

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE AHMED DRAIA ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES SCIENCES TECHNOLOGIES



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
DE MASTER EN PHYSIQUE ENERGETIQUE

Thème

Etude techno-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'Adrar

Soutenu le :23 Mai 2017

Présenté par :

ABBASSI Wahiba

BOULAL Samiha

Encadré par : Dr. MANSOURI Smail

Président : Pr. BENATILLAH Ali

Examineurs : Mr. YAICHI Ibrahim

2016-2017

Remerciements

Avant de présenter ce travail, nous tenons à remercier ALLAH tout puissant, de nous avoir permis d'arriver à ce niveau d'étude, et aussi pour nous avoir donné beaucoup de patience et de courage sans oublier nos parents qui n'ont lésiné sur aucun problème pour nous apporter toute l'aide nécessaire pour atteindre ce niveau qui nous permettra d'assurer notre avenir.

A travers cette modeste thèse nous tenons à présenter nos sincères remerciements et notre profonde reconnaissance à notre aimable encadreur :

MANSOURI Ismail Qui a bien voulu nous encadrer.

Nous exprimons nos reconnaissances à tous les enseignants de la faculté des Sciences et de la Technologie. Merci pour la bonne formation de base que nous avons bénéficiés auprès de vous, nos amis et tous ceux qui nous ont prêté mains fortes pour la réalisation du projet.

Merci à tous ceux et celles qui ont contribués de près ou de loin Dans l'accomplissement de ce travail.

MERCI

Dédicace

*Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux
Tout d'abord je tiens à remercier le tout puissant de m'avoir donné
Le courage et la patience pour réaliser ce travail que je dédie :
Je suis heureuse de consacrer mon travail de cette humble à ma chère
maman "AICHA", sources de tendresse et d'amour de soutien tout le
long de ma vie scolaire, qui est la raison de mon existence dans cette vie
et mon père "AHMED", qui m'a toujours soutenu et qui a fait tout son
possible pour m'aider ,*

A mes chères soeurs : SAIDA et WAFI

*A mes chers frères : MOHAMED RIDA, ABDE ALHAKIME,
ABDE ALMALEK et SON MARI HANANE.*

*A mes oncles, mes tantes et leurs enfant; A toute ma grande famille :
BOULAL .A mes meilleurs amis : AICHA, HALIMA .A,
HALIMA.K, FATIMA et HASSINA.*

*A mon binôme WAHIBA et toute sa famille. A Tout les étudiants de
note promo physique.*

A tout les amis à l'université d'AHMED DRAYA ADRAR

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail à
Mes chères parents symbole de tendresse
profonde et permanente de sacrifice d'amour
éternel , que dieu les protègent pour moi et
leur accordent une bonne sante et une longue vie.
Amon mari et leur famille.
A ma chère soeur.
A mes chers frères.
A mon grand –père et leur mari.
A mes oncles, mes tantes et leurs enfants;
A toute ma grande famille :**ABBASSI**.
A mes meilleurs amis.
A mon binôme SAMIHA et toute sa famille.
A Tout les étudiants de Notre promo physique2016/2017 A tout les amis à l'université d'AHMED*

DRAYA ADRAR

Résumé

L'eau et l'énergie sont parmi les plus importants éléments essentiels et indispensables à la vie. La demande croissante de l'énergie et l'épuisement future inévitable des sources classiques exigent des recherches sur des sources alternatives, comme les énergies renouvelables par exemple. L'énergie solaire est très utilisée à cause de ces nombreuses qualités.

Le Sahara algérien est une partie du grand Sahara, son climat est celui des zones Hyperarides caractérisé par des faibles précipitations, des très faibles taux d'humidité relative, des températures de l'air très élevées et des fortes pertes par évaporation, ces conditions climatiques sont à l'origine de la rareté des eaux superficielles dans ces zones, d'où la nécessité de penser à exploiter les eaux des nappes souterraines pour couvrir les besoins en eau pour la population, l'agriculture et l'industrie

Ce travail de recherché est une étude technique et économique sur la réalisation de stations de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire (photovoltaïque) au niveau de la wilaya d'Adrar. Cette dernière s'entend sur une grande superficie de 427968 Km², où on trouve beaucoup d'endroits isolés non connecté au réseau électrique (classique). La wilaya d'Adrar disposent également d'une grande réserve d'eau souterraine à quelques mètre du sol. Aussi l'énergie solaire très fort . L'utilisation de ce type d'énergie propre et décentralisée contribue au développement de l'économie de la zone. Les possibilités de production de l'énergie et du pompage de l'eau sur tout le territoire de la wilaya encourage la population à rester dans leurs zones d'origines.

Les mots clés : l'énergie solaire, photovoltaïque et pompage d'eau.

Summary

Water and energy are among the most important essential elements essential to life. The growing demand for energy and the inevitable depletion of classical sources call for research on alternative sources such as renewable energies. The solar energy is very used because of these numerous quality.

The Algerian Sahara is part of the Great Sahara, its climate is that of hyper areas characterized by low rainfall, very low relative humidity, very high air temperatures and high evaporation losses, these climatic conditions are the cause of the scarcity of surface water in these areas, hence the need to think about water use of groundwater to meet the water needs for the population, agriculture and industry.

This research is a technical and economic study on the construction of water pump stations operating at the solar energy (photovoltaic) at the Adrar wilayad. This area has a large surface area of 427968 km², where there are many isolated places not connected to the electric (conventional) network. The wilayad'Adrardis alsooffers a gridservicereachwithin a few meters from the ground. Annual solar energy are very big. The use of this type of clean and decentralized energy contributes to the development of the economy of the zone. The potential for energy production and pumping throughout the wilaya territory encourages people to stay in their areas of origin.

Key words: solar energy, photovoltaic and water pumping.

ملخص

الطاقة والمياه من أهم العناصر الأساسية و الضرورية للحياة. نظرا للتزايد المستمر في الطلب على الطاقة و النضوب المستقبلي المحتمل للمصادر التقليدية، أصبح من الضروري البحث عن مصادر بديلة لإنتاج الطاقة وذلك عن طريق استغلال الطاقات المتجددة مثلا. تعتبر الطاقة الشمسية من أهم المصادر استعمالا لما لها من مميزات كثيرة. الصحراء الجزائرية هي جزء من الصحراء الكبرى، مناخها هو أنها من المناطق شديدة الحرارة تتميز بقلة سقوط الأمطار، والرطوبة النسبية منخفضة جدا، ودرجات حرارة الجو عالية جدا والتبخر عالية، وهذه الظروف المناخية هي السبب في ندرة المياه السطحية في تلك المناطق، ومن هنا كانت الحاجة إلى التفكير في استخدام المياه الجوفية لتلبية الاحتياجات المائية للسكان والزراعة والصناعة.

هذا البحث هو دراسة تقنية واقتصادية لإمكانية إنجاز محطات لضخ المياه تعمل بواسطة الطاقة الشمسية (الكهروضوئية) على مستوى ولاية أدرار. تتربع هذه الأخيرة على مساحة شاسعة تقدر بـ 427968 كم² وبها الكثير من المناطق المعزولة غير الموصولة بالشبكة الكهربائية. كما تتوفر ولاية أدرار على مخزون هام من المياه الجوفية يمكننا الوصول إليه على بضعة أمتار، وتتمتع أيضا بطاقة شمسية كبيرة جدا.

إننا الاهتمام باستعمال مثل هذه الأنظمة الطاقوية النظيفة و اللامركزية يساهم في تنمية اقتصاد الولاية، حيث يجعل إمكانية إنتاج الطاقة والوصول إلى الماء متاح على جميع مناطق الولاية، كما يساهم في الاستقرار السكاني للمدينة.

الكلمات الرئيسية: الطاقة الشمسية، الكهروضوئية وضخ المياه

Sommaire

Sommaire

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	IV
Summary	V
ملخص	VI
Sommaire	VII
Liste des figures	XI
Liste des tableaux	XII
Introduction générale	

Introduction générale:.....	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Rayonnement solaire

Introduction :.....	3
I.2 Notions d’astronomie :.....	3
I.2.1 Grandeurs pour le repérage du soleil:	3
I.2.1.1 Repère de coordonnées équatoriales:.....	3
I.2.1.2 Repère de coordonnées horizontales:.....	5
I.2.2 Grandeurs pour le repérage d’un site à la surface terrestre:	6
-Altitude : altitude est l’élévation d’un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre(m).	6
I.3 Modèles de rayonnement solaire:.....	6
I.3.1 Le rayonnement solaire extraterrestre ou hors atmosphère:.....	6
I.3.2 Le rayonnement solaire en présence de l’atmosphère.....	9
I.4 Moyenne mensuelle du rayonnement solaire sur un plan incliné[1]:.....	12
Conclusion :.....	13

Sommaire

Chapitre II : Etude du Système photovoltaïque

Introduction :	14
II.1. Le générateur photovoltaïque GPV :	14
II.2. Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :	14
II.2.1 Les différents types de panneaux photovoltaïques :	15
II.2.2 Les panneaux PV avec des cellules monocristallines :	15
II.2.2.1 Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines :	15
II.2.2.2 Les modules photovoltaïques amorphes :	16
II.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque :	16
II.3.1 Les cellules solaires :	16
II.3.2 Les modules (ou panneaux) :	17
II.3.3 Le générateur photovoltaïque :	17
II.4 Modèle de cellule :	17
II.5 Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque :	18
II.5.1 Influence de la température sur le rendement des cellules	21
II.5.2 Influence du rayonnement sur les cellules	22
II.6 Connexion directe source-charge :	23
II.7 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge :	24
II.8 Principe de la recherche du point de puissance maximale(MPPT)	
II.8.1 Introduction	25
II.8.3 La méthode dite « Perturbation et Observation » ouP&O	26
II.8.4 Principe du contrôleMPPT	28

Chapitre III : dimensionnement de pompage photovoltaïque

Introduction :	30
III.1 Méthodes du pompage :	30

Sommaire

III.1.1 Pompage avec batteries:	30
III.1.2 Le pompage au fil du soleil :	30
III.2 Données de base d'une pompe :	31
III.3 Constitutions d'un système de pompage PV :	32
III.3.1 Le générateur photovoltaïque :	33
III.3.2 Le groupe électropompe :	33
III.3.3 L'électronique de commande et de contrôle :	36
III.3.4 La partie stockage :	36
III.4 Méthode de dimensionnement :	36
III.4.1 Evaluation des besoins en eau :	37
III.4.2 Calcul de l'énergie quotidienne requise :	37
III.4.3 Détermination de l'énergie solaire disponible :	38
III.6 Dimensionnement du générateur photovoltaïque :	38
III.6.1 Méthode analytique :	38
III.6.2 Méthode graphique	39
III.7 Dimensionnement de la pompe:	39
III.8 Dimensionnement des stations de pompage solaire :	39
Conclusion:	40
 Chapitre IV : comparaison techno-économique entre système PV-système connecté au réseau de SONELGAZ	
Introduction :	42
IV.1 Situation géographique site d'Adrar:	42
IV.2 Milieu physique:	43
IV.2.1 Climatologie:	43
IV.2.1.1 Températures :	43

Sommaire

IV.2.1.2 Les vents :	43
IV.2.1.3 La pluviométrie :	43
IV.2.2 Ressources en eaux souterraines:	43
IV.3 Le Système de pompage PV :	43
IV.3.1 Dimensionnement de la station de pompage :	44
IV.3.2 Choix de la pompe :	44
IV.3.3 La capacité du réservoir :	45
IV.3.4 Taille du générateur PV :	46
IV.3.4.1 Nombres de modules :	46
IV.3.4.2 Nombre de modules en série :	46
IV.3.4.3 Nombre de modules en parallèle :	47
IV.4 Etude techno-économique comparative Photovoltaïque / système connecté au réseau de SONELGAZ.....	47
IV.4.1 Etude technique :	47
IV.4.2 Analyse économique des systèmes de pompage :	48
IV.4.2.1 les éléments et prix de pompage par système PV :	48
IV.4.2.2 les éléments et prix de pompage pour le système connectée au réseau de SONELGAZ:.....	49
IV.4.3 Comparaison :	50
Conclusion :	51
Conclusion générale:	52
REFERENCES.....	54

Liste des figures

Liste de figure

Figure I.1 : courbe de déclinaison du soleil	4
Figure I.2: coordonnées horaire	5
Figure I.3: Position du soleil.	6
Figure I.4 : Moyenne mensuelle du rayonnement solaire sur un plan incliné (2011 2016).....	13
Figure II.1 : Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	15
Figure II.2 : Panneaux PV (cellule monocristalline)	15
Figure II.3 : Panneaux PV(cellule poly cristalline)	16
Figure II.4 : Module photovoltaïque amorphe	16
Figure II.5: Schéma équivalent de cellule PV.....	17
Figure II.6 : Effet de la température sur la caractéristique I-V	21
Figure II.7: Effet de la température sur la caractéristique P-V	22
Figure II.8: Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V	22
Figure II.9: Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V.....	23
Figure II.10: Connexion directe d'un GPV-charge	23
Figure II.11 : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge	24
Figure II.12: Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge	25
Figure II.13: La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM	25
Figure II.14 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM	26
Figure II.15: Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire	26
FigureII.16: Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation"	27
FigureII.17: Chaine élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par uneMPPT	29
Figure III.1 :Hauteur manométrique total.....	32
Figure III.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV	33
Figure III.3: Groupement de N_s module en série et N_p en parallèle	34
Figure III.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC	36
Figure III.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC	36

Liste des figures

.	
Figure IV.1 : Répartition des coûts entre les différents composants du système PV.....	49
Figure IV.2 : le coût total de chaque système (installation initiale	50
Figure VI.3: le coût total de chaque système après 20 ans.....	51

Liste des tableaux

Liste de tableau

<u>Tableau I.1 : spécification du site d'Adrar</u>	3
<u>Tableau I.2 : Liste des jours types par mois proposés par Klein</u>	8
<u>Tableau I.3 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère</u>	9
<u>Tableau I.4 : rayonnement solaire sur un plan incliné (2011-2016) à la latitude du lieu</u>	12
<u>Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150</u>	19
<u>Tableau IV.1: Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle pour une inclinaison optimale</u>	44
<u>Tableau IV.2 : Les caractéristiques électriques de la pompe PS600C de Lorentz et leur contrôleur</u>	45
<u>Tableau IV.3 : l'architecture d'un système de pompage</u>	48
<u>Tableau IV.4 : les prix des composant de système de pompage PV</u>	48
<u>Tableau IV. 5: Les prix des composant d'un système de pompage par système connectée au réseau de SONELGAZ</u>	50
<u>Tableau IV. 6: le coût total de chaque système (installation initiale)</u>	50
<u>Tableau IV 7 : le coût total de chaque système après 20 ans</u>	51

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Introduction générale:

L'eau est la source de vie, et comme il est un élément important pour répondre aux besoins de l'homme, il est connu que la ressource-eau dans les régions arides existe dans les sous-sols. À l'échelle planétaire, 99 % de l'eau douce, sous sa forme liquide, est en effet souterraine. Cette eau participant au développement agricole et à la consommation domestique, nécessite des technologies d'exhaure, il existe plusieurs technologies permettant de disposer d'une énergie suffisante pour les besoins humains, Ce problème est encore plus sensible dans les sites isolés où l'utilisation des ressources d'énergie classiques s'avère souvent très coûteuse. En effet, plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et les entretiens périodiques des moteurs diesels, en plus, la consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. A partir de ci, il été nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie de remplacement. Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution de remplacement. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une énergie « verte », puisqu'elle permet d'éviter totalement la pollution produite par les sources traditionnelles.

