



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



## UNIVERSITE EL HADJ LAKHDAR - BATNA

Faculté de Technologie  
Département d'Electrotechnique

# Thèse de Doctorat en Sciences

Option : Maîtrise d'Energie

Présenté Par

**Mohamed Lakhdar LOUAZENE**

*Sujet de la thèse*

Contribution à l'optimisation des systèmes  
photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones  
sahariennes – Application zone de Ouargla

Soutenu le : 22/10/2015

Devant le jury composé de :

Prénom & Nom	Grade	Qualité	Université
Farid NACERI	Professeur	Président	Batna
Boubekeur AZOUI	Professeur	Rapporteur	Batna
Driss KORICHI	MCA	Co Rapporteur	Ouargla
Said DRID	Professeur	Examineur	Batna
Djamel RAHEM	Professeur	Examineur	Oum El Bouaghi
Achour BETKA	Professeur	Examineur	Biskra

Année universitaire 2014/2015

## *Remerciements*

Avant tout, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.

Je voudrais témoigner tout particulièrement ma reconnaissance à Monsieur Boubaker AZOUI, Professeur à l'Université de Batna, qui a dirigé cette thèse. Je lui exprime mes vifs remerciements pour l'aide constante durant l'élaboration de ce travail. Je le remercie également pour ses conseils, ses compétences scientifiques et sa qualité humaine.

Je tiens à remercier spécialement Monsieur Driss Korichi, maître de Conférences à l'université de Ouargla, co-directeur de cette thèse. Je le remercie de son accompagnement tout au long de la rédaction de cette thèse et pour m'avoir fait profiter de son expérience. Ses compétences scientifiques ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Un merci particulier à Madame M<sup>a</sup> del Carmen Alonso-García, Docteur à l'Unité d'Energie Solaire Photovoltaïque au Centre CIEMAT (Espagne), pour m'avoir accueillie et mis à ma disposition tous les moyens nécessaires pour la réalisation expérimentale et pour le bon déroulement des stages de courte durée. Je remercie également tous les membres du Centre Ciemat pour son aide appréciable et de leurs conseils.

Je remercie très sincèrement Monsieur Farid NACERI, professeur à l'université de Batna, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

J'adresse tous mes remerciements aux membres du jury, M. Said DRID, professeur à l'université de Batna, M. Djamel RAHEM, professeur à l'université de Oum El Bouaghi, M. Achour BETKA, professeur à l'université de Biskra, d'avoir accepté de participer à ce jury comme examinateurs.

Je remercie toutes les personnes que je n'ai pas pu citer ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne pourrais terminer sans remercier mes parents, ma femme, mes enfants et tous les membres de ma famille de m'avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.

## Table des matières

Introduction Générale .....	1
<b>Chapitre I : Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque .....</b>	<b>4</b>
1.1 Introduction .....	4
1.2 La production mondiale d'électricité.....	4
1.3 Production de l'électricité d'origine renouvelable .....	5
1.3.1 Taux de croissance annuel moyen des filières renouvelables 2002-2012 .....	5
1.3.2 Capacité mondiale totale du photovoltaïque solaire en 1995-2011 .....	6
1.4 Situation énergétique en Algérie .....	7
1.4.1 Les énergies renouvelables en Algérie .....	8
1.4.2 Développement des énergies renouvelables en Algérie .....	9
1.4.2.1 Programme des énergies renouvelables.....	10
1.4.2.2 Programme d'efficacité énergétique .....	11
1.4.2.3 Développement des capacités industrielles .....	11
1.4.2.4 Recherche et développement.....	13
1.4.2.5 Cadre juridique et mesures incitatives.....	14
1.5 Conclusion .....	15
<b>Chapitre 2 : Optimisation de captation du rayonnement solaire.....</b>	<b>16</b>
2.1 Introduction .....	16
2.2 Notions préliminaires au calcul de l'énergie solaire .....	16
2.2.1 Le jour type du mois.....	16
2.2.2 L'indice de clarté.....	17
2.2.3 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale.....	17
2.2.4 Rayonnement solaire hors atmosphère .....	17
2.2.5 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère .....	18
2.3 Importance de la position des panneaux solaires.....	18
2.3.1 Modèle de calcul du rayonnement solaire sur une surface horizontale .....	19
2.3.2 Modèles du calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée.....	22
2.4 Simulations comparatives .....	23
2.4.1 Inclinaison d'un angle égal à latitude .....	23
2.4.2 Inclinaison optimal d'un panneau solaire .....	24
2.4.3 Inclinaison saisonnière d'un panneau solaire .....	27
2.4.4 Inclinaison semestrielle d'un panneau solaire .....	28
2.5 Résultats et discussions .....	30
2.6 Expérimentation.....	31
2.6.1 Description de l'installation expérimentale.....	32
2.6.2 Procédure expérimentale .....	33
2.6.3 Résultats expérimentaux.....	33
2.7 Conclusion .....	34
<b>Chapitre 3 : Optimisation de la production d'un générateur photovoltaïque .....</b>	<b>35</b>
3.1 Introduction .....	35
3.2 Effet photovoltaïque .....	35
3.3 Composition d'un système photovoltaïque .....	36
3.3.1 La cellule photovoltaïque .....	36
3.3.2 Le module (panneau).....	37
3.3.3 Le générateur photovoltaïque .....	38
3.4 Modélisation de la cellule PV.....	38
3.5 Simulation du Module Photovoltaïque .....	39
3.5.1 L'influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV .....	42
3.5.2 L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV.....	43

3.6	Connexion générateur PV - Charge .....	44
3.7	Sécurité d'un générateur photovoltaïque .....	49
3.8	Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) .....	50
3.8.1	Introduction .....	50
3.8.2	La méthode Perturbation et Observation (P&O) .....	52
3.8.3	MPPT à base de logique floue .....	54
3.8.3.1	Fuzzification.....	55
3.8.3.2	Base de règles.....	55
3.8.3.3	La défuzzification.....	56
3.8.4	MPPT à base de Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) .....	56
3.8.4.1	L'architecture des Réseaux de Neurones Artificiels .....	56
3.8.4.2	La méthode de rétro propagation.....	57
3.8.4.3	Le schéma proposé du MPPT.....	58
3.8.4.4	La base d'apprentissage .....	58
3.8.4.5	Le modèle de simulation .....	59
3.8.4.6	Le résultat de simulation du RNA .....	61
3.9	Résultats des simulations des trois techniques .....	61
3.9.1	Fonctionnement sous conditions standards .....	61
3.9.2	Comportement du système face à un changement de l'éclairément.....	62
3.9.3	Comportement du système face à un changement de température .....	64
3.9.4	Comparaison.....	65
3.10	Conclusion .....	66
<b>Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque .....</b>		<b>67</b>
4.1	Introduction .....	67
4.2	Les techniques de pompes PV .....	67
4.2.1	Pompage « au fil du soleil » .....	67
4.2.2	Pompage avec batteries .....	68
4.3	Notions hydrauliques .....	68
4.3.1	Le débit.....	68
4.3.2	La hauteur manométrique totale .....	68
4.4	Les systèmes de pompage PV .....	68
4.4.1	Le générateur photovoltaïque .....	69
4.4.2	Le groupe moteur pompe.....	71
4.4.3	Etage d'adaptation de la puissance .....	76
4.4.4	La partie stockage.....	76
4.5	La chaîne de conversion photovoltaïque. ....	76
4.5.1	Le rendement photovoltaïque .....	77
4.5.2	Le rendement de la commande MPPT.....	77
4.5.3	Le rendement d'un convertisseur de puissance .....	78
4.5.4	Le rendement d'un moteur pompe.....	78
4.5.5	Le rendement total .....	78
4.6	Dimensionnement complet de l'installation .....	78
4.6.1	Estimations des besoins en eau.....	78
4.6.2	Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise .....	79
4.6.3	Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise : .....	79
4.6.4	Détermination de l'énergie solaire disponible .....	79
4.7	Taille du générateur photovoltaïque .....	80
4.7.1	Méthode analytique .....	80
4.7.1.1	Calcul de la puissance en watt crête. ....	81
4.7.1.2	Nombres de modules .....	81
4.7.1.3	Nombre de modules en série .....	82
4.7.1.4	Nombre de modules en parallèle .....	82
4.7.2	Méthode graphique.....	82
4.8	Dimensionnement de la pompe .....	83
4.9	Les étapes de dimensionnement des systèmes de pompage PV .....	84

4.10 Conclusion .....	85
<b>Chapitre 5 : Optimisation d'un système d'irrigation en utilisant un générateur photovoltaïque.....</b>	<b>86</b>
5.1 Introduction .....	86
5.2 Notions importantes sur l'irrigation .....	87
5.2.1 Activités agricoles .....	87
5.2.2 Définition de l'irrigation .....	87
5.2.3 Conception d'un projet d'irrigation.....	87
5.2.3.1 Irrigation gravitaire : .....	88
5.2.3.2 Irrigation par aspersion : .....	88
5.2.3.3 Irrigation localisée (Goutte à Goutte):.....	88
5.2.4 Choix de la technique et du système d'irrigation .....	88
5.3 Optimisation du système de pompage PV par le choix de l'angle d'inclinaison .....	89
5.3.1 Exemple de modèle d'un système de pompage .....	89
5.3.2 Le pourcentage du volume d'eau pompé par différentes inclinaisons .....	91
5.3.3 Calcul de la puissance en watts crête du GPV.....	91
5.3.4 Analyse des résultats.....	92
5.4 Optimisation du système de pompage PV par le MPPT .....	92
5.4.1 Simulations MPPT avec moteur pompe DC.....	92
5.4.2 Modélisation de la pompe à eau DC.....	93
5.4.3 Analyse des résultats.....	93
5.4.4 Comparaison entre les deux systèmes photovoltaïque avec et sans MPPT. ....	96
5.5 Etude d'un système d'irrigation d'un hectare de palmiers .....	97
5.5.1 Estimation des besoins en eau .....	98
5.5.2 Dimensionnement de la station de pompage .....	98
5.5.2.1 Choix de la pompe .....	99
5.5.2.2 Taille du générateur PV.....	99
5.6 Dimensionnement comparative global .....	99
5.6.1 Système d'irrigation PV optimisé.....	100
5.6.2 Système d'irrigation PV non optimisé.....	101
5.6.3 Résultats comparatifs.....	101
5.7 Conclusion .....	103
<b>Conclusion Générale et Perspectives.....</b>	<b>104</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>107</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>112</b>
<b>Résumé.....</b>	<b>118</b>

