterie	[Ah]

ABREVIATIONS UTILISEES

GD	: Générateur Diesel
PV	: Photovoltaïque
GPV	: Générateur Photovoltaïque
HOMER	: Hybrid Optimization Model for Electric Renewable
NOCT	: Nominal Operating Cell Temperature
NPC	: Net Present Cost ou Valeur Actuelle Nette (VAN)
PPM	: Point de Puissance Maximale
SEH	: Système D'énergie Hybride
STC	: Conditions standards de test des panneaux
SMC	: Sunny Mini Central
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
DOD	: Depth Of Discharge, Profondeur de décharge
CA	: Courant Alternatif
CC	: Courant Continu
P_c	: Puissance crête
W_c	: Watt crête
Bat	: Indice pour "Batterie"
Ch	: Indice +pour "Charge"
C_{batmin}	: Capacité minimale de stockage de la batterie
C_{batmax}	: Capacité maximale de stockage de la batterie
SOC	: Etat de charge de batterie
η_{bat}	: Rendement de la batterie
η_{cha}	: Rendement pendant le processus de la charge de la batterie
η_{decha}	: Rendement pendant le processus de la décharge de la charge
$\eta_{dc/ac}$: Rendement du convertisseur CC/CA
η_{ref}	: Rendement de référence du générateur photovoltaïque
LPS	: Loss of Power Supply
SURP	: Indice pour " Surplus " de la production d'énergie
W_p	: Watt crête
T_f	: Temps du fonctionnement du générateur diesel
P_{ge}	: Puissance de sortie du générateur diesel
P_{gen}	: Puissance de sortie du générateur photovoltaïque
N_{mod}	: Nombre de modules dans le panneau PV

Liste des figures

Chapitre I : Etat de l'art sur la production PV

Figure I.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire	4
Figure I.2. Coordonnées horaires.....	8
Figure I.3. Coordonnées horizontales.....	9
Figure I.4. Système de pompage de l'eau au fil du soleil.....	11
Figure I.5. Système photovoltaïque avec stockage.....	11
Figure I.6. Systèmes d'alimentation autonome hybride.....	12
Figure I.7. Système photovoltaïque raccordé au réseau	13
Figure I.8. Structure d'une cellule photovoltaïque.....	14
Figure I.9. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire photovoltaïque.....	15
Figure I.10. (a) Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque. (b) Influence de la température sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	16
Figure I.11. Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque.....	17
Figure I.12. Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque.....	17

Chapitre II : Etude et préféabilité de la configuration choisie

Figure II.1. Représentation de l'irradiation moyenne.....	23
Figure II.2. Le générateur photovoltaïque.....	26
Figure II.3. Système PV autonome.....	31
Figure II.4. Architecture Installation PV non autonome.....	33
Figure II.5. Différentes configurations proposées par HOMER.....	34
Figure II.6. Puissance moyenne mensuelle partagée entre PV et réseau et le diesel.....	36
Figure II.7. Puissances journalières moyennes délivrées par le générateur photovoltaïque...37	

Figure II.8. Représentation des puissances moyennes mensuelles du PV.....	38
Figure II.9. Puissances journalières moyennes délivrées par le réseau.....	39
Figure II.10. Production journalière du réseau pendant une année.....	40
Figure II.11. Représentation des puissances moyennes mensuelles du réseau.....	41
Figure II.12. Puissances journalières moyennes délivrées par le diesel.....	42
Figure II.13. Puissances mensuelles moyennes délivrées par le diesel.....	42
Figure II.14. Répartition des coûts de l'installation.....	44

Chapitre III : Dimensionnement du système photovoltaïque

Figure III.1. Vue 1Tiaret Satellite Google Earth.....	48
Figure III.2. Vue 2TiaretSatellite Google Earth.....	48
Figure III.3. Vue 1 Hôpital Youcef Demerdji Satellite Google Earth.....	49
Figure III.4. Vue 2 Hôpital Youcef Demerdji Satellite Google Earth.....	52
Figure III.5. Carte du monde de l'Ensoleillement reçu à l'angle optimal.....	54
Figure III.6. Différentes configurations proposées par HOMER.....	61
Figure III.7. Schéma de l'installation photovoltaïque.....	66

Liste des tableaux

Chapitre II : Etude et préféabilité de la configuration choisie

Tableau II.1. Consommation global de l'hôpital pour l'année 2019 prise de la facturation SONELGAZ.....	22
Tableau II.2. L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Tiaret.....	23
Tableau II.3. Caractéristiques des batteries choisies.....	27
Tableau II.4. Caractéristiques Fronius Galvo 2.5-1	28
Tableau II.5. Caractéristiques Sunny Mini Central 6000 A	29
Tableau II.6. Architecture système optimal.....	35
Tableau II.7. Energie annuelle produite.....	35
Tableau II.8. Energie annuelle consommée.....	35
Tableau II.9. Excès d'énergie annuelle.....	35
Tableau II.10. Paramètres de fonctionnement générateur PV.....	37
Tableau II.11. Les paramètres de fonctionnement du réseau.....	39
Tableau II.12. Les paramètres de fonctionnement du diesel.....	41
Tableau II.13. Taux d'émissions des polluants.....	43
Tableau II.14. Cout de l'installation.....	44

Chapitre III : Dimensionnement du système photovoltaïque

Tableau III.1. Inclinaison du panneau PV.....	49
Tableau III.2. Bilan des puissances de l'Hôpital.....	52
Tableau III.3. Ensoleillement à 45° pour la ville de Tiaret.....	54
Tableau III.4. Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.....	58
Tableau III.5. Résumé des résultats de calcul obtenu du système photovoltaïque.....	61
Tableau III.6. Puissance nominale de chaque onduleur.....	63
Tableau III.7. Récapitulatif du dimensionnement du système photovoltaïque.....	64

Introduction générale



Introduction générale

L'énergie est la base de toute activité humaine. De nos jours, une grande partie de la demande mondiale en énergie est assurée à partir de ressources fossiles. Ce pendant, les réserves de combustibles fossiles sont limitées. Certains pays développés se sont orientés vers l'énergie nucléaire, alors que cette dernière n'est pas à la portée de tous les états et surtout des pays en voie de développement et présente des risques d'accidents graves.

En effet, la croissance de la demande énergétique mondiale, l'épuisement inévitable des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, et la détérioration de l'environnement causée par ces types d'énergies, a incité au développement de nouvelles sources d'énergies, renouvelables, assurant ainsi une durabilité et une protection de l'environnement qui est devenue un point très important.

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque semble être une nécessité pour l'avenir. En effet, le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la plus abondante sur terre. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant une année [1].

Afin de mieux exploiter cette énergie et d'optimiser sa collecte par les capteurs photovoltaïques, un système photovoltaïque doit être donc correctement dimensionné. Ce qui exige une étude précise du besoin électrique, une évaluation et une optimisation de l'irradiation solaire reçue sur le plan des capteurs photovoltaïques.

La production d'électricité au moyen d'un **système PV relié au réseau** est d'un grand intérêt pour les pays en développement, comme les pays de Maghreb. Ces pays possèdent de nombreuses régions, isolées et éloignées. Pour résoudre ce problème, l'exploitation du potentiel en énergies renouvelables dont dispose ces pays doit être une priorité.

L'objectif principal de notre travail est le dimensionnement d'une installation photovoltaïque reliée au réseau qui servira à l'alimentation de l'Hôpital Youcef Demerdji de Tiaret.

Le travail qui a été défini pour cette étude concerne une application stationnaire de moyenne taille, reliée au réseau, alimentée par un système PV. L'objectif assigné est d'étudier les performances d'un système PV et d'évaluer les potentialités d'une installation de conversion d'énergies reliée au réseau utilisant des sources renouvelables [2], leurs hybridations avec des batteries et autres composant système. Par ailleurs, il fait état des récents développements concernant les systèmes de conversion de l'énergie renouvelables et les composants qui y sont associés.

Dans ce contexte, cette étude constitue une contribution pour une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelable dans un système d'énergie non autonome [3].

Afin d'accomplir au mieux cette étude, le présent mémoire est structuré en trois principaux chapitres en plus de l'introduction générale et de la conclusion générale.

Dans le premier chapitre, on donne des rappels sur l'énergie solaire, on étudie les différents paramètres géographiques et astronomiques pouvant influencer l'intensité de l'irradiation solaire reçue au niveau du sol et on termine par une description sommaire du système photovoltaïque.

Le deuxième chapitre concerne une présentation de la configuration choisie. Nous présentons les principaux composants intégrés dans l'installation, les profils de charge et d'irradiation solaire. Nous décrivons aussi les paramètres du système et les caractéristiques du site suivi par une étude de préfaisabilité. Nous abordons plus spécifiquement la question des configurations et les différentes simulations effectuées sous HOMER pour évaluer les performances de l'installation choisie, dans des conditions de fonctionnement non autonome.

Le troisième chapitre est consacré au dimensionnement de la centrale PV, on entamera dans cette partie une présentation détaillée sur les différentes étapes de dimensionnements des centrales PV.

Enfin, on termine par une conclusion générale et perspective.

Chapitre I

Etat de l'art sur la production PV

I.1. Introduction

L'exploitation de l'énergie solaire et l'optimisation de sa collecte par les systèmes photovoltaïques nécessite une connaissance exacte de la distribution de l'irradiation solaire, qui est fonction de plusieurs paramètres géographiques, météorologiques et astronomiques, sur le lieu d'implantation de ce système.

Ainsi, nous avons consacré ce chapitre pour donner des rappels sur l'énergie solaire, les différents paramètres qui influent sur l'intensité du flux solaire reçu au niveau du sol avant d'introduire la notion d'effet photovoltaïque, et de la cellule solaire photovoltaïque. Enfin nous citerons les différents composants constituant le système photovoltaïque.

I.2. Rayonnement solaire

Le soleil émet en permanence, dans toutes les directions de l'espace, des rayonnements électromagnétiques composés de «grains» de lumière appelés photons. Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C ; il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère [4].

L'énergie, E_{ph} , de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation :

$$E_{ph}=hC / \lambda \dots \dots \dots (I.1)$$

Où h est la constante de Planck, $h = 6,62.10^{-34}$ J.s

I.2.1. Rayonnement extraterrestre

Le rayonnement solaire extraterrestre couvre un très large domaine de longueur d'ondes. Il ne dépend d'aucun paramètre météorologique, mais il est fonction de quelques paramètres astronomiques et géographique tel que: la latitude du lieu (φ), la déclinaison solaire(δ), et l'angle horaire au coucher du soleil (ω_0).

Sur une surface horizontale, et pour le jour n , le rayonnement extraterrestre

G_0 ($\text{MJ.m}^{-2}.\text{jour}^{-1}$) est obtenu à l'aide de l'équation suivante [5]:

$$G_0 = \frac{24 \times 60}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0,034 \cos\left(\frac{2\pi n}{365}\right) \right] [\omega_0 \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(\omega_0)] \dots (I.2)$$

G_{sc} : est la constante solaire égale à $0,0082 \text{ MJ.m}^{-2}.\text{mn}^{-1}$.

n : est le numéro du jour à partir du premier Janvier.

La déclinaison solaire et l'angle horaire au coucher sont donnés par les équations (I.5), et (I.10).

I.2.2. Rayonnement solaire en atmosphère terrestre

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'ondes électromagnétiques solaire. Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0,2 et 2,5 μm , il inclut le domaine du visible (ondes lumineuses de 0,4 à 0,8 μm).

Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons [6].

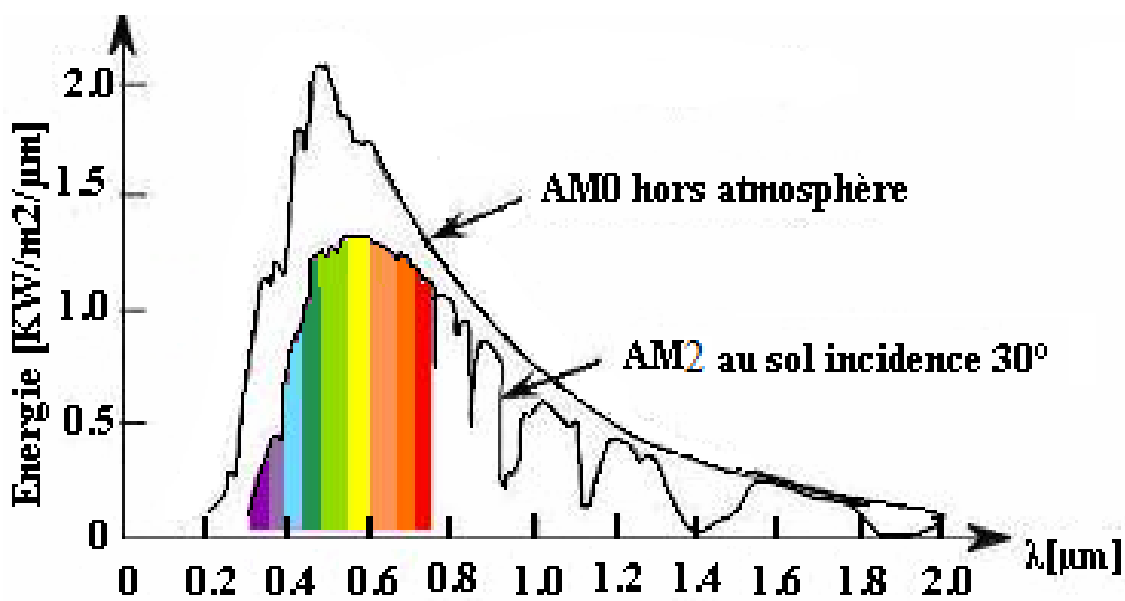


Figure I.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire, d'après [6]

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

- **Rayonnement direct:** C'est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- **Rayonnement diffus :** est le rayonnement diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère.

- **Albédo:** C'est la partie réfléchiée par le sol.

I.3. Indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. L'indice de clarté, K_T , est défini par [7] :

$$K_T = G/G_0 \dots \dots \dots (I.3)$$

Où: G est l'irradiation solaire reçue sur un plan horizontal,

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté K_T varie selon les endroits et les saisons et varie généralement entre 0,3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0,8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [7].

I.4. Irradiation solaire

L'irradiation solaire exprime la quantité d'énergie reçue, au niveau du sol, par unité de surface. Ses unités usuelles sont le J/m^2 , J/cm^2 , Wh/m^2 , ou bien kWh/m^2 .

Elle dépend de nombreux facteurs, dont principalement la couverture nuageuse, la durée du jour, l'instant considéré dans la journée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du lieu, son degré de pollution et la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon.

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et dans le temps de l'irradiation solaire. Dans les régions du globe comprises entre 40° nord et sud, l'énergie globale annuelle reçue par une surface horizontale est comprise entre 1400 et 2500 KWh/m^2 [8].

I.5. Durée d'insolation (Insolation)

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle le rayonnement solaire direct reçu sur un plan normal dépasse un seuil fixé par convention à $120 W.m^{-2}$.

En absence permanente de nuages, la durée d'insolation est pratiquement égale à la durée du jour, qui s'appelle aussi durée astronomique ou théorique du jour. Elle est définie par:

$$S_0 = 2/15 \omega_0 \dots \dots \dots (I.4)$$

Avec :

ω_0 : L'angle horaire au coucher de soleil ($^\circ$).

S_0 : Durée du jour (h).

I.6. Coordonnées géographiques terrestres

Un point sur la surface de la terre est repéré par ces coordonnées :

I.6.1. Latitude (φ)

Une latitude donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0 et 90°, positivement vers le pôle Nord et négativement vers le pôle Sud.

I.6.2. Longitude (L)

La longitude d'un lieu donné est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine (méridien de Greenwich), elle est comptée de 0° à 180°, positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

I.6.3. Altitude

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

I.7. Position du soleil

La position apparente du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées:

I.7.1. Coordonnées horaires

Les coordonnées horaires sont liées à l'heure de l'observation, et n'ont aucune relation avec la position de l'observateur sur la terre. Elles ont comme plan de référence le plan de l'équateur. Les coordonnées horaires sont au nombre de deux:

I.7.1.1. Déclinaison du soleil (δ , d)

La déclinaison est l'angle que fait la direction d'observation du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle est exprimée en degrés(°), minute (') et seconde (") d'arc. Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. En considérant la déclinaison δ comme constante sur une journée, l'équation de Kopernic fournit la relation qui relie ces deux grandeurs [7]:

$$\delta = 23,45 \left[\sin \frac{2\pi(284+n)}{365} \right] \dots\dots\dots(I.5)$$

n: est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier.

La déclinaison solaire varie de -23°27' au solstice d'hiver à +23°27' au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [9], et cette variation entraîne des variations de la hauteur du soleil pour un même site.

En juin, l'hémisphère nord se trouve rapproché du soleil ; le soleil est plus haut sur l'horizon pour une même heure et la durée du jour est plus grande. L'irradiation journalière est ainsi automatiquement augmentée par rapport au solstice d'hiver, en décembre.

I.7.1.2. Angle horaire du soleil (ω , Ah, h)

L'angle horaire étant l'angle ou l'arc compté sur l'équateur dans le sens rétrograde à partir du plan vertical du lieu passant par le sud jusqu'au plan méridien passant par le centre du soleil. Il mesure la course du soleil dans le ciel. L'angle horaire définit le temps solaire vrai TSV, il est midi TSV si $\omega=0$ [10]. Exprimé en degrés d'angle, sa valeur est nulle à midi solaire, elle est négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). L'angle horaire ω ($^\circ$) est donné par la formule suivante [11] :

$$\omega = 15 (TSV-12) \dots \dots \dots (I.6)$$

TSV : est le temps solaire vrai en heure, se calcul par l'équation suivante [12] :

$$TSV = TU + \frac{L}{15} + E_T \dots \dots \dots (I.7)$$

$$E_T = 9,87 \sin (2B) - 7,53 \cos (B) - 1,5 \sin (B) \dots \dots \dots (I.8)$$

$$B = 2\pi (n-81)/365 \dots \dots \dots (I.9)$$

TU : est le temps universel du méridien de Greenwich (GMT).

Cette formule n'est pas valable pour les heures de lever et de coucher du soleil. Il faut ainsi déterminer l'angle solaire au coucher, et au lever qui dépendent de la déclinaison et de la latitude du lieu. [13]

$$\omega_0 = \cos^{-1} (-\tan \varphi \tan \delta) \dots \dots \dots (I.10)$$

L'angle solaire au coucher est tout simplement l'opposé de l'angle solaire au levé.

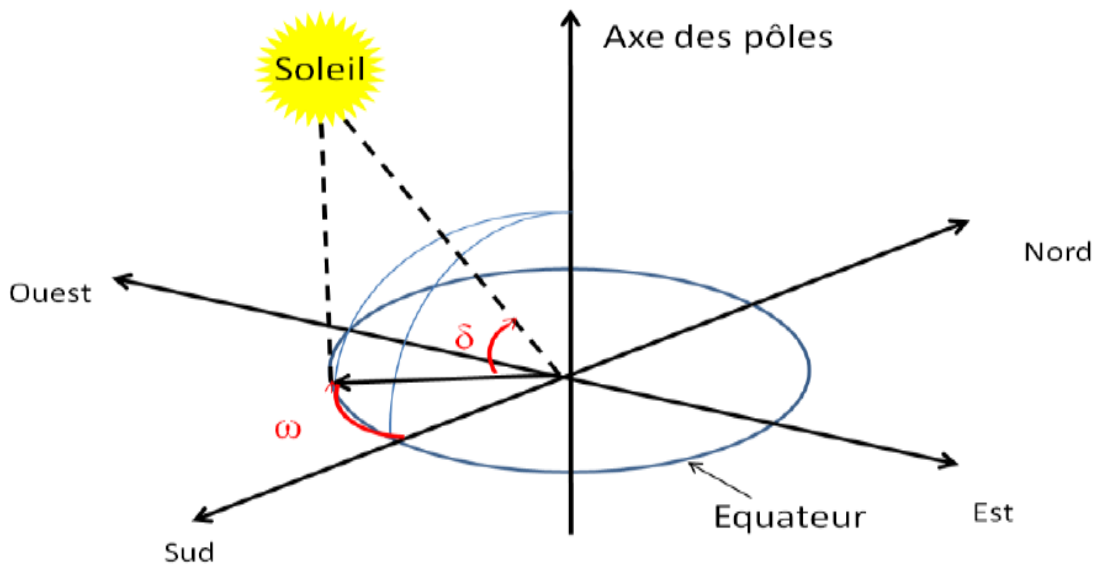


Figure I.2. Coordonnées horaires

I.7.2. Coordonnées horizontales

Les coordonnées horizontales dépendent du lieu d'observation. Elles ont comme plan de référence le plan horizontal, perpendiculaire à la verticale du lieu. Un objet est repéré dans ce système de coordonnées par ces composantes:

I.7.2.1. Hauteur du soleil (γ, H)

La hauteur angulaire du soleil, communément appelée hauteur du soleil ou élévation du soleil, est l'angle compris entre la direction apparente du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu considéré. Sa valeur est nulle au lever ou au coucher du soleil et maximale lorsque le soleil est à son zénith. Elle varie au cours de la journée en fonction de la déclinaison δ de l'angle horaire ω, et de la latitude φ. De façon telle que :

$$\sin (\gamma) = \cos (\delta) .\cos (\omega) .\cos (\varphi) + \sin (\delta) .\sin (\varphi) \dots \dots \dots (I.11)$$

Il s'agit de la formule fondamentale, permettant de connaître, quels que soient le jour, l'heure et le lieu, la hauteur du soleil sur l'horizon. La hauteur maximale du soleil (à midi solaire) :

$$\gamma_{max} = \frac{\pi}{2} - \varphi + \delta \dots \dots \dots (I.12)$$

Il faut noter que la hauteur du soleil intervient fortement sur la valeur de l'éclairement solaire.

I.7.2.2. Azimut du soleil (χ , A)

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud ou nord. Il est mesuré commençant par le nord ou par le sud soit vers l'est soit vers l'ouest à travers un axe de 360° (l'azimut est compris entre $-180^\circ \leq \chi \leq 180^\circ$ [9]).

Dans l'hémisphère nord, l'origine des azimuts correspond à la direction du sud. L'angle d'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [11], Capderou a utilisé la formule suivante pour calculer l'azimut du soleil:

$$\sin(\chi) = \frac{\cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\varphi)}{\cos(\gamma)} \dots \dots \dots (I.13)$$

I.7.2.3. Angle zénithal (θ_z)

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil. Il varie de 0 à 90°.

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\varphi) + \sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) \dots \dots \dots (I.14)$$

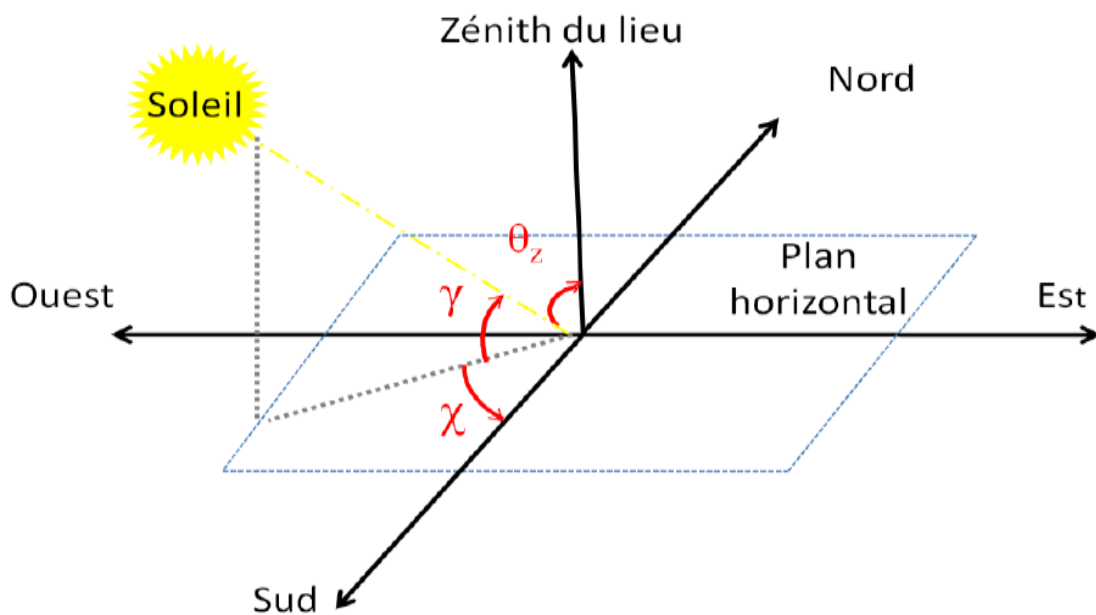


Figure I.3. Coordonnées horizontales

I.8. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'un grand intérêt ces dernières années. Elle est une énergie non polluante et apporte de réelles solutions aux divers problèmes qui se posent actuellement concernant le changement climatique, et la crise énergétique.