Le territoire national dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. Donc l'énergie solaire photovoltaïque est un solution particulièrement intéressante pour notre site. L'une des applications les plus importantes de l'énergie solaire photovoltaïque(PV) est le pompage de l'eau, en particulier dans les zones rurales qui n'ont pas accès aux réseaux électrique.

Le présent mémoire traite plus particulièrement les aspects techniques et économiques d'une solution de pompage d'eau en utilisant une source d'énergie solaire photovoltaïque, et une Comparaison avec la source de réseau de SONELGAZ appliquées sur le site d' Adrar.

Le contenu de ce mémoire est organisé en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous avons donné des généralité sur le rayonnement solaire, différents notion et définition.

Le deuxième chapitre présente une explication technique de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, autrement dit « l'effet photovoltaïque ». Nous avons détaillé les caractéristiques électriques des cellules solaires et la méthode de couplage entre le générateur photovoltaïque et la charge.

Introduction générale

La composition générale d'un système de pompage photovoltaïque, ainsi que les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes sont présentés dans le troisième chapitre.

Le quatrième chapitre a été entièrement consacré à une étude de ce type de pompage d'eau sur Adrar. Nous avons dimensionné un système de pompage PV fonctionnant par la méthode dite « au fil de soleil » afin d'irriguer une surface de 3 hectares de cultures au zone de'oeude ghezala,et une étude comparative techno-economique entre les deux sources énergitique pour le pompage d'eau ,le réseau de SONELGAZ et le générateur solaire photovoltaïque ,nous a permet de mieux voir les point faible de chaque teachnique.

Enfin, nous terminons cette étude par une conclusion générale qui résume les travaux réalisés.

Chapitre I

Rayonnement

solaire

Chapitre I : Rayonnement solaire**Introduction :**

Notre pays occupe une position géographique stratégique, favorisant l'épanouissement et l'utilisation des énergies renouvelables et particulièrement de l'énergie solaire et tout particulièrement pour les régions sahariennes et dans les endroits reculés où l'énergie électrique n'est pas très développée, et c'est pourtant ces régions qui sont caractérisées par plusieurs facteurs favorisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et ceci étant principalement due à la présence d'un fort ensoleillement. La meilleure approche pour connaître le gisement solaire d'un site donné, est de disposer d'une bonne série de mesures des composantes du rayonnement solaire. Donc il est nécessaire de collecter et analyser les données radiométriques pour évaluer correctement le potentiel d'énergie solaire de la région.

Dans ce chapitre nous allons définir quelques notions d'astronomie. Et nous présentons les équations qui permettent d'évaluer et de calculer des composantes des rayonnements solaires.

I.1 Spécification du site d'Adrar:

Les spécifications du site d'Adrar sont données par les grandeurs météorologiques suivant [1]:

Latitude (°)	27.88 N
Longitude (°)	0.28 W
Altitude (m)	264
albédo	0.35

Tableau I.1 : spécification du site d'Adrar [1]

Pour l'estimation du rayonnement solaire il est nécessaire de bien préciser les Grandeurs géographiques et astronomiques.

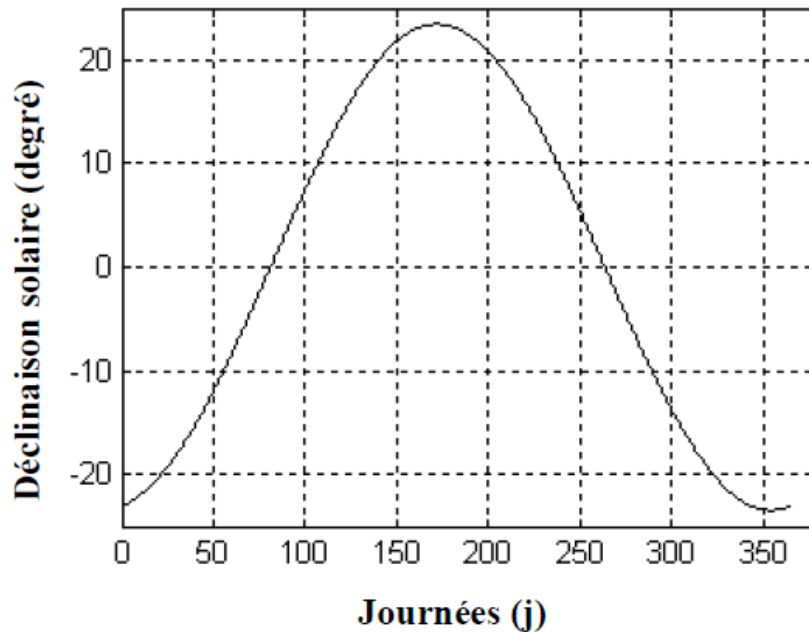
I.2 Notions d'astronomie :**I.2.1 Grandeurs pour le repérage du soleil:****I.2.1.1 Repère de coordonnées équatoriales:**

-**La déclinaison (δ)** : C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre [2], sa valeur en degré est donnée par la relation de Cooper suivante :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[2\pi \cdot \left(\frac{284+n}{365} \right) \right] \quad \text{I.1}$$

Où n : est le numéro d'ordre du jour de l'année ($n=1$ pour le 1^{er} Janvier, $n=32$ pour le 1^{er} Février,...etc.).

La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.



Figure(I.1) : courbe de déclinaison du soleil [2]

-Angle horaire (ω) :

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel. Il est donné par la relation suivante [3] :

$$\omega = 15 (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.2})$$

TSV : temps solaire vrai ;

Il vaut 0° à midi solaire, ensuite chaque heure correspond à une variation de 15° , car la période de la terre dans sa rotation sur elle-même est égale à 24h. Compté négativement le matin lorsque le soleil est vers l'est et positivement le soir (donc un tour de 360° en 24 heures) [4].

❖ Le temps solaire vrai :

Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. La terre fait un tour complet en 24H. Il est midi (12H) lorsque le soleil est au zénith. On a donc :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{I.3})$$

❖ La durée et le taux d'insolation

Par ciel clair et pendant la durée de jour d'ensoleillement S_0 (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement S d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale.

Le taux d'insolation est donné par l'expression [2] :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (\text{I.4})$$

La durée maximale est calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = (2/15) \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) (\text{I.5})$$

Avec :

δ : La déclinaison

ψ : L'attitude du lieu

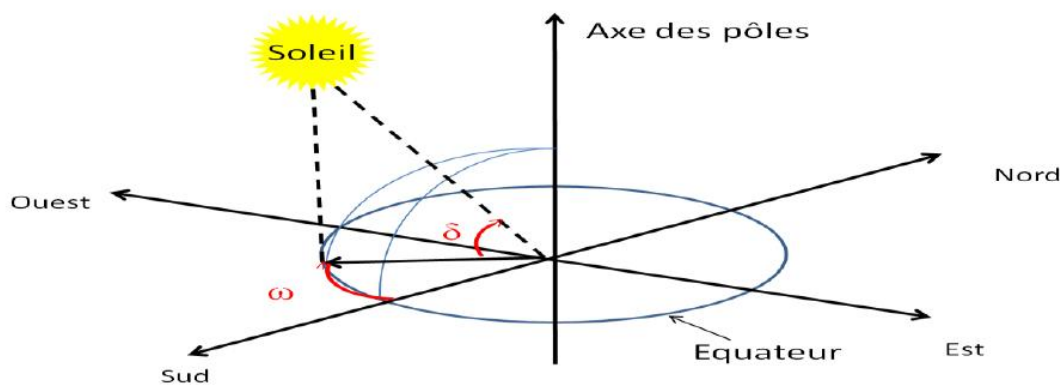


Figure I.2: coordonnées horaires [4]

I.2.1.2 Repère de coordonnées horizontales:

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles [1] :

-La hauteur du soleil (h) : C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin(\Phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) \quad (\text{I.6})$$

Φ : latitude du lieu.

-Azimut du soleil (a) : C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le sud. L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est.

Il est donné par la relation suivante :

$$\sin(a) = (\cos(\delta) \sin(\omega)) / \cos(h) \quad (I.7)$$

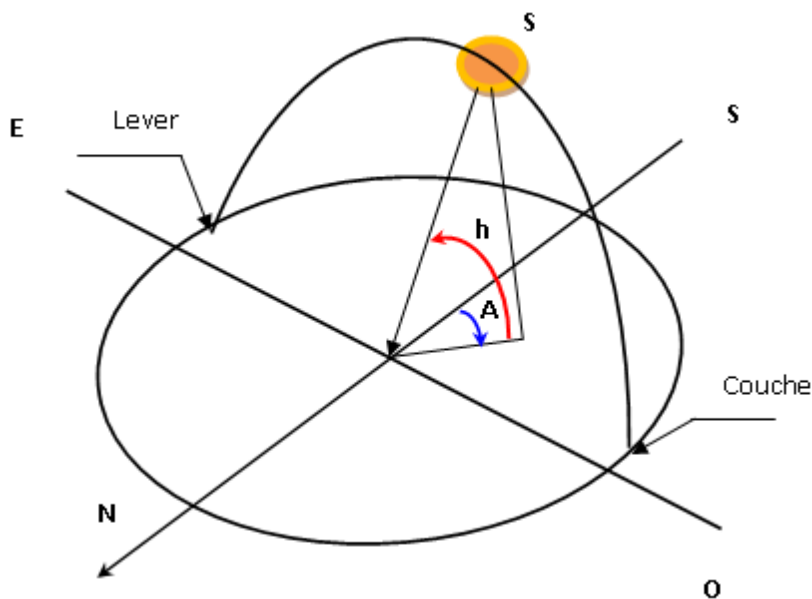


Figure I.3: Position du soleil. [4]

I.2.2 Grandeurs pour le repérage d'un site à la surface terrestre:

Un point quelconque d'un lieu donné du globe peut être défini par les coordonnées suivantes [1], [4]:

- **Latitude (Φ)** : correspond à l'angle entre le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu et le plan équatorial. Elle varie de -90° à $+90^\circ$, elle est positive vers le nord.
- **Longitude (Le)** : représente l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu et le plan méridien origine (Green winch).

L'altitude est la distance verticale entre ce point et une surface théorique de référence (surface de la mer).

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

I.3 Modèles de rayonnement solaire:

I.3.1 Le rayonnement solaire extraterrestre ou hors atmosphère:

Le soleil émet une énergie sous forme d'un rayonnement électromagnétique. Le rayonnement émis par le soleil constitue un spectre allant des ultraviolets à l'infrarouge en passant par le spectre visible ou il émet un maximum d'énergie. Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ 150.000.000 km, effectué en 8 minutes. Le flux de rayonnement intercepté par un récepteur plan perpendiculaire à la

direction du soleil produit sur celle-ci un éclairage énergétique de l'ordre de 1367. Ceci est connu sous le nom de « Constante solaire » [5]. Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, il en résulte que le rayonnement extraterrestre oscille par un pourcentage de 3 % [4].

Irradiation (ou L'éclairage) :

L'éclairage extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur un plan horizontal, est calculé à partir de la constante solaire et de la facture de correction de la distance [5]. Exprimée en W/m².

$$I = G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad (I.8)$$

Avec :

n : Le numéro de jour de l'année ($n=1$ pour le première janvier, ... etc.)

G_{SC} : la constante solaire, $G_{SC} = 1367$ W/m².

L'irradiation horaire

Pour une heure donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale se calcule par l'intégration de l'équation (1.8) entre deux angles horaires ω_1 et ω_2 . On obtient l'équation suivante :

$$I_0 = \frac{12,36}{\pi} G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \psi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\omega_2 - \omega_1) \sin \psi \sin \delta) \quad (I.9)$$

I_0 est exprimée en [W / m² . h]

L'irradiation journalière

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale H est obtenue par l'intégration de l'équation (1.8) (de lever au coucher du soleil). On obtient [4] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{SC} \left(1 + 0.033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) (\cos \psi \cos \delta \cos \omega_s + \sin \psi \sin \delta) \quad (1.10)$$

Avec l'angle solaire $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta)$

G_{SC} : La constante solaire W / m²

δ : La déclinaison du soleil.