## Liste des tableaux

<b>Tableau 2.1</b> : Liste des jours types par mois proposés par Klein .....	16
<b>Tableau 2.2</b> : Valeurs moyenne d'insolation mensuelle. ....	19
<b>Tableau 2.3</b> : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère et terrestre sur une surface horizontale.....	21
<b>Tableau 2.4</b> : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison égal à l'attitude .....	24
<b>Tableau 2.5</b> : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison optimale.....	25
<b>Tableau 2.6</b> : L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière .....	27
<b>Tableau 2.7</b> : L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale semestrielle .....	29
<b>Tableau 2.8</b> : L'énergie acquise annuellement pour différents inclinaisons. ....	30
<b>Tableau 2.9</b> : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque KYOCERA.....	32
<b>Tableau 2.10</b> : Les mesures expérimentales .....	33
<b>Tableau 3.1</b> : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150 .....	39
<b>Tableau 3.2</b> : les grandeurs optimales pour différentes ensoleillements, $T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . ....	46
<b>Tableau 3.3</b> : Les règles de commande floues .....	56
<b>Tableau 3.4</b> : Les couples d'apprentissage de RNA .....	59
<b>Tableau 5.1</b> : Comparaison entre trois modes d'irrigation.....	88
<b>Tableau 5.2</b> : Volume d'eau pompé annuel par SP1 pour différents inclinaisons .....	90
<b>Tableau 5.3</b> : L'énergie produite et le volume d'eau pompé avec et sans MPPT.....	96
<b>Tableau 5.4</b> : Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare .....	98
<b>Tableau 5.5</b> : L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière.....	100
<b>Tableau 5.6</b> : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison égal à l'attitude.....	101

## Liste des figures

<b>Figure 1.1:</b> Structure de la production mondiale d'électricité en 2012 .....	4
<b>Figure 1.2:</b> Structure de la production électrique d'origine renouvelable dans le monde en 2012 .....	5
<b>Figure 1.3:</b> Taux de croissance annuel moyen 2002-2012.....	6
<b>Figure 1.4:</b> Capacité opérationnelle du photovoltaïque solaire pour les dix pays de tête en 2011.....	7
<b>Figure 1.5:</b> Capacité mondiale totale du photovoltaïque solaire en 1995-2011 .....	7
<b>Figure 1.6:</b> Structure de la production nationale d'électricité dans l'Algérie en 2012.....	8
<b>Figure 1.7:</b> Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontale aux mois de Juillet et Décembre .....	9
<b>Figure 2.1:</b> Inclinaison des panneaux solaires .....	18
<b>Figure 2.2 :</b> L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale .....	21
<b>Figure 2.3 :</b> Les composants du rayonnement solaire sur une surface inclinée.....	22
<b>Figure 2.4 :</b> Variation de l'irradiation globale annuellement pour deux angles d'inclinaison.....	24
<b>Figure 2.5 :</b> Rayonnement globale journalière mensuelle sur un panneau plein sud à Ouargla pour les mois de Janvier-Juin.....	25
<b>Figure 2.6 :</b> Rayonnement globale journalière mensuelle sur un panneau plein sud à Ouargla pour les mois de Juillet-Décembre.....	26
<b>Figure 2.7 :</b> Comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour l'angle d'inclinaison optimal et de latitude. ....	26
<b>Figure 2.8 :</b> Variation de l'irradiation globale annuellement pour une inclinaison saisonnière.....	27
<b>Figure 2.9 :</b> Comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour l'angle d'inclinaison saisonnière et de latitude.....	28
<b>Figure 2.10 :</b> Variation de l'irradiation globale annuellement pour une inclinaison semestrielle.....	29
<b>Figure 2.11 :</b> Comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour l'angle d'inclinaison semestrielle et de latitude.....	30
<b>Figure 2.12 :</b> L'énergie acquise annuellement par cinq inclinaisons. ....	31
<b>Figure 2.13 :</b> Installation expérimentale- centre Ciemat, Espagne. ....	31
<b>Figure 2.14 :</b> La puissance produite par quatre inclinaisons différentes. ....	34
<b>Figure 3.1 :</b> Coupe transversale d'une cellule PV.....	36
<b>Figure 3.2 :</b> Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque. ....	37
<b>Figure 3.3 :</b> Schéma équivalent de cellule PV .....	38
<b>Figure 3.4 :</b> Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V.....	42
<b>Figure 3.5 :</b> Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V.....	43

<b>Figure 3.6</b> : Connexion directe d'un GPV-charge.....	44
<b>Figure 3.7</b> : Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge .....	45
<b>Figure 3.8</b> : Caractéristiques (PV-IV) du couplage direct d'un GPV – charge .....	45
<b>Figure 3.9</b> : Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC .....	47
<b>Figure 3.10</b> : Le circuit équivalent d'un hacheur série.....	47
<b>Figure 3.11</b> : Le circuit équivalent d'un hacheur parallèle.....	48
<b>Figure 3.12</b> : Protection d'un générateur photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour.....	50
<b>Figure 3.13</b> : Variation du Point de Puissance Maximal avec l'éclairement, la température et la charge.....	51
<b>Figure 3.14</b> : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur PV.....	52
<b>Figure 3.15</b> : Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation" .....	53
<b>Figure 3.16</b> : Structure de base du contrôleur flou.....	54
<b>Figure 3.17</b> : Fonctions d'appartenances de E, CE et D. ....	55
<b>Figure 3.18</b> : Architecture de réseau de neurones de la propagation avant (feed-forward).....	57
<b>Figure 3.19</b> : Le schéma du MPPT proposé.....	58
<b>Figure 3.20</b> : Le model de simulation de RNA. ....	60
<b>Figure 3.21</b> : Résultat de Simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT - RNA " pour les conditions standards.....	60
<b>Figure 3.22</b> : Résultat de Simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT" pour les trois méthodes (P et O, RNA, LFA).....	62
<b>Figure 3.23</b> : Résultat de Simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT flou" pour des changements brusques de l'ensoleillement à température constante .....	63
<b>Figure 3.24</b> : Résultat de Simulation de la poursuite du point MPP par le contrôleur "MPPT flou" pour des changements brusques de la température à enssoleillement constant.....	65
<b>Figure 3.25</b> : Résultat de comparaison des trois techniques de la poursuite du point PPM. ....	66
<b>Figure 4.1</b> : Schéma synoptique simplifié de Pompage PV .....	69
<b>Figure 4.2</b> : Groupement de $N_s$ module en série et $N_p$ en parallèle.....	70
<b>Figure 4.3</b> : Schéma d'une pompe centrifuge .....	71
<b>Figure 4.4</b> : Courbes caractéristiques H(Q) pour différents vitesses .....	72
<b>Figure 4.5</b> : Courbes caractéristiques P(Q) pour différents hauteurs manométriques .....	73
<b>Figure 4.6</b> : Schéma d'une pompe volumétrique. ....	74
<b>Figure 4.7</b> : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC.....	75
<b>Figure 4.8</b> : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC .....	75

<b>Figure 4.9</b> : La chaine du pompage photovoltaïque .....	77
<b>Figure 4.10</b> : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation .....	83
<b>Figure 4.11</b> : Les étapes du calcul de la taille du générateur.....	84
<b>Figure 5.1</b> : Le volume d'eau pompé journalier mensuel et annuel Pour SP1 par quatre inclinaisons .....	90
<b>Figure 5.2</b> : Le model de simulation du système de pompage PV .....	92
<b>Figure 5.3</b> : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation. ....	93
<b>Figure 5.4</b> : Caractéristiques du système de pompage PV avec et sans optimisation à éclairement (1000 W/m <sup>2</sup> ) et température 25°C. ....	94
<b>Figure 5.5</b> : Caractéristiques du système de pompage PV avec et sans optimisation à éclairement (200 W/m <sup>2</sup> ) et température 25°C .....	95
<b>Figure 5.6</b> : Comparaison de m <sup>3</sup> d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïque avec et sans MPPT. ....	97
<b>Figure 5.7</b> : Schéma comparatif entre deux systemes du pompage PV.....	100
<b>Figure 5.8</b> : Schéma du calcul de la taille du générateur.....	102
<b>Figure 5.9</b> : La puissance produite pour irriguer un hectare de palmiers. ....	103

## Introduction Générale

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.). La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et par conséquent à une augmentation de la pollution.

Il est techniquement et économiquement possible de faire des efforts importants pour réduire les activités humaines qui influencent négativement sur le climat et l'environnement. En effet, une des possibilités consiste à accroître le taux de production de l'énergie électrique à partir des ressources de type non-fossiles et renouvelables. Les exploitations en cours et des études de recherche, ont montré que ce type d'énergies renouvelables possède des atouts majeurs pour augmenter le taux de participation de ces énergies propres à la production d'électricité, tout en limitant l'impact négatif sur l'environnement. Aujourd'hui, les sources d'énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, sont les énergies dont le taux de croissance est le plus élevé [1]. Leur développement, en particulier l'énergie solaire, au niveau résidentiel et industriel est considérable.