I.8.1. Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs (le plus connu est le silicium). Il permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives ou négatives sous l'effet de la lumière. L'énergie électrique obtenue est appelée *l'énergie photovoltaïque*.

I.8.2. composition d'un système photovoltaïque

I.8.2.1. Principe de fonctionnement :

Le générateur photovoltaïque comprend 4 sous-ensembles :

- A. Le champ de modules : produit l'énergie
- B. Le système de régulation : gère le système
- C. Le parc de batterie : stocke l'énergie
- D. L'onduleur : transforme l'énergie (optionnel).

I.8.2.2. Systèmes autonomes au fil du soleil « couplage direct »

Ce sont les systèmes les plus simples puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux.

On peut les trouver dans les deux cas suivants :

A. Alimentation directe :

Dans ce cas, les fonctions du système autonome se réduisent à PRODUIRE et UTILISER de l'énergie.

L'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un rayonnement lumineux et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée. C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour les quelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière. S'il y a de la lumière, cela fonctionne, sinon cela s'arrête ; Mais il faut calculer le panneau ou la cellule solaire de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairement le plus faible rencontré, et c'est souvent contraignant puisque par le fait, on ne profite pas toujours des éclaircissements plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération du surplus d'énergie solaire.

B. Le pompage au fil du soleil :

Il s'agit de stocker de l'eau dans un réservoir. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un convertisseur. Le débit d'arrivée de l'eau dans le réservoir est donc variable, directement fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression « au fil du soleil ».

Quant à l'utilisation, elle pourra se faire à n'importe quel moment.

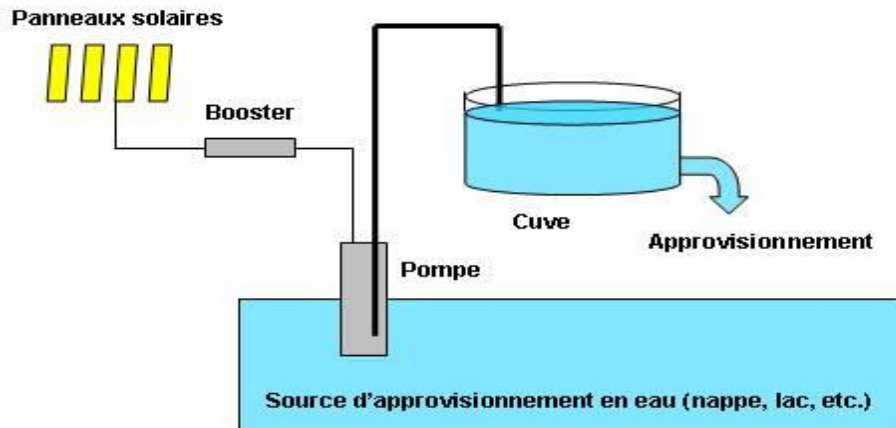


Figure I.4. Système de pompage de l'eau au fil du soleil

1.8.2.3. Systèmes autonomes avec stockage « couplage indirect »

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes que les anglophones appellent Stand-Alone Systems. L'ensemble est le plus souvent en courant continu (DC). Ce qui est préférable car plus simple. Mais dès que l'on touche à l'habitat, il y a presque toujours des appareils en courant alternatif (AC) à alimenter, parce qu'ils n'existent pas en continu.

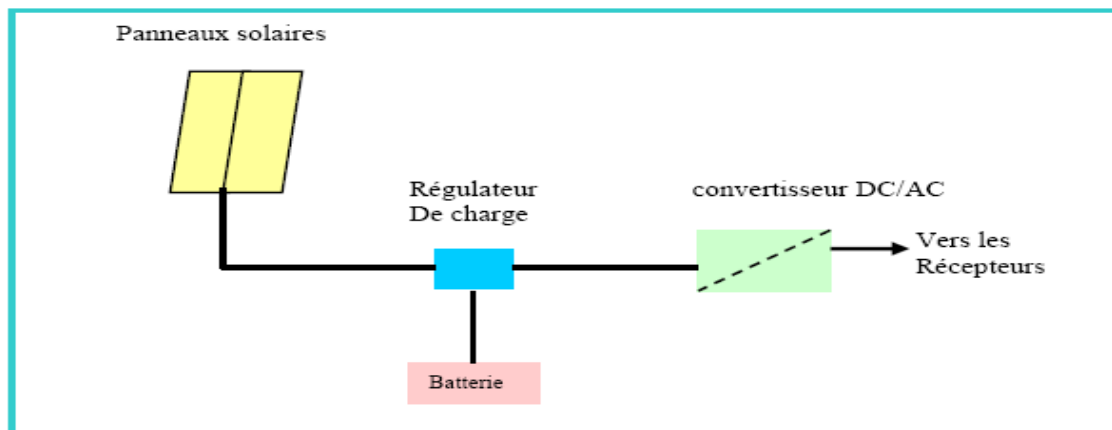


Figure I.5. Système photovoltaïque avec stockage
(Avec ou sans convertisseur)

La batterie d'un tel système se charge le jour, et sert de « réservoir » d'énergie en permanence, tout comme la citerne d'eau du système de pompage solaire décrit précédemment. Elle peut sans problème, à un instant donné, recevoir un courant de charge et débité un courant de décharge de valeur différente. Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie au travers du régulateur de charge. Lorsque la batterie est pleine, ce dernier, coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge, ceci a pour conséquence la perte d'une part de l'énergie produite en été notamment sous nos climats.

Quand un récepteur doit nécessairement fonctionner en courant alternatif – noté AC - on recourt à une conversion DC/AC (de courant continu en alternatif) en sortie de batterie.

Cela n'est pas sans conséquence, notamment :

- Augmentation du coût et de l'encombrement de l'installation ;
- Réduction du rendement énergétique (aucun convertisseur ne restitue 100% de l'énergie) ;
- Risque de panne complète en cas de problème sur le convertisseur si toute l'installation électrique est alimentée par son intermédiaire.

I.8.2.4. Systèmes autonomes hybrides

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, comme on vient de le décrire, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, les consommateurs que nous sommes ne sont pas des machines et ont des besoins qui évoluent, et pas forcément en phase avec les saisons.

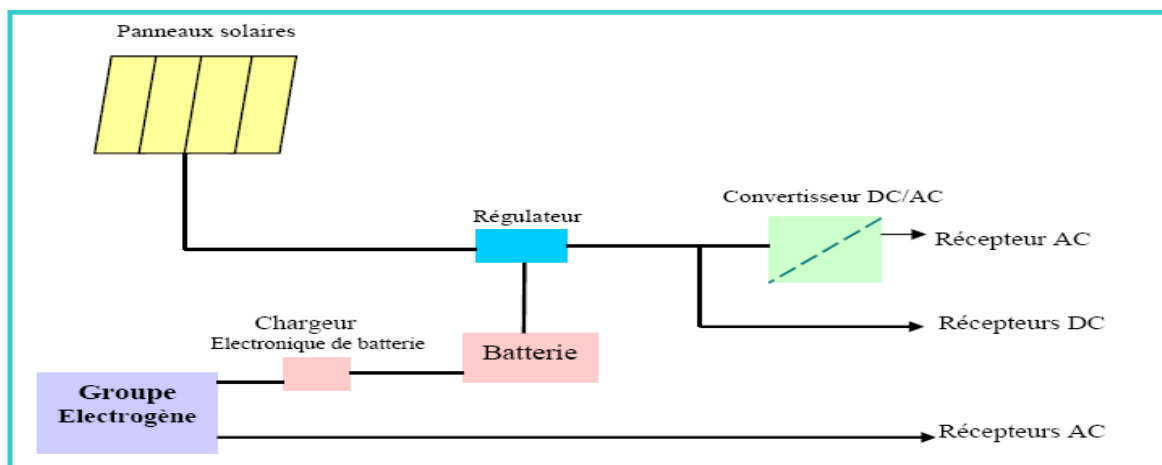


Figure I.6. Systèmes d'alimentation autonome hybride

Photovoltaïque / groupe électrogène

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque.

Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi « génératrice ») ou une éolienne.

On retiendra l'éolienne si le site est bien venté, de préférence au cours des saisons où l'ensoleillement est plus bas.

Mais quand l'approvisionnement en diesel est possible, le groupe électrogène est plus confortable, car on y a recours à volonté. Et il permet en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

I.8.2.5. Systèmes raccordés au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national. Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production.

Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif au travers d'un onduleur, et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant, car il doit respecter des normes sur sa qualité « sinusoïdale ».

Ces systèmes ne sont pas des alimentations de secours en cas de coupure du réseau, car ils ne comportent aucune réserve d'énergie. Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée.

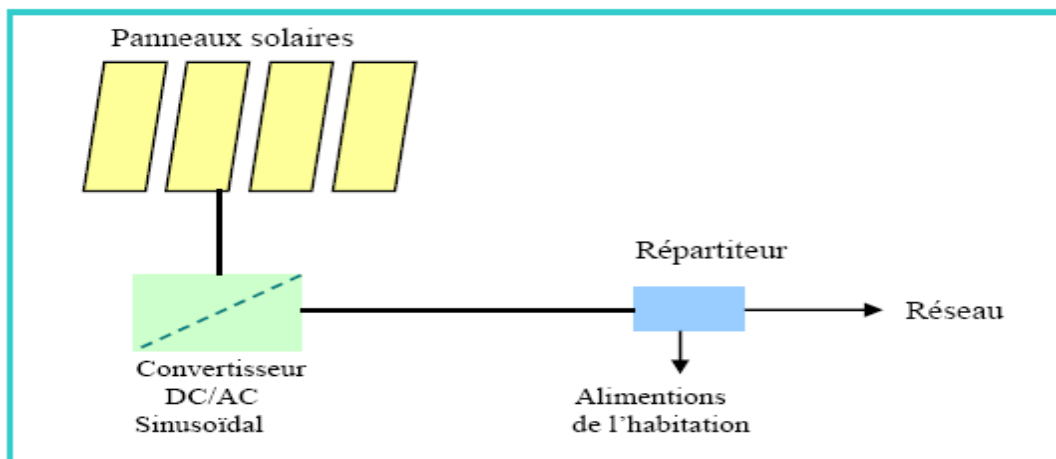


Figure I.7. Système photovoltaïque raccordé au réseau

Par rapport à un système autonome, on gagne sur les points suivants :

- Exploitation de la totalité de l'énergie photovoltaïque issue des panneaux (le stockage est « infini ») ;
- Economie de l'ordre de 40% sur les investissements (les batteries en moins) ;
- Maintenance quasi inexistante (ce sont les batteries qui demandent le plus d'attention) ;
- Meilleure durée de vie du système.

Cette solution est plus rentable que l'alimentation photovoltaïque purement indépendante, mais malheureusement encore très onéreuse en comparaison d'une alimentation électrique à 100% réseau. Cependant, grâce à des mesures incitatives, énormément d'installations ont été mises en place ces dernières années.

I.9. Description des éléments du système PV non autonome

I.9.1. Cellule photovoltaïque

❖ Description

La cellule photovoltaïque, est une mince couche (deux dixième de millimètres) d'un métal semi-conducteur, traitée pour pouvoir convertir la lumière en courant continu.

Elle est constituée de l'empilement de deux couches de silicium que l'on a exposées au préalable à des faisceaux d'ions, l'une à des ions de phosphore(-), l'autre à des ions de bore(+). La première couche présente un excédent d'électron et l'autre un déficit, elles sont dites respectivement dopée N et dopée P. Ce procédé est appelé le « dopage » et sert à créer un champ électrique entre les deux zones où se crée une jonction dite PN, et dirigé de la zone (P) vers la zone (N).

La zone (N) est couverte par une grille métallique qui sert de cathode K tandis qu'une plaque métallique A recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. Un rayon lumineux qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode.

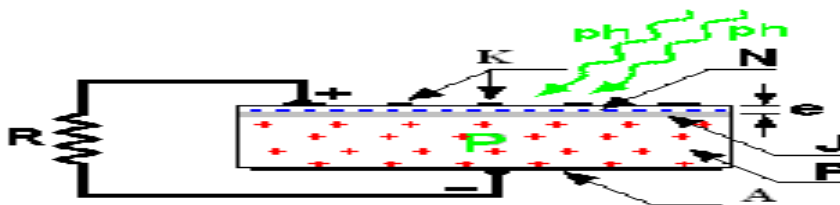


Figure I.8. Structure d'une cellule photovoltaïque

❖ Fonctionnement

Lorsque les deux couches dopées sont mise en contact, les électrons en excès dans le matériau dopé N diffusent dans le matériau dopé P. La zone initialement dopée N devient chargée positivement et la zone initialement dopée P chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P; une jonction dite PN a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones N et P, une diode est obtenue.

Lorsque cette diode est éclairée, les photons ayant une énergie ($h\nu$) supérieure ou égale à la largeur de la bande interdite E_g , excitent les atomes de silicium et créent des charges positives et négatives, ainsi les électrons et les trous créés respectivement dans les régions P et N diffusent et atteignent la zone de charge d'espace, accélérés par le champ électrique interne,

ils traversent la zone de transition. La région N reçoit des électrons et se charge négativement, la région P accepte des trous et se charge positivement.

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, créant ainsi un courant électrique.

❖ Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

Le fonctionnement d'une cellule peut être représenté par la courbe $I=f(V)$, qui indique l'évolution du courant généré par la cellule photovoltaïque en fonction de la tension à ces bornes depuis le court-circuit, jusqu'au circuit ouvert.

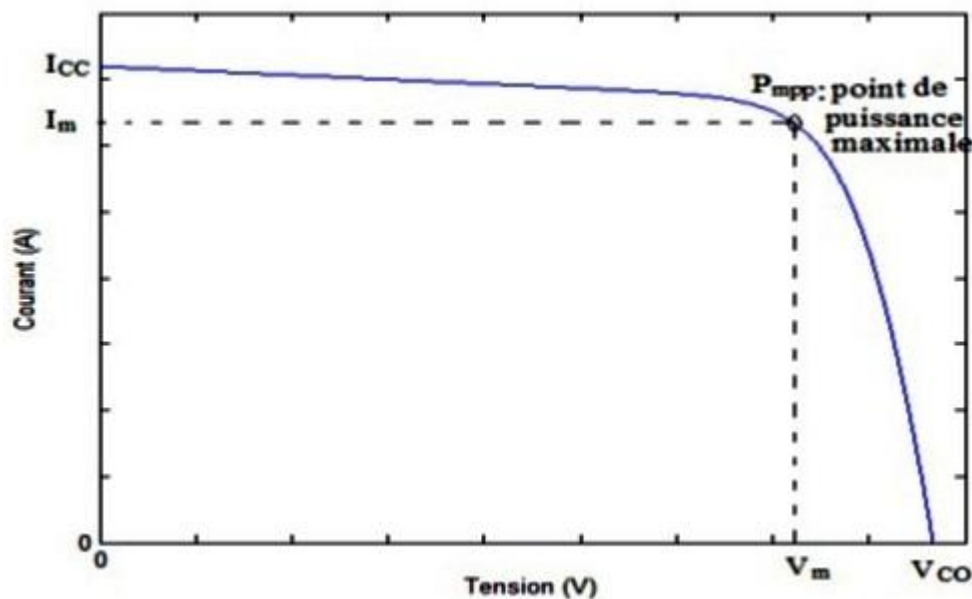


Figure I.9. Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire photovoltaïque

D'après la caractéristique courant-tension, il est possible de déduire les paramètres électriques de la cellule :

- le courant de court-circuit (I_{CC}) correspondant au courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle.
- la tension du circuit (V_{CO}) correspondant à la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.

Entre ces deux valeurs, il existe un optimum, à une tension dite de tension maximale V_m et un courant maximal I_m , donnant la plus grande puissance (P_{mpp}) ou puissance crête.

❖ Influence de la température et de l'éclairement

L'allure de la caractéristique courant-tension (**Figure I.10**) varie en fonction des conditions environnementales (éclairage et température).

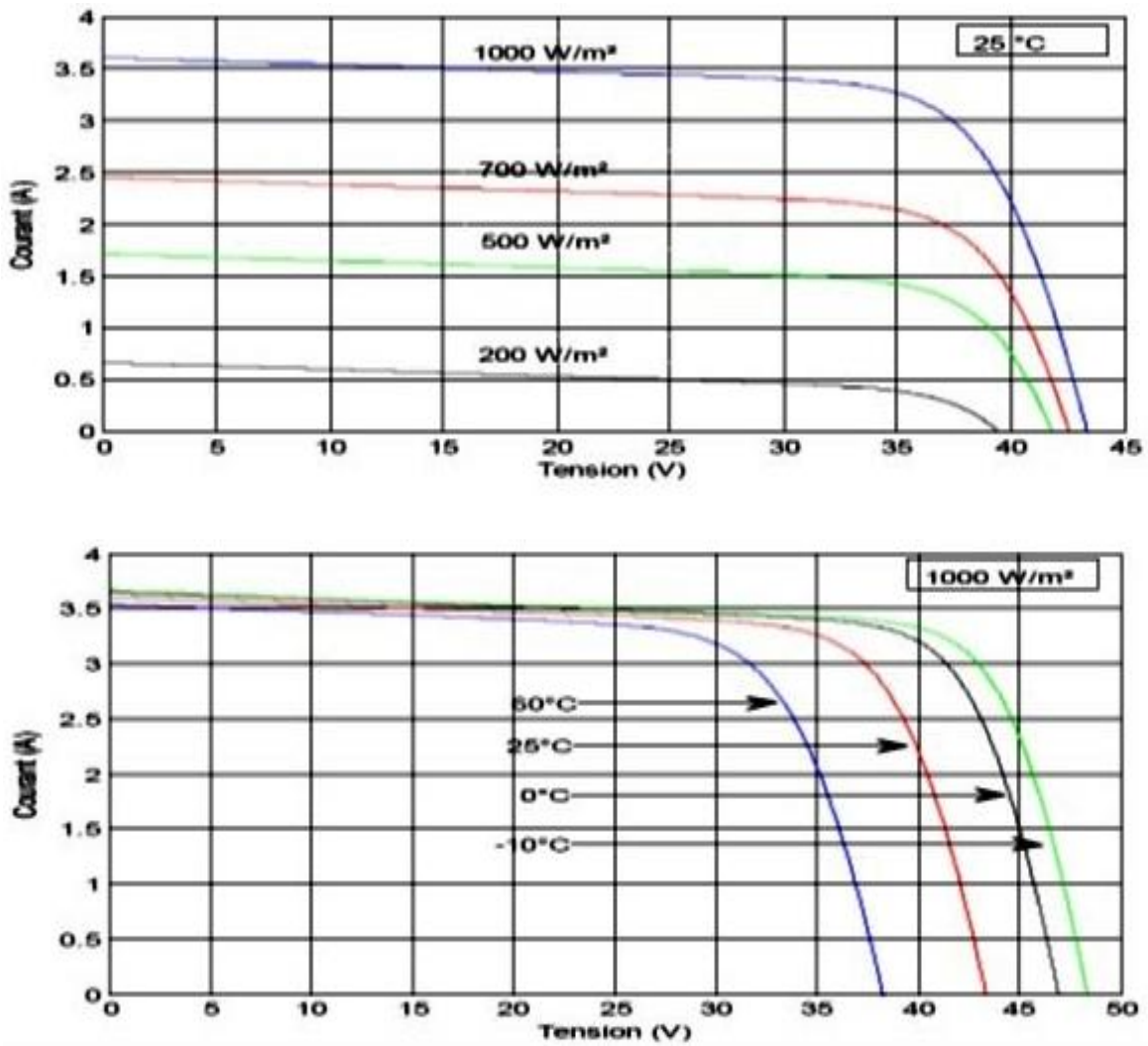


Figure I.10. (a) Influence de l'éclairement sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque. (b) Influence de la température sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique courant /tension. La tension en circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température, par contre le courant varie très peu avec la température. Par conséquent la puissance maximale (**figure (I.11)**) délivrée par la cellule photovoltaïque diminue.

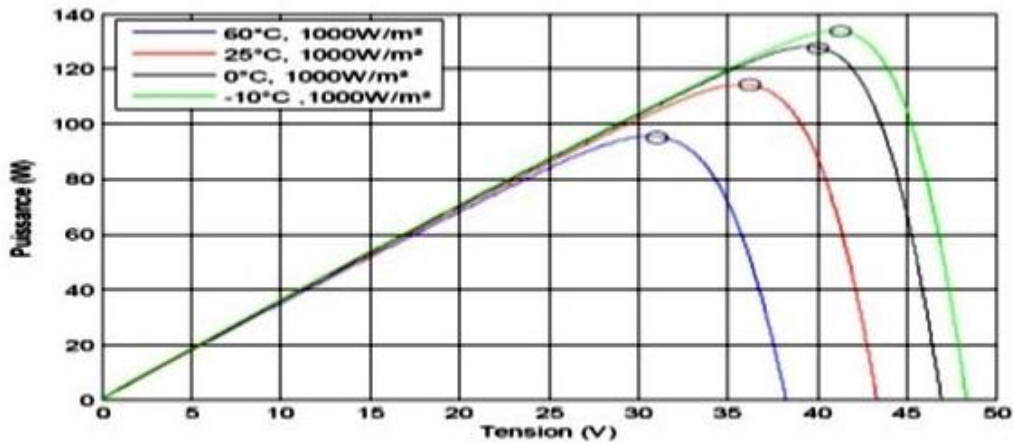


Figure I.11. Influence de la température sur la caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

Contrairement à la variation de la température, la variation de l'éclairement influe sur le courant de court-circuit qui diminue quand l'éclairement diminue. La tension de circuit ouvert est peu sensible à cette variation. Ceci implique que :

- ❖ La puissance optimale de la cellule est proportionnelle à l'éclairement;
- ❖ Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension

(Figure (I.12)).

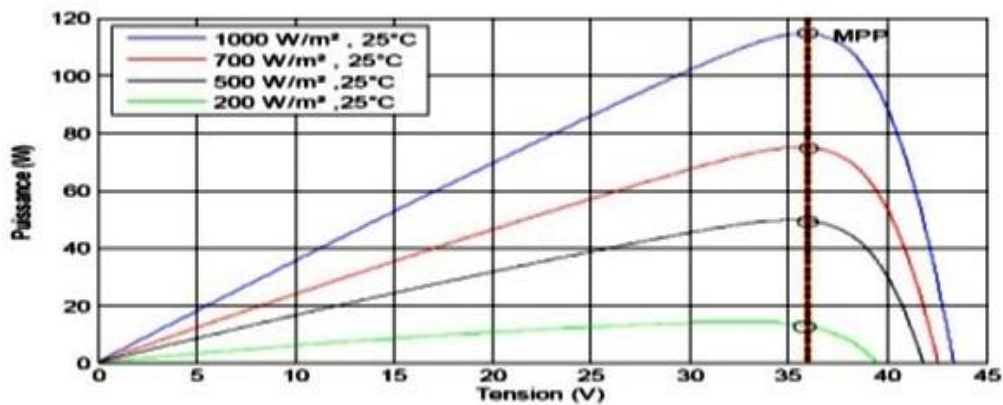


Figure I.12. Influence de l'éclairement sur la caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque

❖ **Rendement**

En dehors du rendement propre de chaque type de cellule (dépendant des propriétés du matériau utilisé), le rendement final dépend de l'énergie captée à la surface de la cellule. Celle-ci dépend de l'irradiation solaire arrivant sur la surface de la cellule qui, en plus des facteurs mentionnés plus haut (latitude, déclinaison, angle solaire...), dépend de l'angle d'incidence [14].

Le rendement maximal, sur un même lieu, est obtenu lorsque le rayonnement solaire est perpendiculaire à la surface de captation c'est-à-dire l'angle d'incidence du rayonnement sur la cellule est de 90°.