ψ : Latitude de lieu.

n : Le numéro de jour de l'année compte à partir du le premier janvier

L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

Le jour type du mois : pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapprochant de la moyenne mensuelle de cette grandeur.

La liste des jours types proposés par Klein [5] est représentée sur le tableau suivant :

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.	Déc.
Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
N° de jour	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Tableau I.2 : Liste des jours types par mois proposés par Klein [5]

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (I.10) avec :

Le numéro de jour type du mois. Le résultat est présenté dans le tableau suivant :

Mois	N° de jour	$\delta(^{\circ})$	$\overline{H}_{0[wh/m^2.j]}$
Jan	17	-20.917	5750
Fév.	47	-12.954	7081
Mar	75	-2.417	8680
Avr	105	9.415	10187
Mai	135	18.792	11119
Jun	162	23.086	11447
Juil.	198	21.184	11242
Aout	228	13.455	10.494
Sep	258	2.217	9179

Oct	288	-9..599	7516
Nov.	318	-18.912	6044
Déc.	344	-23.0496	5363

Tableau I.3 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.

❖ **L'indice de clarté :**

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Ce coefficient Les valeurs de K_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0:3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0:8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés)[6].

I.3.2 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

Rayonnement direct

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct [7].

$$S_H = 1367. c(j). \sin \left(h(i) \exp \left(\frac{-T_L}{0.9 * 9.41 * M(i)} \right) \right) \quad (I.11)$$

Avec :

S_H : Flux direct horizontal.

$c(j)$: La correction de la distance terre soleil.

$h(i)$: Hauteur du soleil.

T_L : Facteur de trouble.

$M(i)$: Nombre d'aire masse.

Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heure i est statistiquement donné par [7].

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} \cdot C(j) - \sin(h(i) - 2) \cdot \exp\left[-0.5 \log^2\left(\frac{-T_L}{22 * M(i)^{-0.65}}\right)\right] \quad (I.12)$$

Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ) tq : $0 \geq \xi \geq 1$

Rayonnement global (Φ_G)

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$\Phi_G = S + D + R \quad (I.13)$$

Rayonnement solaire sur un plan incliné

Une surface inclinée rapport à l'horizontale avec l'angle B reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi [7].

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} \quad (I.14)$$

Rayonnement direct

Soit un lieu de latitude, le flux est défini par :

R_b : Rapport de flux direct

S_B : Flux direct pour un plan d'inclinaison

S_H : Flux direct horizontale

ω : Déclinaison du soleil.

δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné B :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)} S_H \quad (I.15)$$

Rayonnement diffus

Le flux à une inclinaison B et l'attitude capté par une surface orientée face au Sud-est donné par le modèle suivant :

Pour l'heure i : utilisons le modèle « WILLMOTT »

$$D_b = D_h \left[F(i) \frac{1+\cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sin h(i)} \right] \quad (I.16)$$

Avec :

$$F(i) = 1 - K_T(i) \cdot \left[1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \quad (I.17)$$

$$K_T(i) = \frac{\theta_{GH}(i)}{\theta(i)} \quad (I.18)$$

K_T : Coefficient de sérénité (L'indice de clarté)

(i) : Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

Rayonnement réfléchi

La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH} \left[\xi \cdot \left(\frac{1-\cos \beta}{2} \right) \right] \quad (I.19)$$

ϕ_{GH} : Flux global horizontal.

ξ : Albédo du sol

Rayonnement global incliné

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$\phi_{GH} = S_B + D_\beta + R_B \quad (I.20)$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'un angle B :

$$\phi_{GB} = R \cdot \phi_{GH} \quad (I.21)$$

R : Rapport du flux global.

D'où :

$$R = \frac{\phi_{GB}}{\phi_{GH}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}} \right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}} \cdot \left(\frac{1+\cos \beta}{2} \right) + \xi \left(\frac{1-\cos \beta}{2} \right) \quad (I.22)$$

Avec :

R_b : Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_G = R \cdot \phi_{GH} \quad (I.23)$$

I.4 Moyenne mensuelle du rayonnement solaire sur un plan incliné[1]:

Pour notre zone d'étude les Moyenne mensuelle du rayonnement solaire sur un plan incliné représentée par le tableau suivant :

Période	L'hiver			Le printemps			L'été			L'automne		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
G_i [kw /m ² /j]	6.2	6.3	6.9	7.5	7.2	6.3	7.05	7.1	7	6.1	5.8	5.6

Tableau I.4 :rayonnement solaire sur un plan incliné (2011-2016) à la latitude du lieu (Adrar =27.88°)

annuel 6,5kwh /m²

Gi: rayonnement solaire sur un plan incliné

Pour une meilleure lecture, ces valeurs sont représentées graphiquement sur la Figuresuivant:

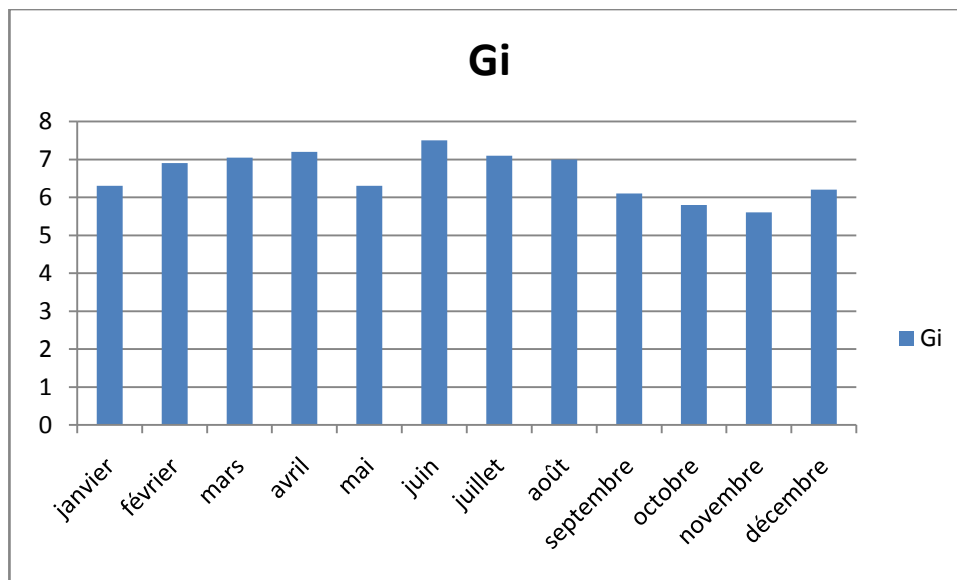


Figure I.4 : Moyenne mensuelle du rayonnement solaire sur un plan incliné (2011-2016)

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons donné de la généralité sur le rayonnement solaire, différentes notions et définitions. Et on conclure que l'une des valeurs estimées par des modèles théoriques les plus importants du gisement solaire qui permet de calculer l'énergie solaire reçue par différentes inclinaisons dépend des données radiométriques de site d'étude puisque chaque région a sa propre gisement solaire.

Chapitre II

Etude du Système photovoltaïque

Chapitre II : Etude du Système photovoltaïque**Introduction :**

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion directe de l'énergie provenant des photons, compris dans le rayonnement solaire, en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (cellules Photovoltaïque PV). L'association de plusieurs cellules PV en série et /ou parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV). Ce GPV a une caractéristique statique courant-tension $I(V)$ non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Le point de fonctionnement du générateur PV peut donc varier entre les points extrêmes correspondant au courant de court-circuit I_{SC} et la tension en circuit ouvert V_{OC} . La détermination du point de fonctionnement du GPV (Générateur Photovoltaïque) dépend directement de la charge à laquelle il est connecté. Ce point de fonctionnement est plus ou moins éloigné du PPM qui est caractérisé par le courant et la tension optimaux. Dans ce chapitre, nous commencerons par un rappel sur le principe de l'effet photovoltaïque et nous détaillerons les principales caractéristiques de la source PV. Enfin, nous étudierons le fonctionnement optimal du générateur PV et plus particulièrement la recherche du point maximale de puissance MPPT (Maximum Power Point Tracking) [8].

II.1. Le générateur photovoltaïque GPV :**II.2. Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :**

Les cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir d'une jonction pn au silicium (diode). Pour obtenir du silicium dopé n, on ajoute du phosphore. Ce type de dopage permet au matériau de libérer facilement des électrons (charge -).

Pour obtenir du silicium dopé p, on ajoute du bore. Dans ce cas, le matériau crée facilement des lacunes électroniques appelées trous (charge +).

La jonction pn est obtenue en dopant les deux faces d'une tranche de silicium. Sous l'action d'un rayonnement solaire, les atomes de la jonction libèrent des charges électriques de signes opposés qui s'accumulent de part et d'autre de la jonction pour former un générateur électrique.

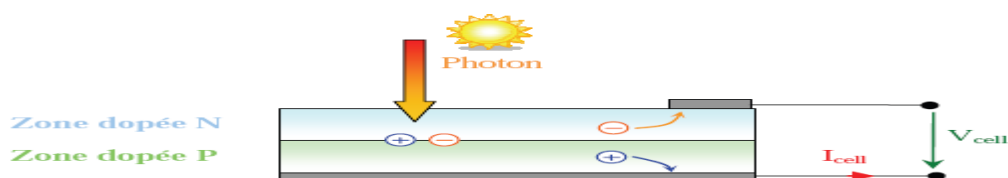


Figure II.1 : Le Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [9]

II.2.1 Les différents types de panneaux photovoltaïques :

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent. Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [10]:

II.2.2 Les panneaux PV avec des cellules monocristallines :

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont des photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal.

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal.

Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium.

Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction p-n dépôt de Couche anti reflet, pose des collecteurs), le wafer devient une cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et vues de près, elles ont une couleur uniforme.

Elles ont un rendement de 12 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse.

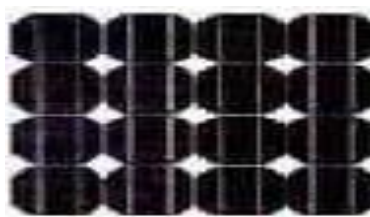


Figure II.2 : Panneaux PV (cellule monocristalline)

II.2.2.1 Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines :

Les panneaux PV avec des cellules poly cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur

coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure Poly-cristalline.



Figure II.3 : Panneaux PV(cellule poly cristalline)

II.2.2.2 Les modules photovoltaïques amorphes :

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, Mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 8% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly cristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas cout en utilisant peu de matière première. [11]

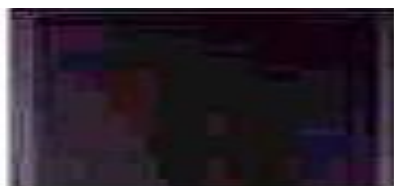


Figure II.4 : Module photovoltaïque amorphe

II.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque est composé particulièrement par :

II.3.1 Les cellules solaires :

Une cellule solaire photovoltaïque est une plaquette de silicium (semi-conducteur), capable de convertir directement la lumière en électricité. Cet effet est appelé l'effet photovoltaïque. Le courant obtenu est un courant continu et la valeur de la tension obtenue est de l'ordre de 0,5 V

II.3.2 Les modules (ou panneaux) :

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité.

II.3.3 Le générateur photovoltaïque :

L'interconnexion des modules entre eux, en série ou en parallèle, pour obtenir une puissance plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque se compose de plusieurs modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

II.4 Modèle de cellule :

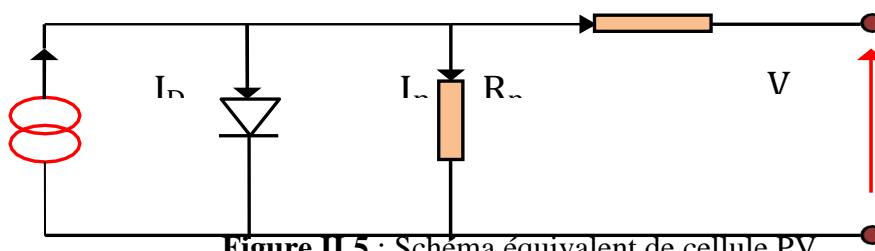


Figure II.5 : Schéma équivalent de cellule PV

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure II.5 illustre le schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. En statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [12]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (II.1)$$

Avec

I = Le courant fourni par la cellule

$I_{sc} = I_{scr} \left(\frac{G}{1000} \right)$: Où I_{scr} courant de court-circuit de référence.

$I_p = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p}$: Le courant dérivé par la résistance parallèle.

$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{nV_T} \right) - 1 \right]$: Le courant traversant la diode.

I_0 : Le courant de saturation inverse d'une diode.

V_T : La tension thermique.

Où :

e : charge d'électron ($1.602 * 10^{-19} C$),

K : constante de Boltzmann ($1.381 * 10^{-23} j/k$)

n : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.

T : La température effective de la cellule en kelvin

En utilisant les équations ci-dessus, on peut en déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} - 1\right) \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (\text{II.2})$$

II.5 Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque :

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP SX 150 de chez BP Solaire. La série SX de BP Solaire [13] fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur. Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

Puissance maximale(P_{max})	150 w
Tension a P_{max} (V_{mP})	34.5 V
Courant de court-circuit I_{sc}	4.75 A
Courant à P_{max} (I_{mP})	4.35 A
Tension à circuit ouvert V_{oc}	43.5 V
Coefficient de température de I_{sc}	0.065±0.015%/°C
Coefficient de température de V_{oc}	-160±20 mV/°C
Coefficient de température de la puissance	-0.5±0.05%/°C
NOCT	47±2°C

Tableau II.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre des paramètres intervenants dans la caractéristique courant - tension.