Sans aucun doute, l'énergie solaire est un grand atout pour notre pays. En effet, l'Algérie possède un des grands gisements solaire du bassin méditerranéen. Avec plus de deux millions de km<sup>2</sup> de superficie, l'Algérie reçoit quotidiennement une très grande quantité d'ensoleillement pour produire un maximum d'énergie. Il faut savoir que sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup>, on peut avoir une puissance de l'ordre de 5 kWh. En plus, sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et sur le Sahara [2].

Dans ce contexte et particulièrement dans les régions sahariennes, cette énergie solaire photovoltaïque peut être utilisée pour le pompage de l'eau. C'est d'autant plus intéressant à cause de l'éloignement de ces régions du réseau électrique « classique ». Dans ces régions, l'eau est souvent disponible mais les conditions d'exploitation pour la rendre plus accessible aux populations ne sont pas à leur portée.

Une autre coïncidence très importante favorise l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau 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.

Une des premières difficultés engendrées par l'utilisation d'une source photovoltaïque est le faible rendement de conversion, en particulier le problème du couplage non parfait entre le générateur photovoltaïque et la charge de type continue ou alternative. C'est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque « GPV » à la charge qui

souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Comme les applications sont nombreuses, ce problème reste en grande partie ouvert.

Nos travaux de recherches présentés dans cette thèse traitent particulièrement cette problématique d'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les sites où l'expansion du réseau est difficile ou trop coûteuse. Pour atteindre nos objectifs, nous avons proposé et exploité trois axes importants :

- ✓ **Le choix optimal de l'angle d'inclinaison** des panneaux solaires pour maximiser la captation du rayonnement solaire,
- ✓ **L'utilisation de la technique du MPPT** (Poursuite du Point de Puissance Maximale de l'anglais « Maximum Power Point Tracker » pour maximiser l'extraction de la puissance,
- ✓ **Le choix « approprié »** de la méthode d'irrigation.

Notre contribution consiste à améliorer les performances du système photovoltaïque, autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge, en basant sur ces critères ci-dessus. Le présent manuscrit est divisé en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, une synthèse sur les formes d'énergies les plus utilisées dans le monde est exposée. Elle est suivie par une présentation générale sur l'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique. A la fin du chapitre, nous présentons une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour préserver les ressources fossiles. Nous traitons également l'importance de cette énergie propre pour diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable en Algérie.

Le deuxième chapitre donne des explications générales sur le gisement solaire. Après avoir exposé les équations générales du calcul sur le rayonnement solaire et l'énergie produite dans le site de Ouargla, nous présentons le modèle de calcul du rayonnement solaire sur une surface horizontale et inclinée. Nous montrerons ensuite l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires afin de recueillir la plus grande quantité possible d'énergie.

Dans le troisième chapitre, nous rappelons les principales caractéristiques et la problématique engendrée par la production d'un GPV. Nous présentons la conception d'un étage d'adaptation et les techniques de recherche du point de puissance maximale (MPPT). Les principaux résultats de simulation sont exposés à la fin du chapitre.

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 quatrième chapitre.

Dans le dernier chapitre et comme exemple pratique, nous appliquons notre contribution d'optimisation (les trois axes ci-dessus) sur l'utilisation d'un système de pompage photovoltaïque afin d'irriguer une surface d'un hectare de palmiers sur la vallée de Ouargla. La méthodologie proposée consiste à comparer séparément le volume d'eau pompé en utilisant : - un système « classique » non optimisé et - un système optimisé qui se base du choix de l'angle d'inclinaison optimale des panneaux solaires et l'intégration d'un étage d'adaptation contrôlé par une commande MPPT pour irriguer astucieusement.

## Chapitre I : Etat de l'art - L'énergie électrique photovoltaïque

### 1.1 Introduction

Aujourd'hui et dans le monde entier, l'électricité est un besoin fondamental au développement économique. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. Cependant, les énergies fossiles assurent actuellement la majorité de cette production, mais face à l'épuisement de ces ressources énergétiques, aux problèmes de l'environnement et à l'augmentation considérable des besoins en énergie, la recherche de nouvelles ressources énergétiques est l'une des priorités de la politique énergétique de beaucoup de pays. Les énergies renouvelables représentent une alternative écologique aux combustibles fossiles. Leur exploitation permettrait de fournir de l'électricité partout, et particulièrement aux sites isolés, et d'éviter ainsi la création de nouvelles lignes électriques. Pour une meilleure compréhension de l'importance des énergies renouvelables, et particulièrement, l'énergie solaire, le présent chapitre présente un bilan des formes d'énergies les plus consommées au monde. Nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie solaire puisque c'est le sujet de nos recherches. Nous détaillons aussi les étapes importantes d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables en Algérie.

### 1.2 La production mondiale d'électricité

La production mondiale de l'électricité est en forte augmentation, notamment pour répondre aux besoins des pays émergents. Actuellement la majorité de l'électricité produite dans le monde provient de la décomposition de combustibles fossiles (pétrole, charbon ou gaz naturel) ou de combustibles nucléaires. Mais cette tendance évolue et d'autres sources d'énergie comme les énergies renouvelables vont progressivement remplacer les énergies fossiles qui sont épuisables et polluantes [3]. La figure 1.1 montre la répartition des ressources sur la production mondiale d'électricité en 2012.

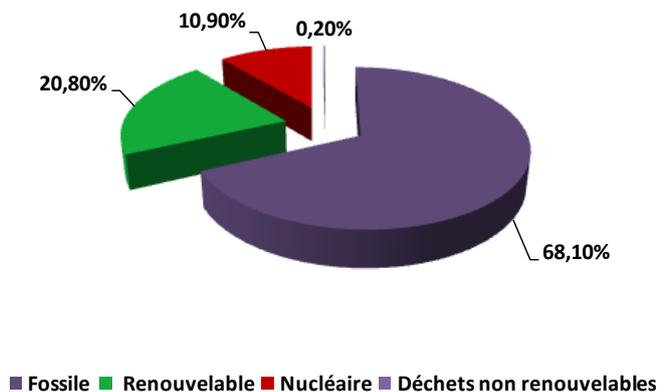
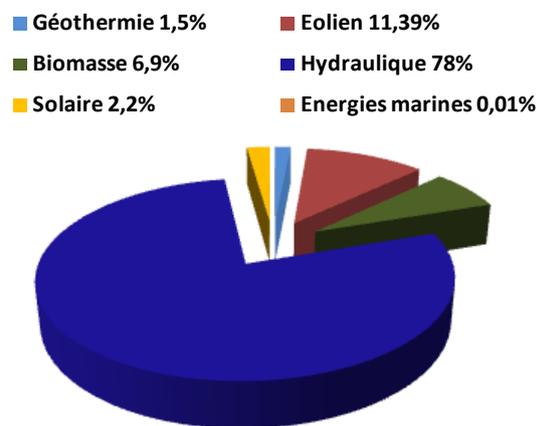


Figure 1.1 : Production mondiale de l'électricité en 2012.

### 1.3 Production de l'électricité d'origine renouvelable

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. En effet, la production d'électricité d'origine renouvelable a atteint 4699.2 TWh en 2012 dans le monde. Elle représente 20.8 % de la production d'électricité mondiale. Les combustibles fossiles demeurent le noyau principal de la production d'électricité mondiale avec plus des deux tiers (soit 68.1% en 2012), et un peu plus de 10.9 % est d'origine nucléaire. Les 0.2 % restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelables.

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes : L'hydraulique est la première entre elles avec une contribution en 2012 de 78 %. L'énergie éolienne est devenue la deuxième avec 11.4 %. La filière biomasse avec 6.9 %. L'énergie solaire avec seulement 2.2 %. La géothermie avec 1.5 % et les énergies marines 0.01 % (figure 1.2) [3].



**Figure 1.2 :** Répartition de la production électrique d'origine renouvelable dans le monde (2012)

Comme vous pouvez le constater, la part de l'électricité renouvelable est globalement en augmentation depuis 2004 (de 17,9 % en 2003 à 20,8 % en 2012), soit une augmentation de près de trois points de pourcentage en neuf ans. On peut donc affirmer que sur la dernière décennie, les énergies renouvelables ont conforté leur place dans la structure mondiale de la production d'électricité.

#### 1.3.1 Taux de croissance annuel moyen des filières renouvelables 2002-2012

L'hydraulique s'est trouvée seule pendant de nombreuses années pour compenser la marche en avant des combustibles fossiles. Ce n'est plus le cas aujourd'hui. L'apport des nouvelles technologies de production d'électricité renouvelable a été décisif pour contrer l'augmentation de la part de l'électricité conventionnelle dans le total mondial.

Sur la période 2002-2012, la croissance de la production des filières renouvelables hors hydraulique a été près de cinq fois plus rapide que celle de l'hydraulique, soit une moyenne annuelle de 15,1 % contre 3,1 % pour l'hydraulique.

Aussi, la part des filières renouvelables sans l'hydraulique a pris trois points de pourcentage dans la production mondiale d'électricité, passant de 1,6 % du total en 2002 à 4,6 % en 2012. À l'inverse, la part de l'hydroélectricité a perdu 0,5 point dans le total mondial (de 16,7 % en 2002 à 16,2 % en 2012).

Une analyse détaillée filière par filière permet de montrer sur l'histogramme de la figure 1.3 que c'est la production d'électricité solaire qui affiche le plus fort taux de croissance annuel moyen sur la période (2002-2012) plus de 50,6%.