❖ **Technologie de fabrication des cellules photovoltaïque :**

Plusieurs technologies sont actuellement développées. Elles sont classées en trois catégories (générations) dont la description détaillée est largement abordée dans la littérature spécialisée [15].

- La première génération est constituée de cellules au silicium monocristallin et Poly-cristallin. Les cellules monocristallines présentent un rendement légèrement supérieur aux cellules poly-cristallines (15 à 16%). Néanmoins, elles restent assez onéreuses en raison de leurs exigences de grande pureté. Les cellules poly-cristallines sont moins chères que les précédentes mais permettent des rendements moins élevés. Le silicium poly-cristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement (11 à 14%) pour des coûts de fabrication maîtrisés.
- La deuxième génération: la technologie des couches minces permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, elle est moins chère que les autres et fonctionne avec un éclairage faible (par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment), mais leur rendement est moins bon que les autres.

Les rendements sont respectivement de 6 %, 11 à 13 % et 8 à 9 % pour le silicium amorphe, le CIS/ CIGS et les CdTe [16].

- La troisième génération:

Les concepts « troisième génération » sont [16]:

- La photopile avec une ou plusieurs bandes intermédiaires,
- La conversion des photons non utilisés directement dans la cellule PV,
- Les cellules à puits quantiques,

Les développements autour de la troisième génération visent des rendements allant de 30 à 70% et des réductions de coûts considérables.

❖ **Association de cellules**

Les tensions de fonctionnement des équipements électriques sont normalisées (12, 24, 48V, ...) et une seule cellule photovoltaïque ne permet pas de les alimenter directement.

Pour produire plus de puissance, des cellules solaires photovoltaïques identiques sont assemblées en séries ou en parallèles pour former un module solaire.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation; c'est le champ de modules photovoltaïques.

I.9.2. Batteries d'accumulateurs

Le fait que l'énergie solaire ne soit pas disponible sur l'ensemble d'une période de fonctionnement du système alimenté impose l'utilisation de batteries dans les installations autonomes pour stocker l'énergie. Dans les systèmes solaires autonomes on utilise principalement:

- **Les batteries au plomb:** Elles constituent l'écrasante majorité du marché des accumulateurs. Sa bonne maîtrise technologique, son bas coût de revient, son bon rendement énergétique de charge/décharge. Ses conditions d'utilisation non difficiles à satisfaire militent en faveur de sa large utilisation.
- **Les batteries au Nickel Cadmium :** Elles sont les plus chers, mais aussi très résistant aux surcharges et aux décharges, et résistent bien aux basses températures.

I.9.3. Régulateurs

Dans tout système photovoltaïque autonome, on intercale un système dit de régulation, qui sert à contrôler l'intensité de courant qui passe par les accumulateurs, les protégeant ainsi contre les surcharges et les décharges profondes, afin de maximiser sa durée de vie.

Le régulateur permet aussi d'effectuer un transfert optimal d'énergie du champ photovoltaïque à l'utilisation.

I.9.4. Onduleurs

Pour alimenter des équipements fonctionnant en courant alternatif, un dispositif électronique statique de conversion ou convertisseur DC/AC est utilisé pour la transformation du courant continu en courant alternatif.

I.9.5. Charge (utilisateurs)

Il existe deux types d'appareils alimentés par le système, celles qui fonctionnent en courant continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, et celles en courant alternatif dans les cas d'usage domestique, ce cas nécessite un onduleur.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque doit être pensée en termes d'économie de l'énergie. Il est donc plus avantageux de chercher des consommateurs fonctionnant en courant continu plutôt que d'ajouter un onduleur et un consommateur en 220 Vac.

I.9.6. Réseau électrique

Les installations photovoltaïques pour le raccordement au réseau ont la particularité de travailler en régime d'échange avec le réseau électrique local. En pratique, pendant les heures de lumière, la consommation se base sur l'énergie électrique produite par l'installation solaire, alors que lorsque la lumière n'est pas suffisante, ou lorsque les besoins sont supérieurs à celle produite par l'installation, le réseau électrique prend la relève pour garantir l'approvisionnement électrique nécessaire.

Inversement, lorsque l'installation produit plus d'énergie que celle qui est consommée, cette énergie peut être introduite dans le réseau. On parle dans ce cas de cessions des "excédents" au réseau électrique local. Parmi les exemples plus courants il y a les installations solaires sur les toits des habitations, des hangars industriels ou des agences agricoles, déjà raccordées au réseau électrique.

I.10. Conclusion

L'énergie solaire est disponible sur l'ensemble du globe terrestre à différente intensité, elle est entièrement renouvelable et inépuisable. Cependant, cette énergie reste tributaire des conditions météorologiques qui rendent son exploitation difficile, et son apport est variable, au gré des jours et des saisons.

Afin de modéliser l'énergie solaire globale, nous allons présenter dans ce qui suit l'outil utilisé.

Chapitre II

**Etude et préféabilité de la
configuration choisie**



II.1. Introduction

En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles.

Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

Cette structure décentralisée de l'alimentation en énergie correspond au caractère décentralisé des énergies renouvelables.

En associant plusieurs sources d'énergie, les avantages de chacune d'elles sont ainsi ajoutés:

- Le système photovoltaïque réduit la consommation, le temps de fonctionnement et donc de la maintenance du groupe,
- La présence du stockage par batteries réduit la puissance nominale du groupe,
- La fiabilité du système global est augmentée,
- Les puissances et les énergies mises en jeu sont plus importantes et la charge à alimenter plus élevée [17]

Se posent alors les problèmes suivants:

- Choisir correctement la taille de chaque composant du système énergétique,
- Optimiser la gestion de l'énergie au sein de ce système,
- Enfin, rechercher la configuration optimale, c'est-à-dire le coût de production minimal.

La configuration du système relié au réseau dépend évidemment des ressources énergétiques disponibles ainsi que des contraintes de l'utilisation. Ceci requiert une campagne de mesure et une analyse préalable des spécificités du site. Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons choisi d'adopter des données disponibles et accessibles (NASA) Données-satellite mondiales de la NASA. Disponible sur le site Web « NASA Surface meteorology and Solar Energy Data Set ».

II.2. Présentation du site et caractéristique de la charge

II.2.1. L'emplacement du système

Pour notre étude, une localisation géographique est considérée : **Hôpital Youcef Demerdji**, situé au **centre-ville** de **Tiaret**.

Coordonnées du site :

- Latitude : 35 degrés 23 minutes Nord,
- Longitude : 1 degré 18.9 minutes Est,
- Temps : GMT +1:00.

Ce système PV relié au réseau doit permettre d'alimenter un Hôpital avec toutes ses charges quotidiennes.

II.2.2. Caractérisation de la charge et Prédétermination du profil énergétique de la demande

Le dimensionnement d'un tel système de production de l'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. La puissance demandée par un hôpital de nature donnée n'est pas figée le long de l'année. L'heure de sollicitation maximale du système énergétique par la charge varie en fonction des saisons conséquence à la variation de la durée du jour.

Dans notre cas d'étude l'application est relié au réseau, le but de la centrale PV est d'alimenter en énergie une charge triphasée, la charge électrique est en courant alternatif (AC).

II.2.2.1. Demande d'électricité du site

La demande d'électricité du site inclue l'éclairage, le chauffage et le fonctionnement des appareils électriques médicaux (Bloc opératoire, Scanner, Radio, réfrigération) et administratifs (ordinateur, photocopie, imprimante, téléviseurs...). L'hôpital compte 8 Bâtiments et la consommation est représentée dans le **tableau (II.1)**.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Consommation Journalière (kWh/j)	1809	2018	1884	1927	1826	33.97	4334.35	2625	2046	2086	2118	2132

Tableau II.1. Consommation global de l'hôpital pour l'année 2019 prise de la facturation

SONELGAZ

Consommation Journalière moyenne annuelle est de **2069.98 kWh/j**

II.3. Estimation des ressources énergétiques solaire

L'étape essentielle dans la conception d'un système couplé est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site. Généralement, on utilise les moyennes mensuelles des données climatiques et / ou une estimation du nombre de jours consécutifs de faible ressource climatique (irradiation solaire) pour déterminer la taille des panneaux photovoltaïques et la capacité des batteries. Or, le comportement dynamique du système couplé vis-à-vis de la nature stochastique de l'irradiation solaire influe d'une manière remarquable sur la taille du système nécessaire pour une application déterminée [18, 19].

L'analyse des ressources locales (éclairage), requiert une campagne de mesure et

une analyse préalable des spécificités du site. Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons choisi d'adopter des données pertinentes des mesures techniques faites pendant une année.

II.3.1. Potentiel Solaire

De même que les vitesses, des mesures de l'irradiation solaire ont été prises sur le site (24 mesures par jour). En utilisant l'orientation et l'inclinaison des modules PV, la latitude du lieu et les valeurs du rayonnement global.

On indique, en (kWh/m²/j), pour chaque mois, la quantité moyenne d'énergie solaire que reçoit chaque jour 1 m² de surface horizontale. La moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale pour chacun des douze mois de l'année est donnée par le **tableau (II-2)** et la **figure (II-1)**.

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.	Déc.	Irrad. moy
Irradiation Moy. [kWh/m ² /j)	2.52	3.48	4.59	5.54	6.38	7.14	7.10	6.20	5.05	3.66	2.66	2.25	4.72

Tableau II.2. L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Tiaret

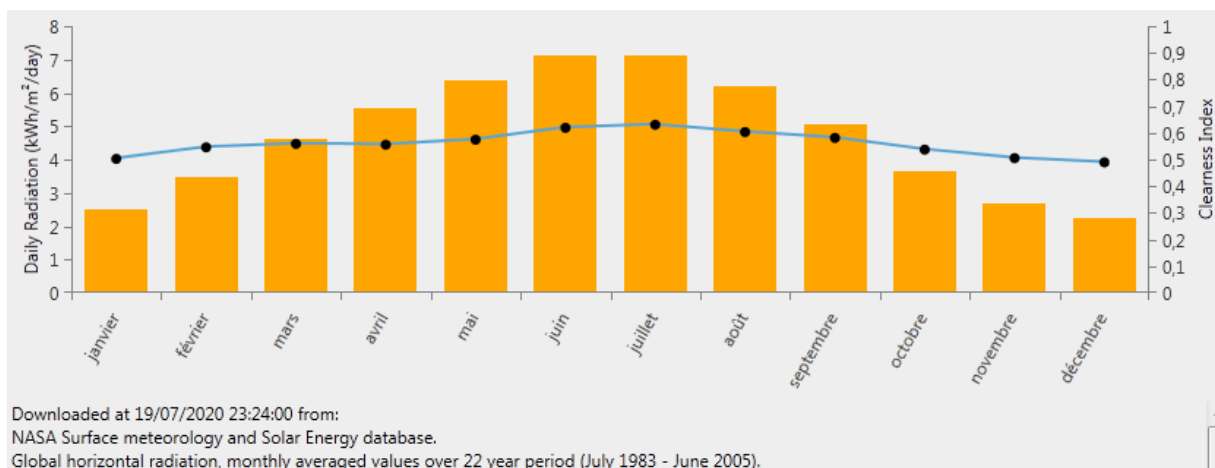


Figure II.1. Représentation de l'irradiation moyenne

On observe sur le profil annuel d'irradiation solaire pour le lieu envisagé qu'il existe une variation saisonnière marquée au niveau de l'irradiation solaire (plus importante en été).

Analyse des potentiels

La radiation solaire moyenne journalière de la région de Tiaret tourne autour de 4,72 kWh/m²/jour. Ce potentiel est assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année.

Les données climatiques et l'énergie demandée

Les performances des panneaux photovoltaïques sont directement corrélées aux données climatiques qui sont en principe l'irradiation solaire. Pour un profil de charge donné, la taille du système augmente quand les ressources climatiques sont faibles.

Généralement, la grandeur de la demande en énergie est une fonction variable du temps.

Dans notre cas, on a adopté une valeur de la consommation journalière constante durant la saison. Par ailleurs, nous nous sommes limités au cas des systèmes de puissance moyenne qui correspond au cas des applications journalière, où la demande totale en énergie est la somme de la charge électrique, ce qui donne un besoin total en énergie de 4334.35 kWh/jour, avec une puissance moyenne de l'ordre de 180.6 kW .

On note que : Les calculs sont effectués à partir de données mesurées et issues de prévisions pendant l'année 2019.

L'échelle de temps : Variation horaire.

II.4. La configuration du système d'alimentation en énergie

Notre projet concerne la mise en œuvre d'un système hybride de production d'énergie opérationnel basé sur une source d'énergies renouvelables (solaire) relié au réseau public.

Le système de production d'énergie est conçu et dimensionné sur la base d'une étude d'investigation du marché. Des technologies de l'état de l'art des éléments de systèmes ont été sélectionnées.

Le choix est basé sur les besoins des charges énergétiques, représentées par la charge de l'hôpital de Tiaret.

La configuration du système

La configuration du système PV est le résultat d'une procédure de dimensionnement réalisée en fonction des ressources énergétiques disponibles, ainsi que des contraintes d'utilisation.

Pour déterminer la configuration technologique la plus adaptée pour électrifier un site, il faut prendre en considération les différents points suivants :

- le besoin énergétique de la population concernée (la puissance de la charge à alimenter.
- la configuration géographique du site, et en particulier : l'accessibilité au site, la répartition géographique de la demande et la topographie du site.
- le ou les gisements locaux disponibles et exploitables : le potentiel en énergies renouvelables et la disponibilité en combustibles et en sources conventionnelles d'énergie.

II.4.1. Présentation de l'installation étudiée

Le choix de la taille (puissance) et le type des éléments est une étape très importante dans le but de garantir l'énergie nécessaire au site, tout en assurant une autonomie énergétique, et selon les énergies renouvelables disponibles.

L'électricité provenant de ces sources est intermittente, dépendante des conditions climatiques.

Aspects techniques des technologies

- Le niveau de Commercialisation
- La Précision
- Flexibilité et disponibilité
- La durée de Vie
- L'Efficacité
- Exigences pour opération d'entretien et remise en place
- Disponibilité des ressources correspondantes

Notre système de production appelé système PV, présente en somme le double avantage de minimiser les perturbations de l'environnement grâce à une consommation sur le lieu de production de ressources naturelles renouvelables et d'une sécurité d'approvisionnement maximale. Le fonctionnement relié au réseau peut éventuellement être à capacité réduite pour réduire le coût du stockage par rapport à un système totalement autonome.

Les éléments sélectionnés pour notre installation (PV -batteries-réseau public, générateur diesel) sont:

- Un générateur photovoltaïque (PV),
- Réseau public,
- Un banc de batteries,
- Un générateur diesel
- Des convertisseurs de courant.

En vue de la nature des charges, l'installation sera à bus AC.

Pour obtenir les données d'entrée pour HOMER, des informations sur les composants de l'installation sont obtenues par la littérature et par les fabricants pour obtenir des évaluations de coûts et efficacités présentes et futures du système complet. En outre on rassemble les données et l'information de série chronologique de charge et de ressource nécessaire pour modéliser les systèmes.

II.4.1.1. Les panneaux photovoltaïques

Selon la puissance totale demandée ainsi que le type de notre installation, nous avons opté pour l'installation de trois générateurs PV de puissance de 60kWp (puissance PV totale de 180kWp), chacun sera relié à une phase des bus d'alimentation. Nous avons choisis les panneaux photovoltaïques Du type **CANADIANSOLAR MAXPOWER CS6U-340M**, dont les caractéristiques techniques (Annexe A).



Figure II.2. Le générateur photovoltaïque **CANADIANSOLAR MAXPOWER CS6U-340M**

II.4.1.2. Le système de stockage : Batteries

Il est possible d'assurer la fourniture de toute l'énergie nécessaire au site directement par les trois générateurs, cependant, dans le but de minimiser le fonctionnement du générateur diesel et par suite les émissions des gaz, il est judicieux de rajouter un système de stockage d'énergie. Cela nous permet d'exploiter au maximum les ressources renouvelables solaires disponibles en rechargeant les batteries. Enfin, dans le cas d'une brusque demande d'électricité, le stockage remplit la fonction de source «tampon » en attendant de passer l'excès au réseau.

Le cas échéant, les batteries sont rechargées par le réseau. Les caractéristiques des batteries sont données par le **tableau (II.3)**.

Spécifications	Valeurs	Unités
Type de courant délivré	DC	
DDP	48	V
Courant de décharge	192	A
Puissance	9.2	kW
Capacité nominale	1923	Ah
Etat de charge minimale permise	50	% de la charge max.
O&M	180	\$/kWh
Coût	3680	\$
Durée de vie minimale	10	ans

Tableau II.3. Caractéristiques des batteries choisies

II.4.1.3. Les convertisseurs

Afin d'adapter la forme de l'énergie électrique délivrée par un composant de l'installation en fonction de l'application visée, un convertisseur statique lui sera nécessairement connecté.

Les onduleurs jouent un rôle clé au regard de l'efficacité énergétique et de la fiabilité. Dans le cas d'un générateur photovoltaïque leur rôle ne se limite pas à transformer le courant continu (DC) généré par le panneau PV en courant alternatif (AC) de tension et de fréquence souhaitées (par ex. 230 V et 50 Hz), mais consiste également à exploiter le champ PV à son point de puissance maximal (Maximum Power Point MPP). De plus, les onduleurs doivent assurer une surveillance fiable du réseau pour le protéger contre les défaillances et interrompre l'alimentation en cas d'erreurs du réseau.

a) Convertisseur bidirectionnel pour les batteries :

Un convertisseur bidirectionnel (AC/DC redresseur, DC/AC onduleur) est nécessaire pour assurer la conversion du courant DC, délivré par la batterie, au courant AC pour alimenter les bus (fonction onduleur), et inversement pour la recharge des batteries à partir des bus AC (fonction redresseur). Ce convertisseur est de type **FroniusGalvo 2.5-1** dont les caractéristiques sont résumées sur le **tableau (II.4)**. En plus de la conversion, il assure les tâches suivantes :

- Contrôle de la fréquence et du potentiel,
- Contrôle de l'état de charge et/ou décharges des batteries (augmente ainsi la durée de vie),
- Connexion et déconnexion des charges en cas de surcharge,
- Assure la connexion avec plusieurs sources,

- Contrôle du fonctionnement d'autres Sunny Island,
- Stockage des informations (carte MMC),
- Assure les fonctions de protection et de sécurité (court-circuit, sur courant, température excessive...).

Désignation	Symbole	Valeur/unité
Valeurs de sortie		
Tension nominale AC (réglable)	$U_{AC, nom}$	230 V (202 – 253 V)
Fréquence nominale (réglable)	f	50 Hz (45 – 65 Hz)
Puissance continue AC à 25 °C	P_{nom}	5000 W
Puissance continue AC à 45 °C	P_{nom}	4000 W
Puissance AC pour 30 min à 25 °C	P_{30}	6500 W
Puissance AC pour 5 min à 25 °C	P_5	7200 W
Puissance AC pour 1 min à 25 °C	P_1	8400 W
Courant nominal AC	$I_{AC, nom}$	21,7 A
Courant max. (valeur crête / valeur effective)		120 A (env. 60 ms) / 52 A (3 s)
Facteur de déphasage	$\cos \varphi$	de -1 à +1
Valeurs d'entrée		
Tension nominale (plage)	$U_{AC, ext}$	230 V (172,5 – 250 V)
Fréquence	f_{ext}	50 Hz (40 – 70 Hz)
Courant AC max.	$I_{AC, ext}$	56 A (2 – 56 A)
Puissance continue max.	$P_{AC, ext}$	12,8 kW
Caractéristiques de la batterie		
Tension de la batterie (plage)	$U_{Bat, nom}$	48 V (41 – 63 V)
Int. de charge max. batterie	$I_{Bat, max}$	120 A
Courant de charge continu	$I_{Bat, nom}$	100 A
Capacité de la batterie	C_{Bat}	100 – 10000 Ah
Rendement max. (typique)	η_{max}	95 %
Largeur x hauteur x profondeur en mm / Poids en kg		467 x 612 x 235/ env. 63 kg
Température ambiante (service)		-25 °C ... +50 °C

Tableau II.4. Caractéristiques FroniusGalvo 2.5-1

b) Onduleur photovoltaïque : Sunny Mini Central 6000 A

Conversion du courant continu en alternatif Les panneaux PV développent du courant continu, il faut donc installer des onduleurs dont le rôle est d'injecter l'énergie solaire transformée par conversion photovoltaïque dans le réseau basse tension de 220...240V à une fréquence de 50 Hz. Les onduleurs utilisés sont de fabrication SMA technologie, de type Sunny Mini Central 6000A (SMC6000A). Comme le WB6000, trois SMC6000A seront installés de la même manière. Les caractéristiques techniques de cet onduleur sont données par le **tableau (II.5)**.

Entrée (DC)	Puissance DC max.	6300 W
	Tension DC max.	600 V
	Plage de tension PV, MPPT	246 V – 480 V
	Courant d'entrée max.	26 A
	Nombre de trackers MPP	1
	Nombre max. de strings (parallèle)	4
Sortie (AC)	Puissance AC nominale	6000 W
	Puissance AC max.	6000 W
	Courant de sortie max.	26 A
	Tension nominale AC / plage	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
	Fréquence du réseau AC (autoréglable) / plage	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
	Facteur de puissance ($\cos \varphi$)	1
	Raccordement AC	monophasé
Rendement	Rendement max. / Euro ETA	96,1% / 95,2 %
Caractéristiques générales	Dimensions (l / h / p) en mm	468 / 613 / 242
	Poids	63 kg
	Plage de température de fonctionnement	-25 °C ... +60 °C
	Autoconsommation : service (veille) / nuit	< 7 W / 0,25 W

Tableau II.5. Caractéristiques **Sunny Mini Central 6000 A**

II.5. Le fonctionnement de l'installation

L'analyse du fonctionnement du système et de ses composants permet de fixer préalablement une partie de ces paramètres. Le reste de ces paramètres est déterminé par des routines d'optimisation afin de compléter la définition du système en termes de dimensionnement.

Les hypothèses et critères utilisés sont détaillés dans ce chapitre. L'installation pour application en site urbain est constitué principalement de trois générateurs photovoltaïques il s'agit d'un champ de panneaux (ou modules) solaires photovoltaïques, d'un banc de batteries d'accumulateurs et des organes de conversion de l'énergie produite en 220 V alternatif (onduleur) et d'un redresseur. L'onduleur (convertisseur DC/AC) sera utilisé dans les systèmes incluant un bus alternatif. Le choix des composants se fait de telle sorte que le système puisse continuellement fournir à l'utilisateur l'énergie dont il a besoin.

Installée sur le sol à proximité des habitations, les panneaux photovoltaïques exposés au soleil produisent du courant continu. Après transformation par l'onduleur en courant alternatif 220 V, ce dernier pourra être utilisé soit directement, soit être stocké dans la batterie d'accumulateurs pour une utilisation ultérieure.

Dépendant du lieu géographique d'implantation du générateur et du profil de consommation d'électricité du client. L'ensemble des générateurs fournit du courant alternatif

à 50 Hz et 220 V, permettant d'utiliser potentiellement les mêmes applications qu'avec un raccordement au réseau de distribution public.

II.5.1. Système modulaire couplé du côté AC

De nombreux composants nouveaux ou renouvelés, sont aujourd'hui candidats à la production et/ou stockage d'électricité. Ils constituent une offre de plus en plus riche permettant de couvrir de nouveaux besoins en électricité, éventuellement indépendante du réseau de distribution pour des applications isolées, mobiles ou nomades : générateurs photovoltaïques, groupes électrogènes à cogénération, composants électrochimiques accumulateurs et piles à combustibles de technologies très variées.

Soulignons que la plupart de ces composants sont **modulaires** (cellulaires) et présentent une propriété « basse tension et fort courant » remarquable qui suscite des études spécifiques, d'une part sur des convertisseurs statiques adaptés à cette propriété, d'autre part relativement à l'exploitation judicieuse de leur modularité par la bonne maîtrise des déséquilibres dans les associations série et parallèle.

Un couplage de tous les consommateurs et de tous les générateurs du côté AC permet de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires.

En fonction de l'application et des sources d'énergie disponibles, il est possible d'intégrer différentes sources énergétiques, aussi bien renouvelables que conventionnelles. Le système peut en outre être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou de générateurs électriques pour répondre à des besoins en énergie croissants.