Dans notre cas, nous avons choisi un modèle simple nécessitant que les paramètres donnés par le fabricant, la caractéristique I-V de ce modèle est illustrée ci-dessous [14] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} - 1\right) \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (\text{II. 3})$$

Où I_D , le courant de diode, est donné par l'équation :

$$I = I_D \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} - 1\right) \right] \quad (\text{II. 4})$$

Le courant de saturation inverse d'une diode est donné par :

$$I_0 = I_{sc} / \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_T} - 1\right) \right] \quad (\text{II. 5})$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p = \infty$) l'équation (II.3) devienne :

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} - 1\right) \right] \quad (\text{II. 6})$$

Avec :

I : Le courant fourni par la cellule.

V : La tension à la borne de cellule.

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} - 1\right) \right] \quad (\text{II. 7})$$

Calcul de la résistance série dans le point V_{oc}

$$dI = 0 - I_0 \cdot \left(\frac{dV + R_s \cdot dI}{nV_T}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T}\right)\right] \quad (\text{II. 8})$$

La résistance série influe largement sur la pente de la courbe des caractéristique I-V au voisinage de V_{oc} . Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$R_s = -\frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T}\right)} \quad (\text{II. 9})$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI} / V_{oc} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp\left(\frac{V + I.R_s}{nV_T}\right)} \quad (\text{II. 10})$$

Enfin, pour résoudre l'équation de caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{II.11})$$

ou:

$f'(x_n)$: Le dérivé de fonction

$f(x_n)$:

x_n : La présente itération.

x_{n+1} : L'itération suivante.

Ainsi, on réécrit l'équation (2.6) sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I.R_S}{nV_T}\right) - 1 \right] = 0 \quad (\text{II. 12})$$

En remplaçant dans l'équation (II.11), on calcule le courant (I) par les itérations [15] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I_n.R_S}{nV_T}\right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \left(\frac{R_S}{nV_T}\right) \cdot \exp\left(\frac{V+I_n.R_S}{nV_T}\right)} \quad (\text{II. 13})$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différents éclairagements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_{sc}(T) = I_{scr}(T_{ref}) \cdot [1 + a(T - T_{ref})] \quad (\text{II. 14})$$

$$I_{sc} = I_{scr} \left(\frac{G}{100}\right) \quad (\text{II. 15})$$

Où I_{scr} le courant de court-circuit de référence.

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{3/n} \cdot \left[\exp\left(\frac{-q.E_g}{nk}\right) \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right) \right] \quad (\text{II. 16})$$

a: Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_{ref} : La température de référence, 298k (25°C).

G : L'irradiation solaire.

II.5.1 Influence de la température sur le rendement des cellules

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la base des cellules photovoltaïques est une jonction PN. Ceci nous laisse envisager que son rendement variera selon la température de la jonction. En effet, l'équation de Boltzmann donne :

$$I_{SC} = I_0 \cdot \exp\left(-\frac{eV_{oc}}{KT}\right) \quad (\text{II. 17})$$

La figure II.6 ci-dessous montre que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2.3 mV / par degré Celsius / par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius). La figure ci-dessous montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule.

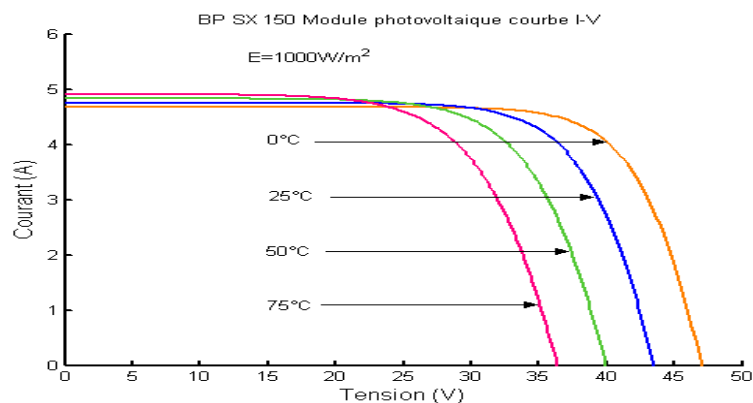


Figure II.6 : Effet de la température sur la caractéristique I-V

On peut remarquer sur la figure II.7 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible (de l'ordre de $(5 \times 10^{-5} \text{ w/K})$ par cm² de la cellule) [11].

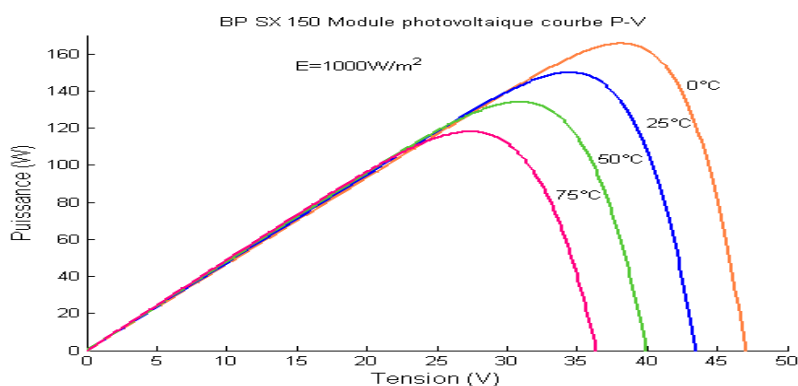


Figure II.7: Effet de la température sur la caractéristique P-V

II.5.2 Influence du rayonnement sur les cellules

De la même manière que la température, la jonction PN réagit différemment selon l'énergie qu'elle reçoit. Plus elle reçoit d'énergie plus elle en restitue, mais toujours avec un coefficient de rendement très faible de l'ordre de 15%. La variation des caractéristiques est représentée sur les courbes de la figure II.7. Pour différents niveaux d'irradiation, le changement du courant optimal est très important. Ceci confirme l'approximation faite classiquement sur le courant optimal délivré par un générateur PV qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation. Nous pouvons le voir aussi sur la (figure II.8). Selon les conditions météorologiques, nous obtenons différentes courbes avec différentes puissances maximales au cours d'une même journée. Nous remarquons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert à une chute du flux lumineux.

En examinant les caractéristiques réelles obtenues, nous pouvons conclure que des fortes variations du niveau d'irradiation provoquent des variations relativement importantes du courant optimal. Alors que, les variations relatives de la tension optimale restent faibles.

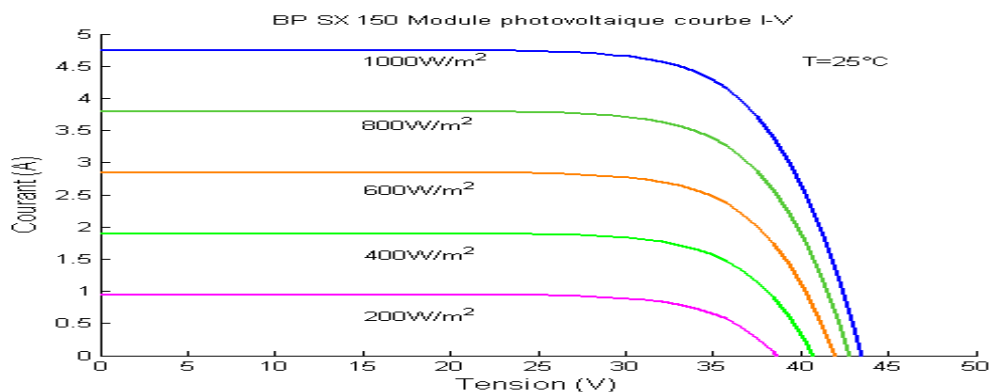


Figure II.8: Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V

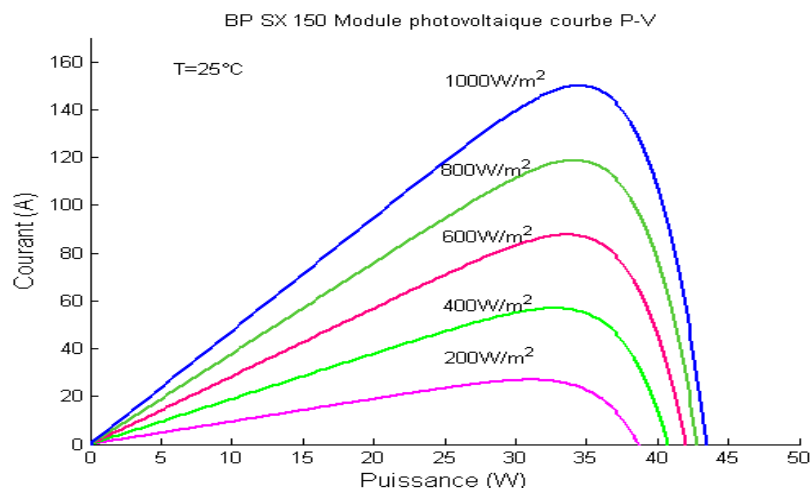


Figure II.9: Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V

II.6 Connexion directe source-charge :

Actuellement, nous trouvons encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et le très haut degré de fiabilité. Ceci est dû principalement à l'absence d'électronique, sans oublier le faible coût de la solution. La figure II.9 montre ce cas de montage.

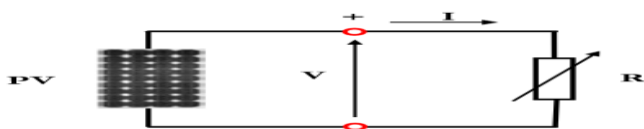


Figure II.10: Connexion directe d'un GPV-charge

L'inconvénient de cette configuration est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{\max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti.

Trois types de charges DC typiques existent : une charge purement résistive, une charge de type source de tension et une charge de type source de courant. Sur la figure II.10, nous avons représenté les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur PV ainsi que les caractéristiques $I(V)$ des trois types de charges.

Tout d'abord, nous pouvons identifier le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale pour un courant optimal et une tension optimale. Ce point est nommé PPM. Ensuite, nous remarquerons le point d'intersection entre les caractéristiques $I(V)$ du générateur et celles des trois types de charges [16] :

- 1) point A pour une charge en source de courant,

- 2) point B pour une charge résistive,
- 3) point C pour une charge de type source de tension,

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P1, P2 et P3, que, comme l'illustre la Figure II.10, correspondent à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible. Donc une perte d'une partie de la puissance dérivable aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

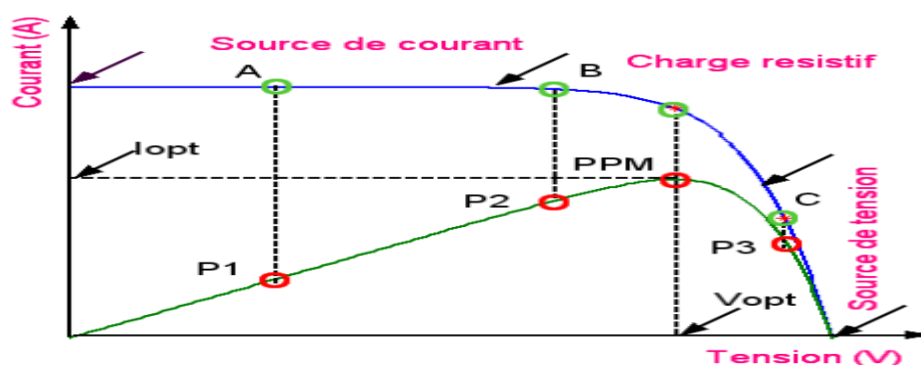


Figure II.11: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge

II.7 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge :

Comme nous l'avons vu dans le paragraphe II.1, un générateur PV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. La production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge, la technique adoptée classiquement consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure II.12.ci-dessous. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible [12].

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur GPV à son point de puissance maximale PPM, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est

variable en fonction des conditions climatiques.

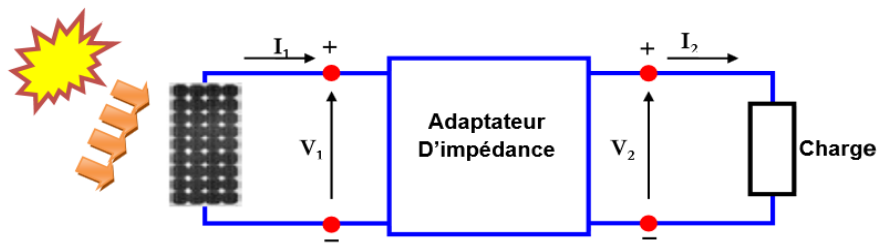


Figure II.12: Etaged'adaptation d'un générateur PV – charge

II.8 Principe de la recherche du point de puissance maximale(MPPT)

II.8.1 Introduction

Un MPPT, de l'anglais Maximum Power Point Tracker, est une commande associée à un étage d'adaptation permettant de faire fonctionner un générateur électrique non linéaire de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques ou encore avec les générateurs éoliens [13]. Un générateur photovoltaïque est un générateur, dont la caractéristique $I = f(U)$ est fortement non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet alors de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. Les figures (II.13 et II.14)représentent la trajectoire du point de puissance maximale produite par legénérateur.