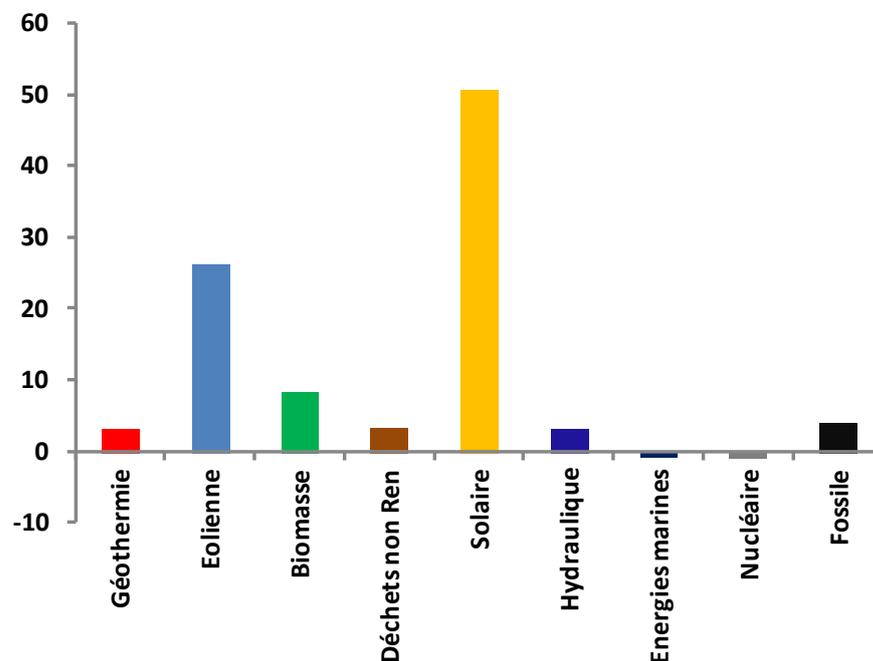
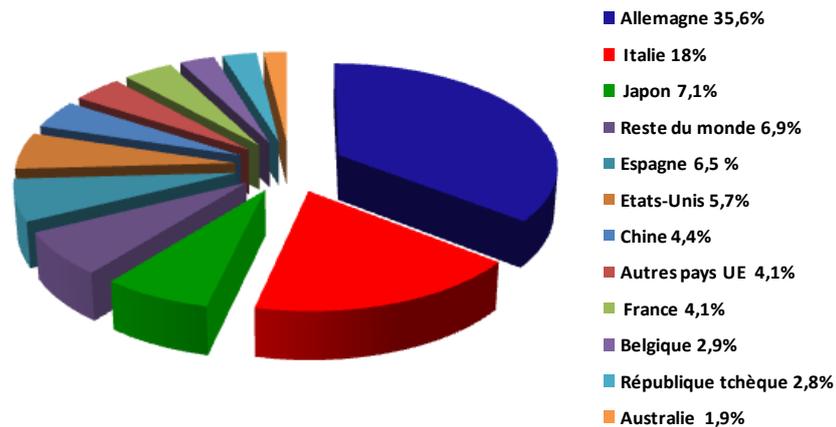


Figure 1.3 : Taux de croissance annuel moyen 2002-2012 [3]

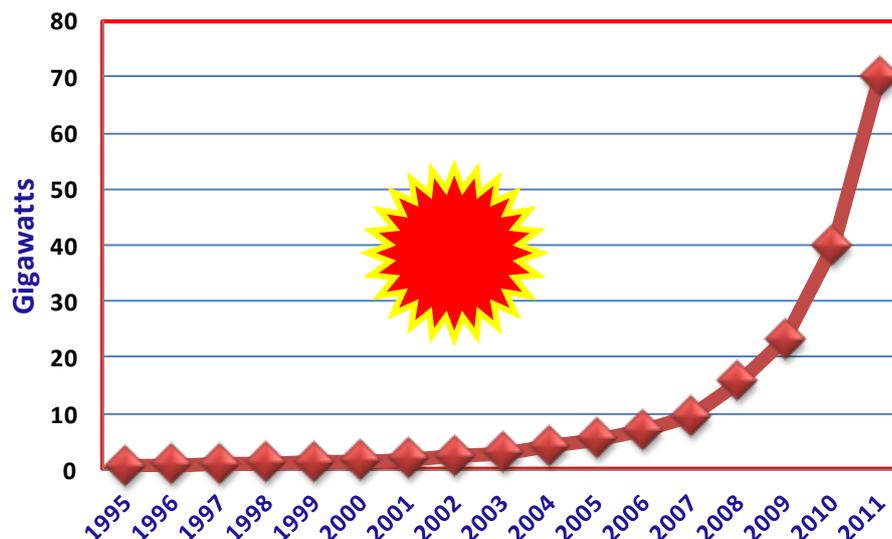
### 1.3.2 Capacité mondiale totale du photovoltaïque solaire en 1995-2011

L'Allemagne est le premier producteur d'énergie à partir du photovoltaïque, avec une puissance installée de 16630 MW en 2011. Elle est suivie par l'Italie avec une puissance de 8260 MW. Le Japon est en troisième position avec 6740 MW de puissance installée. On trouve aussi l'Espagne avec 3120 MW et les Etats-Unis avec 3000 MW installés. D'autres pays, comme la Chine et la France, envisagent de développer considérablement cette source d'énergie [4].

Les deux figures ci-après présentent la progression de la capacité mondiale photovoltaïque (1995-2011) et les dix pays de tête en 2011.



**Figure 1.4 :** Capacité opérationnelle du photovoltaïque solaire pour les dix pays de tête en 2011.

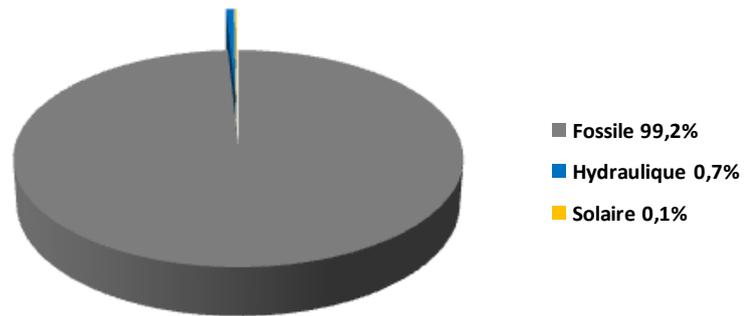


**Figure 1.5 :** Capacité mondiale totale du photovoltaïque solaire en 1995-2011.

#### 1.4 Situation énergétique en Algérie

En Algérie, 99.2% de la production totale d'électricité (soit 57.2 TWh en 2012) provient des combustibles fossiles, notamment le gaz naturel qui est énergie la plus disponible. Le peu qui reste (0,8%) provient des énergies renouvelables qui se résument pratiquement à une production hydraulique avec 0.7% et 0.1% pour la filière solaire photovoltaïque [3].

La figure ci-après montre cette répartition des ressources sur la production d'électricité dans l'Algérie.



**Figure 1.6** : Répartition de la production nationale d'électricité en Algérie en 2012.

#### 1.4.1 Les énergies renouvelables en Algérie

En raison des importantes sources d'énergie fossiles en Algérie et de l'absence de politiques environnementales, le développement des énergies renouvelables a connu beaucoup de retard. Selon le Ministère de l'Energie et des Mines, la capacité nationale d'électricité dépasse les 56.74 TWh avec 0.45 TWh crête seulement pour des énergies renouvelables (en 2012) [3]. Aujourd'hui, et compte tenu des enjeux que représentent ces sources d'énergies durables, leur promotion constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale du pays. D'autre part, l'Algérie possède des atouts majeurs : un potentiel considérable des énergies renouvelables et une politique énergétique favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan national.

##### ➤ **Potentiel solaire**

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose l'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au sud du pays [2].

La cartographie ci-après présente le rayonnement solaire global annuel en Algérie.

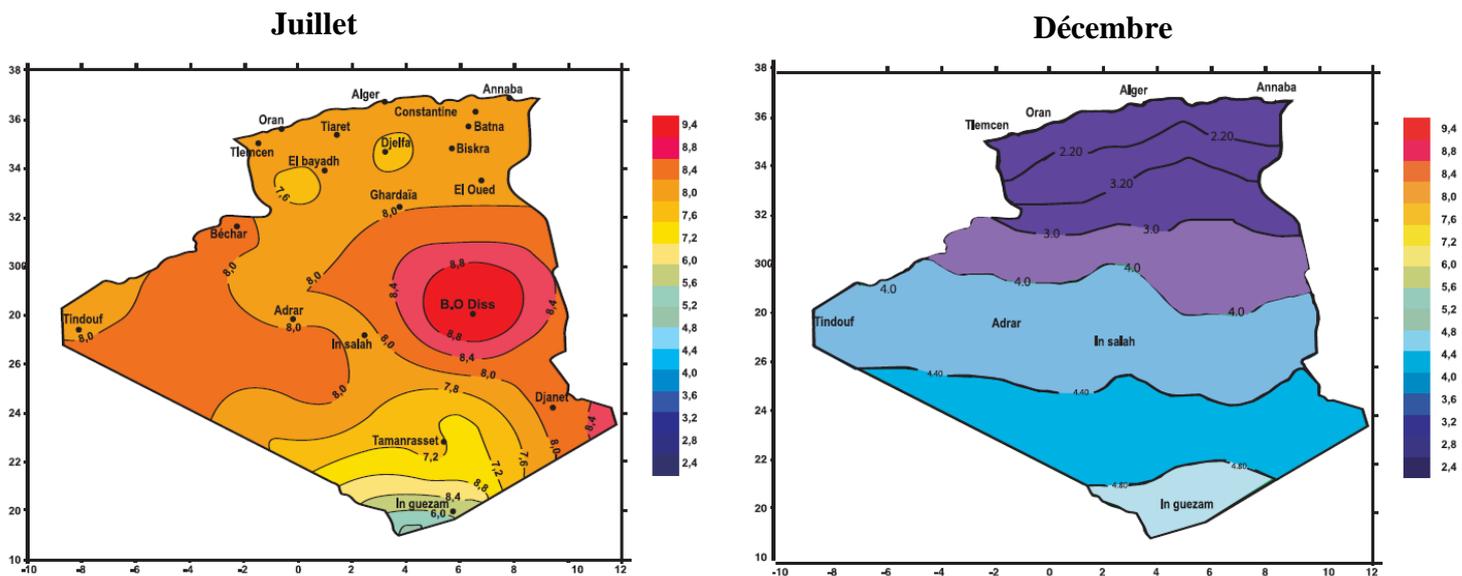


Figure 1.7 : Irradiation globale journalière reçue sur plan horizontal aux mois de Juillet et Décembre

#### 1.4.2 Développement des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement Algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs [5].