L'ingénierie des systèmes modulaires avec couplage du côté AC a été développée pour la Première fois par l'Institut national de l'énergie solaire (ISET E.V. Université de Kassel) et par l'entreprise SMA technologie AG et il a été décrit dans plusieurs articles tel que (Burger *et al.* 2000) [20].

Le système modulaire présente une série d'avantages au regard de la planification de l'installation et du montage (concept, installation, extensibilité et compatibilité) tout en réduisant les coûts spécifiques du système.

Le système choisi dans notre étude, est réalisé de telle sorte à obtenir un fonctionnement D'une source photovoltaïque avec un groupe électrogène de secours, conçu pour l'alimentation d'un site isolé [21].

Le système relie la source (photovoltaïque) en même temps à la batterie et le groupe électrogène intervient en secours (quand les batteries sont déchargées).

Tous les composants y sont connectés selon la figure (**figure II.3**) suivante :

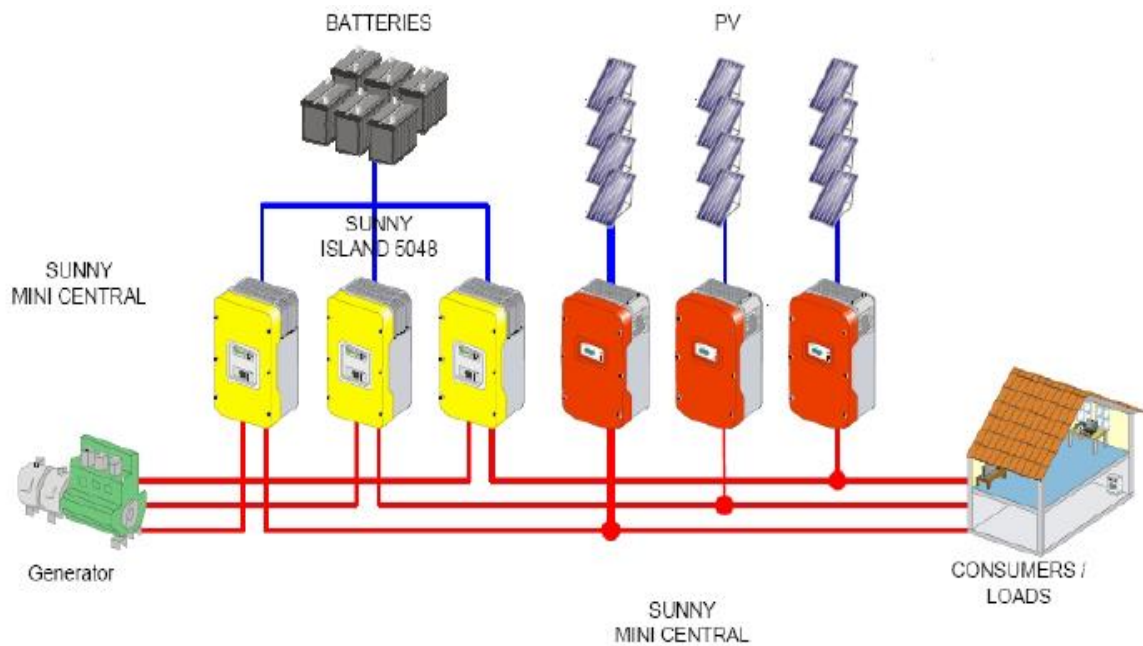


Figure II.3. Système PV autonome

Pour le couplage des composants

- Couplage AC/convertisseurs

PV : 03 convertisseurs DC/AC sont utilisés pour convertir l'énergie solaire incidente sur la surface du générateur PV en un Courant Alternatif (AC) triphasé qui est injecté dans le bus principal AC du système.

- Couplage DC/convertisseurs

Batteries : 03 convertisseurs DC/AC sont utilisés pour convertir le courant direct (DC) des batteries en 03 phases AC qui est injecté dans le bus principal AC du système.

Ces convertisseurs assurent la charge de l'ensemble batteries à partir du Bus AC quand l'énergie produite par le générateur PV dépasse les besoins des charges. Ceci est la procédure normale de fonctionnement de ces convertisseurs..

II.6. Application du logiciel HOMER pour l'optimisation

La mise en place de systèmes réels est généralement précédée d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique. La création d'outils de modélisation rend possible la simulation du fonctionnement de ces systèmes pour l'application envisagée.

Le cas de la configuration pour application potentiel de la génération d'énergie via une installation PV non autonome a été évalué afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques, quelles sont les applications réellement envisageables pour ce type de production. Nous analysons la configuration du système afin d'assurant le meilleur compromis de faisabilité technique et rentabilité économique.

II.6.1. Présentation de l'outil de simulation

Étant donné que les performances d'un système PV relié au réseau, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc., et d'autre part, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien etc.

Le logiciel HOMER (hybrid optimization model for electric renewables) développé par NREL (national renewable energy laboratory) aux Etats-Unis [22], simplifie la tâche d'évaluer les conceptions des différents systèmes d'alimentation électrique, hors-réseau et reliés au réseau, pour une variété d'applications. Il permet d'analyser et de combiner divers sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale, différents cas de configurations ont été évalués afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques, quelles sont les applications réellement envisageables pour ce type de système dans ce cas diverse opérations de transformation d'énergie ont lieu du moment que diverse sources contribuent à la génération d'énergie et sa conversion en énergie électrique.

Pour simuler une installation donnée, il faut définir tous les éléments de cette dernière, en utilisant les composants définis dans la bibliothèque du logiciel (turbines éoliennes, hydrauliques, les batteries, électrolyseurs, combustibles, biomasse...) par la commande Add/Remove. Si un composant donné ne figure pas dans cette bibliothèque, il faut le rajouter en introduisant toutes ces caractéristiques techniques ainsi que son coût, il faut aussi spécifier le nombre de chaque composant dans l'installation à simuler. On peut aussi modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la bibliothèque. Les potentiels renouvelables (éolien, biomasse...) sont introduit soit manuellement, soit importés via internet ou d'un fichier texte. Les charges sont définies par leur nature (AC ou CC) et leur distribution horaire.

II.6.2. Construire le schéma de conception du système

Sur l'environnement HOMER, nous avons défini chaque élément de notre installation, en se basant sur toutes les données et les caractéristiques fournis. En amont de l'installation, on définit le potentiel renouvelable disponible (solaire) en utilisant les données fournies. A l'aval de l'installation. D'autres données sont notamment nécessaires tel que :

- Les coordonnées du site (longitude, latitude, le temps),
- L'élévation,
- Les durées de vie des composants, ainsi que leurs coûts,
- La durée de vie du projet,
- La rugosité du terrain environnant, variation de la vitesse avec la hauteur,

- Le maximum manque annuel admis sur la demande : de 0 à 100 % (Il faut fournir les 100 % de la charge demandée durant toute l'année pour les sites autonomes).

A noter aussi que nous avons fixé comme contrainte, avant de lancer la simulation, la fraction de l'énergie à produire par la partie renouvelable du système, qui est de 60 % au minimum de l'énergie totale produite.

La mise en œuvre de la simulation sous l'environnement HOMER, ceci à travers une étude de cas, Afin de répondre à des objectifs définis dans la proposition du sujet et de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre de la configuration choisie.

Nous présentons sur la figure 1 le diagramme relatif au programme HOMER, du Système PV relié au réseau.

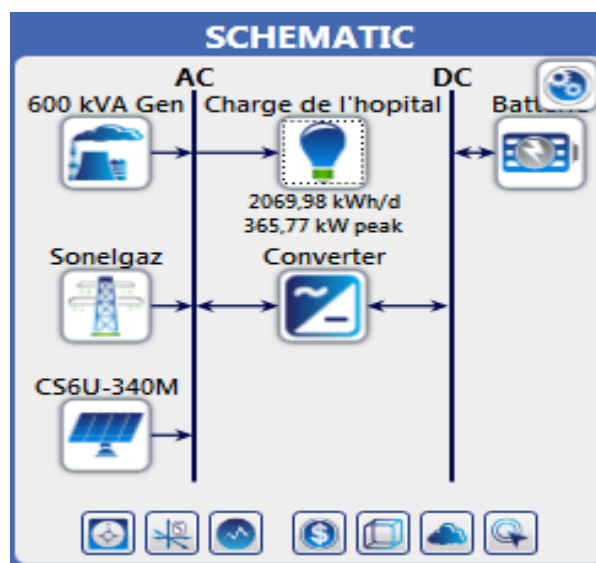


Figure II.4. Architecture Installation PV non autonome

Cas d'étude

Charge, valeur moyenne : 2070 kWh/j

Eclairement, valeur moyenne : 4,73 kWh/m²/j

II.6.3. Simulation

Le modèle du système est introduit dans le logiciel avec les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources, calculs d'équilibre énergétique sont exécutés pour chaque configuration de l'installation considérée [23]. Les configurations obtenues sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût d'installation. La rentabilité du fonctionnement est évaluée sur la vie du projet, estimée a priori à 25 ans. Les calculs du coût de l'installation prennent en compte des coûts tels que le capital et l'intérêt, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien.

Toutes ces estimations des coûts sont détaillées dans cette partie.

II.6.4. Résultats de la simulation des performances du système PV non autonome

HOMER produit des résultats que nous pouvons afficher sous forme de liste de configurations possible triés par coût du cycle de vie (net present cost NPC). Il affiche également des résultats de simulation dans des tableaux et des graphiques. Les résultats des simulations concernent les différentes parties du système de génération.

II.6.4.1. Configurations du système PV en fonction du coût net act

Les résultats de simulation par HOMER sont donnés sous forme de combinaisons (configurations) réalisables (techniquement et économiquement) des éléments définis dans l'installation, ses configurations sont classées par ordre croissant de la (NPC) Valeur actuel Nette. Pour chacune de ces solutions possibles, HOMER fournit tous les paramètres de fonctionnement des composants et de l'ensemble de l'installation (la fraction de l'énergie renouvelable, les émissions de gaz, le coût spécifique de l'énergie, l'énergie totale produite, consommée et l'excès de l'énergie...).

L'espace de recherche est listé par HOMER suivant les tailles des composantes de tout le système avec les différentes contraintes et HOMER propose plusieurs configurations. Dans notre cas, HOMER a considéré les variantes suivantes (**figure II.5**).

Sensitivity Cases

Sensitivity		Architecture						Cost			System		
Nominal Discount Rate (%)	Diesel Fuel Price (€/L)	CS6U-340M (kW)	600 kVA Gen (kW)	Batterie	Sonelgaz (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)
12,0	0,0200	300	500		1 000		CC	0,197 €	1,17 €M	34 178 €	900 000 €	49,9	10 420
3,00	0,0200	300	500		1 000		CC	0,111 €	1,46 €M	31 951 €	900 000 €	49,9	10 420
6,00	0,0200	300	500		1 000		CC	0,137 €	1,32 €M	32 979 €	900 000 €	49,9	10 420
12,0	1,00	300	500		1 000		CC	0,199 €	1,18 €M	35 813 €	900 000 €	51,1	0
3,00	1,00	300	500		1 000		CC	0,112 €	1,47 €M	32 899 €	900 000 €	51,1	0
6,00	1,00	300	500		1 000		CC	0,139 €	1,34 €M	34 245 €	900 000 €	51,1	0

Optimization Results

Architecture		Cost			System		600 kVA Gen							
CS6U-340M (kW)	600 kVA Gen (kW)	Batterie	Sonelgaz (kW)	Converter (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)
300	500		1 000		CC	0,197 €	1,17 €M	34 178 €	900 000 €	49,9	10 420	153	38 317	10 420
300	500		1 000		CC	0,201 €	1,19 €M	36 910 €	900 000 €	51,1	0			
300	500	100	1 000	1,72	CC	0,205 €	1,22 €M	36 417 €	930 515 €	49,9	10 420	153	38 317	10 420
300	500	100	1 000	1,72	CC	0,209 €	1,24 €M	39 149 €	930 515 €	51,1	0			
300	500				CC	0,334 €	1,98 €M	137 395 €	900 000 €	0	590 596	8 685	2 171 317	590 596
300	500	100		9,44	LF	0,341 €	2,02 €M	138 887 €	932 831 €	0	587 128	8 634	2 158 567	587 128

Figure II.5. Différentes configurations proposées par HOMER

Le **tableau (II.6)** permet de visualiser toutes les configurations de système faisables, en effet HOMER affiche une liste des configurations système qu'il a constaté faisable pour ce projet. Ils sont énumérés dans l'ordre (de haut en bas) de la plus rentable à la moins rentable. Le rapport coût-efficacité d'une configuration système est basé sur son coût net actuel « NPC ». La Configuration PV / Réseau/ diesel/batteries/convertisseur est la plus rentable conception.

Architecture du système optimal

PV	300 kW
Réseau	1000 kW
Diesel	500 kW
Batteries	00 kW
Onduleur	00 kW

Tableau II.6. Architecture système optimal

Les résultats de simulation sont fournis sous la forme d'une liste des configurations, classées par le coût net actuel (appelé le coût du cycle de vie). Ce coût permet de comparer les différentes options pour la conception du système. Les résultats fournissent aussi une évaluation du SEH du point de vue énergétique.

On présente de nombreux détails techniques et économiques pour la conception la plus rentable PV/réseau /diesel /convertisseur/.

II.6.4.2. Production et la consommation d'énergie électrique

La production et la consommation d'énergie sur une année sont détaillées dans les **tableaux II.7 et II.8.**

Composant	Production (kWh/an)	Fraction (%)
Surface PV	428446	56
Réseau	340429	39.5
Diesel	38317	4.45
Total	229137	100

Tableau II.7. Energie annuelle produite

Les systèmes de production participent suivant les fractions décrites dans le tableau et qui montrent une participation importante des sources renouvelables qui atteignent 56%.

Charge	Consommation kWh/an	Fraction (%)
Charge AC	755543	87.7
Ventes Réseau	105649	12.3
TOTAL	861192	100

Tableau II.8. Energie annuelle consommée

Variable	Valeur
Fraction renouvelable	49.9 %
Excès d'énergie	105649 kWh/an
Charge non satisfaite	0 kWh /an

Tableau II.9. Excès d'énergie annuelle

Notons que 12,3% de la production totale d'électricité par le système est excédentaire, ou de l'énergie qui n'est pas utilisée par le système et va être rejetée.

La puissance moyenne mensuelle produite par les sources de l'installation est illustrée dans la figure II.6

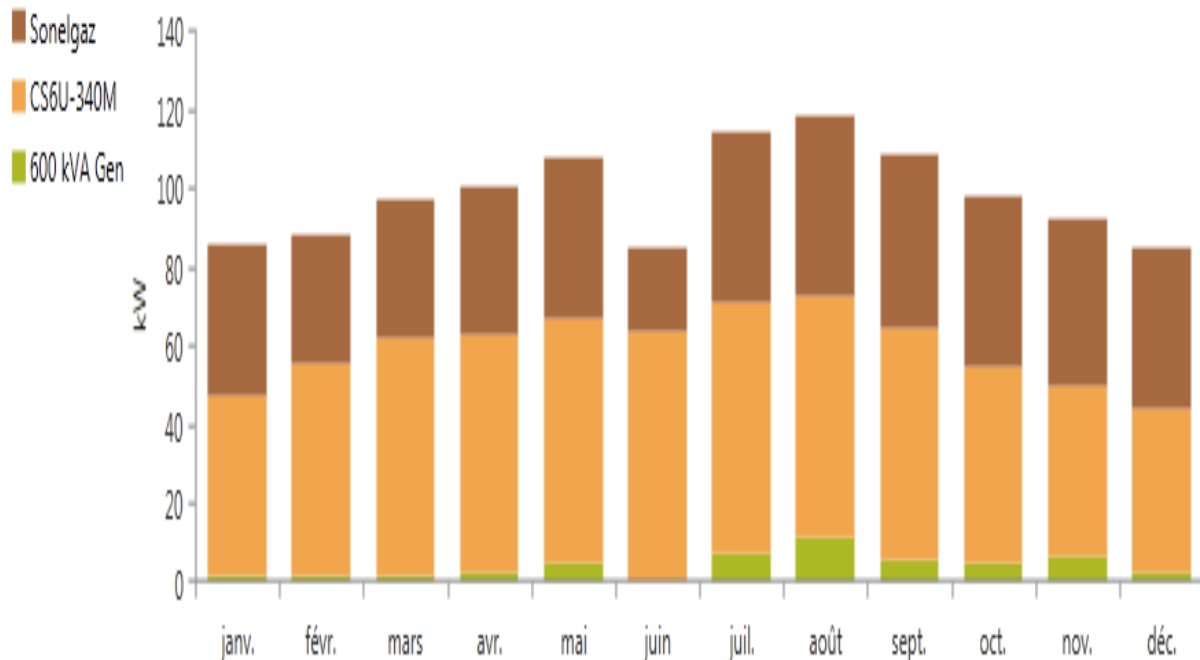


Figure II.6. Puissance moyenne mensuelle partagée entre PV et réseau et le diesel

Les énergies mises en jeu dans le système durant une année de fonctionnement, présente un caractère continu de la disponibilité de l'énergie produite tout au long de l'année, il ne peut-être que satisfaisant pour l'atténuation de la part allouée au stockage.

On remarque que plus de la moitié (56 %) des besoins énergétique du site sont fournis par les générateurs utilisant les ENR. Le reste est assuré par la source d'énergie conventionnelle (réseau). Cette fraction (56 %) est satisfaisante, en vue des ressources renouvelables disponibles relativement faibles, avec les puissances considérées du PV et de la capacité de stockage dans la simulation. D'autre part, l'augmentation de ces puissances engendre des coûts prohibitifs du système. A noter aussi que la fraction de 56 % est une moyenne annuelle, qui n'est pas constante sur toute l'année, elle est liée à la variabilité des ressources en ENR. Les mois les mieux ensoleillé correspondent à une production importante par les ENR avec une faible production par le réseau et inversement.

II.6.4.3. Le Générateur Photovoltaïque

La puissance délivrée par le PV est la plus grande parmi les autres générateurs, les paramètres de fonctionnement de ce dernier sont :

Chapitre II Etude et préféabilité de la configuration choisie

Variable	Valeur	Unité
Heures de fonctionnement	4387	h/an
Facteur de capacité (l'état de charge moyenne du PV Sur l'année)	18.4	%
Puissance minimale :	0.0	kW
Puissance moyenne :	1322	kWh/j
Coût spécifique de l'énergie	0.238	euro/kWh
Penetration PV:	63.9	%
Puissance maximale :	310	kW

Tableau II.10. Paramètres de fonctionnement générateur PV

Les puissances journalières moyennes ainsi que les puissances mensuelles moyennes, pour chaque mois de l'année, sont représentées respectivement par les courbes des **figures (II.7)et(II.8)**

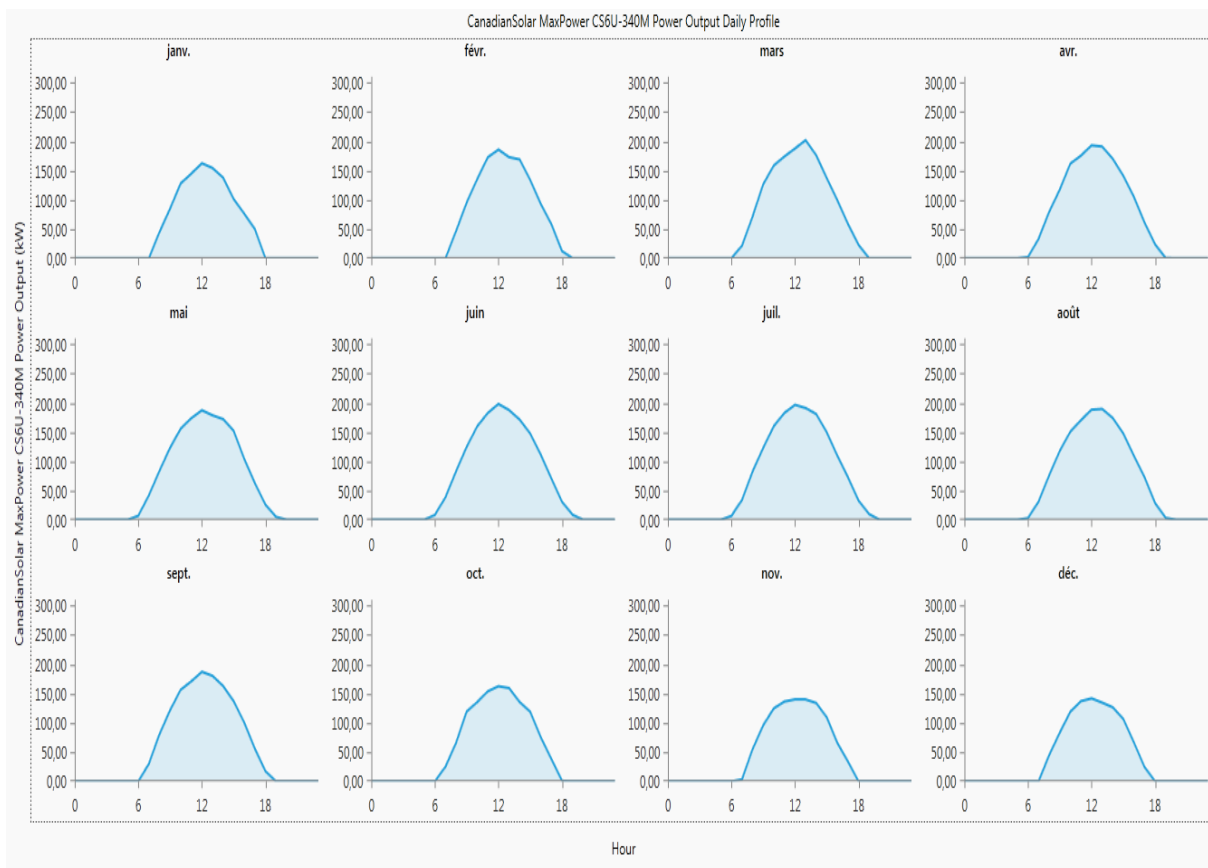


Figure II.7. Puissances journalières moyennes délivrées par le générateur photovoltaïque

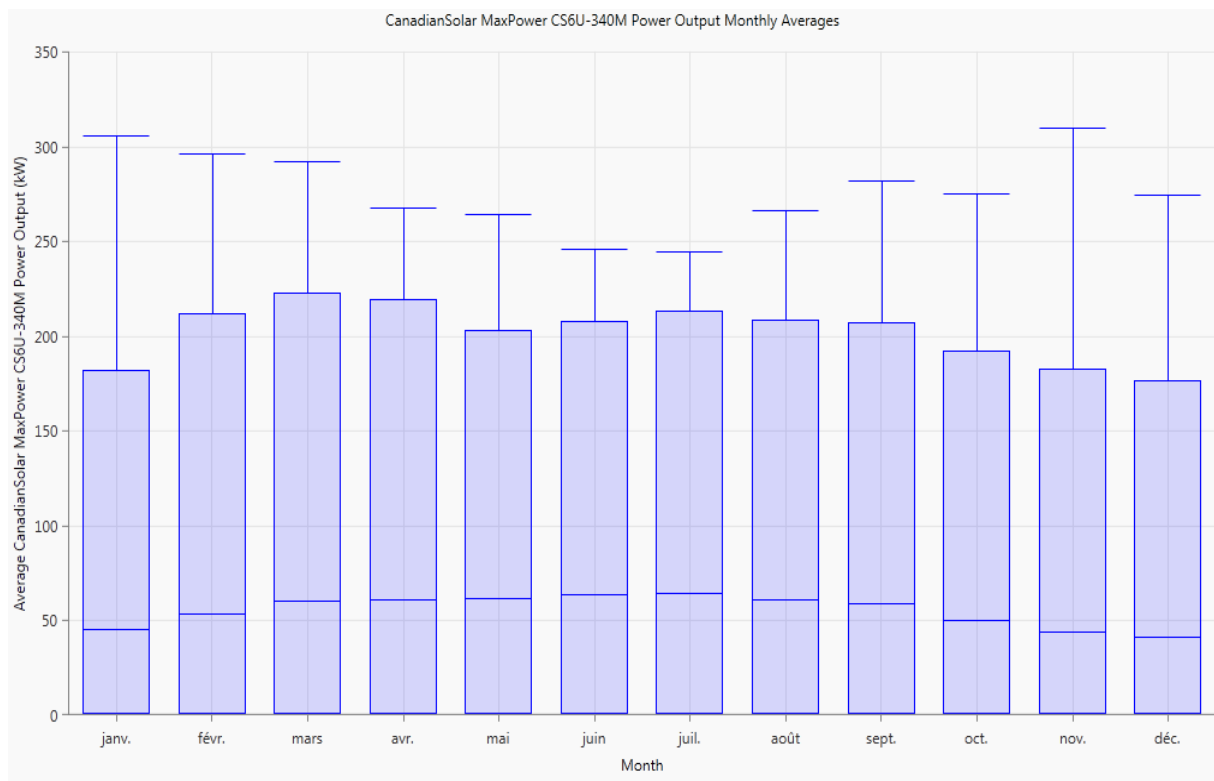


Figure II.8. Représentation des puissances moyennes mensuelles du PV

Après l'analyse des résultats obtenus pour les des puissances moyennes journalières du PV, on remarque que la période de fonctionnement du PV est plus étroite durant les mois d'hiver, c'est environ entre 7h et 18h, soit 11 heures par jours (Novembre, Décembre et Janvier) et inversement pour la période d'été. La production par PV est nulle, ou très faible, aux périodes du pic de consommation électrique (entre 20 h et 22 h), ce qui nécessite soit le recours aux autres générateurs, soit à l'énergie stockée, et ce selon la valeur du pic, ainsi que le classement de la journée dans l'année. Cela justifie les pics de production du réseau cités et expliqués au paravent.