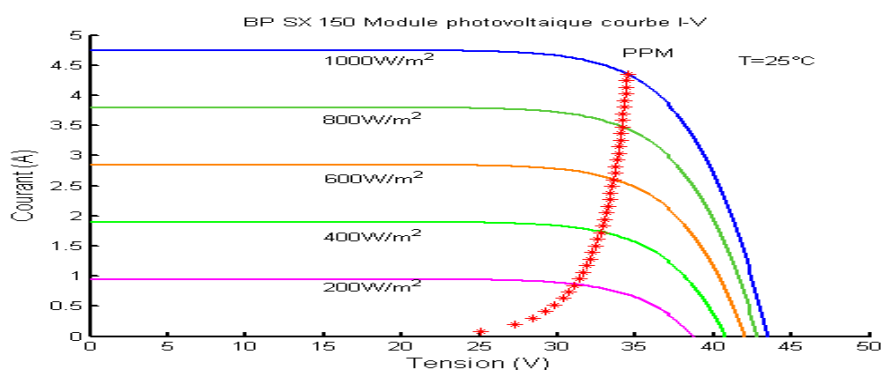


Figure II.13: La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM.

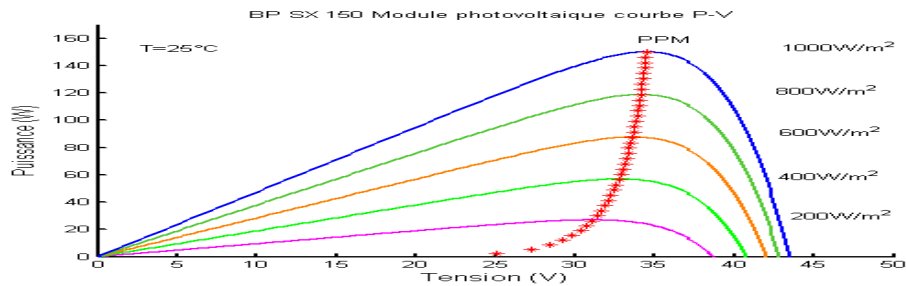


Figure II.14 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM.

II.8.3 La méthode dite « Perturbation et Observation » ou P&O

La méthode P&O est sans doute la plus naturelle qui vient à l'esprit pour faire une recherche du point maximal de puissance PPM. En effet, dans le cas d'une application photovoltaïque, il s'agit concrètement d'un algorithme qui [17] :

- Pour une tension $U(k)$ fixée va mesurer la puissance correspondante $P(k)$ délivrée par le générateur
- Après un certain temps, l'algorithme impose une tension $U(k+1) = U(k) + \Delta U$ et mesure également la puissance correspondante $P(k+1)$,
- Si $P(k+1)$ est supérieure à $P(k)$: l'algorithme cherche à imposer une tension plus grande $U(k+2) = U(k+1) + \Delta U$. Sinon l'algorithme cherchera au contraire à abaisser la tension $U(k+2) = U(k+1) - \Delta U$

La trajectoire de la variation de ces points est représentée sur la figure II.15

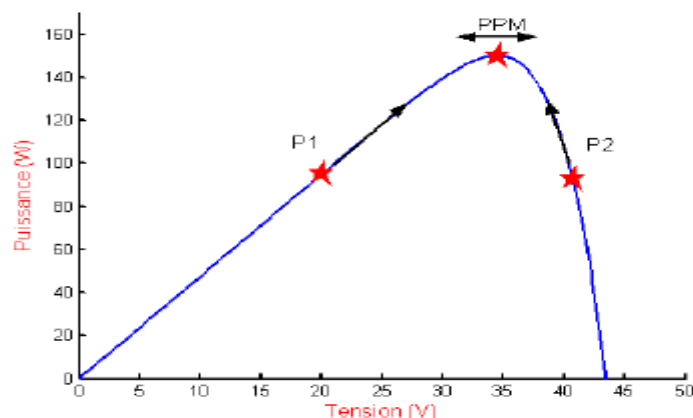


Figure II.15: Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire

De cette manière, le système adapte en permanence la tension aux bornes du générateur photovoltaïque afin de se rapprocher du point de puissance maximum, mais sans jamais l'atteindre précisément. D'autres algorithmes différents existent aussi et des solutions entièrement analogiques parfois assez simples à mettre en œuvre.

Les étapes de la recherche (du point optimal) sont illustrées dans le diagramme de la figure II.16.

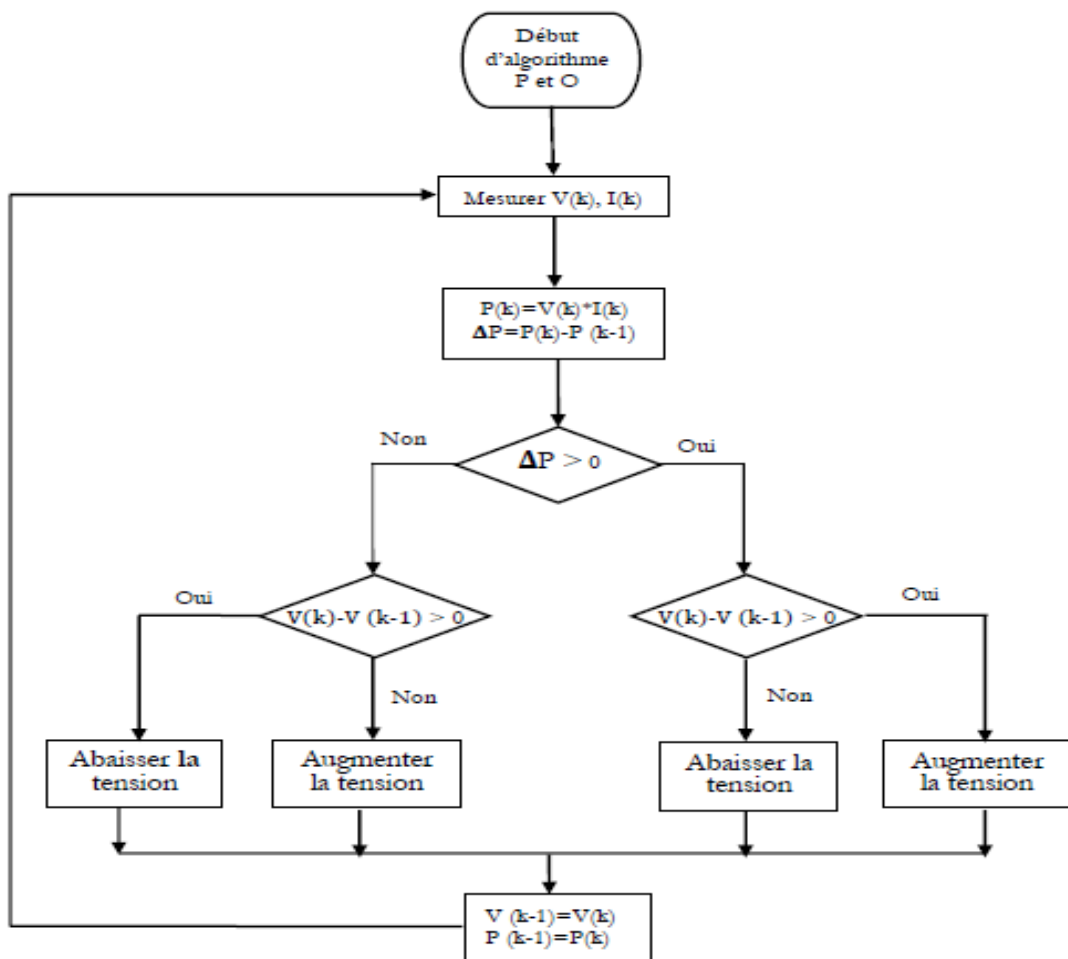


Figure II.16: Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation" [14].

Légende :

$V(k)$: tension en sortie du panneau à l'itération k
 $I(k)$: intensité en sortie du panneau à l'itération k

$P(k)$: puissance en sortie du panneau à l'itération k

II.8.4 Principe du contrôle MPPT

Le MPPT commande un étage d'adaptation qui permet de relier aisément un générateur photovoltaïque à une charge de type continue (DC) pour avoir un rendement de conversion très élevé. Pour utiliser le concept du transformateur DC avec rapport de transformation variable pour l'adaptation d'un générateur PV à une charge DC, il suffit de faire varier le rapport de transformation $n(D)$ pour trouver le point d'adaptation optimal entre le générateur PV et la charge de manière à transférer le maximum de puissance du générateur. Etant donnée la caractéristique du générateur PV, cette variation doit suivre les ordres de commande délivrés par une commande de type MPPT. L'action de contrôle provenant de la commande MPPT va induire la variation de rapport de transformation qui va indirectement correspondre à une variation de rapport cyclique du convertisseur statique DC-DC[13].

$$V_s = n(D) \cdot V_e \quad (\text{II. 18})$$

Si on prend l'exemple du convertisseur DC-DC (SEPIC), la tension d'entrée du convertisseur : $V_e = V_s(1 - D)/D$ (II. 19)

V_e : La tension d'entrée,

V_s : La tension de sortie,

D : Le rapport cyclique du convertisseur,

L'impédance vue par le générateur PV est R_e ,

$$\text{Ou : } R_e = R_{ch}(1 - D)^2/D^2 \quad (\text{II. 20})$$

Si D augmente R_e diminue, la tension diminue aussi,

Si D diminue R_e augmente, la tension augmente aussi,

Le contrôle MPPT (figure II.17) fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique, qui influe sur le sens de la variation de tension de telle sorte que la puissance fournie par le générateur PV soit la puissance maximale disponible à ses bornes.

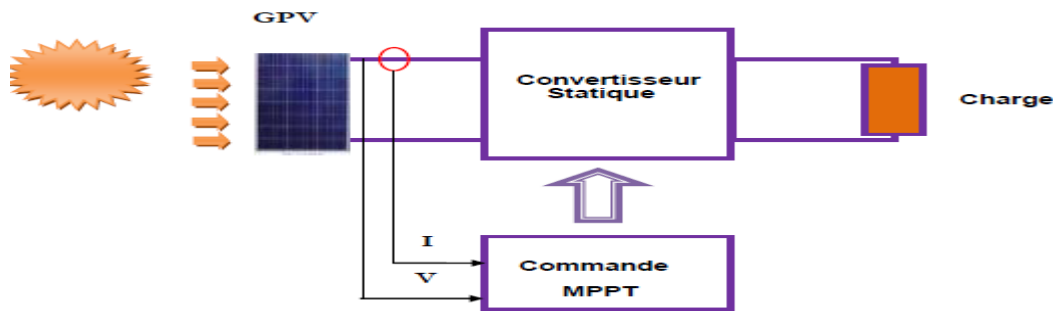


Figure II.17: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales caractéristiques et les technologies des éléments constitutifs d'un générateur PV. Nous avons pu montrer les implications sur le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique d'une installation PV. Nous avons bien remarqué que le rendement de cette conversion reste encore très faible, souvent inférieure à 15 %, ce qui induit un coût élevé de watt crête. Ce rendement assez faible ainsi que le coût élevé de la source PV, ont incité les exploitants à chercher pour tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT.

Chapitre III
dimensionnement
de pompage
photovoltaïque

Chapitre III : dimensionnement de pompage photovoltaïque**Introduction :**

L'une des applications les plus importantes de l'énergie solaire photovoltaïque(PV) est le pompage de l'eau, en particulier dans les régions éloignées, désertiques ou montagneuses qui ont une quantité considérable de rayonnement solaire, donc Il constitue une solution parfaitement adéquate pour subvenir aux besoins de l'irrigation ou d'alimentation en eau potable. L'installation de pompage solaire PV définie est soumise aux impératifs suivants:

- un bon rendement,
- une excellente fiabilité,
- et une autonomie de fonctionnement.

III.1 Méthodes du pompage :

Une pompe photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée « pompe au fil du soleil », utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation.

III.1.1 Pompage avec batteries:

Est une méthode attirée par l'utilisation de l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements. Le pompage est régulier durant toute la journée, Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin. Dans ce cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.

Toutefois, l'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

III.1.2 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 d'eau dans le réservoir est donc variable, directement en fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression (au fil du soleil) [18]. Il est plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le réservoir peut souvent être construit localement et la

capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

III.2 Données de base d'une pompe :

Les données nécessaires pour dimensionner la pompe solaire sont le débit d'exploitation et la hauteur à laquelle la pompe devra refouler. Celle-ci est majorée par des pertes de charges et de la pression de refoulement dans la conduite.

Le débit Q :

Le débit (Q) est la quantité d'eau fournie par une pompe durant un intervalle de temps donné. En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m^3 par jour.

La hauteur manométrique totale H_{MT} :

C'est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (III.1)$$

Où:

H_g :Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation(voir Figure 3.1). Elle est calculée par la formule suivante :

$$H_g = A + B + C \quad (III.2)$$

P_c :Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Elles s'expriment en mètres d'eau et elles sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre et du débit de la pompe.

Niveau statique N_s :

Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

Niveau dynamique N_d :

Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la H_{MT} , le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. R_m est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

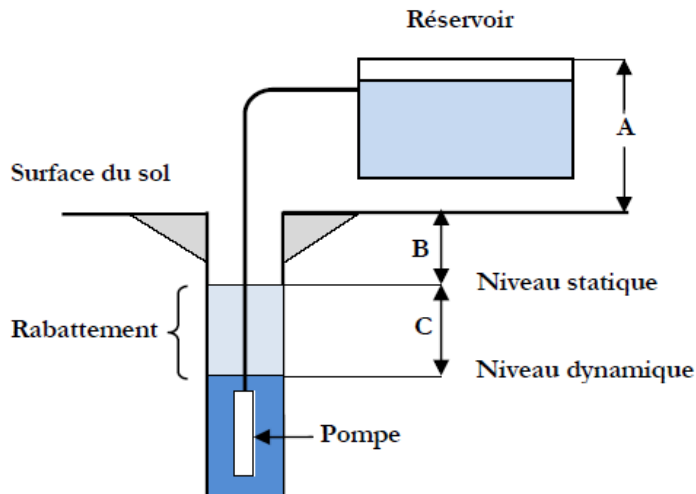


Figure III.1 : Hauteur manométrique total.