A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement

économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermies et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Le programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est développé en cinq chapitres [5] :

- Les capacités à installer par domaine d'activité énergétique;
- Le programme d'efficacité énergétique;
- Les capacités industrielles à développer pour accompagner le programme;
- La recherche et développement;
- Les mesures incitatives et règlementaires;

Ces étapes consacrent la stratégie de l'Algérie qui vise à développer une véritable industrie du solaire associée à un programme de formation et de capitalisation qui permettra, à terme, d'employer le génie local algérien et d'asseoir un savoir-faire efficient, notamment en matière d'engineering et de management de projets. Le programme des énergies renouvelables, pour les besoins d'électricité du marché national, permettra la création de plusieurs poste d'emplois directs et indirects.

Les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m<sup>3</sup> en 2020 et 55 milliards de m<sup>3</sup> en 2030. A ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale.

De même, la production d'électricité devrait se situer entre 75 à 80 TWh en 2020 et entre 130 à 150 TWh en 2030. L'intégration massive du renouvelable dans le mix énergétique constitue en ce sens un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

Toutes ces considérations justifient la forte intégration, dès aujourd'hui, des énergies renouvelables dans la stratégie d'offre énergétique à long terme, tout en accordant un rôle important aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique. Ce dernier volet permet, à travers une bonne maîtrise du rythme de croissance de la demande, une meilleure planification des investissements nécessaires à la satisfaction des besoins énergétiques.

#### **1.4.2.1 Programme des énergies renouvelables**

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix

stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

#### **1.4.2.2 Programme d'efficacité énergétique**

Le programme d'efficacité énergétique obéit à la volonté de l'Algérie de favoriser une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation utile et optimale. L'objectif de l'efficacité énergétique consiste à produire les mêmes biens ou services, mais en utilisant le moins d'énergie possible. Ce programme contient des actions qui privilégient le recours aux formes d'énergie les mieux adaptées aux différents usages et nécessitant la modification des comportements et l'amélioration des équipements.

Le plan d'action en matière d'efficacité énergétique se présente comme suit :

- ✓ Isolation thermique des bâtiments,
- ✓ Développement du chauffe-eau solaire,
- ✓ Généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie,
- ✓ Introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public,
- ✓ Promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel,

#### **1.4.2.3 Développement des capacités industrielles**

Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

##### **Solaire photovoltaïque**

Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium.

Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

L'Algérie devrait disposer également, sur la même période, de capacités de conception, de procurement et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est également prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des énergies renouvelables.

Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pourquoi, la capacité de production des modules photovoltaïques devrait être étendue pour atteindre les 200 MWc/an. Cette période serait marquée par le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements nécessaires à la construction d'une centrale photovoltaïque. Elle devrait également être marquée par la maîtrise totale des activités d'engineering, de procurement et de construction des centrales et des unités de dessalement des eaux saumâtres.

Il est prévu au courant de cette même période d'exporter non seulement l'électricité produite à partir des renouvelables mais aussi le savoir-faire et les équipements entrant dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

#### **Solaire thermique**

La période 2011-2013 connaîtra le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique.

Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en oeuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'engineering :

- Construction d'une usine de fabrication de miroirs;
- Construction d'équipements stockage d'énergie;
- Développement capacités de réalisation.

Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

Extension de la capacité de fabrication des miroirs;

Extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie;

Extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance;

Conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres.

## Eolien

D'ici 2013, il est prévu de lancer les études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014-2020, l'objectif est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Cette période sera marquée par les actions suivantes :

Construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes;

Création d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle;

Montée en compétence de l'activité engineering et capacités de conception,

Procurement et réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration d'au moins 50% par des entreprises algériennes.

Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle. Il est prévu aussi la conception, le procurement et la réalisation d'éoliennes par des moyens propres ainsi que la maîtrise des activités d'engineering, de procurement et de construction de centrales et d'unités de dessalement des eaux saumâtres.

### **1.4.2.4 Recherche et développement**

L'Algérie favorise la recherche pour faire du programme des énergies renouvelables un véritable catalyseur du développement d'une industrie nationale qui valorisera les différentes potentialités algériennes (humaines, matérielles, scientifiques...etc.) Le rôle de la recherche est d'autant plus crucial qu'elle constitue un élément primordial dans l'acquisition des technologies, le développement des savoirs et l'amélioration des performances énergétiques. Pour l'Algérie, accélérer l'acquisition et le recours aux technologies est essentiel notamment en matière de photovoltaïque et de solaire thermique.

L'Algérie encourage également la coopération avec les centres de recherche en vue de développer les technologies et les procédés innovants en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Les universités, les centres de recherche, les entreprises et les différents acteurs du programme des énergies renouvelables collaborent pour sa mise en oeuvre et interviennent sur les différentes étapes de la chaîne d'innovation. Ils valorisent ainsi davantage les atouts dont dispose le pays [5].

En effet, le développement à grande échelle des énergies renouvelables et la prise en charge de la problématique de l'efficacité énergétique exigent un encadrement de qualité en ressources humaines à la hauteur des objectifs et des ambitions du programme des énergies renouvelables. Outre les centres de recherche affiliés aux entreprises comme le CREDEG, filiale du Groupe Sonelgaz, le secteur de l'énergie et des mines compte une agence de

promotion et de rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE) et une société spécialisée dans le développement des énergies nouvelles et renouvelables (NEAL). Ces organismes coopèrent avec des centres de recherche attachés au ministère de la recherche scientifique parmi lesquels figurent le CDER et l'UDTS.

Le CDER, centre de développement des énergies renouvelables,

L'UDTS, unité de développement de la technologie du silicium,

Le gouvernement algérien a créé également un institut algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (IAER) qui jouera un rôle fondamental dans les efforts de formation que déploie le pays permettant ainsi d'assurer de manière qualitative le développement des énergies renouvelables en Algérie. Les formations dispensées par cet institut couvrent notamment les domaines d'engineering, de sûreté et de sécurité, d'audit énergétique et de management des projets.

La coopération scientifique étant considérée comme une part essentielle pour le développement de toutes les activités de recherche, l'Algérie encouragera les échanges entre les entreprises et les différents centres de recherches dans le monde, notamment les réseaux spécialisés dans les énergies renouvelables.

#### **1.4.2.5 Cadre juridique et mesures incitatives**

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorisant une contribution plus conséquente des énergies renouvelables dans le bilan national.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs :

la loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie;

la loi n°02-01 du 5 février 2002, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations;

la loi n° 04-09 du 14 août 2004, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

la loi n° 13-218 du 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.

#### **Mesures incitatives et fiscales**

Pour mieux répondre aux priorités d'actions énoncées dans le programme des énergies renouvelables et encourager les initiatives des particuliers et des entreprises, des modifications législatives et réglementaires seront apportées. Il s'agit de s'assurer que les utilisateurs, les intervenants et les différents investisseurs profitent d'un cadre législatif et

réglementaire permettant de répondre efficacement aux défis à relever en matière d'énergies renouvelables.

L'objectif de ces mesures est d'encourager les produits locaux et de fournir des conditions avantageuses, notamment fiscales, aux investisseurs désireux de s'impliquer dans les différentes filières d'énergies renouvelables.

Pour encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

#### Mesures réglementaires

La politique volontariste de l'Algérie, dans la réalisation du programme de développement des énergies renouvelables se fera à travers l'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts qu'il induit sur le système électrique national et sur le coût de mise à disposition de l'eau potable, notamment pour le programme de dessalement des eaux saumâtres. Aussi, des mesures réglementaires encadreront les apports de l'Etat et définiront les conditions et les mécanismes de contrôle adéquats pour permettre une utilisation optimale des fonds publics qui sont alloués à ce programme.

### 1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une brève description sur la production mondiale de l'électricité. Nos études étant centrées sur l'utilisation des énergies renouvelables en Algérie, celle-ci ne représentait en 2013 qu'un pourcentage très faible inférieur à 0,8%. Nous avons également présenté la structure d'un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables pour couvrir une part de la demande nationale en électricité. L'objectif est d'atteindre d'ici 2030 un taux d'intégration supérieur à 40% de la production électrique.

D'après notre étude, il apparaît que l'énergie renouvelable la plus intéressante du point de vue caractéristiques énergétiques en Algérie demeure le solaire photovoltaïque. Cette énergie est largement disponible avec un immense potentiel. Ce potentiel favorise son utilisation pour l'alimentation électrique, en particulier les sites isolés dans divers régions en Algérie.

## Chapitre 2 : Optimisation de captation du rayonnement solaire

### 2.1 Introduction

Comme vous le savez, l'énergie solaire photovoltaïque est une nouvelle source alternative aux ressources fossiles classiques, mais le faible rendement de conversion des systèmes photovoltaïques exige une optimisation du système. Dans ce chapitre, nous analysons le problème d'optimisation de la captation du rayonnement solaire et nous montrons l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires afin de maximiser l'efficacité du système.

Dans tout système de conversion d'énergie solaire, la connaissance du rayonnement solaire global est extrêmement importante pour la conception optimale et la prédiction de la performance du système [6].