A partir des représentations mensuelles, on peut aussi dire que le fonctionnement du PV est plus régulier.

III.6.4.4. Le réseau public

Le réseau est appelé à fonctionner à n'importe qu'elle moment de la journée et d'une manière optimisée, c'est-à-dire une possibilité de fonctionnement à pleine charge comme à charge partielle et ce selon les besoins du site. La mise en marche (ou à l'arrêt) est donc fonction de la demande, de la production des autres générateurs, ses propriétés sont résumées dans le tableau ci-contre :

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (€)	Demand Charge (€)
January	28 474	0	28 474	162	2 847,42 €	0 €
February	22 164	0	22 164	160	2 216,37 €	0 €
March	26 152	0	26 152	160	2 615,22 €	0 €
April	26 973	0	26 973	161	2 697,32 €	0 €
May	30 308	0	30 308	160	3 030,75 €	0 €
June	15 064	0	15 064	163	1 506,39 €	0 €
July	31 953	0	31 953	163	3 195,27 €	0 €
August	34 091	0	34 091	163	3 409,09 €	0 €
September	31 773	0	31 773	162	3 177,29 €	0 €
October	32 231	0	32 231	162	3 223,08 €	0 €
November	30 571	0	30 571	159	3 057,11 €	0 €
December	30 675	0	30 675	163	3 067,54 €	0 €

Tableau II.11. Les paramètres de fonctionnement du réseau

Le réseau fonctionne pendant une période inférieure à un tiers de l'année, avec un état de charge moyen de 28 %. Les puissances journalières moyennes délivrées, pour chaque mois de l'année, sont représentées par les courbes de la **figure II.9** :

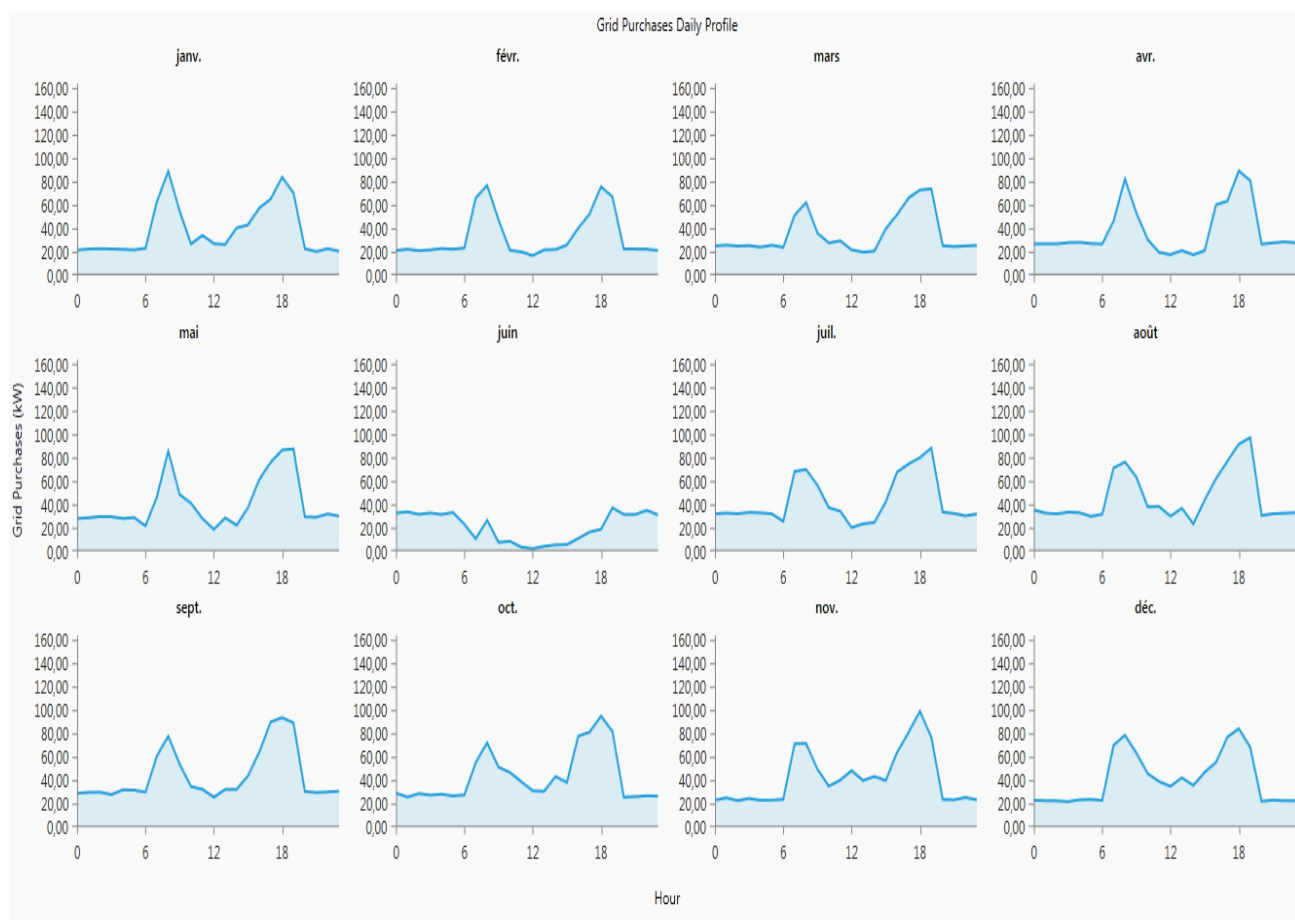


Figure II.9. Puissances journalières moyennes délivrées par le réseau

A partir de ces courbes, on remarque que le profil des puissances journalières moyennes du réseau sont presque semblables pour tous les mois (ils ont la même allure), mais à des valeurs différentes. Ils sont caractérisés par deux minimums (production faible ou nulle) et deux pics. Le premier minimum, qui correspond à la période entre 20h et 5h du matin, représente une très faible production pour tous les mois de l'année.

Le deuxième minimum, durant la journée (11h à 14h), est traduit par une demande moyenne (hors du pic) et par une production maximale par PV.

Le diagramme ci-dessous illustre la production journalière du réseau durant toute l'année. La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre les deux pics. La production moyenne est représentée par la couleur verte. Les périodes d'arrêt, citées précédemment, sont bien illustrées dans ce diagramme (les zones en noire) figure II.10.

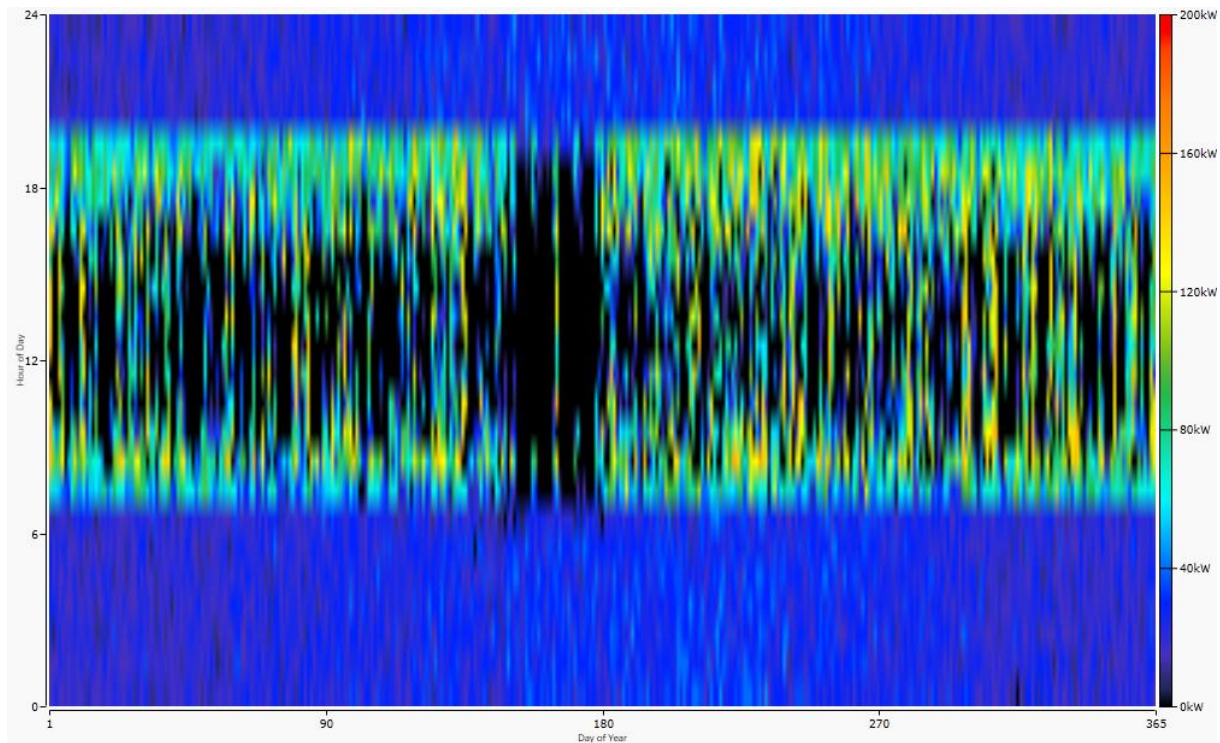


Figure II.10. Production journalière du réseau pendant une année

Pour mieux analyser la distribution de la production du réseau sur l'année, on utilise les puissances mensuelles moyennes développées par ce dernier, qui sont représentées par la **figure II.11** ci-après :

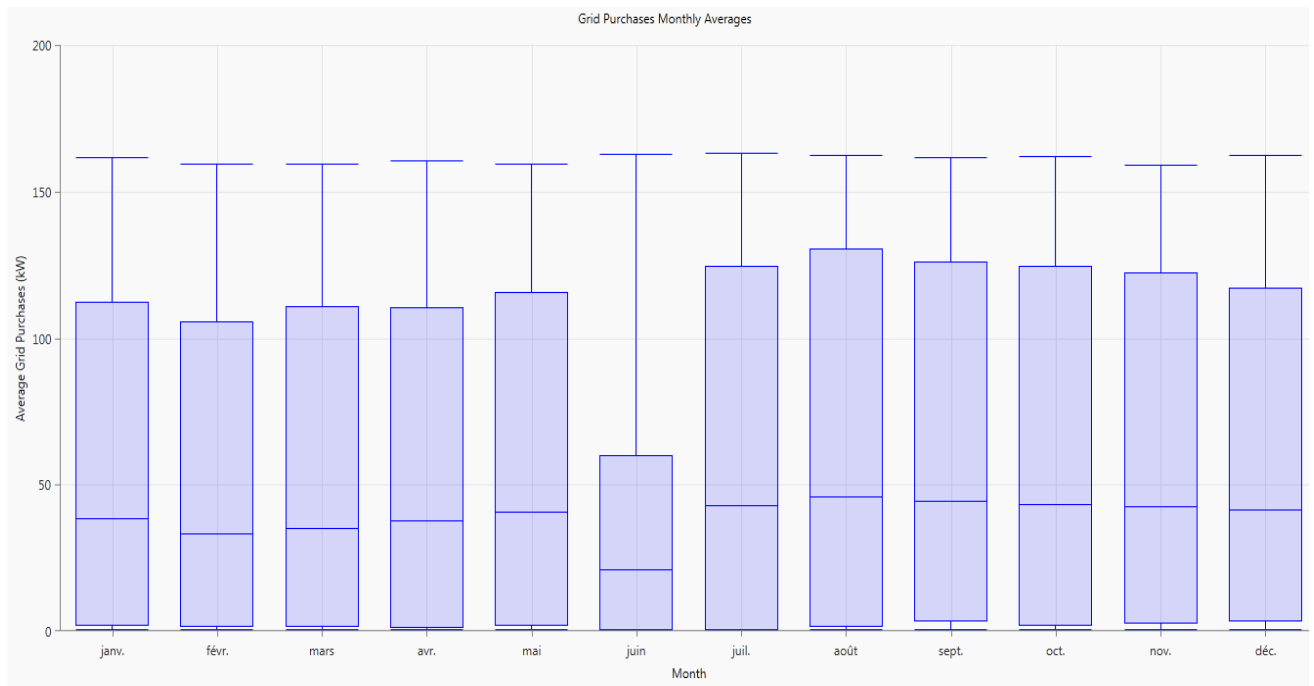


Figure II.11. Représentation des puissances moyennes mensuelles du réseau

La production du réseau est fonction des potentiels renouvelables. En effet elle est forte entre le mois de Septembre et le mois de décembre. et faible entre le mois de Mars et le mois d’Août.

II. 6.4.5. Le Générateur Diesel

L’installation peut fonctionner sans le diesel, cependant, son rôle est essentiellement pour mieux optimiser les paramètres de fonctionnement, dans le sens de secourir le réseau de Sonelgaz. Le seul inconvénient est la consommation du combustible et les émissions des gaz à effets de serre. Les paramètres de fonctionnement du diesel sont :

Variable	Valeur	Unité
Energie délivrée	38317	kWh/an
Heure de fonctionnement	153	heure/ an
Nombre de démarrages	121	dem/an
Consommation gasoil	10420	Litres
Cout de production fixe	15.1	Euro/heure

Tableau II.12. Les paramètres de fonctionnement du diesel

Pour analyser le fonctionnement journalier du diesel on utilise les courbes des puissances journalières moyennes représentées par la courbe de la **figure (II.12)**.

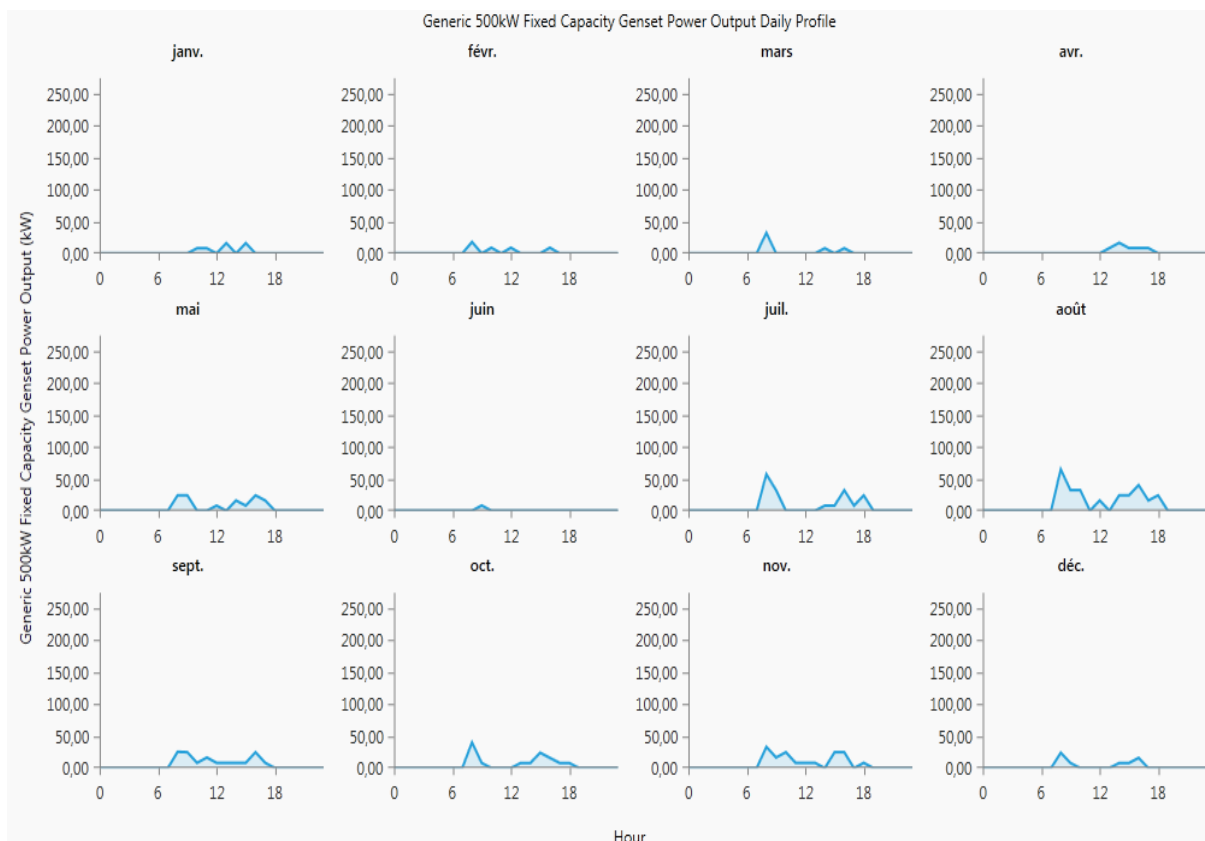


Figure II.12. Puissances journalières moyennes délivrées par le diesel

Le profil de la distribution journalière moyenne est relativement semblable pour tous les mois, mais ce n'est pas avec les mêmes valeurs. La moyenne est caractérisée par un minimum. Ce se situe juste avant le premier pic de production réseau (voir figure II.9). Pour cette période de la journée. Le diesel fourni le maximum d'énergie, il sert comme un système d'appoint.

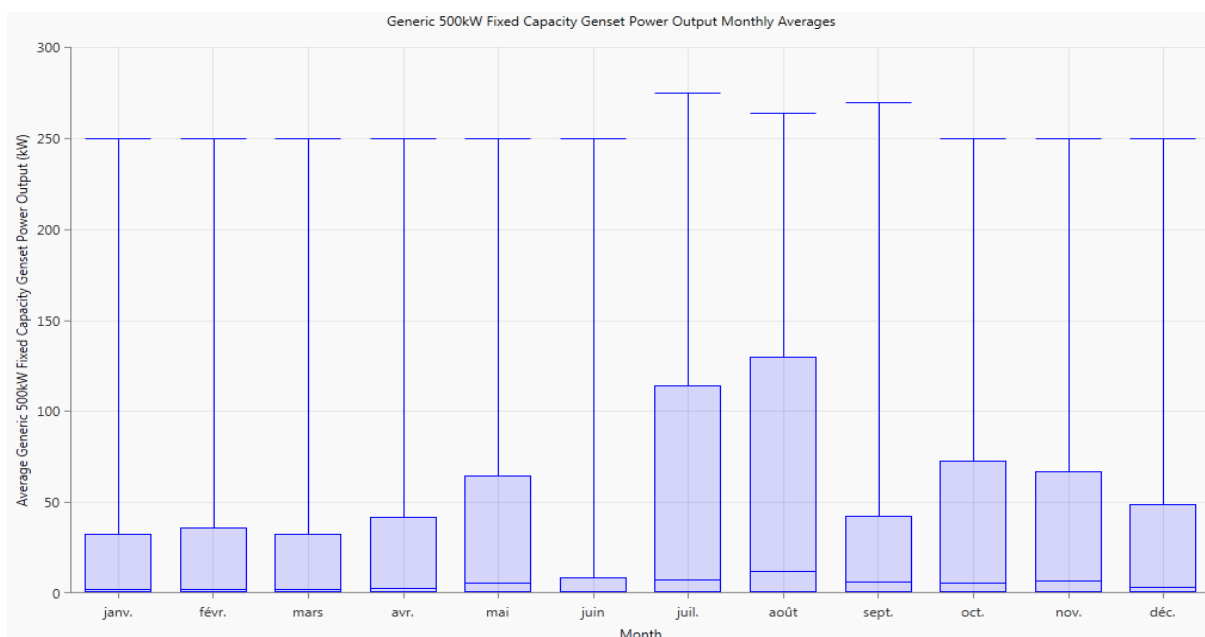


Figure II.13. Puissances mensuelles moyennes délivrées par le diesel

On notera, l'importance de la réduction de la période d'intervention du diesel qui est devenue restreinte seulement aux mois où le potentiel solaire est fort. L'énergie produite par diesel serait très importante si le système était composé que d'une seule source.

La variation de l'ensoleillement moyen en fonction de la période de l'année résulte en un cyclage saisonnier. Ce dernier peut par fois conduire à des périodes prolongées du fonctionnement du diesel.

II.6.4.6. Les Emissions Des Gaz

Les émissions des gaz polluants proviennent de la partie classique des installations. La réduction de ces émissions est l'objectif capital de cette étude, et ce dans le sens de remédier aux problèmes liés à la pollution atmosphérique. Le CO₂ et les NO_x sont les principaux gaz dégagés par la combustion, pour notre cas le taux des polluants dégagés est :

Polluant	Emissions (kg/an)
Dioxyde de Carbone	242476
Monoxide de Carbone	141
Hydro arbore non brulé	7.5
Particule	1.21
Dioxyde soufre	1000
Oxydes de Nitrogène	483

Tableau II.13. Taux d'émissions des polluants

II.6.4.7. Répartition des coûts de l'installation

Pour estimer le coût total du projet on utilise, pour chaque élément, les données suivantes :

- Le capital initial,
- Les coûts de fonctionnement et de maintenance,
- Le coût de remplacement,
- La durée de vie.

Pour calculer les montants récupérés (S) à la fin du projet pour chaque composant on

Utilise les formules suivantes [24], [25] :

$$S = C_{rep} \times R_{rem}/R_{comp}$$

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep})$$

$$R_{rep} = R_{comp} \times INT (R_{proj}/R_{comp})$$

S: Récupération (€),

C_{rep} : Cout de remplacement du composant (€),

R_{comp} : Durée de vie restante du composant après la fin du projet (an),

Chapitre II Etude et préféabilité de la configuration choisie

Rproj : Durée de vie projet (an),

Rrep : La durée du cout de remplacement.

Les résultats sont résumés par le tableau.14.

Composant	Capital €	Remplacement€	O&M€	Fuel€	Récupération€	Total€
PV	900000	0	0	0	0	900000
Réseau	0	0	267002.88	0	0	267002.88
Diesel	0	0	6000	1634.58	-6573.50	1061.07
Système	900000	0	273002.88	1634.58	-6573.50	1168063.95

Tableau II.14. Cout de l'installation

Le coût total du projet est de 1168063.95€.

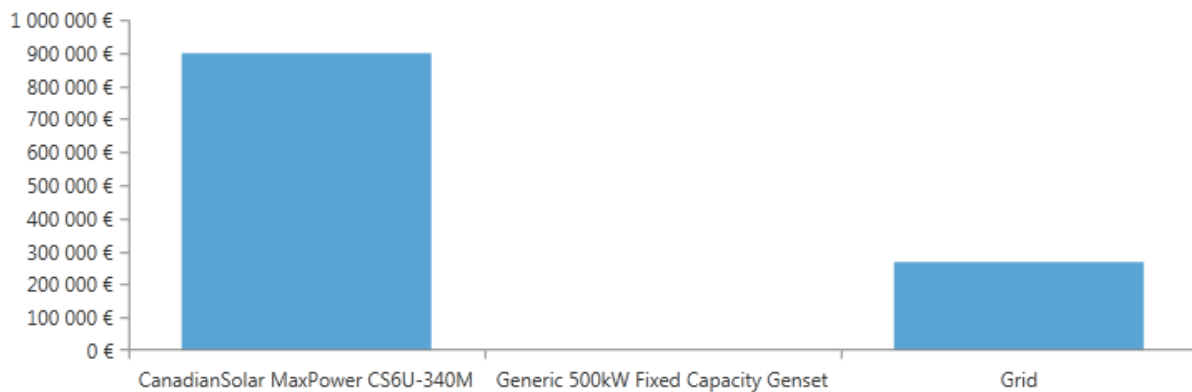


Figure II.14. Répartition des coûts de l'installation

Le System PV présente le coût le plus élevé (plus de 3 fois celui du Réseau), cela est dû à l'investissement initial du projet.