III.3 Constitutions d'un système de pompage PV :

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [19]:

- le générateur photovoltaïque,
- le groupe électropompe,
- l'électronique de commande et de contrôle,
- la partie stockage,

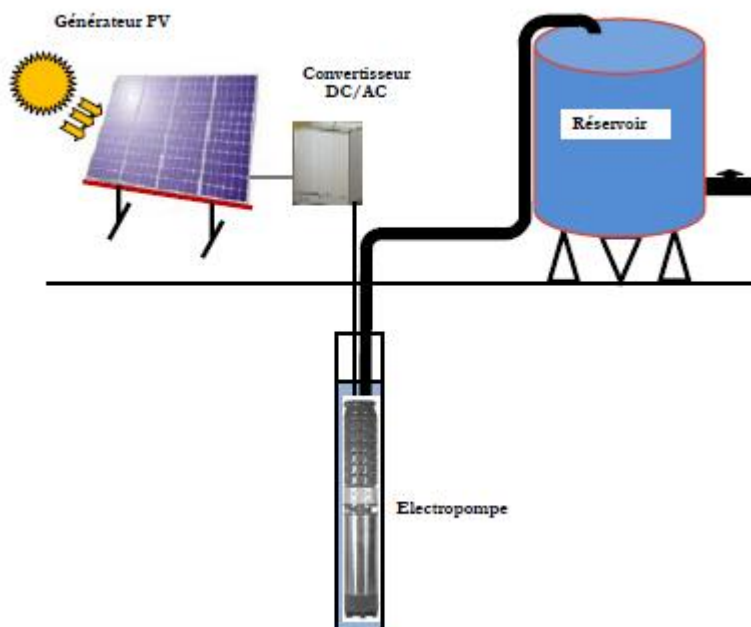


Figure III.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

III.3.1 Le générateur photovoltaïque :

Composé à son tour, de modules interconnectés électriquement jusqu'à constituer une unité de production DC, et une structure de support mécanique, les modules photovoltaïques reliés en série et en parallèle selon la puissance requise (en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant).

En utilisant l'équation ci-dessous, pour un groupement mixte formé à partir d'un nombre N_S module en série et N_P module en parallèle [20] :

$$I = N_P \cdot I_{ph} - N_P \cdot I_0 \left[\exp \left(\frac{N_S \cdot V + \frac{I \cdot N_S R_S}{N_P}}{n \cdot N_S \cdot V_T} \right) - 1 \right] - \frac{N_S \cdot V + \frac{I \cdot N_S R_S}{N_P}}{\frac{N_S R_P}{N_P}} \quad (\text{III.3})$$

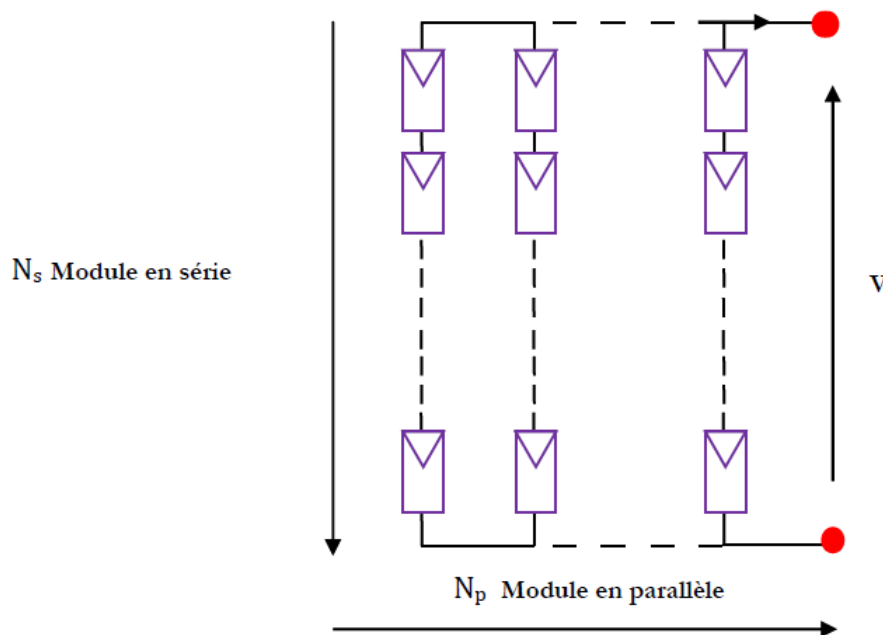


Figure III.3: Groupement de N_S module en série et N_P en parallèle

III.3.2 Le groupe électropompe :

Composé de deux parties :

A. Les pompes :

Une pompe est une machine qui transforme l'énergie mécanique en énergie hydraulique. Elle est couplée directement au moteur et elle est caractérisée par un couple, vitesse, débit. Une bonne adaptation entre la pompe et le moteur mène à de bons résultats.

On appelle pompe tout appareil qui aspire un fluide d'une région à basse pression pour le refouler vers une région à plus grande pression. Ainsi, d'après cette définition on peut dire que

le rôle de la pompe consiste à augmenter la pression du fluide. L'augmentation de la pression du liquide véhiculé par la pompe a eu lieu suite à la transformation de l'énergie mécanique fournie par un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et la sortie de la pompe.

Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [21].

La pompe volumétrique :

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes.[22]

La pompe centrifuge :

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes, conçue pour une hauteur manométrique totale (HMT) relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \cdot HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres), [22].

B. Les moteurs électriques :

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, Il peut être à courant continu ou alternatif. [23]

Moteur à courant continu :

Moteur à courant continu avec balais: les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (figure III.4). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

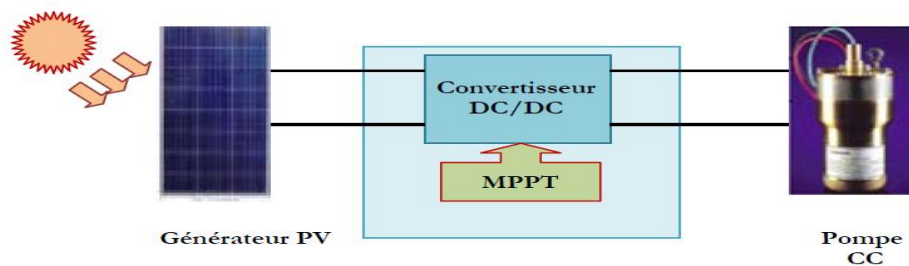


Figure III.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC

Moteur à courant continu, sans balais (Brushless) : Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

Moteur à courant alternatif : Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir figure(III.5) .

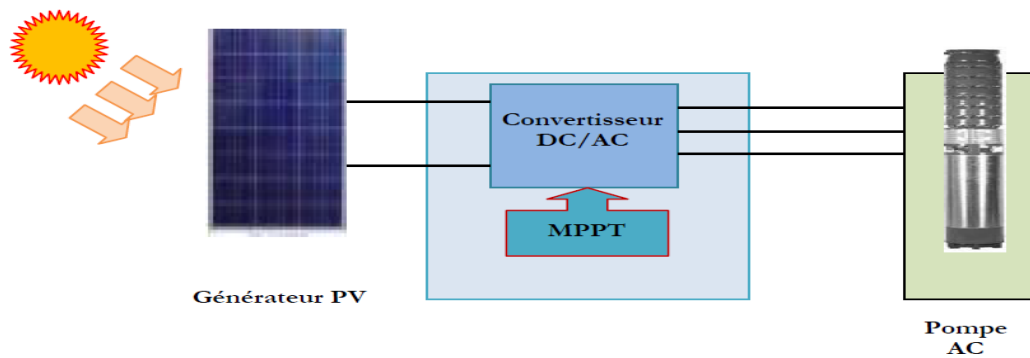


Figure III.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC

III.3.3 L'électronique de commande et de contrôle :

Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Pour les pompes avec moteur à courant continu en utilisant un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

Le convertisseur DC/AC (onduleur) :

Pour les pompes à courant alternatif monophasé ou triphasé le convertisseur électronique permet de convertir le courant continu produit par les panneaux solaires en un courant alternatif dont la fréquence et l'amplitude sont contrôlées et ajustées en fonction de l'ensoleillement pour avoir le maximum de débit sur la pompe.

on utilise un onduleur pour alimenter le groupe motopompe à partir des panneaux photovoltaïques. D'une façon générale l'onduleur joue le rôle d'interface entre source d'énergie électrique et le moteur.

III.3.4 La partie stockage :

Il existe deux façons de stockage d'énergie: le stockage d'énergie électrique ou le stockage d'eau où l'eau en excès peut être pompée dans des réservoirs de stockage ou des étangs situés en hauteur afin de garantir la disponibilité d'eau par voie gravitaire en cas de couvert nuageux. le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus, le rendement énergétique est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateurs. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

III.4 Méthode de dimensionnement :

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

- Evaluation des besoins en eau
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire
- Détermination de l'énergie solaire disponible
- Choix des composants.

III.4.1 Evaluation des besoins en eau : Estimations des besoins en eau :

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie.

Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail [19].

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système.

III.4.2 Calcul de l'énergie quotidienne requise :

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante[18] :

$$E_e = E_h / (\eta_{MP} \times \eta_{ond}) \text{ (III.4)}$$

Où :

E_e : Energie électrique exprimé en [kwh/j]

η_{MP} : Le rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 60%.

η_{ond} : Le rendement d'onduleur.

nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot H_{MT} \text{ (III.5)}$$

Avec :

E_h : Énergie hydraulique

C_h : Constante hydraulique

Q : Volume d'eau

H_{MT} : Hauteur manométrique total

$$C_h = g \cdot \rho / 3600$$

Où :

g : La gravité terrestre [9.81 m/s^2]

ρ : Densité de l'eau [1000 kg/m^3]

III.4.3 Détermination de l'énergie solaire disponible :

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire.

III.6 Dimensionnement du générateur photovoltaïque :

III.6.1 Méthode analytique :

La puissance de sortie d'un générateur photovoltaïque sous les conditions standards de mesure, CSM, (éclairage $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et température de cellule $T = 25 \text{ °C}$) [25] est :

$$P_C = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (III.6)$$

P_C : La puissance de sortie du générateur (w) sous CSM (puissance crête).

η_g : Le rendement du générateur à la température de référence (25 °C).

A : La surface active du générateur (m^2).

G : L'éclairage dans les conditions CSM.

L'énergie électrique journalière est donnée par l'équation :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (III.7)$$

Où :

η_{PV} : Le rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation

$G_d(\beta)$: L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β [$kwh/m^2/j$]

Le rendement η_{PV} est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (III.8)$$

Où :

F_m : Facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximale.

γ : Coefficient de température des cellules. γ prend des valeurs entre 0,004 et 0.005/°C pour des modules au silicium mono et poly cristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

T : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

Calcul de la puissance, en watts crêtes, que doit avoir le champ.

En substituant les équations (III.5), (III.7) et (III.8) dans (III.6), nous obtenons la puissance crête du générateur :

$$P_C = \frac{G}{F_m [1-\gamma(T-T_r)]G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \eta_{Ond}} \quad (III.9)$$

III.6.2 Méthode graphique

Le calcul de la puissance du générateur photovoltaïque peut être effectuée de deux manières : soit par des expressions analytiques comme celle donnée si haut, ou bien en utilisant les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur qui donne en fonction de l'irradiation globale la puissance nécessaire développée P_c par les panneaux pour faire fonctionner la pompe dans cette gamme de débit, et de HMT. Ces dernières sont assez pratique et résument les performances des différents pompes en fonction des conditions de leur utilisation.

III.7 Dimensionnement de la pompe:

Le choix de la pompe est basé sur les deux facteurs suivants :

- La hauteur manométrique totale H_{MT} .
- Le débit horaire Q_h

$$Q_h = \frac{Q[m^3/jour]}{h} \quad (III.10)$$

h : est le nombre heures d'ensoleillement maximal à $[1000w/m^2]$.

III.8 Dimensionnement des stations de pompage solaire :

Pour définir la puissance utile au fonctionnement de la pompe développée par les panneaux solaires, les données minimums sont :

- La situation géographique pour déterminer l'irradiation solaire globale.

Le débit pour déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.

- La hauteur manométrique totale pour mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

On procèdera comme suit :

1. Définir l'irradiation globale journalière mensuelle en $[Wh/m^2/j]$ par rapport à la

latitude de la zone de travail.

2. Choisir une pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale,

(utiliser les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur).

3. Déterminer la puissance crête P nécessaire au fonctionnement de la pompe par la méthode analytique ou graphique.

4. Choisir le type de panneau solaire (définir leur puissance nominale P_c)

5. Déterminer le nombre de panneaux par la relation P_c/P_n

6. Déterminer le nombre de module série / parallèle (la forme de connexion).

Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présente les deux méthodes de pompage PV avec et sans batteries, On présent également les principaux constitutions d'un système de pompage PV avec Les différentes étapes pour le dimensionnement de station du pompage dit « au fil du soleil ».

.

Chapitre IV
comparaison techno-
économique entre système
PV-système connecté au
réseau de SONELGAZ

Chapitre IV : comparaison techno-économique entre système PV-système connecté au réseau de SONELGAZ

Introduction :

Dans la première partie de ce chapitre nous avons détaillé le dimensionnement d'un système de pompage PV fonctionnant par la méthode dite « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est réalisé par le biais d'un réservoir afin d'irriguer une surface d'un 3hectare. Nous avons choisi la zone d'oued ghezala de la wilaya d'ADRAR. Elle est située au sud-ouest Algérien et est caractérisée par un climat saharien, une énergie d'ensoleillement plus fort et des ressources importantes d'eau souterraine.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous étudierons et analyserons les deux techniques de pompage séparément (pompage photovoltaïque – pompage par le système connecté au réseau de SONELGAZ). Le premier est basé sur un système d'énergie solaire photovoltaïque. Le deuxième est par contre, conventionnel et utilisé plus fréquemment dans les régions sahariennes.