Le paramètre le plus couramment utilisé pour l'estimation du rayonnement solaire global est la durée d'ensoleillement. Cette durée peut être facilement et fiablement mesurée. Les données sont largement disponibles [7]. Dans la plupart des études, différents modèles mathématiques ont été utilisés dans le calcul du rayonnement global sur une surface horizontale ou inclinée. Dans notre étude comparative, nous utilisons le modèle de « Liu et Jordan » qui est un modèle simple et efficace [6].

L'objectif principal de cette étude est de montrer l'importance de l'angle d'inclinaison optimale pour maximiser la captation du rayonnement solaire global pour un panneau solaire incliné. Une application pratique sur la région de Ouargla au sud de l'Algérie est détaillée à la fin du chapitre pour une meilleure compréhension de l'importance de l'angle optimale. Nous comparons l'énergie maximale que peut recevoir des panneaux solaires pour des périodes spécifiques (mensuelle, saisonnière, semestrielle et annuelle).

### 2.2 Notions préliminaires au calcul de l'énergie solaire

Avant de détailler les calculs de l'irradiation solaire, certaines notions et principes de base méritent d'être rappelés. Il y a notamment plusieurs variables qui seront mentionnées et utilisées à plusieurs reprises par la suite.

#### 2.2.1 Le jour type du mois

Pour une grandeur donnée (la durée d'ensoleillement par exemple), le jour type du mois est le jour du mois qui se rapproche le plus de la moyenne mensuelle de cette grandeur.

La liste des jours types proposés par Klein [5] est présentée 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 2.1** : Liste des jours types par mois proposés par Klein [5]

### 2.2.2 L'indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons :

$$\text{Indice de clarté horaire : } K_T = \frac{I}{I_0}$$

$$\text{Indice de clarté journalière : } K_T = \frac{H}{H_0}$$

$$\text{Indice de clarté moyen mensuel : } K_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}}$$

Les données  $I_0$ ,  $H_0$  et  $\overline{H_0}$  sont les valeurs mesurées de l'irradiation globale (horaire, journalière et moyenne journalière) sur une surface horizontale. Ces données sont généralement disponibles et peuvent être mesurées par Pyranomètre. Cependant,  $I$ ,  $H$  et  $\overline{H}$  peuvent être calculées par des formules connues.

### 2.2.3 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne  $H_d$  par la corrélation de Beeckman :

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = K_d = a + b \cdot K_T \quad (2.1)$$

$$\text{Pour le Sahara Algérienne } \begin{cases} a = 0.91 \\ b = 0.98 \end{cases} \quad [8]$$

### 2.2.4 Rayonnement solaire hors atmosphère

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  $1367 [W/m^2]$ . Ceci est connu sous le nom de « constante solaire ». 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 %.

### 2.2.5 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire subit des phénomènes de diffusion et d'absorption par les molécules gazeuse, les aérosols, les gouttelettes et les poussières divers en suspension. Le rayonnement absorbé est transformé en chaleur et disparaît du bilan utilisable au sol.

Le rayonnement solaire reçu au sol est composé du rayonnement direct et diffus. Le diffus est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel.
- Diffus provenant du sol.

L'ensemble du rayonnement direct et diffus représente le rayonnement global.

### 2.3 Importance de la position des panneaux solaires

Pour augmenter le rendement global d'un système photovoltaïque, en augmentant l'énergie solaire reçue, nous devons d'abord améliorer le rendement de captation par le bon choix d'inclinaison de la surface des modules du champ photovoltaïque. Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au soleil vers le sud lorsqu'on est dans l'hémisphère nord, et vers le nord lorsqu'on est dans l'hémisphère sud. Les capteurs solaires doivent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud, à l'écart des zones ombragées. Ils doivent être inclinés avec un angle « **optimale** » afin d'obtenir un résultat **optimal** et par conséquent « une énergie **maximale** ».

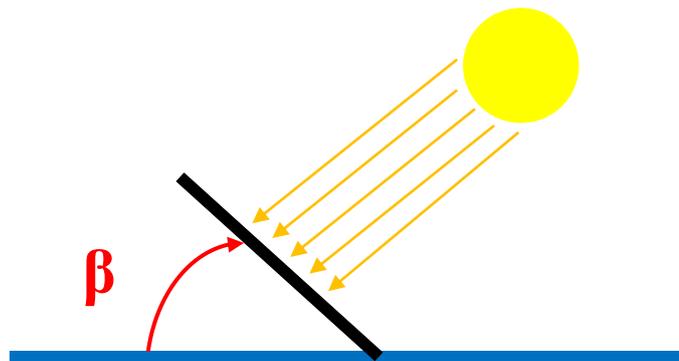


Figure 2.1 : Inclinaison des panneaux solaires.

Pour mieux comprendre l'importance de l'angle d'inclinaison, nous étudierons ci-après l'énergie reçue pour différentes valeurs d'angle d'inclinaison :

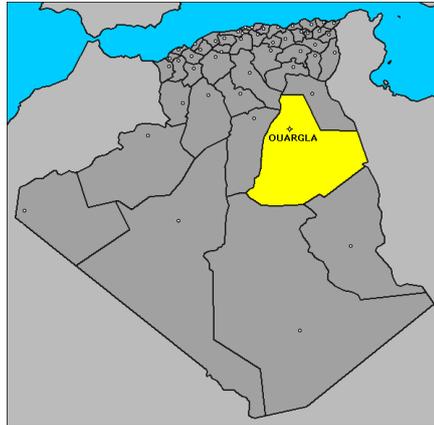
1. La position horizontale sans inclinaison (l'angle  $\beta = 0$ )
2. La position avec un angle d'inclinaison :
  - Angle d'inclinaison de latitude
  - Angle d'inclinaison optimal mensuelle

- Angle d'inclinaison optimal saisonnière
- Angle d'inclinaison optimal semestrielle

Les calculs d'énergie sont appliqués sur la zone de Ouargla au sud de l'Algérie.

### Spécification du site de Ouargla :

Les données sur la durée d'ensoleillement présentées ci-dessous ont été fournies par la station météorologique de Ouargla.



Coordonnées GPS de la station [9,10] :

- la latitude 31 N,
- longitude 5°24'E
- Altitude de 141 m.

Source : <http://decouvertesalgerie.com/ouargla.html>

On se basant sur les données mesurées durant les années 2001 à 2010 par la station météo de Ouargla [8, 9], les données sont :

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov.	Déc.
Insol(h)	248	237	258	280	292	281	330	323	267	257	249	212
$\bar{S}(h)$	7,98	8,41	8,33	9,32	9,4	9,37	10,6	10,4	8,9	8,3	8,28	6,83

**Tableau 2.2 :** Valeurs moyennes d'insolation mensuelle à Ouargla.

Avec :

Insol(h) : La durée d'insolation mensuelle.

$\bar{S}(h)$  : La durée d'insolation moyenne journalière (mesurée) sur le mois.

### 2.3.1 Modèle de calcul du rayonnement solaire sur une surface horizontale

Le rayonnement journalier mensuel global sur un plan horizontal  $H_T$ , est la combinaison de deux composantes : le rayonnement direct et le rayonnement diffus du ciel. Les données sur le rayonnement solaire sont généralement disponibles sous deux formes : la moyenne mensuelle de rayonnement solaire global sur une surface horizontale et le rayonnement horaire total sur une surface horizontale. Dans notre cas, tous les calculs sont effectués en utilisant la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global journalier [11].

$$H_T = H_B + H_D \quad (2.2)$$

Selon la formule de black, l'indice de clarté est obtenu par [8]:

$$K_T = c + d \bar{\sigma} = \frac{\bar{H}}{H_0} \quad (2.3)$$

Où  $H$  est le rayonnement journalier global sur une surface horizontale,  $H_0$  est la valeur du rayonnement journalier extraterrestre.

Les valeurs des constantes empiriques  $c$  et  $d$  sont donnés par Beeckman pour la région du Sahara en Algérie [8]:

$$\begin{cases} c = 0.3 \\ d = 0.43 \end{cases}$$

$\bar{\sigma}$  : Le taux d'insolation est calculé par :

$$\bar{\sigma} = \frac{\bar{S}}{S_0} \quad (2.4)$$

Où  $S$  est la durée d'insolation,  $S_0$  est la durée d'ensoleillement maximale qui peut être calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = (2/15) \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \quad (2.5)$$

Avec :

$\psi$  : L'attitude du lieu

$\delta$  : La déclinaison de soleil

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper [12] :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left( 2\pi \frac{284+n}{365} \right) \quad (2.6)$$

Où :  $n$  est le numéro de jour dans l'année (c.-à-d.  $n=1$  pour le 1<sup>er</sup> janvier,  $n=32$  pour le 1<sup>er</sup> février... etc.).

La moyenne mensuelle du rayonnement journalier extraterrestre sur une surface horizontale peut être calculée à partir des équations suivantes [13, 14] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G(n) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad (2.7)$$

$$G(n) = G_{sc} \left( 1 + 0.033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) \quad (2.8)$$

Où  $\psi$  est la latitude du site,  $\delta$  la déclinaison solaire,  $\omega_s$  l'heure de lever du soleil qui est calculée comme suit:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \tag{2.9}$$

$G_{sc}$  : La constante solaire ( $W/m^2$ ).

En utilisant les équations (2.1) à (2.9), le tableau 2.3 montre la moyenne mensuelle du rayonnement solaire global journalier  $\bar{H}$  et la moyenne mensuelle extraterrestre du rayonnement journalier  $\bar{H}_0$  sur une surface horizontale dans la ville de Ouargla en Algérie.

Où n: Le numéro de jour type du mois proposé par Klein [8].