II.7. Conclusion

Les simulations numériques présentées dans cette partie ont permis de montrer que le système de génération étudié pouvait fonctionner sur les différentes configurations du Système PV.

HOMER détermine que le système est faisable, or il peut en juste proportion servir charge électriques demandée. On peut alors envisager l'installation d'un système de production à base d'énergie solaire photovoltaïque. En effet les équipements ont une bonne efficacité énergétique, ce qui permet de tirer le meilleur bénéfice du système. Les solutions recherchées sont réalisables techniquement parlant, ayant une viabilité économique tout en satisfaisant aux exigences en matière de durabilité.

Ainsi on peut décliner l'utilisation de ce type de systèmes sans frein technique, avec comme seules contrainte, celles de l'environnement numérique préalablement choisi.

Chapitre II Etude et préféabilité de la configuration choisie

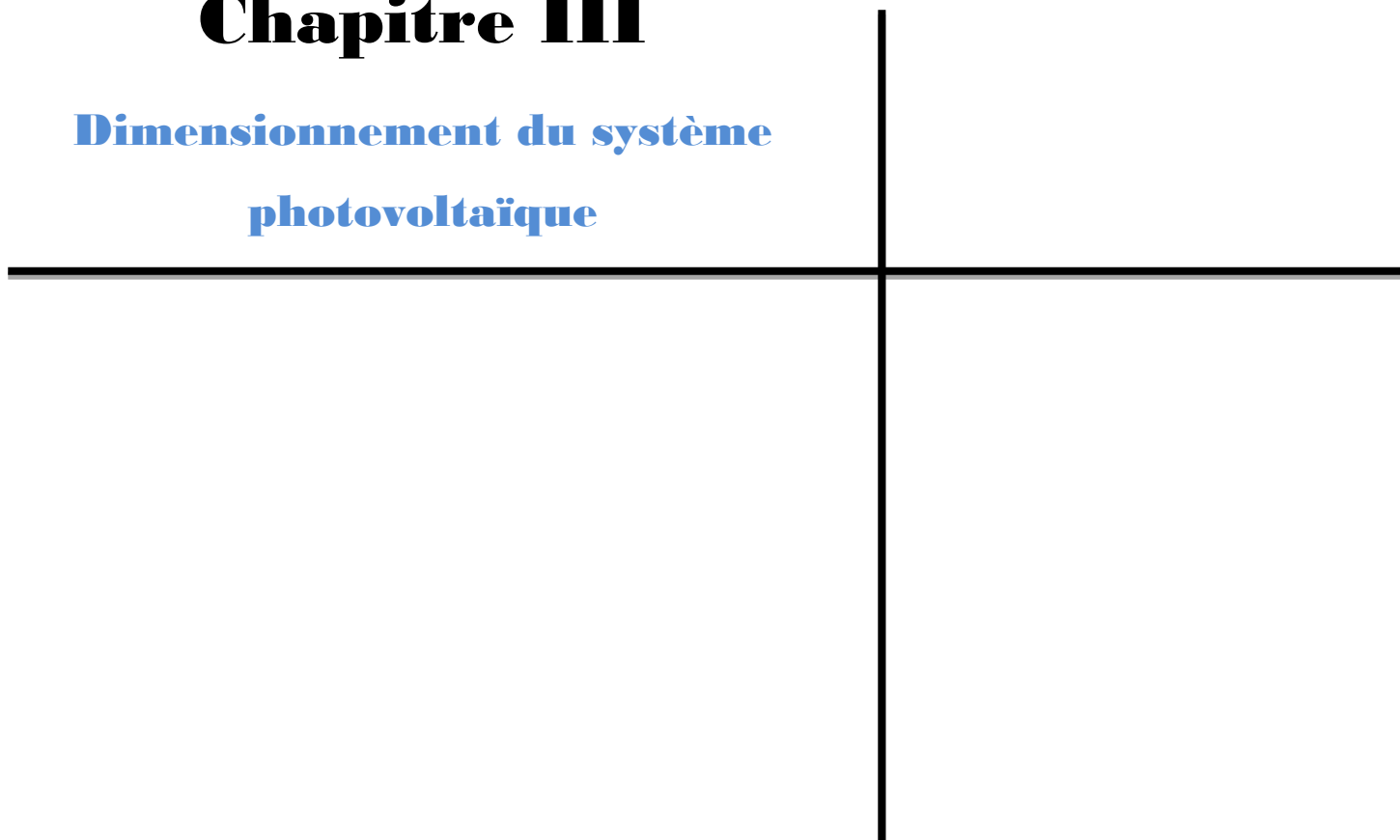
Noter que l'utilisation optimisée du diesel est critique et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée de vie (c.-à-d. performance optimisée et durée de vie). L'installation inutile des batteries d'accumulateurs et de convertisseur est coûteuse.

Bien que l'application et l'implémentation des systèmes d'énergie renouvelable pour l'application dans un site non autonome dépend principalement de la disponibilité des ressources renouvelables et sur l'emplacement du système, il y'a un certain nombre de considérations économiques et de conception à prendre pour optimiser le coût et la performance. Une analyse complète des conditions d'emplacement et de l'identification de la limitation d'emplacement est exigée pour optimiser la conception et l'implémentation d'un système d'énergie photovoltaïque.

De façon générale, cette étude met en évidence l'existence d'un couplage fort entre les composants de système PV non autonome : gisement – structure – dimensionnement – gestion d'énergie – mission de consommation, ce qui justifie également une approche systématique de la conception au sein de laquelle l'optimisation énergétique de l'ensemble est nécessaire. Ainsi on peut décliner l'utilisation de ce type de systèmes sans frein technique, avec comme seules contraintes, celles de l'environnement numérique préalablement choisi.

Chapitre III

Dimensionnement du système photovoltaïque



III.1. Introduction

La conception et le dimensionnement d'un champ photovoltaïque précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météorologie), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, la consommation du régulateur de charge, de l'onduleur, de la batterie, doivent être ajoutés à celle des récepteurs pour définir la consommation totale du système. Or, le choix de ces paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la consommation. Donc la conception d'un système photovoltaïque est le résultat d'une optimisation réalisée par itérations.

III.2. Etapes de dimensionnement d'un système PV

Les étapes ci-dessous nous présentent de façon détaillée la démarche à suivre pour concevoir un système photovoltaïque

- Etape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographiques du site.
- Etape 2 : Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation.
- Etape 3 : Définition des modules photovoltaïque, tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer.
- Etape 4 : Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie.
- Etape 5 : Choix du régulateur.
- Etape 6 : Choix de l'onduleur.
- Etape 7 : Plan de câblage : détermination des accessoires de câblage et des sections de câbles...

III.2.1. Etape 1 : Présentation et détermination des coordonnées géographiques du site

III.2.1.1. Situation géographique

La centrale est dédiée à l'alimentation de l'hôpital Youcef Demerdji de Tiaret qui se situe au centre-ville de Tiaret. L'hôpital contient 02 Bloc administratifs, 01 bloc de réception, un bloc de la morgue, un bloc des urgences et 03 bloc médicaux.

III.2.1.2. Situation climatique

Le climat de cette région « La ville de Tiaret » est semi-aride et bien ensoleillé avec rayonnement solaire moyen annuel de 1700 kW/m^2 . La température moyenne annuelle est de 22°C , en été elle peut arriver jusqu'à 35°C , en hiver, se diminue à 1°C .

III.2.1.3. Situation continental

- Latitude : $35^\circ 23'$ Nord
- Longitude : $01^\circ 18.9'$ Est
- Altitude : 1080 m



Figure III.1. Vue 1Tiaret Satellite Google Earth

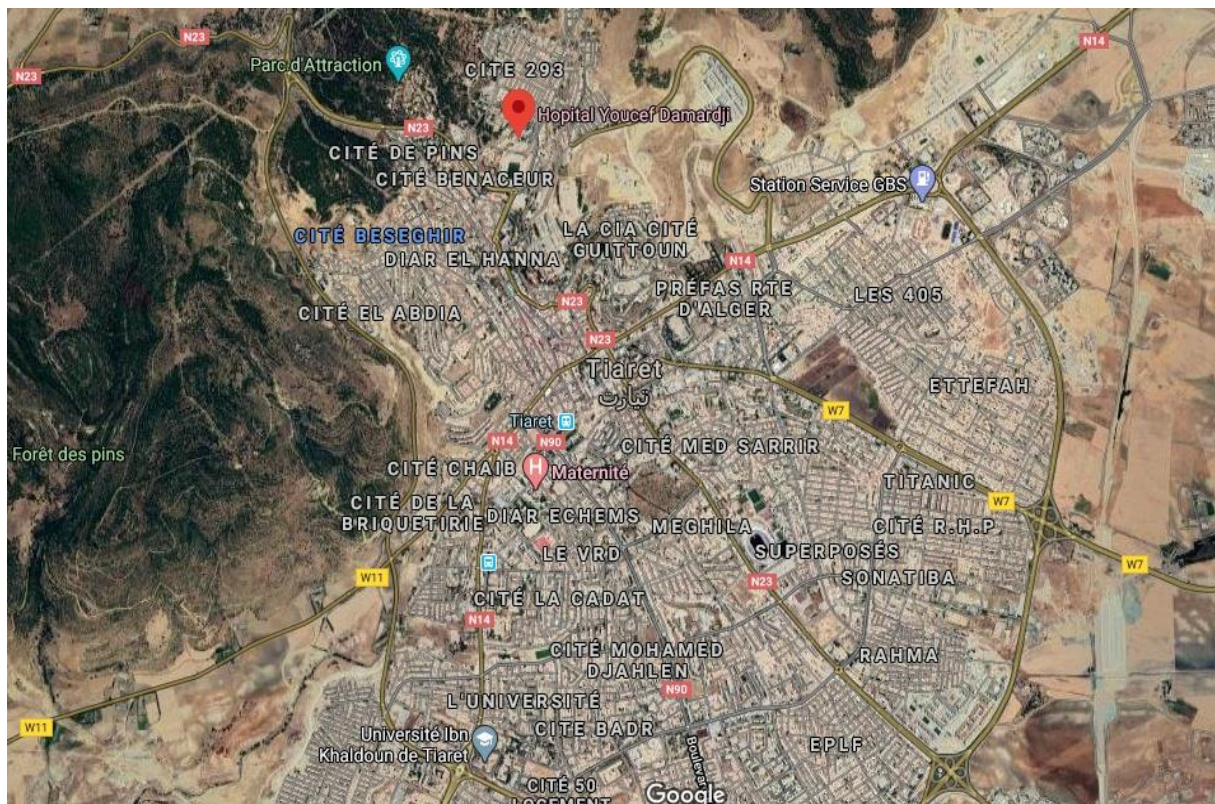


Figure III.2. Vue 2TiaretSatellite Google Earth



Figure III.3. Vue 1 Hôpital Youcef Demerdji Satellite Google Earth

III.2.1.4. Les coordonnées solaires et orientation du panneau

Les coordonnées solaires sont rattachés au nombre de jours. La durée d’ensoleillement est courte pendant l’hiver ce qu’on appelle les mois les plus défavorables.

Afin de maximiser la production d’électricité d’une installation PV, il convient d’orienter les modules de façon optimale afin de capter un maximum de rayonnement solaire. En effet, la direction du soleil est importante. Pour surpassé ce problème on doit incliner le panneau comme indique le **tableau III.1.**

Latitude (L)	Inclinaison (α)
$L < 10^\circ$	10°
$10^\circ < L < 30^\circ$	L
$30^\circ < L < 40^\circ$	$L + 10^\circ$
$L > 40^\circ$	$L + 15^\circ$

Tableau III.1. Inclinaison du panneau PV

Puisque latitude de notre installation est 35° donc l’inclinaison sera $\alpha = 35 + 10 = 45^\circ$.

III.2.1.5. L'emplacement des panneaux PV

Notre choix est porté sur la déposition des panneaux PV sur la toiture pour les raisons suivantes :

- Eviter l'ombrage,
- Qu'il soit hors de portée des mains,
- Bénéficier de la grande surface bâti de l'hôpital ce qui nous donne une toiture très large.

Tout en respectant les deux critères suivant :

- Fixer les PV sur des supports verticaux ou sur des bacs adaptés.
- Ecarter suffisamment les rangées de panneaux PV.

III.2.2. Etape 2 : Détermination des besoins de l'hôpital : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation

Le kWh solaire est cher, il faut procéder à une économie d'énergie au niveau des récepteurs par une technologie de basse consommation ou remplacer le parc existant par un autre sous tension continue. Même s'ils sont onéreux à l'achat, le coût global sera bien moindre car il faudra moins de modules photovoltaïques pour les alimenter.

III.2.2.1. La tension des récepteurs

L'énergie photovoltaïque étant en courant continu, l'idéal est que les appareils à alimenter fonctionnent aussi en continu. Plus le champ photovoltaïque est puissant, plus il faudra choisir une tension élevée pour éviter les ampérages trop forts, il n'est donc pas toujours facile de la choisir à priori.

III.2.2.2. Les besoins de l'application en énergie:

Evaluer sérieusement nos besoins en énergie permet que l'on dispose d'un système bien adapté, sachant que toute exigence supplémentaire se traduira par une augmentation de la puissance à mettre en œuvre : plus de panneaux..

La puissance « P » est une donnée instantanée par contre l'énergie « E » c'est le produit de la puissance par le temps « t » :

$$E = P \cdot t \dots\dots\dots(III.1)$$

Relation qui permet de calculer les besoins journaliers en énergie de nos applications.

En effet, comme un système photovoltaïque fournit son énergie le jour, il est naturel de prendre la période de 24h comme unité de temps. On notera E_{cons} l'énergie électrique consommée en 24h par l'application, en Wh/j. on l'appelle *consommation journalière*.

Pour calculer la consommation totale de nos applications, on calcule l'énergie électrique consommée en 24h par chaque appareil ou chaque fonction électrique et on les additionne :

$$E_{\text{cons}} = P1. t1 + P2. t2 + P3. t3 + \dots \dots \dots (III.2)$$

Lorsque tous les appareils fonctionnent à la même tension, la consommation journalière peut également se chiffrer en ampère heure « Ah », unité plus pratique pour les systèmes liés à une batterie.

III.2.2.3. Présentation du site – Cahier des charges

▪ Bilan des puissances de l'Hôpital :

On fait appel aux **tableau III.2**, ci-dessous pour optimiser la consommation journalière de l'hôpital et pour présenter le cahier des charges. Les récepteurs seront alimentés par un onduleur. On considère que l'onduleur est bien utilisé : son taux de charge est élevé (0,75 à 1). Le rendement de conversion est alors de 0,7 à 0,9 et on prendra la valeur moyenne de 0,8. Ainsi la puissance à fournir à l'onduleur pour disposer à sa sortie de l'énergie nécessaire aux récepteurs AC sous 220V, est de :

$$D = \frac{1 \times E_{\text{cons}}}{0.8} = 1.25 \times E_{\text{cons}} \dots \dots \dots (III.3)$$

Ou : D est l'énergie d'entrée de l'onduleur.

II.2.2.4. Estimation de la consommation d'énergie électrique

Notre configuration contient 3 Bloc A, B et C et les deux l'administration 1 et 2, la réception, le bâtiment morgue et l'urgence.



Figure III.4. Vue 2 Hôpital Youcef Demerdji Satellite Google Earth

Nom du local	Local Administration 1 + Local Réception	Local Bloc A	Local Bloc B	Local Bloc C	Local administration 2 + Urgence	Local Morgue
Energies (wh/j)	$E_{Adm1+Récp} = 3820,72 = E_1$	$E_{Bloc A} = 22635,78 = E_2$	$E_{Bloc B} = 48728,67 = E_3$	$E_{Bloc C} = 32570,48 = E_4$	$E_{Adm2+Péd} = 14108,02 = E_5$	$E_{Morg} = 49252,05 = E_6$
Energie consommée (Ah)	$Q_{cons1} = 16,8$	$Q_{cons2} = 99,54$	$Q_{cons3} = 214,29$	$Q_{cons4} = 143,23$	$Q_{cons5} = 62,04$	$Q_{cons6} = 216,59$

Tableau III.2. Bilan des puissances de l'Hôpital

III.2.3. Etape 3: Définition des modules PV

III.2.3.1. Calcul de la puissance crête du système

Si le soleil est la seule source d'énergie du système autonome, sans générateur d'appoint, les modules photovoltaïques doivent alors fournir toute l'énergie consommée, en incluant les pertes à tous les niveaux. La batterie est une capacité tampon qui permet de stocker cette énergie pour en disposer en dehors des périodes de production photovoltaïque, mais elle ne sera jamais une source d'énergie en tant que telle.

➤ **Production électrique d'un module en une journée**

Un module photovoltaïque se caractérise avant tout par sa puissance crête P_c (W), puissance dans les conditions STC (1000 W/m² à 25 °C). Si le module est exposé dans ces conditions STC, il va produire à un instant donné une puissance électrique égale à cette puissance crête, et si cela dure N heures, il aura produit pendant ce laps de temps une énergie électrique E_{prod} égale au produit de la puissance crête par le temps écoulé :

$$E_{prod} = N \times P_c \dots\dots\dots (III.1)$$

E_{prod} : Energie électrique produite (Wh)

N : Nombre d'heure d'exposition au condition STC

P_c : Puissance crête (W)

Cette loi n'est pas strictement applicable, compte tenu d'un rayonnement qui varie tout au long de la journée. On définit le nombre d'heures équivalentes correspondants à la réception d'un éclairage de 1000 W/m² pendant un certain nombre d'heures. Ce nombre correspondra à l'énergie produite par un module photovoltaïque pendant une journée d'ensoleillement qui présente un certain profil énergétique.

Grâce à la valeur du rayonnement de référence (1000W/m²), le nombre d'heures équivalentes se trouve numériquement égale à l'énergie solaire intégrée que l'on exprime en kWh/m²/ j.

$$E_{sol} = N_e \times 1000 \dots\dots\dots (III.2)$$

E_{sol} : Energie solaire journalière par unité de surface (Wh/m²/j)

N_e : Nombre d'heure équivalentes (h/j)

1000 W/m² : puissance dans les conditions STC

La carte géographique dans la **figure III.5.** nous renseigne sur l'ensoleillement reçu à l'angle optimal pendant le mois le moins favorable de toute l'année qui est le mois de décembre, on peut alors trouver directement l'énergie solaire journalière par unité de surface pour notre ferme qui se trouve dans la région Tiaret qui est de 4 à 5 KWh/m²/jour.

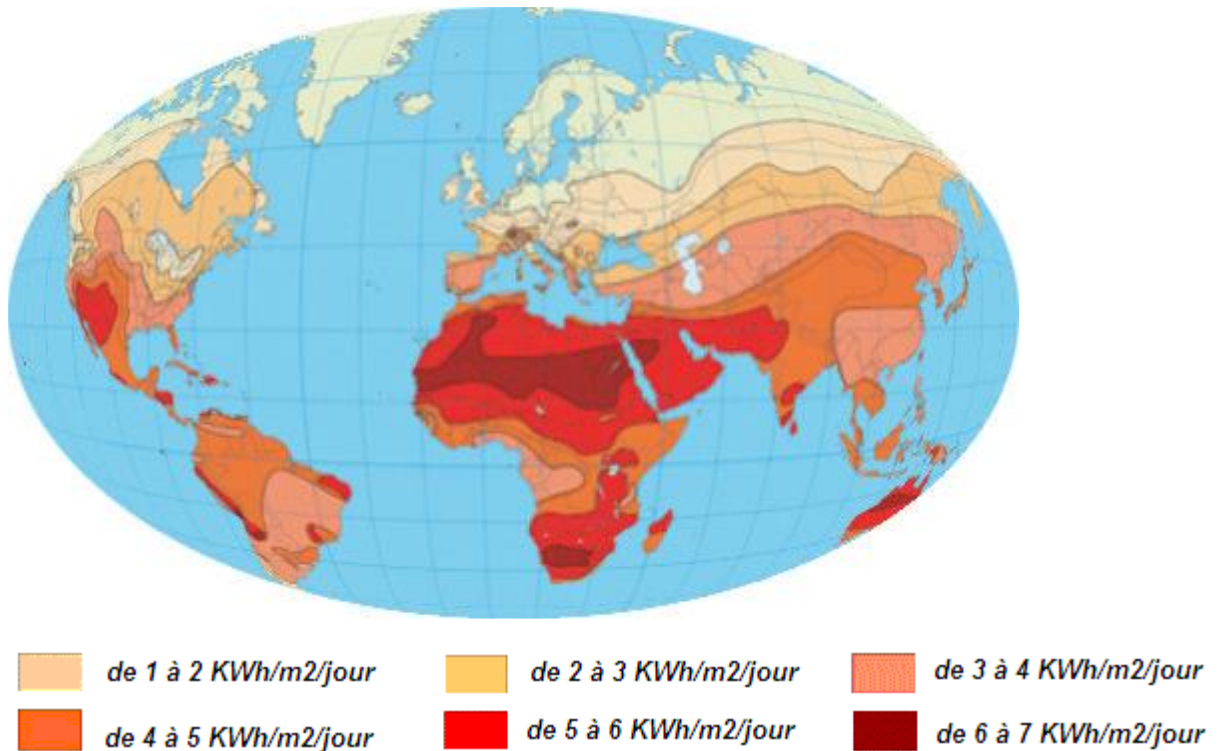


Figure III.5. Carte du monde de l’Ensoleillement reçu à l’angle optimal

Sur le **tableau (III.2)** on assimile l’illumination solaire reçue du rayonnement 1000 W/m² (conditions STC) par un certain nombre d’heures équivalentes « Ne » sur les 12 mois de l’année pour la ville de Tiaret. Ces données ont été relevées de L’atlas solaire d’Algérie pour notre étude sur le calcul de la puissance crête pour le choix du Nombre de modules que l’on doit avoir.

Mois	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Ensoleillement a 45°	4058	4072	5854	5946	6108	5912	6390	6430	5988	5302	4066	3780
« Ne » pour 45°	4,058	4,072	5,854	5,946	6,108	5,912	6,390	6,430	5,988	5,302	4,066	3,78

Tableau III.3. Ensoleillement à 45° pour la ville de Tiaret

Si on compare la **figure III.5** avec le **tableau III.3**, on en déduit qu’il y a un léger écart dans l’énergie au mois de décembre. Par référence nous prendrons une énergie de 3780 Wh/m²/jour.

On suppose ensuite que la puissance du panneau est directement proportionnelle au rayonnement instantané, ce qui est vrai en première approximation si le panneau a suffisamment de tension. On peut alors multiplier la puissance crête du panneau solaire par ce nombre d’heures équivalentes pour obtenir la production du module photovoltaïque pendant cette journée :

$$E_{\text{prod}} = N_e \times P_c \dots \dots \dots (III.3)$$

E_{prod} : Energie électrique produite dans la journée (Wh/j)

N_e : Nombre d'heure équivalentes (h/j)

P_c : Puissance crête (W)

Seulement, ces calculs ainsi déduits ci-dessus ne sont vrais que pour un panneau isolé, dans les conditions idéales. Il ne tient pas compte des pertes inévitables d'un système complet, dans les conditions réelles. Ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système. C'est ce que nous détaillerons maintenant.

➤ Pertes électriques

On va les identifier cas par cas pour pouvoir les chiffrer. On va prendre toutes les sources de perte du système, y compris celles dues à la batterie, aux câbles, etc. On doit en effet en tenir compte dans le calcul des modules car ceux-ci doivent fournir toute l'énergie consommée, même celle qui est perdue.