IV.1 Situation géographique site d'Adrar:

La wilaya d'Adrar se situe dans la partie centrale du Sahara algérien, elle s'étend sur une superficie de 427968 Km², occupé par 336046 habitants.

Elle est limitée :

Au nord – ouest par la wilaya de BECHAR.

A l'est par la wilaya de GHARDAIA et TAMANRASSET.

A l'ouest par la wilaya de TINDOUF.

Au sud – ouest par la MAURITANIE.

Au sud par le Mali.

Cette wilaya est composée de trois grandes régions

GOURARA

TAOUAT

TIDIKELT

La zone d'oued ghezala située a l'ouest de la wilaya d'Adrar après 10km. Elle est la même caractéristique du région de TAOUAT.

IV.2 Milieu physique:

Les différents paramètres climatologiques donne une idée précise sur le climat qui caractérise la région et permet d'envisager les types d'agricultures que l'on peut l'adopter et leurs besoins en eaux.

IV.2.1 Climatologie:

De type désertique continental, il est caractérisé par une pluviométrie très faible, des températures très élevées, et une forte évaporation.

IV.2.1.1 Températures :

Des écarts de températures considérables ; la température maximale est de plus 45°C en Juin, Juillet et en Aout.

IV.2.1.2 Les vents :

La fréquence des vents est très grande Durant toute l'année. Les vitesses sont très élevées puisque la fréquence des vents de vitesses supérieure à 5 m/s.

IV.2.1.3 La pluviométrie :

Elle se caractérise par sa faiblesse et son extrême irrégularité, le total annuel est souvent inférieur à 20 mm.

IV.2.2 Ressources en eaux souterraines:

- ✚ Parmi les formations qui affleurent dans la région, la plus importante du point de vue hydrogéologique est celle du crétacé inférieur appelée communément le continental intercalaire (C.I.).
- ✚ La partie occidentale la plus importante occupe une superficie de l'ordre de 280 000 km².
- ✚ L'épaisseur de la formation du continental intercalaire varie du Nord vers le Sud et de l'Est vers l'Ouest, selon les données des forages semi profonds son épaisseur oscille entre 150 et 400 m. Notons que l'épaisseur diminue progressivement de l'Est vers l'Ouest et du Nord vers le Sud et échoue en biseau sur le substratum du primaire.
- ✚ Le niveau statique de la nappe aquifère du C.I oscille entre 13 à 30 m par rapport à la cote du sol et peut atteindre 100 m au niveau du plateau de Tademaït (Forages d'Ain bel bel).

IV.3 Le Système de pompage PV :

Le besoin d'eau est bien évidemment très fort. En plus, la willaya d'Adrar se trouve en plein sud avec une valeur d'ensoleillement assez élevée. Pour ces raisons, nous avons choisi l'étude d'un système de pompage appliqué à l'irrigation de 3 hectares d'agricole dans cette région.

Le système est caractérisé par les trois valeurs suivantes :

- le volume journalier d'eau à pomper ;
- le rayonnement solaire journalier reçu par le générateur ;

• la hauteur manométrique total de pompage.

❖ **Estimation des besoins en eau :**

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, de la méthode d'irrigation et des facteurs météorologiques (la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année en question). Pour notre étude les besoins journaliers moyens mensuels en eau est de $72 m^3 / jour$.

❖ **Rayonnement solaire :**

Le tableau ci-après donne les valeurs de rayonnement global journalier calculées sur la moyenne mensuelle pour des rayons incidents sur un plan incliné d'un angle optimal sur le site d'Adrar :

Période	L'hiver			Le printemps			L'été			L'automne		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
G [kw /m ²]	6.2	6.3	6.9	7.05	7.2	6.3	7.5	7.1	7	6.1	5.8	5.6

Tableau IV.1: Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle pour une inclinaison optimale.

❖ **Hauteur manométrique total :**

Pour notre station de pompage, nous avons choisi une hauteur manométrique totale de 27m.

IV.3.1 Dimensionnement de la station de pompage :

Le dimensionnement du système de pompage PV concerne : le calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque, le choix de la pompe. Ce dimensionnement prend en considération les deux conditions suivantes :

Choisir les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.

Choisir le mois où l'ensoleillement le plus faible.

Pour notre exemple, le débit journalier maximal requis est de $72 m^3 / j$ pendant le mois de juin et l'énergie d'ensoleillement la plus faible pour le mois de décembre est égale à $6200 Wh/m^2/j$.

Pour dimensionner la station de pompage, nous suivons les étapes suivantes :

IV.3.2 Choix de la pompe :

Nous choisissons la pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale [23].

➤ Débit horaire :

Il est calculé par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{Q[m^2/jour]}{h} \text{ (IV.1)}$$

Avec :

h : le nombre d'heures d'ensoleillement maximal;

Dans notre cas, nous prenons :

$$Q = 72 \text{ m}^3/\text{jour}$$

$$h = 10 \text{ heures}$$

Par conséquent, le débit horaire est le suivant :

$$Q_h = 7.2 \text{ m}^3/\text{h}$$

Rappelons que la hauteur manométrique total est de 27 m.

Selon nos besoins, d'une part, un débit horaire de $7.2 \text{ m}^3/\text{h}$, et une hauteur manométrique totale de 27 m, d'autre part, la motopompe adéquate sera alors la pompe PS600C de Lorentz (pompe 100% solaire).

- Les caractéristiques de la pompe PS600C de Lorentz et son régulateur:

Hauteur manométrique max [m]	30
Débit max [m ³ /h]	12
Puissance [w]	600
Tension d'alimentation max [Vcc]	68
Tension en circuit ouvert [Vcc]	150max
Tension nominale [Vcc]	48-72

Tableau IV.2 : Les caractéristiques électriques de la pompe PS600C de Lorentz et leur contrôleur.

Le régulateur :

permet d'obtenir en permanence le meilleur point de fonctionnement de la pompe (maximum de débit) malgré les variations de l'ensoleillement. Dans la plupart des cas, il permet également de gérer le fonctionnement de la pompe en cas de manque d'eau dans le forage ou le puits, et le remplissage maximum du château d'eau.

IV.3.3 La capacité du réservoir :

Rappelons que la technique de pompage choisi pour notre cas est le pompage dit « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est effectué dans un réservoir. La capacité de ce dernier est calculée pour répondre au besoin d'eau pendant les jours d'autonomie. Celui-ci varie d'un à plusieurs jours. Pour notre exemple, la capacité de stockage est calculée pour assurer deux jours d'autonomie.

IV.3.4 Taille du générateur PV :

Selon la puissance demandée par le groupe moteur-pompe et l'irradiation journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale que doit fournir le générateur PV est calculée par l'expression suivante [20] :

L'énergie fournie par les panneaux solaires en une journée doit être égale à l'énergie journalière consommée par la pompe

$$P_C = \frac{E_e}{G * \eta} \quad (IV.2)$$

η : Rendement du système d'alimentation (panneaux solaires, chaleur, poussière, chute de tension en ligne....) On prendra $\eta = 0,85$

Pour notre exemple :

$$E_h = 5297 Wh/j$$

$$E_e = 11035 Wh/j$$

$$P_C = \frac{11035}{6.2 * 0.85} = 2094 W_c$$

Après le calcul de la puissance du générateur PV, on détermine le nombre de modules constituant le générateur suivant la puissance du module PV choisie.

IV.3.4.1 Nombres de modules :

Le nombre total de modules (N_M) constituant le générateur PV est calculé par la formule suivante :

$$N_M = \frac{P_C}{P_M} (IV.3)$$

Avec :

P_C : La puissance crête du générateur.

P_M : La puissance du module PV.

Donc :

$$N_M = \frac{2094}{150} = 13.96 \text{ (14 panneaux de 150 w)}$$

Choix des panneaux solaires : Il est obligatoire de connaître la tension de fonctionnement de la pompe avant de définir le type et le nombre de panneaux solaires ainsi que leur couplage.

IV.3.4.2 Nombre de modules en série :

Pour trouver la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée par la mise en série de plusieurs modules PV, le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante :

$$N_{MS} = \frac{V_{Ch}}{V_M} (IV.4)$$

Avec :

V_{Ch} : La tension nominale de la charge.

V_M : La tension nominale du module.

$$N_{MS} = \frac{48}{12} = 4$$

Toujours utiliser ensemble des panneaux solaires de même marque, de même puissance.

Montage en série des panneaux : On augmente la puissance et la tension, on garde le même courant.

Montage en parallèle des panneaux : On augmente la puissance et le courant, on garde la même tension.

IV.3.4.3 Nombre de modules en parallèle :

La mise en parallèle de modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches est calculé par l'équation suivante :

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \text{ (IV.5)}$$

$$N_{MP} = \frac{14}{4} = 3.5$$

4 modules montés en série et 4 groupes en parallèles.

Correction de la puissance crête :

Dans la plus part des cas, les nombres de modules (en séries et/ou en parallèles) calculés ne sont pas des entiers ; il faut donc les arrondir pour trouver la nouvelle puissance corrigée. le nombre du module corrigée est 16 modules et la

La puissance crête corrigée 2400Wc.

IV.4 Etude techno-économique comparative Photovoltaïque / système connecté au réseau de SONELGAZ

IV.4.1 Etude technique :

Rappelons que les composants d'un système de pompage est souvent composée de :

	PV	Réseau de SONELGAZ
Source de tension	Générateur PV	Réseau de SONELGAZ
Groupe électropompe.	Pompe solaire et son régulateur	Pompe immergée et l'onduleur
accessoire	câble électrique de la pompe, tuyau de refoulement, etc.	

Tableau IV.3 : l'architecture d'un système de pompage

Comme nous l'avons bien expliqué dans le chapitre précédent, l'utilisation de la technique de pompage dite « au fil du soleil » est la plus utilisée.

IV.4.2 Analyse économique des systèmes de pompage :

IV.4.2.1 les éléments et prix de pompage par système PV :

Le prix d'un système de pompage peut se décomposer en trois parties :

- Le prix de l'électropompe et de l'électronique associée.
- Le prix du générateur photovoltaïque (modules, supports etc câblage).
- Enfin celui des accessoires (câble électrique de la pompe, tuyau de refoulement, etc.).

Le coût total est calculé par l'expression suivante :

$$C_T = C_{GPV} + (C_{MP} + C_{Rég}) + C_{Acc} \text{ (IV.6)}$$

Sachant que :

C_{GPV} : Le coût du générateur PV est calculé par:

$$C_{GPV} = P_M * N_M \text{ (IV.7)}$$

Avec :

- P_M : Prix du module
- N_M : Nombre de modules
- $C_{MP} + C_{Rég} + C_{Acc}$ sont respectivement coût de motopompe, régulateur et accessoires.

➤ **Le prix de chaque composant :**

Equipements	Générateur PV	Electropompe et son Régulateur	Accessoires
prix(DA)	336000.00	234000.00	50000.00

Tableau IV.4 : les prix des composant de système de pompage PV

Pour mieux comprendre la répartition des coûts entre les différentes composantes du système, le diagramme de la figure (IV.1) illustre les pourcentages des coûts des différents éléments. Nous remarquerons que le coût le plus importante correspond au générateur PV lui-même. Donc la puissance du générateur qui fait varier le prix. La puissance des accessoires est très peu d'influence sur le coût de l'ensemble.

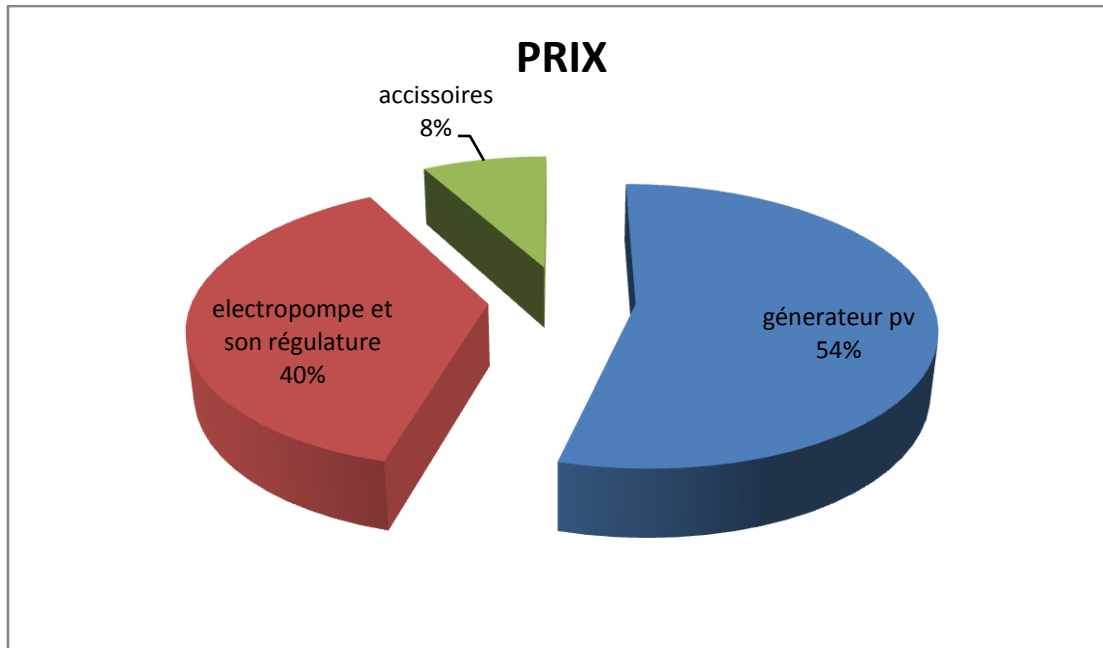


Figure IV.1 : Répartition des coûts entre les différents composants du système PV.

$$C_T = 336000.00 + 234000.00 + 50000.00$$

Le coût total de système de pompage PV est : 620000.00 DA

IV.4.2.2 les éléments et prix de pompage pour le système connectée au réseau de SONELGAZ:

Le coût d'un système de pompage par système connectée au réseau de SONELGAZ est calculé par la formule suivant :

$$C_T = C_c + C_{fac} + C_{pom} + C_{ond} + C_{Acc}$$

Ou :

C_{Acc} :le cout des accessoires

C_{ond} :le cout d'onduleur

C_{pom} :le prix de la pompe

C_{fac} :le prix de facteur de SONELGAZ en trimestre

C_c :le cout de charge portée par chaque agricole

1 .Le coût total d'alimentation de 100 agricole de la zone d'oued ghezala par le réseau de SONELGAZ est de 20000000.00 DA, donc chaque agricole porté en charge de 200000.00 DA.