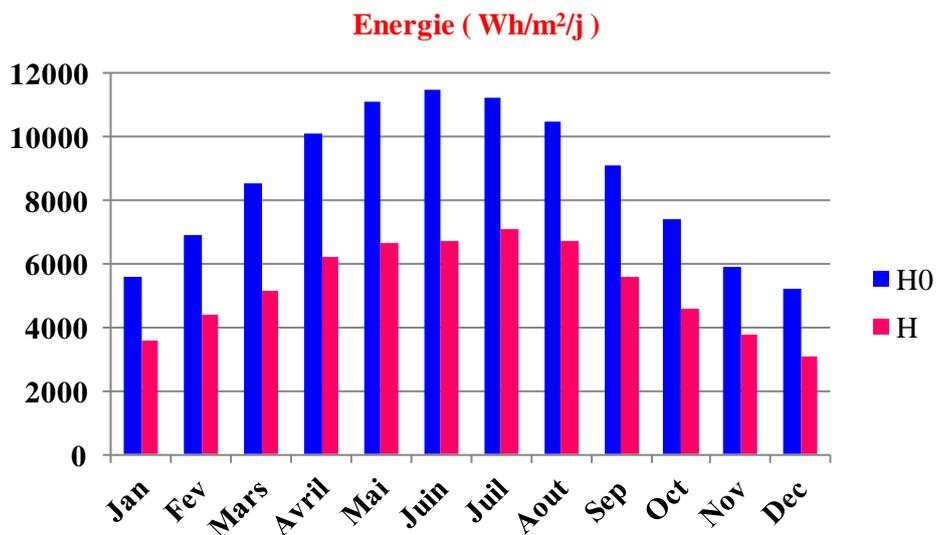
Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, nous utilisons l'équation(2.7).

Le résultat est présenté dans le tableau suivant :

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov.	Déc.
$\bar{H}_0$ [Wh/m <sup>2</sup> .j]	5584	6931	8566	10129	11118	11478	11271	10483	9111	7396	5891	5198
$\bar{H}$ [Wh/m <sup>2</sup> .j]	3560.8	4379.1	5167.4	62121	6631.4	6733.7	7100.5	6711.1	5594.8	4574.1	3792.9	3091.7
<b>Irradiation annuelle (kWh/m<sup>2</sup>)</b>						<b><math>\bar{H}_0=3137.6</math></b>			<b><math>\bar{H}=1933</math></b>			

**Tableau 2.3 :** Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère et terrestre sur une surface horizontale (Zone de Ouargla)

Pour une meilleure lecture, ces valeurs sont représentées graphiquement sur la Figure 2.2.



**Figure 2.2 :** L'irradiation globale journalière mensuelle hors atmosphère et terrestre sur une surface horizontale.

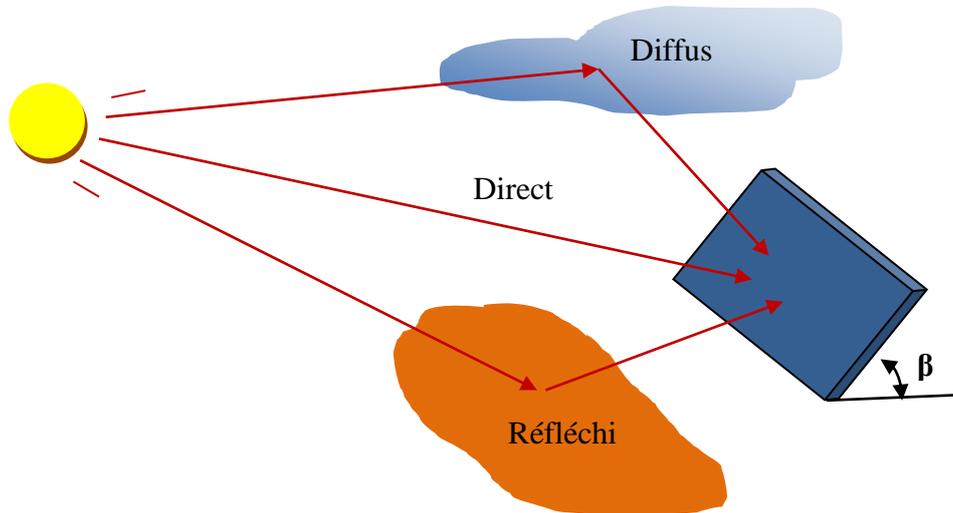
### 2.3.2 Modèles du calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée

Nous allons montrer que l'angle d'inclinaison a un impact majeur sur le rayonnement solaire incident sur une surface.

Le rayonnement solaire global sur une surface inclinée  $H_T$  se compose du rayonnement solaire direct  $H_B$ , du rayonnement diffus  $H_D$ , et du rayonnement réfléchi au sol  $H_R$ , en supposant une réflexion isotrope (figure 2.3.).

Par conséquent, le rayonnement solaire global sur une surface inclinée  $H_T$  peut être calculé par la somme suivante proposée par Duffie et Beckman (1991) [15]:

$$H_T = H_B + H_D + H_R \quad (2.10)$$



**Figure 2.3 :** Les composants du rayonnement solaire sur une surface inclinée.

Pour la conception des systèmes solaires, nous avons besoin de la moyenne journalière mensuelle de l'irradiation incidente sur un plan du capteur  $\bar{H}_T$ .

En utilisant le modèle de LIU et JORDAN, le calcul de  $\bar{H}_T$  est donné par l'équation suivante [15]:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.11)$$

Où  $\beta$  est l'inclinaison des panneaux solaires,  $\rho$  la réflectance du sol.  $R_b$  est le facteur de conversion moyen du rayonnement solaire sur une surface inclinée,  $H_d$  est le rayonnement diffus. Ils peuvent être calculés respectivement par : [16]

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\psi-\beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s' + \omega_s' \cdot \sin(\psi-\beta) \sin \delta}{\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \psi \sin \delta} \quad (2.12)$$

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = K_d = c + d \cdot K_T \quad (2.13)$$

Les valeurs des constantes  $c$  et  $d$  sont données par Beckman pour la région du Sahara en Algérie [10]:

$$\begin{cases} c = 0.91 \\ d = -0.98 \end{cases}$$

$\bar{H}_d$  : La composante diffuse (calculer par la relation (2.13) )

$\bar{H}_b$  : La composante directe  $\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d$

$\rho$  : L'albédo au sol

$\beta$  : L'angle d'inclinaison

$\omega_s$  : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal

$\omega_s'$  : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné

$\omega_s' = \text{Min}[\omega_s, \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \tan \delta)]$

$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta)$

## 2.4 Simulations comparatives

Pour montrer clairement l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires sur le rendement global du système, nous avons réalisé un certain nombre de calculs en vue d'une simulation comparative. Dans un environnement MATLAB et en utilisant les données décrites ci-dessus, nous avons écrit un code de calcul pour comparer le rayonnement solaire global sur une surface inclinée. Ci-après les résultats :

### 2.4.1 Inclinaison d'un angle égal à latitude

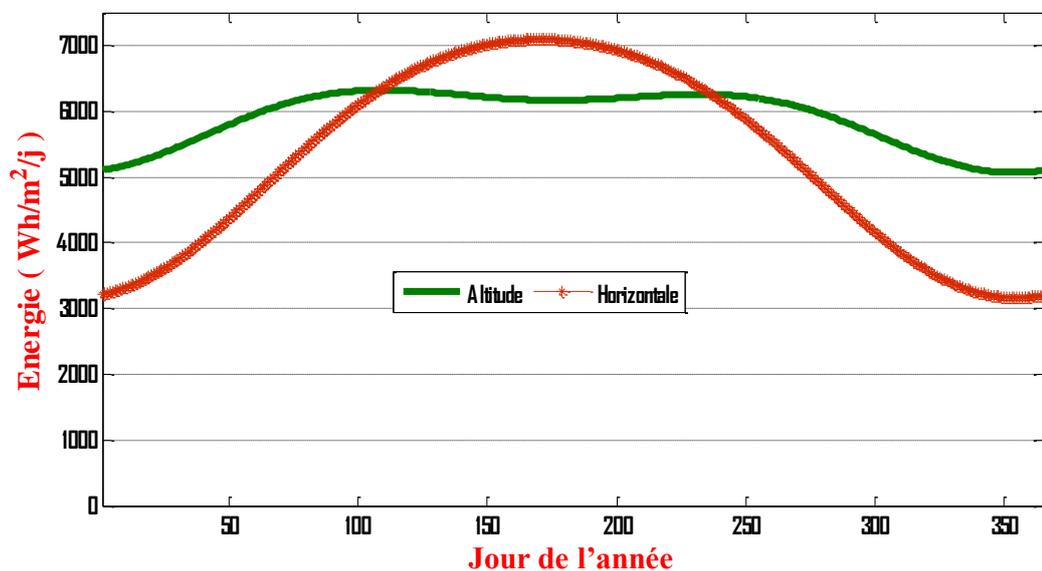
En général, pour un angle d'inclinaison **fixe**, la puissance maximale au cours d'une année est obtenue lorsque l'angle d'inclinaison est égal à la **latitude** du **lieu** concerné [17].

Le tableau 2.4 ci-après montre les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale où le panneau solaire est incliné à l'angle de latitude.

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil.	Aou t	Sep	Oct	Nov.	Déc.
$\beta_L$ (deg)	31.9 6	31.96	31.9 6	31.9 6	31.9 6	31.9 6						
$\bar{H}_{TL}$ [Wh /m <sup>2</sup> .j]	5488	5909	5985	6271	6059	5895	6310	6487	6136	5850	5661	4839
<b>Irradiation annuelle (kWh/m<sup>2</sup>/an) =2156.2</b>												

**Tableau 2.4** : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison égal à l'attitude.

Dans la figure 2.4. Ci-dessous, nous avons comparé la variation d'irradiation globale journalière mensuelle « annuellement » avec les valeurs obtenus en utilisant une surface horizontale. On peut clairement remarquer que l'intervalle de l'énergie maximal reçu pour une inclinaison de « latitude » est supérieur à celle de « l'horizontale ».