• Types de pertes

En commençant par l'entrée du rayonnement solaire, on trouve d'abord :

- a) perte par salissure du panneau ou par un vitrage placé devant, qui modifient son courant de charge, la tension n'étant pas affectée.
- b) pertes par chute de tension aux bornes des diodes série.
- c) pertes par chute de tension aux bornes du régulateur série si c'est le modèle retenu, car il comporte des interrupteurs électroniques en ligne ;
- d) pertes par chute de tension aux bornes des câbles selon leur longueur, leur section et l'ampérage transporté.
- e) Une autre perte affecte directement la tension du panneau, il s'agit de la baisse de la tension lorsque la température s'élève, la puissance crête étant, elle, donnée à 25°C.
- f) Perte d'énergie par la batterie quand elle n'est pas restituée à 100% par la batterie, on définit l'efficacité énergétique de la batterie par le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie fournie.
- g) Dans un système avec un régulateur classique, il existe une perte par dés accord de tension, la tension est imposée par la batterie et les différentes pertes en ligne liée à la tension (type b, c, d, et e) donc le module photovoltaïque ne travaille pas à son point de puissance maximum. Pour y remédier, on peut introduire un régulateur de type MPPT.
- h) D'autre part, il peut exister un écart entre la réalité et le calcul car il suppose que la puissance du panneau photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement et c'est en fait le courant qui l'est, il faut donc par fois considérer la perte des débuts et fin de journée quand l'éclairement est faible et la tension insuffisante pour charger la batterie.

i) Pour finir, il existe une perte liée à la puissance réelle du panneau qui peut être inférieure à celle annoncée dans la documentation du constructeur. Nous ne considérons pas cette « perte » dans nos calculs, car c'est loin d'être le cas général, mais il faut savoir que cela arrive.

- **Chiffrage des pertes**

On peut lutter efficacement contre certaines de ces pertes : la chute de tension dans les câbles perte de type (d) sera réduite au maximum par câblage. Quant à la salissure perte de type (a) on la nettoiera régulièrement dans la mesure du possible, sinon on prendra 5 à 15% de pertes (ci-dessous évaluation de C_p). Prenons le cas de la neige, elle glisse en général vers le bas des que le soleil chauffe la surface des panneaux. Le masquage par le sable (cas du Sahara) où la poussière doit être combattue en plaçant les panneaux largement en hauteur pour éviter les accumulations au pied des châssis sous l'effet du vent.

La perte en température n'affectera que les systèmes en pays chauds, comme certaines régions de l'Algérie peuvent atteindre 45 °C, le cas de Tiaret pendant l'été, et on luttera contre les fortes chaleurs par une bonne ventilation des modules. Dans les pays tempérés, la chaleur n'est pas critique pour les panneaux car elle se produit en été, période où le bilan d'énergie est excédentaire du fait d'un rayonnement solaire plus abondant.

La technologie des modules a aussi son importance : les panneaux au silicium amorphe, réagissent mieux au faibles éclaircissement que leurs collègues au silicium cristalline seront insensibles à la perte de type (h). Leur tension varie également beaucoup moins avec la température (perte e).

Autre remarque d'importance : les pertes en ligne de type (b), (c) et (d), celles due à la température, à l'éclaircissement (h) et celle liée au désaccord panneau- batterie (g), si elles subsistent, ne concernent que la tension. Une fois le câblage optimisé, si le module photovoltaïque ne peut endurer les chutes de tension restantes, c'est-à-dire que sa tension est trop basse ou que sa tension baisse trop rapidement avec l'ensoleillement, le système ne fonctionnera pas correctement, voire pas du tout (la batterie ne se charge pas). Il est donc impératif que les modules puissent endurer ces pertes en tension. Ce ne sont pas des modules supplémentaires qui vont compenser ce manque.

Concernant le chiffrage des pertes, la démarche la plus sage est donc la suivante (sauf si on dispose d'un bon régulateur MPPT) :

- Prendre les précautions nécessaires pour limiter les chutes de tension : câblage adéquat, régulateur série adéquat, et bonne ventilation.
- Evaluer la chute de tension restante entre les panneaux et la batterie + dans les diodes série + dans les câbles + la perte d'échauffement à la température moyenne du site.

- Choisir des modules dont la tension V_{opt} à la puissance crête est supérieure ou égale à la tension maximale du stockage batteries en ajoutant la perte de tension.
- Calculer enfin le champ photovoltaïque d'après les courants à cette puissance maximale (A), et en capacité pour le stockage batterie (Ah), en ne tenant plus compte des tensions, mais seulement des pertes affectant le courant.

Les pertes « en courant » qui resteront inévitablement (types a et f) sont introduites dans les calculs énergétiques en ampère « A » ou Ah sous forme d'un coefficient C_p que nous appellerons coefficient de perte en courant.

➤ **Evaluation de C_p**

- Pour les « salissures » (perte a) on peut prendre typiquement : 0.9 à 0.95 en règle générale (perte de 5 à 10%) ;
- 0.95 à 1 pour des panneaux nettoyés régulièrement ;
- 0.8 à 0.9 pour des panneaux à l'horizontale et non nettoyés ;
- 0.92 en plus pour les panneaux placés derrière un vitrage (la perte dans ce cas est de 4% de réflexion par face de vitrage, donc 8%).

Rappelons que l'efficacité de la batterie (perte f) est le rapport entre la capacité restituée et la capacité chargée. On prendra pour les batteries plomb utilisées en photovoltaïque une efficacité en Ah comprise entre 0.8 et 0.9 selon les modèles et la fiabilité demandée.

En résumé, avec des modules qui ont une réserve en tension suffisante pour pallier les pertes en tensions dont nous avons parlé, si on cumule les effets « a » et « f », le coefficient C_p pourra varier entre 0,65 (=0,8 x 0,8) et 0,9 (= 1 x 0,9) selon les cas (sans vitrage sur les modules).

Pour notre cas d'étude les salissures des modules ne seront pas un problème, les utilisateurs veilleront à leur propreté, on ne prendra que 5% de pertes de ce côté, et pour le rendement de la batterie on prendra une perte de 0.8.

Ce qui nous donne pour le calcul final du courant de charge du champ photovoltaïque, un coefficient de pertes en courant :

$$C_p = 0.8 \times 0.95 \rightarrow C_p = 0.76 \dots \dots \dots (III.4)$$

III.2.3.2 Calcul pratique de la puissance photovoltaïque

Le module choisi pour notre étude et un module de type **CANADIANSOLAR MAXPOWER CS6U-340M** d'une puissance optimale de 340 W, choisi essentiellement pour

son rendement de 17.49% (voir annexe « A1 » et « A3 »). Il présente les caractéristiques suivantes :

$$I_{opt} = 8.97A, I_{c0} = 9.48 A$$

$$U_{opt} = 37.9 V, U_{c0} = 46.2 V$$

Le **tableau III.4.** nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Puissance du champ Photovoltaïque	0 – 500 Wc	500 Wc – 2 kWc	2 kWc – 10 kWc	> 10 kWc
Tension recommandée	12 VDC	24 VDC	48 VDC	> 48 VDC

Tableau III.4. Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques

En considération de la tension la plus élevée des appareils à alimenter, en l’occurrence une tension de 220 V, il nous faudra placer des branches de 6 modules en série qui délivreront une tension de 227.4 V.

Les pertes représentées par le coefficient C_p vont être introduites directement dans le calcul de la production électrique en Ah des modules par la formule suivante :

$$Q_{prod} = C_p \times E_{sol} \times I_{opt} \dots \dots \dots (III.5)$$

Q_{prod} : Energie produite dans la journée (Ah/j)

C_p : Coefficient de pertes en courant

E_{sol} : Energie solaire journalière (kWh/m²/j)

I_{opt} : Courant à la puissance maximale STC du module (A).

Pour calculer la puissance nécessaire à l’hôpital, on se sert de la formule ci-dessus à l’envers, en remplaçant l’énergie produite par l’énergie consommée (consommation totale journalière définie à l’étape 1). On utilise pour ce faire les données météorologiques retenues dans le cadre de l’application (étape 2 de la démarche).

Pour être certain de disposer d’assez de puissance en toute saison, on fera ce calcul dans les conditions d’ensoleillement les plus défavorables de la période d’utilisation (en hiver pour Tiarret, le plus souvent dans le mois de décembre comme le montre le **tableau III.2** ainsi que la **figure III.5**.

On appliquera donc la formule suivante :

$$I_{opt} = \frac{Q_{cons}}{E_{sol} \times C_p} \dots \dots \dots (III.6)$$

I_{opt} : Courant à la puissance maximale STC du module (A)

Q_{cons} : Energie électrique consommée par jour par l’application (Ah/j)

E_{sol} : Energie solaire journalière la plus défavorable (kWh/m²/j)

C_p : Coefficient de pertes en courant

Avec les données précédentes on obtient un coefficient de perte en courant $C_p=0.76$; et une énergie solaire journalière à Tiaret $E_{sol}=3.78$ (KWh / m² / j).

Le courant optimal pour local administration 1 + local Réception :

$$I_{opt1} = 16,8 / (3,78 \times 0,76) = 5,85 \text{ A} \dots\dots\dots(III.7)$$

Le courant optimal pour local Bloc A :

$$I_{opt2} = 99,54 / (3,78 \times 0,76) = 34,65 \text{ A} \dots\dots\dots(III.8)$$

Le courant optimal pour local Bloc B :

$$I_{opt3} = 214,29 / (3,78 \times 0,76) = 74,59 \text{ A} \dots\dots\dots(III.9)$$

Le courant optimal pour local Bloc C :

$$I_{opt4} = 143,23 / (3,78 \times 0,76) = 49,86 \text{ A} \dots\dots\dots(III.10)$$

Le courant optimal pour local administration 2 + local Pédiatrie :

$$I_{opt5} = 62,04 / (3,78 \times 0,76) = 21,59 \text{ A} \dots\dots\dots(III.11)$$

Le courant optimal pour local Morgue:

$$I_{opt6} = 216,59 / (3,78 \times 0,76) = 75,39 \text{ A} \dots\dots\dots(III.12)$$

Les modules qu'on a choisi pour le cas de la ferme ont une tension optimale U_{opt} de 37.9 V, la puissance photovoltaïque du système devra être au minimum pour les 6 locaux de PC1, PC2, PC3, PC4, PC5 et PC6 de :

$$PC1 = 5,85 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC1 = 1,330 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.13)$$

$$PC2 = 34,65 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC2 = 7,879 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.14)$$

$$PC3 = 74,59 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC3 = 16,962 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.15)$$

$$PC4 = 49,86 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC4 = 11,337 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.16)$$

$$PC5 = 21,59 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC5 = 4,911 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.17)$$

$$PC6 = 75,39 \text{ A} \times 37.9 \text{ V} \times 6 \text{ panneaux} \rightarrow PC6 = 17,144 \text{ kW} \dots\dots\dots(III.18)$$

III.2.3.3. Composition du champ photovoltaïque

Puisque notre puissance photovoltaïque nécessaire est bien établie, on compose un champ de modules en série/ parallèle. Bien entendu, il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux.

III.2.3.3.1. Nombre des panneaux

Nous rappelons que le module a une puissance de 340 W sous 37,9 V soit un nombre de modules de :

$$\text{Nombre de modules} = \frac{P_{CX}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \dots\dots\dots(III.19)$$

Pour notre cas d'étude le nombre de modules pour chaque local est calculé :

▪ **Locale d'administration 1 + local Réception :**

Nombre de modules = $\frac{1330}{340} \rightarrow N_1 = 04$ modules.....(III.20)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 06 modules en série dans chaque branche et 01 branches $\rightarrow N_{TOTAL1} = 06$

▪ **Local Bloc A :**

Nombre de modules = $\frac{7879}{340} \rightarrow N_2 = 24$ modules(III.21)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 6 modules en série dans chaque branche et 04 branches $\rightarrow N_{TOTAL2} = 24$.

▪ **Le local Bloc B :**

Nombre de modules = $\frac{16962}{340} \rightarrow N_3 = 50$ modules.....(III.22)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 06 modules en série dans chaque branche et 09 branches $\rightarrow N_{TOTAL3} = 54$

▪ **Le local Bloc C :**

Nombre de modules = $\frac{11337}{340} \rightarrow N_4 = 34$ modules(III.23)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 06 modules en série dans chaque branche et 06 branches $\rightarrow N_{TOTAL4} = 36$

▪ **Local d'administration 2 + local Urgences :**

Nombre de modules = $\frac{4911}{340} \rightarrow N_5 = 15$ modules(III.24)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 06 modules en série dans chaque branche et 03 branches $\rightarrow N_{TOTAL5} = 18$

▪ **Local de la Morgue :**

Nombre de modules = $\frac{17144}{340} \rightarrow N_6 = 51$ modules(III.25)

Donc pour avoir 220 V, il faudra 06 modules en série dans chaque branche et 09 branches $\rightarrow N_{TOTAL6} = 54$.

Sur le **tableau III.4** on résume tous les résultats obtenus des calculs qui ont été fait sur : le courant à la puissance maximale STC (A), la puissance photovoltaïque crête du système kWc et le nombre de panneaux du champ photovoltaïque.

Nom du local	Courant à la puissance maximale STC du module (A)	la puissance photovoltaïque crête du système kWc	Le nombre de modules du champ photovoltaïque
local administration 1 + local Réception	5,85	1,330	06
local Bloc A	34,65	7,879	24
local Bloc B	74,59	16,962	54
local Bloc C	49,86	11,337	36
local administration 2 + local Urgences	21,59	4,911	18
local Morgue	75,39	17,144	54

Tableau III.5. Résumé des résultats de calcul obtenu du système photovoltaïque

III.2.4. Etapes 4 et 5 : Dimensionnement du stockage et du régulateur

L'étude de pré-faisabilité du chapitre II en utilisant le logiciel Homer Pro a classé l'utilisation des batteries de stockage en troisième position derrière les deux combinaisons PV et Générateur diesel en première position et PV seulement en deuxième position (voir la figure III.6).

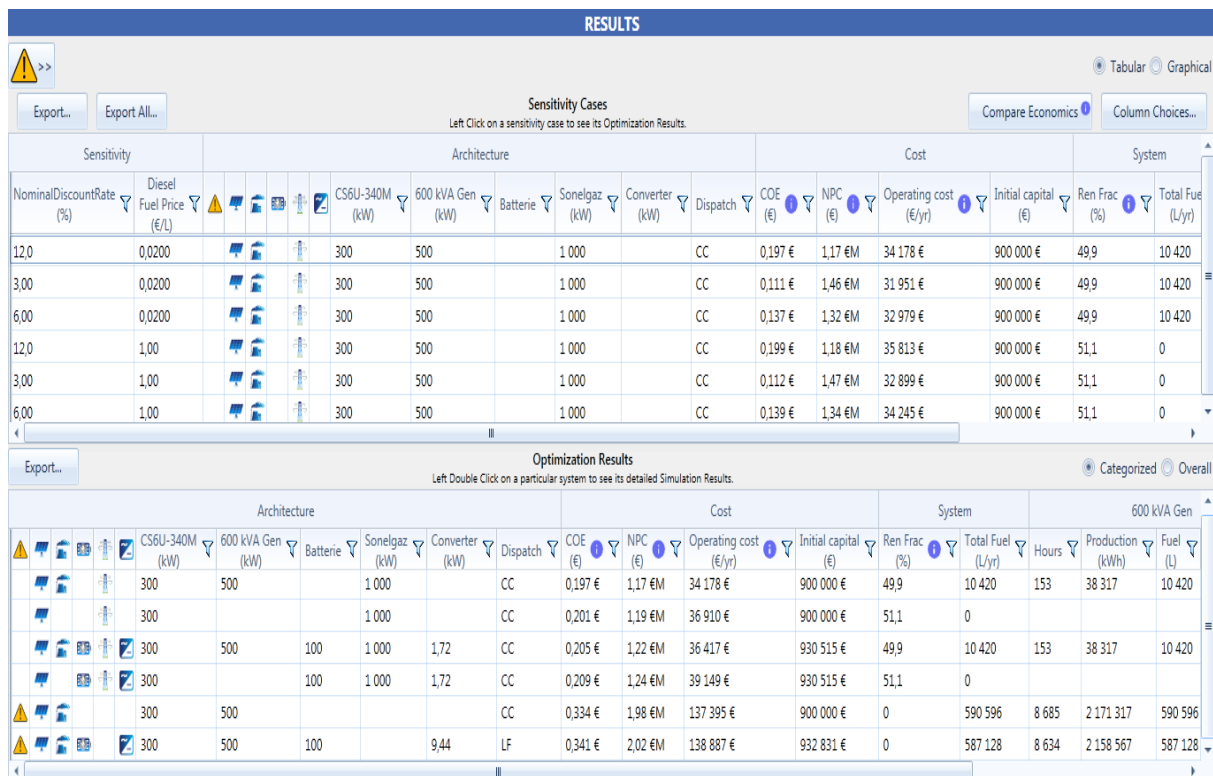


Figure III.6. Différentes configurations proposées par HOMER

Ce choix est justifié par le fait que le générateur diesel ne nécessite aucun investissement initial donc le dimensionnement de la batterie et de son régulateur de charge n'est pas opportun pour le projet de l'hôpital Youcef Demerdji de Tiaret.

III.2.5. Dimensionnement de l'onduleur (Etape 6)

Nous nous rapportons aux considérations prises par la réforme [27]. Faire coïncider la puissance du champ photovoltaïque avec celle de l'onduleur est la première chose qui s'effectue. Lorsqu'on analyse plus en détail ce choix, on remarque tout d'abord que l'onduleur est donné pour sa puissance de sortie, donc on peut déjà diviser la puissance du champ par le rendement de l'onduleur ; si celui-ci est donné pour 80% de rendement, le champ peut être 1,25 fois plus puissant que l'onduleur. D'autre part, l'énergie maximale est produite en été, période où les modules sont les plus chauds, il faut donc choisir un point de fonctionnement qui soit au moins le NOCT qui correspond en général à des températures de 45 à 50 °C pour une ambiance de 25 °C, ce qui abaisse la puissance d'environ 10 à 12% par rapport au nominal. Ces deux critères nous conduisent à un choix : de modules d'au moins 1,25 fois la puissance de l'onduleur. Il faut remarquer que la plupart des onduleurs modernes saturent à leur puissance maximale, c'est-à-dire que si la puissance photovoltaïque dépasse la puissance acceptable, l'onduleur va rester à son niveau de puissance nominale. Ainsi, si la puissance à l'entrée est par fois trop élevée (modules frais et ciel très propre, typique au printemps), la perte d'énergie ne sera pas trop élevée.

III.2.5.1. Critère de choix de l'onduleur pour un système PV

- Avant de choisir notre onduleur, il faut que l'on s'assure que :
 - la solution en courant continu souvent plus économe en énergie n'existe pas.
 - la consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation Solaire ;
 - l'onduleur peut démarrer le récepteur (seul un essai est vraiment relevant) ;
 - son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge ;
 - la charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde) ;
 - les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge ;
 - l'onduleur est protégé contre les surcharges cotées DC et AC et contre la surchauffe ;
 - l'onduleur coupe les utilisations en cas de basse tension DC.
- Pour fixer la puissance nominale de l'onduleur, il faut estimer :
 - la charge maximale probable pendant une durée supérieure de 10 à 20 minutes : les charges de courte durée ne sont pas prises en compte

- la charge maximale instantanée : elle est généralement égale à quatre fois la puissance du moteur le plus puissant que l'onduleur devra démarrer.
- La puissance nominale doit être la plus faible possible afin de limiter au maximum les pertes à charge faible ou nulle, tout spécialement si l'onduleur est amené à fonctionner d'une façon continue.

La puissance nominale de l'onduleur est fixée suivant les deux premiers critères.

III.2.5.2. La puissance maximale probable pendant une durée supérieure à 10-20minutes

P1 :

- Calcul de la puissance en VA pour les différentes charges du local Morgue :

$$S = P_1 = 49252,05 \text{ VA.}$$

La puissance maximale probable pendant une durée supérieure à 10-20 minutes en tenant compte de la simultanéité entre les charges est de : $P_1 = 49252,05 \text{ VA.}$

III.2.5.3. Puissance maximale instantanée

Elle est généralement égale à quatre fois la puissance de l'appareil le plus puissant que l'onduleur devra démarrer.

Suivant l'estimation de la consommation de l'énergie (local Morgue), on remarque que l'appareil le plus puissant est : «Réfrigérateur » donc :

$$P_2 = 3800 \times 4 = 15200 \text{ VA} \dots\dots\dots (III.26)$$

Donc après calculs des puissances apparentes de chaque onduleur, on fait appel au **tableau III.6.** pour les résultats qu'on a pu obtenir :

Puissance apparent nominale de l'onduleur		Local adm1+Réc	Local Bloc A	Local Bloc B	Local Bloc C	Local Adm2+Urg	Local Morgue
Puissance nominal de l'onduleur	P ₁ (VA)	3820,72	22635,78	48728,67	32570,48	14108,02	49252,05
	P ₂ (VA)	272	1400	1800	2800	2640	15200

Tableau III.6. Puissance nominale de chaque onduleur

Le nombre total de modules sera de $6 \times (1+3+9+6+3+9) = 186$ panneaux de 340 WC, ces modules ont été choisis parce que si on augmente leur nombre le prix sera moins cher que si on utilise des panneaux de 330 Watt ou bien de 320 Watt, on a opté pour le choix sur le rapport qualité/ prix.

L'utilisateur qui veut économiser de l'argent devra bien les entretenir, leur garantissant aussi une plus longue durée de vie.

Les résultats du dimensionnement du système photovoltaïque sont cités dans le **tableau III.7.** ci-dessous qui résume tous les équipements dont on a besoin ainsi que leurs choix de tension, de courant et de puissance.

Element du système photovoltaïque		Local adm1+Réc	Bloc A	Bloc B	Bloc C	adm2+ Urg	Morgue
Panneaux	Puissance crête $P_c(kWc)$	1,330	7,879	16,962	11,337	4,911	17,144
	Tension U (V)	227,4	227,4	227,4	227,4	227,4	227,4
	Inclinaison α (°)	45	45	45	45	45	45
	Nombre de modules	Série	6	6	6	6	6
Parallèle		1	4	9	6	3	9
Puissance nominale de l'onduleur	P (KVA)	4	23	49	33	15	50

Tableau III.7. Récapitulatif du dimensionnement du système photovoltaïque

III.2.6. Plan de câblages (Etape 7)

Une fois le système constitué, il reste à envisager son installation pratique, mais dès cette phase de définition du système, on doit se préoccuper du câblage, afin d'assurer la cohérence de l'ensemble. Les chutes de tension dans les câbles peuvent être très pénalisantes.

Il est important également de vérifier que les diamètres de câbles choisis sont compatibles avec les borniers des composants retenus : modules et régulateur surtout. Il arrive qu'ils n'acceptent pas la section de câble que l'on souhaite y mettre, il faut alors une boîte de jonction intermédiaire ou un bornier supplémentaire pour y remédier.

Avant de calculer toutes les sections de câbles, on fait un plan électrique global de l'installation. Il faut également prévoir l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour déduire les distances modules - boîtier de raccordement, boîtier de raccordement onduleur.

III.2.6.1.Choix des sections de câble

Les pertes en puissance se produisant lors du fonctionnement dans un conducteur reliant deux composants, est égale au produit de la résistance du conducteur par le courant au carré traversant le conducteur :

$$S = \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} x \rho x l \dots\dots\dots(III.27)$$

ou

$$R = \rho \times \frac{l}{S} \dots\dots\dots(III.28)$$

Avec :

R : la résistance (Ω)

l : la longueur du conducteur (m)

s : la section du conducteur (mm²)

ρ : la résistivité du matériau conducteur valant environ ρ = 1,8 x 10⁻⁸Ωm pour le cuivre.

Il est donc important au vu de cette équation de bien choisir et de bien dimensionner la section des conducteurs électriques de façon à limiter la baisse de tension entre les différents composants à moins de 5%. De manière générale, on estime les pertes réelles entre les liaisons des divers composants dans un système avec batterie de manière suivante :

Les Câbles sont triphasés.