2 .le prix totale des éléments :

L'élément	Prix de facture de SONELGAZ	pompe	onduleur	Accessoire

	(trimestre)			
Le prix(DA)	29765.00	45000.00	12000.00	50000.00

Tableau IV. 5: Les prix des composants d'un système de pompage par système connectée au réseau de SONELGAZ.

$$C_T = 29765.00 + 45000.00 + 12000.00 + 50000.00 + 200000.00$$

le cout totale de système connectée au réseau de SONELGAZ : 336000.00 DA

IV.4.3 Comparaison :
Les coûts totaux des deux systèmes:

Pompage par systemme PV	Pompage par système connectée au réseau de SONELGAZ
620000.00 (DA)	336000.00(DA)

Tableau IV. 6: le coût total de chaque système (installation initiale)

On remarque que le coût de l'installation initiale par système PV est le plus coûteux par rapport à système connectée au réseau de SONELGAZ car le coût des composants du système photovoltaïques est très élevée . Pour le meilleur lecteur les résultats représentés sur la figure suivant :

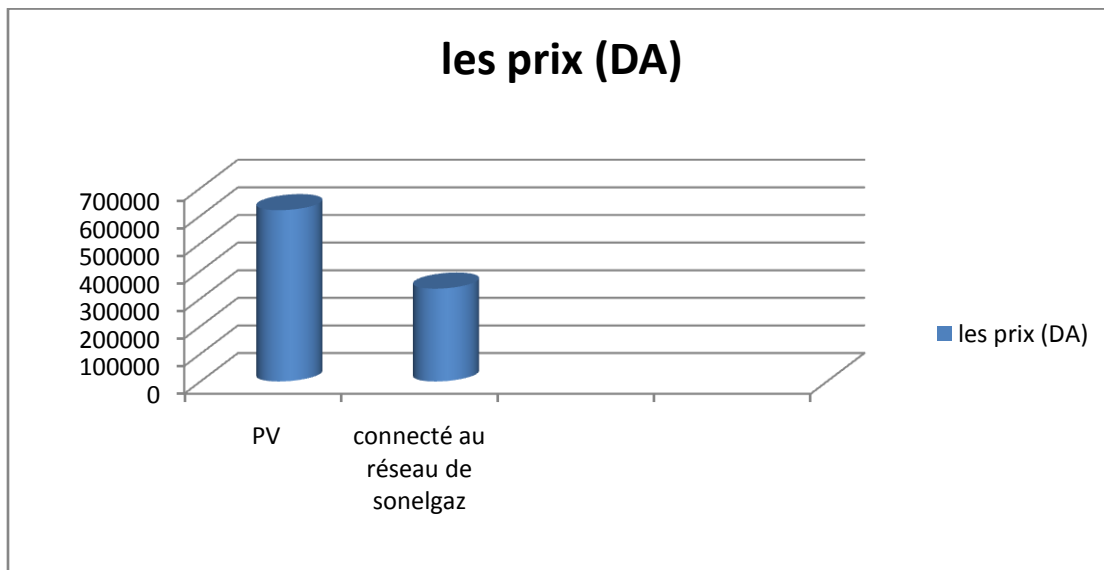


Figure IV.2 : le coût total de chaque système (installation initiale)

Après un certain nombre d'année, le système PV sera complètement amorti. D'autres indicateurs économiques nous font penser que le coût initial des solutions photovoltaïques a tendance à diminuer dans le futur, par contre le système connectée au réseau de SONELGAZ.

Pompage par systemme PV	Pompage par système connectée au réseau de SONELGAZ
-------------------------	---

620000.00 (DA)	2381200.00(DA)
----------------	----------------

Tableau IV 7 : le coût total de chaque système après 20 ans.

La représentation des coût dans le diagramme figure (VI.3) :

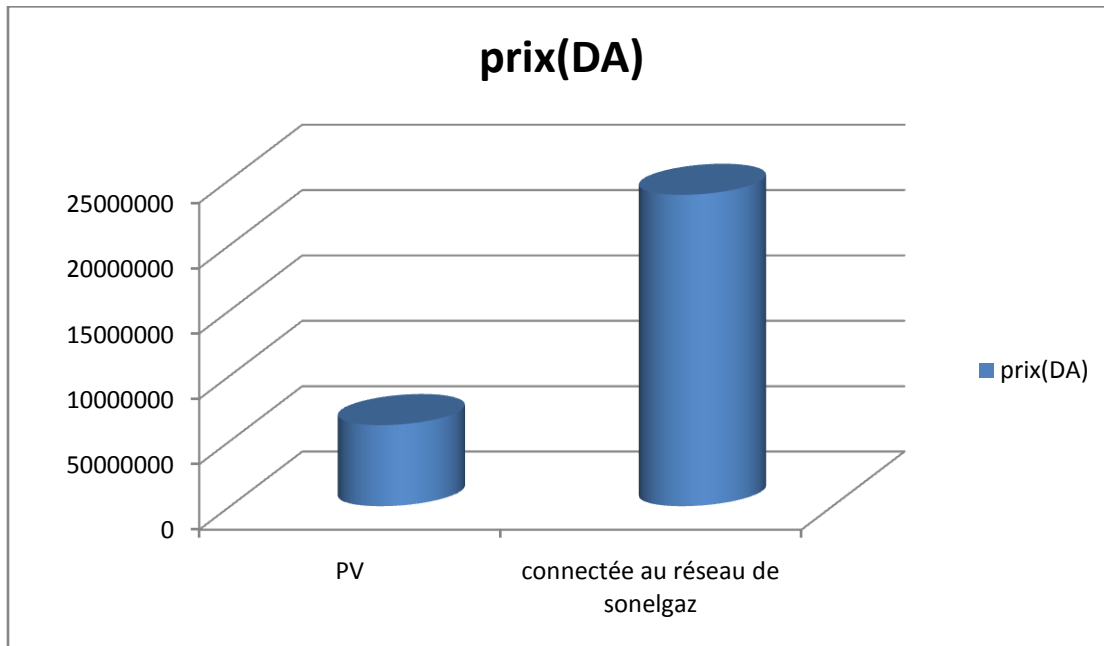


Figure VI.3: le coût total de chaque système après 20 ans.

On remarque que après 20 ans l'agricole qui utilise connectée au réseau de SONELGAZ pour le pompage d'eau système gaspille de 238120000 DA, par contre qui utilise le système PV donc la solution de pompage par énergie photovoltaïque devienne moins coûteuse.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement de deux système de pompage (PV-connectée au réseau de SONELGAZ).et on a aussi déterminé les éléments nécessaire dans chaque system définie d'nue comparaison techno-économique qui montre que l'utilisation de système PV plus préférable pour l'utilisation de system d'irrigation.

CONCLUSION

GENERALE

Conclusion générale:

Le présent travail a porté sur l'étude techno-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'Adrar. La demande d'énergie électrique, essentiellement pour les besoins des sites isolés, ne cessent d'augmenter, en particulier, les systèmes de pompage d'eau. L'utilisation de l'énergie solaire pour pomper l'eau se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation en eau pour ces sites. Classiquement sur ce type de site, on utilise l'énergie conventionnelle. Mais cette énergie présente plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et l'émission des gaz. D'autre part, l'énergie solaire photovoltaïque est une énergie propre, silencieuse, disponible, gratuite et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement.

Après avoir passé en revue quelques données astronomiques nécessaires à toute l'étude de composantes des rayonnements solaires et les équations qui permettant d'évaluer et de calculer ces composantes.

Nous avons montré aussi comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT pour tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV.

En outre, dans ce travail nous avons présenté le dimensionnement optimal du système de pompage, et montré que dans un souci de simplification et de minimisation des coûts, il est plus intéressant d'utiliser un stockage de l'eau dans des réservoirs hydrauliques au lieu de stocker l'énergie électrique dans des batteries. Le système obtenu est alors avec un fonctionnement naturel, et donc à priori très fiable et Ce système de pompage solaire est conçu pour un approvisionnement en eau dit « au fil du soleil ». C'est à dire une durée de pompage tout au long de la journée.

Pour mieux analyser les contraintes de l'exploitation d'un système de pompage d'eau, nous avons présenté plusieurs résultats obtenus d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque pour irriguer 3 hectare de culture situé sur la zone d'oued ghezala a Adrar. Nous avons montré que le site d'Adrar présente un climat favorable à ce type d'énergie nouvelle. Adrar est étendue sur une surface de plus de 427 968 Km² avec un ensoleillement le plus fort en Algérie, ainsi que des ressources importantes d'eau souterraine. Une autre coïncidence très importante favorise encore l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau à Adrar est que la demande d'eau, surtout dans l'agriculture,

atteint son maximum par temps chaud et sec où c'est justement le moment où l'on a accès au maximum d'énergie solaire.

Dans ce mémoire, une étude économique comparative entre les deux sources énergétiques de pompage d'eau, GPV et le Réseau de SONELGAZ, L'exemple applicatif que nous avons utilisé pour mieux comprendre le coût dans chaque technique, Un point important est que lors de notre analyse, nous avons fait des hypothèses relatives à certains paramètres pouvant varier dans différentes proportions :

- Prix variables en fonction de la qualité et quantité du matériel,
- Coûts des aménagements dépendant du type d'utilisation et des conditions locales,
- Choix du matériel conditionnant les performances,

nous a montré que la technique de pompage par énergie solaire photovoltaïque semble être la meilleure et la moins coûteuse après 20 ans en plus de ce qui présente plusieurs avantages en sa faveur, en particulier : Faible coût de fonctionnement (limité à l'entretien et la réparation) Faible coût périodique, Peu d'entretien régulier obligatoire, Maintenance faible et facile Propre Système modulable. Bien que largement utilise le réseau de la SONELGAZ qui offre bien des avantages certes, mais présente des points très faibles comme le transport, les pénuries d'électricité, ce qui conduit à la destruction de la pompe et le coût élevé de facture d'électricité...

Enfin, Bien qu'il soit plus clair maintenant que ce n'est pas toujours facile de choisir laquelle des deux techniques de pompage d'eau est la meilleure, puisque le choix dépendra de plusieurs facteurs, il semble que l'avenir est pour l'énergie solaire photovoltaïque.

REFERENCES

REFERENCES

- [1] EQUIPE GISEMENT SOLAIRE /DIVISION PHOTVOLTAIQUE, « la chaine de mesure radiométrique ».Unité de Recherche en Energies Renouvelable en Milieu Saharien (URER-MS), Adrar 2011.
- [2] Ch.P.De, Brichabaut, Ch.Yauge « le gisement solaire, évaluation de la ressource énergétique», Technique et documentation Lavoisier 1982.
- [3] M. Capderou, «Atlas solaire de l'Algérie», Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.
- [4] Mohamed Lakhdar .LOUAZENE ,«Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla » Mémoire de Magister ,UNIVERSITE EL HADJ LAKHDAR – BATNA ,2008.
- [5] J. A. Duffie, A. Wiley and W.A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes », Second Edition. -Interscience Publication, 1991.
- [6] « Analyse de projets d'installation photovoltaïques », RETScreen International.
- [7] M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'Algérie », Tomel,2, OPU 1983.
- [8] F. Lasnier, T. G. Ang, « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd. 1980.ISBN 0-85274-311-4.
- [9] Soufi Adel, Mémoire de fin d'étude « **Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA** », Université de Ouargla, 2012
- [10] B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », juin 07, STI ELT Approche générale.
- [11] « **Energie solaire photovoltaïque**».doc / B. Flèche - D. Delagnes .2007
- [12] K. Benlarbi, L. Mokrani, M. S. Nait-Said, « A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system », Solar Energy, 77 (2004), pp. 203-216
- [13] BP Solar BP SX150-150W Multi-crystalline photovoltaic Module Data sheet
- [14] Walker, Geoff R. « Evaluating MPPT converter topologies using MATLABPVMModel », Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '00, Brisbane, 2000.
- [15] A. Oi. « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Thèse de Doctorat , California Polytechnic State University San Luis Obispo, 2005.
- [16] M. Angel, C. Pastor, « Conception et réalisation de modules Photovoltaïque électroniques », Thèse de Doctorat « Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse,2006.

- [17] M.S. Aït Cheikh et al. « Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme », Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque Département d'Electronique, Ecole Nationale Polytechnique, Algérie,2007.
- [18] - B.Equer « Le Pompage Photovoltaïque Manuel de cours », énergie solaire photovoltaïque ellipses ,1993.
- [19] J. Royer, T. Djako, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.
- [20] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.
- [21] - J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens Bibliothèque nationale du Canada,1998.
- [22] B. Molle, « Les stations de pompage individuelles pour l'irrigation », juin 1996.
- [23] B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000.