Prenons comme exemple l'administration 1 plus réception :

- Calculez le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale :

$$I_{max} = 8.97A$$

- Déterminez la section des conducteurs entre les panneaux et le boîtier de raccordement :

$$\Delta U_{max} = 37.9 \times 0.05 = 1,895 V \dots\dots\dots(III.29)$$

$$S = \frac{8.97}{1.895} \times 1,8 \times 10^{-8} \times 10 \times 2 \rightarrow S = 0,17 mm^2 \Rightarrow S_{choisi} = 1,5 mm^2 \dots\dots\dots(III.30)$$

Soit un câble d'une section de 1.7 mm², on prendra donc des câbles de 2.5 mm²

- Calculez le courant circulant entre le boîtier de raccordement et les onduleurs :

$$\text{La puissance crête du champ photovoltaïque } P_c = 6 \times 340 = 2040 W \dots\dots\dots(III.31)$$

$$I = P_c / U = 2040 / 227,4 = 8,97A \dots\dots\dots(III.32)$$

Déterminez la section des conducteurs entre le boîtier de raccordement et les onduleurs :

$$\Delta U = 227,4 \times 0.05 = 11,37 V \dots\dots\dots(III.34)$$

$$S = \frac{8.97}{11,37} \times 1,8 \times 10^{-8} \times 10 \times 4 \rightarrow S = 0,565 mm^2 \Rightarrow S_{choisi} = 1.5 mm^2 \dots\dots\dots(III.35)$$

Schéma d'installation :

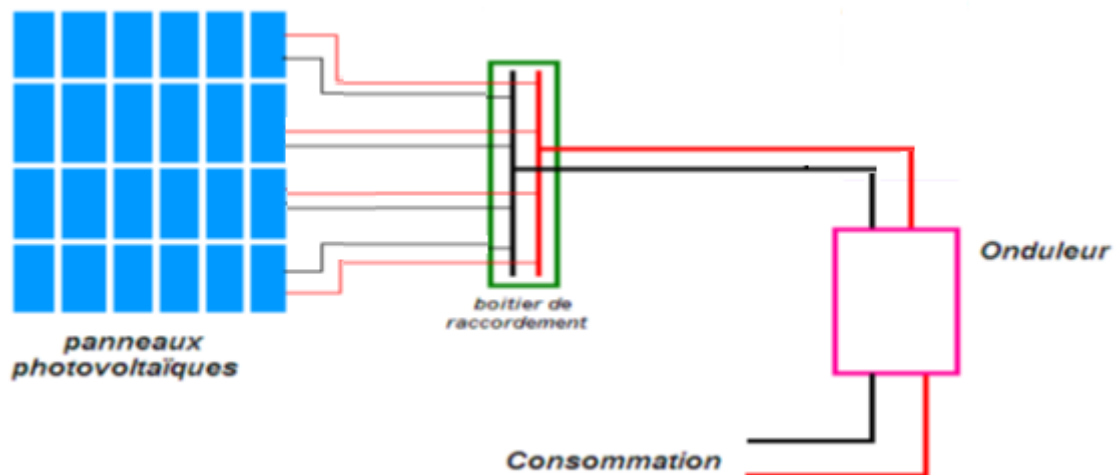


Figure III.7. Schéma de l'installation photovoltaïque

III.3. Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeure l'objectif principale de tout installateur de systèmes photovoltaïques.

Dans ce chapitre nous avons utilisé la méthode la plus détaillée pour dimensionner le système photovoltaïque qui alimentera l'hôpital de Tiaret. Pour ce faire, nous avons eu besoins de calculer la valeur de l'irradiation solaire globale incidente sur le plan des capteurs, qui elle-même a nécessité le calcul de l'irradiation diffuse reçue sur le plan horizontal par différents modèles trouvés dans la littérature. Il est à signaler que les résultats de ce dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (météorologiques et profil de consommation). S'il est indispensable de continuer à améliorer les rendements des éléments photovoltaïques, il ne faut pas seulement raisonner en puissance produite, mais aussi en puissance consommée.

Pratiquement, on favorisera l'utilisation d'appareils électriques consommant faiblement, et un fonctionnement rationnel dans le temps.

Conclusion générale



Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne les systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production centralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

Ainsi, après un bref rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et sur les systèmes de production associés, nous nous sommes intéressés aux chaînes de production photovoltaïque. Les études énergétiques, menées aussi bien sur les plans théoriques, ont permis de montrer : Concernant le générateur photovoltaïque, qu'un modèle mathématique (courant -tension) du circuit électrique équivalent, en tenant compte de la température, permet une estimation précise et rapide de la production d'énergie pour des conditions météorologiques données (ensoleillement et température). La conversion d'énergie PV, consistant à décrire le concept de modularité de la chaîne de conversion, au développement de nouvelles architectures à très haut rendement de conversion. Cette maximisation de la production, compte tenu du caractère fluctuant de la source PV considérée, passait par le développement de commandes de types MPPT performantes, à hauts rendements, en particulier lors des divers transitoires (*changements brusques d'ensoleillement*).

Les études sur le couplage entre le photovoltaïque et d'autres sources d'énergies ont débuté en 2000 et ont porté sur la conception et la réalisation de générateurs d'énergie connectés aux réseaux. L'accent a été toujours mis sur le caractère modulaire des diverses architectures de conversion proposées. Même si la cible visée en premier lieu concernait les réseaux électriques autonomes, le caractère approché permet aujourd'hui de projeter les résultats obtenus vers des systèmes connectés à des réseaux centralisés.

Notre travail de l'étude de dimensionnement d'une installation PV reliée réseau pour l'alimentation de l'hôpital Youcef Demerdjide Tiaret se résume comme suit :

Etude de préféabilité en utilisant le logiciel de dimensionnement et simulation HOMER pro afin d'aboutir à la solution la plus favorable, suivie d'un calcul de dimensionnement des champs PV.

Références bibliographiques

L'intérêt porté aux énergies renouvelables, nous a amené à nous intéresser aux systèmes photovoltaïques comme production décentralisée. Ces systèmes utilisent des convertisseurs pour se connecter au réseau électrique et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante de l'éclairement et la température. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau. Deux classe en sont ressortie : les connections directes au réseau et les connections à bus intermédiaire, ce dernier est celui choisi dans notre travail. La connexion au réseau électrique est un élément particulièrement important pour ce type de générateur.

De cette étude ressort l'importance de la commande des convertisseurs dans les systèmes de productions déterminant le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension. Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau.

Annexe









Annexe A (Module PV choisi)



MAXPOWER (1500 V) CS6U-325 | 330 | 335 | 340M

Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.

KEY FEATURES

- 
 Designed for high voltage systems of up to 1500 V_{DC}, saving on BoS costs
- 
 Cell efficiency of up to 20.0 %
- 
 Outstanding low irradiance performance: 96.5 %
- 
 High PTC rating of up to 91.7 %
- 
 IP67 junction box for long-term weather endurance
- 
 Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25 years linear power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

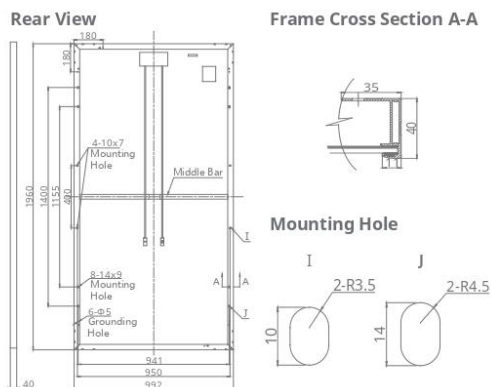
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

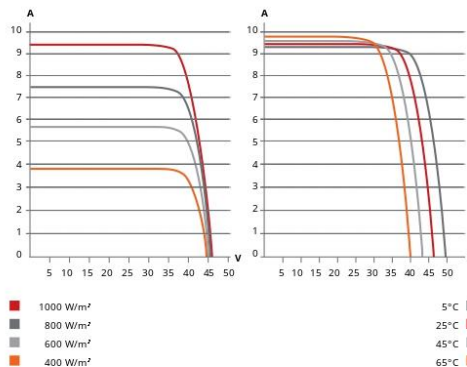
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Annexe A (suite)

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-335M / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.4 V	37.5 V	37.8 V	37.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.69 A	8.80 A	8.87 A	8.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.8 V	45.9 V	46.1 V	46.2 V
Short Circuit Current (Isc)	9.21 A	9.31 A	9.41 A	9.48 A
Module Efficiency	16.72 %	16.97 %	17.23 %	17.49 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	325M	330M	335M	340M
Nominal Max. Power (Pmax)	235 W	238 W	242 W	245 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.2 V	34.5 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.88 A	6.96 A	7.01 A	7.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.1 V	42.3 V	42.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.46 A	7.54 A	7.62 A	7.67 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm ² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Annexe B (Prix Composants système Pv)

Panneaux photovoltaïques	
Désignation / caractéristiques	Prix unitaire HT
Module monocristallin 12 V/ 24 100 watts	546,9 €
Module poly cristallin BP 3125U 24 V / 120 watts	656,3 €
ALFASOLAR 180PQ6L (205W)	398,35 €
ALFASOLAR 180PQ6L (215W)	984.12 €
ASE 300 DG-FT 300 WATT	1361.11 €
Kyocera KC 200GHT-2 (200W)	899.35 €
Sanyo HIP-210-NKHE1 (210W)	1042.99 €
Sanyo HIP215-NHE (215W)	1073.58 €
Solarwatt P210-60 GET AK 215Wp	917.74 €
Solarwatt P210-60 GET AK 220Wp	939.09 €
Sharp 185 NT-S5E2E mono (185W)	894.50 €

Tableau A-2 : Prix des onduleurs [31]

Onduleur chargeur	
Désignation / caractéristiques	Prix unitaire HT
Danfoss TripleLynx TLX 10k VA	3 883,45 €
Sunways NT 10000 10kVA	4 195,59 €
Onduleur PowerWare 9355 20 KVA N 13 mn 2X9AH MBS	7 469,55 €
Onduleur PowerWare 9355 30 KVA AUT 13 mn 3X9 Ah MBS	7 905,60 €

Tableau A-3 : Prix des régulateurs [30]

Régulateur de charge	
Désignation / caractéristiques	Prix unitaire HT
REGULATEUR SOLAIRE de charge 12V 24V 45A	109,90 €

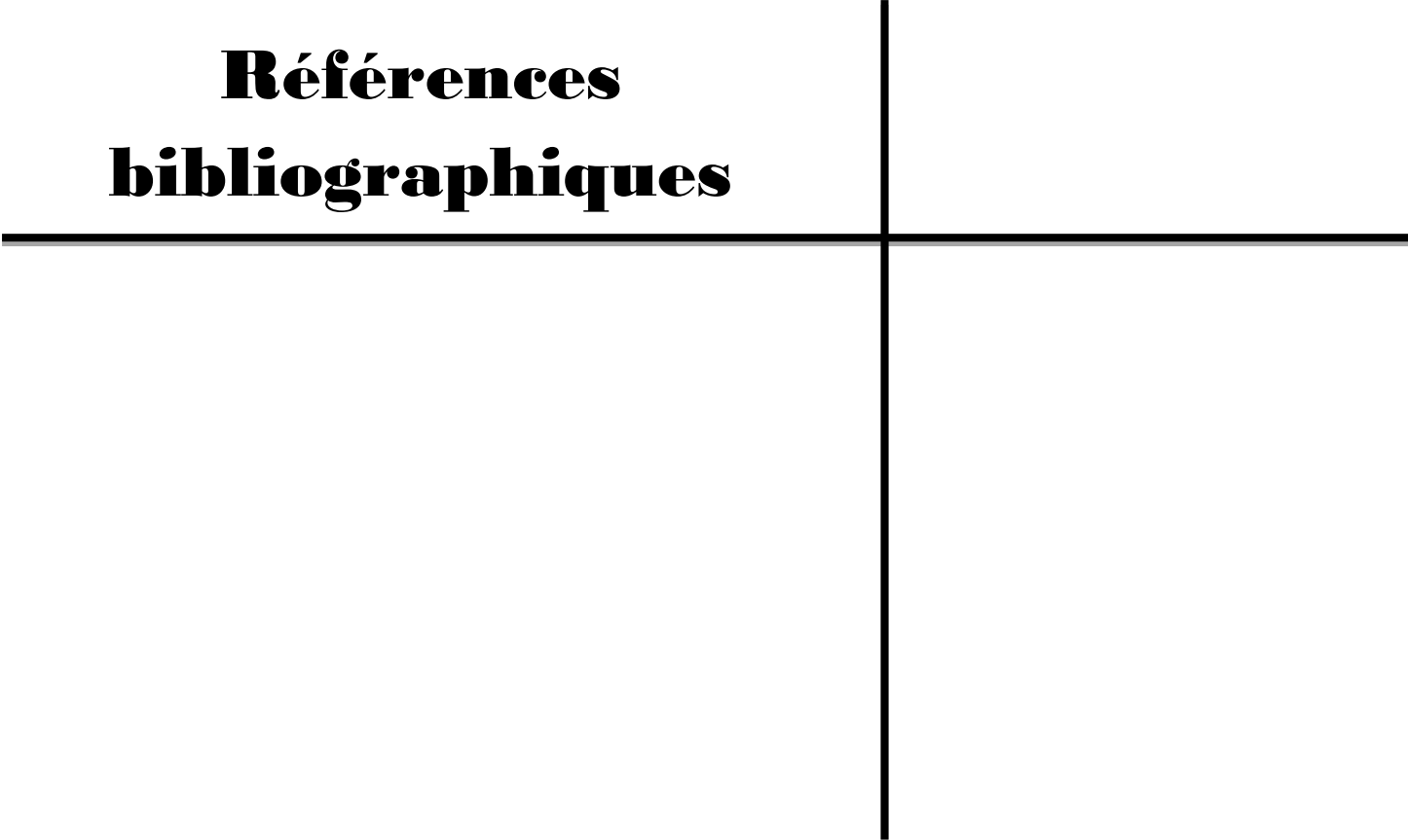
Tableau A-4 : Prix des accessoires [42]

Câbles / Matériel de raccordement	
Désignation / caractéristiques	Prix unitaire HT
Câble 2G 2,5 mm ²	0,74 € / m
Câble unipolaire 25 mm ²	3 € / m
Câble unipolaire 50 mm ²	4 € / m
Articles de connexions et de pontage des batteries	150 €
Boite de raccordement des panneaux et cosses	75 €
Presses étoupes panneaux	3 € pièce

Annexe C (Différents Types Batteries avec prix)

Type de batteries	Capacité Ah	Tension V	Prix €
Batterie solaire Surrette à décharges profondes	530 Ah	12 V	738
	770 Ah	4 V	403
	1557 Ah	4 V	768
	1900 Ah	4 V	924
	770 Ah	6 V	640
	963 Ah	6 V	820
	156 Ah	6 V	889
	770 Ah	8 V	840
	1156 Ah	8 V	1480
	460 Ah	6 V	290
	530 Ah	6 V	320
	2491 Ah	2 V	660
3435 Ah	2 V	920	
Batterie solaire Lead acide East Penn à décharges profondes	84 Ah	12 V	99
	105 Ah	12 V	113
	115 Ah	12 V	150
Batterie solaire scellée Deka type AGM, sans entretiens, à décharges profondes	58 Ah	12 V	170
	38 Ah	12 V	110
	85 Ah	12 V	194
	105 Ah	12 V	215
	112 Ah	12 V	228
	210 Ah	12 V	347
	265 Ah	12 V	485
Batterie solaire scellée Deka type GEL, sans entretiens, à décharges profondes	58 Ah	12 V	165
	85 Ah	12 V	212
	100 Ah	12 V	244
	112 Ah	12 V	275
	210 Ah	12 V	467
	265 Ah	12 V	577

**Références
bibliographiques**



Références Bibliographiques

- [1] B. Flèche, D. Delagnes, «Production d'énergie électrique: énergie solaire photovoltaïque», STI ELT, juin 2007.
- [2] "Photovoltaic's systems; a buyer's guide. Natural resources Canada", Renewable and electrical energy Division, 580 Booth Street, 17th floor Ottawa, Ont. KIA OE4.
ISBN0-662-31120-5.
- [3] H. Bayem, « apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », thèse de Doctorat en physique, Université Paris-sud 11, soutenue le 23 Novembre 2009.
- [4] P. Bessemoulin, J. Oliviéri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La Météorologie 8e série, n° 3, Septembre 2000.
- [5] N. Varado, « Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée. Application au bassin versant de la Donga, au Benin », thèse de Doctorat en Mécanique des Milieux Géophysiques et Environnement, à l'INPG, soutenue le 28 septembre 2004.
- [6] S. M. Ait cheikh, « Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », thèse de Doctorat d'Etat en électronique, Ecole Nationale Polytechnique, soutenue en Décembre 2007.
- [7] Document, RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
- [8] J.R. Vaillant, « Des recours immédiats à l'énergie solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix », Ed. Eyrolles, France, 1980.
- [9] J.M. Chasseriau, « Conversion Thermique du Rayonnement Solaire », Ed. Dunod, France, 1984.
- [10] R. Bernard, G. Menguy et M. Schwartz, « Le Rayonnement Solaire, Conversion Thermique et applications », Technique & Documentation, Ed. Lavoisier, France, 1983.
- [11] M. Capderou, « Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux », Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, Algérie, 1987.
- [12] K. MAHDI, « Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique », mémoire de Magister en physique, Université Mentouri Constantine, soutenue le 08 mars 2008.
- [13] K. Danel, L. Gautret, « Génération du disque solaire des communes de l'Ouest », ARER, Mars - Août 2008.

[14] A. Catana, L. de Schoulepnikoff, « Quelle source d'énergie pour les vingt prochaines années ? Le solaire une solution ». Gymnase Auguste Piccard, Novembre 2009.

[15] Centrale photovoltaïque, « guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets ». A l'usage des bureaux d'ingénieurs. PACER, 1996.

[16] H. Bayem, « apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », thèse de Doctorat en physique, Université Paris-sud 11, soutenue le 23 Novembre 2009.

[17] Jérémy LAGORSE, “ Systèmes électriques hybrides à énergie renouvelable Dimensionnement, modélisation et simulation ”, Journée Technique Energie Problématiques et méthodologies, Université de Technologie de Belfort Montbéliard, p4 ,28/05/2009.

[18] H.G. Beyer and C. Langer, “A Method for the Identification of Configurations of PV/Wind Hybrid Systems for the Reliable Supply of Small Loads”, Solar Energy, Vol. 57, pp. 81-391, 1996.

[19] B. Fortunato, G. Mummolo and G. Cavallera, "Economic Optimisation of a Wind Power Plant for Isolated Locations", Solar Energy, Vol. 60, N°6, pp. 347-358, 1997.

[20] Burger B, Cramer G, Kleinkauf W, Zacharias P. Hybrid Systems – Easy in Configuration and Application, 16th EPVSEC, 1 - 5 May 2000, Glasgow, UK).

[21] “Photovoltaic’s systems; a buyer’s guide. Natural resources Canada”, Renewable and electrical energy Division, 580 Booth Street, 17th floor Ottawa, Ont. KIA OE4. ISBN0-662-31120-5.

[22] P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, “Isolated systems with wind power”, Risø-R-1256(EN), 2001.

[23] F. Valenciaga, P.F. Puleston “Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy ” IEEE Transactions on Energy Conversion June 2005.

[24] M.J. Khan, M.T. Iqbal “Dynamic Modeling and Simulation of a Small Wind-Fuel Cell Hybrid Energy System” Renewable Energy, 30, 2005.

[25] T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, T. Funabashi “A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island” IEEE Transactions on Energy Conversion, June 2005.

[26] Outils d'analyse des énergies propres www.retscreen.com.

[27] Labouret A, Energie solaire photovoltaïque, Michel Villos, Dunod, 3e édition, Paris2006.

[28] M.A.E. Alali, « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension ». Automatisation des systèmes de puissance électriques, Thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 2002.

[29] I. Etxeberria-Otadui, « Les systèmes de l'électronique de puissance dédiés à la distribution électrique : application à la qualité de l'énergie ». Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2003.

[30] S .Ait cheikh, «Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques». Thèse de doctorat, Ecole National Polytechnique El-Harrach, Décembre 2007.

[31] S. Petibon, «Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques». Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, Janvier 2009.

[32] F. Bouchtouchecherfa «Etude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT». Mémoire de magister, Ecole National Polytechnique Elharach, 2004.

[33] M. Seddik Bacha, «Les systèmes de l'électronique de puissance dédié à la distribution électrique-application à la qualité de l'énergie». Thèse de doctorat Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble Ikerlan (Mondragon, Espagne), septembre 2003.

[34] G. Haizea, «Etude de structure d'intégration des systèmes de génération décentralisés : application aux microréseaux». Thèse de doctorat dans le cadre de l'Ecole Doctorale de Grenoble, 15 Décembre 2006.

[35] JIN-WOO JUNG, PH.D, «Mechatronic systems laboratory ». Departement of electrical and computer engineering the ohio state university» 2008.

[36] S. E. Evju «Fundamentals of Grid Connected Photovoltaic Power Electronic Converter Design». Norwegian University of Science and Technology (NTNU) Department of Electric Engineering, January 2007.

[37] H. FOCH, «Convertisseurs continu-alternatif et alternatif-continu ». Techniques de l'Ingénieur.

إن استنزاف الموارد الأحفورية على المدى الطويل، ومكافحة انبعاث غازات الاحتباس الحراري، تجعل التحكم في

الاستهلاك وتنويع مصادر الطاقة أمرًا ملحقًا، وهي حقيقة تستدعي الاهتمام أكثر من أي وقت مضى بتطوير الطاقات المتجددة يتعلق هذا العمل بدراسة الإمكانية التقنية والمالية لاستخدام الطاقة الكهروضوئية لتزويد مستشفى يوسف دمرجي بتيارت. الهدف الأساسي من هذه الدراسة هو المساهمة في تخفيف الضغط على شبكة الكهرباء الوطنية في منطقة الهضاب العليا. والهدف الثاني هو دراسة مدى صحة قرار تركيب محطة كهروضوئية لتزويد مستشفى تيارت بالكهرباء وهذا بهدف تحسين جودة الخدمات في المستشفى تيارت. أدت نتيجة الدراسة إلى أن تركيب 60 كيلوواط من الطاقة الكهروضوئية على سطوح المستشفى سيحسن بشكل كبير من جودة الخدمة بالإضافة إلى تقليل تكاليف الصيانة التي أصبحت كثيرة التكلفة مع تقدم الديزل وشبكة سونلغاز في السن.

الكلمة الرئيسية: الطاقة الكهروضوئية - التحسين - هومر - مستشفى تيارت - الجزائر

Résumé

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, et la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie, une vérité qui interpelle plus fort que jamais le développement des énergies renouvelables. Ce travail porte sur l'étude de faisabilité technique et financière de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour l'alimentation de l'Hôpital Youcef Demerdji de Tiaret. L'objectif primaire de cette étude est une éventuelle contribution au soulagement du réseau électrique national dans la région des hauts plateaux. Le second objectif est l'étude de l'opportunité de l'installation d'une centrale PV pour l'alimentation de l'Hôpital de Tiaret voir même l'amélioration de la qualité de service du milieu hospitalier. Le résultat de l'étude a abouti que l'installation de 60 kWc du photovoltaïque sur la toiture des blocs de l'hôpital améliorera considérablement la qualité de service en plus de la réduction des couts de maintenance qui deviennent de plus en plus onéreux avec la vétusté du groupe diesel et l'installation du réseau de Sonelgaz.

Mot-clé: Energie photovoltaïque - Optimisation - Homer pro - hôpital de Tiaret - Algérie

Abstract

The depletion of fossil resources, in more or less long term and the fight against greenhouse gas emissions (global warming) make urgent to control consumption and the diversification of energy sources, a truth that calls more strongly than ever to the development of renewable energies. This work concerns the technical and financial feasibility study of the use of photovoltaic energy to supply the Youcef Demerdji Hospital of Tiaret. The primary objective of this study is a contribution to relieving the national electricity grid in the highlands region. The second objective is to study the advisability of installing a PV plant to supply Tiaret Hospital even improving the quality of service in the hospital environment. The result of study led to the installation of 60 kWp of photovoltaic energy on the roofs of the hospital blocks will considerably improve the quality of service in addition to reduce maintenance costs which become more and more expensive with the obsolescence of diesel generator and equipment's of the Sonelgaz grid.

Keywords— Photovoltaic energy - Optimization- Homer pro - Tiaret hospital - Algeria