**Figure 2.4** : Variation de l'irradiation globale annuellement pour deux angles d'inclinaison.

Il est important de savoir que dans une installation ordinaire (non optimale), les gens utilisent cette inclinaison (latitude) comme angle d'inclinaison par défaut. Notre contribution consiste aussi à montrer qu'on peut encore et encore améliorer les performances de notre système en utilisant d'autres angles spécifiques d'inclinaison autre que latitude. Les résultats ci-après montrent clairement cette contribution.

#### 2.4.2 Inclinaison optimal d'un panneau solaire

Un modèle isotrope a été développé en utilisant l'équation 2.11 pour calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement journalier sur une surface du panneau solaire exposée au sud.

Pour calculer l'angle d'inclinaison optimal pour une irradiation maximale reçue sur un capteur incliné, nous utiliserons les données du jour type du mois et nous varions l'angle

d'inclinaison de  $-10^\circ$  à  $90^\circ$  par pas de  $1^\circ$  afin d'identifier l'angle pour laquelle l'énergie reçue atteint sa valeur maximale.

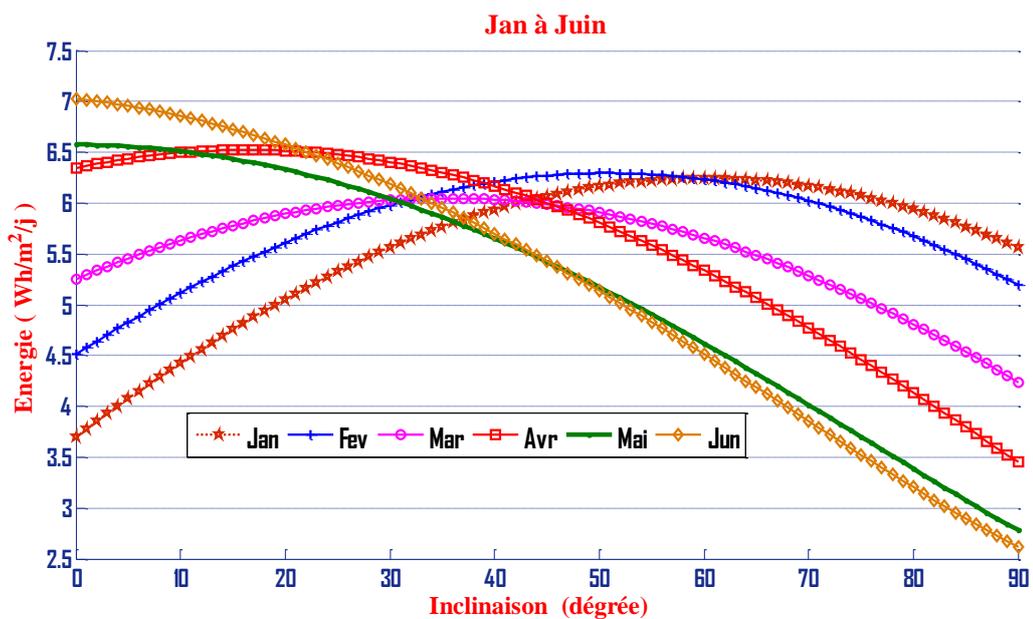
L'angle d'inclinaison optimal, le rayonnement solaire global journalier mensuel et annuel sur une surface inclinée optimale sont donnés dans le tableau 2.5.

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov.	Déc.
$\beta_{opt}$	61	52	36	17	0	-7	-4	11	29	47	59	62
$\bar{H}_{To} [\text{wh}/\text{m}^2/\text{j}]$	6102	6184	5997	6406	6631	6769	7113	6785	6141	6002	6195	5439
<b>Irradiation annuelle [kWh/m<sup>2</sup>/an] = 2304.5</b>												

**Tableau 2.5** : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison optimale

Nous constatons que l'angle d'inclinaison optimal varie entre  $(-7^\circ)$  du mois de Juin. Le rayonnement solaire global journalier mensuel reçu sur la surface du panneau pour cette inclinaison est  $6769 \text{ Wh} / \text{m}^2/\text{jour}$ . L'angle d'inclinaison optimal augmente par la suite pendant les mois d'hiver et atteint un maximum de  $62^\circ$  en décembre, qui recueille  $5439 \text{ Wh} / \text{m}^2/\text{jour}$  de l'énergie solaire [18, 16].

Les figures (2.5 et 2.6) montrent la variation du rayonnement solaire moyenne journalière globale à Ouargla sur une surface faisant face au sud. L'angle d'inclinaison varié de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  par pas de  $1^\circ$ . A partir de ces graphes, nous remarquons clairement qu'il existe un angle optimal unique pour chaque mois de l'année pour laquelle le rayonnement solaire est maximal.



**Figure 2.5** : Rayonnement global journalier mensuel sur un panneau plein sud à Ouargla pour les mois de janvier à juin.

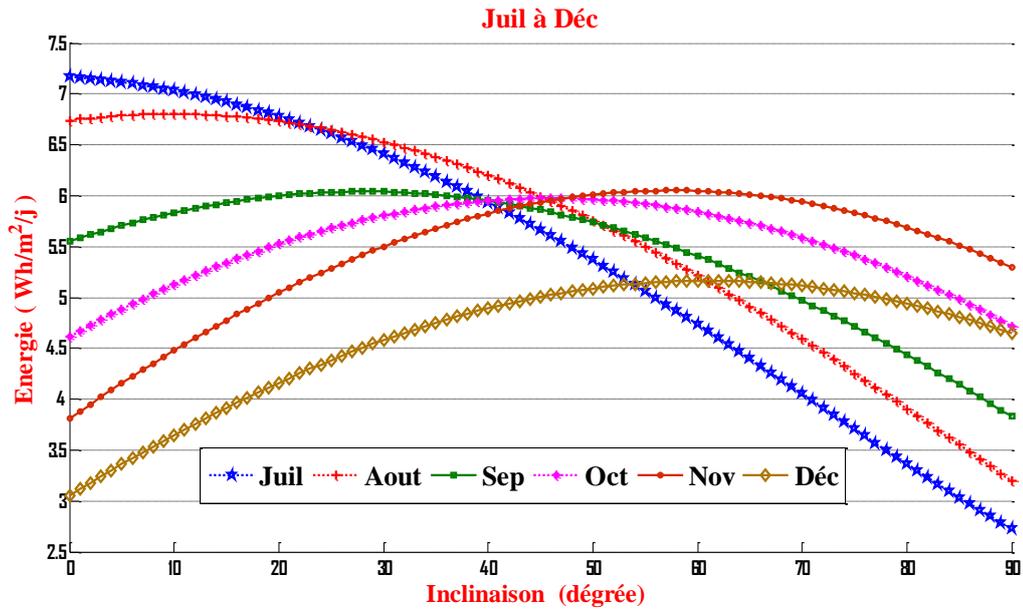


Figure 2.6 : Rayonnement global journalier mensuel sur un panneau plein sud à Ouargla pour les mois de juillet à décembre.

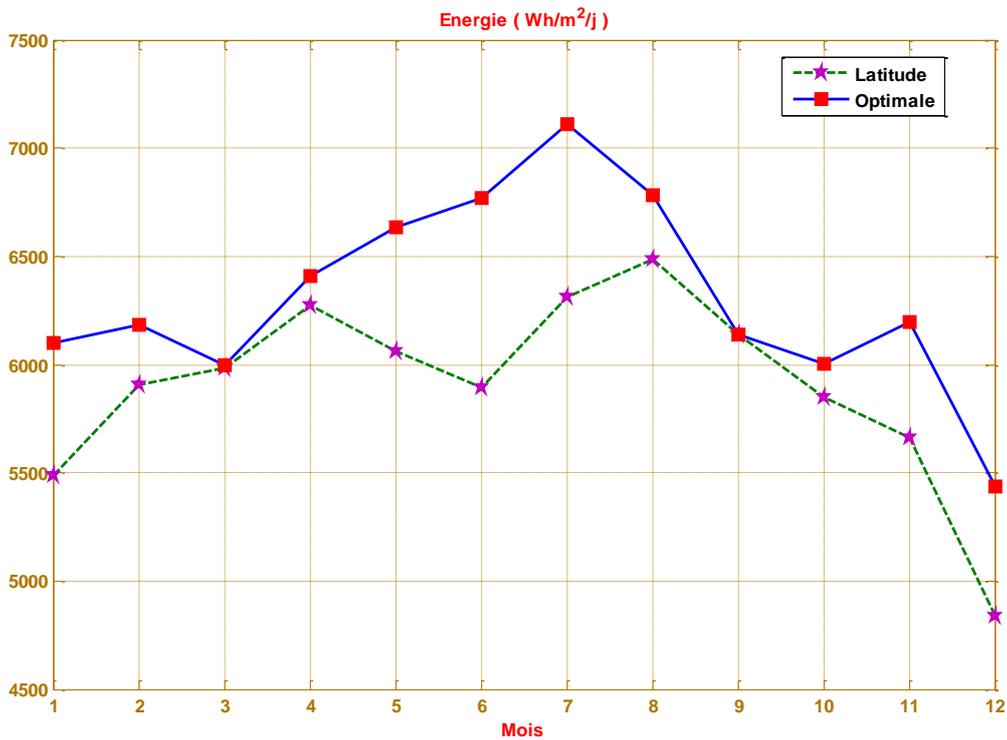


Figure 2.7 : Comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée entre l'angle d'inclinaison optimal et l'angle de latitude

La figure 2.7 montre que l'énergie solaire reçue est bien maximale en utilisant les valeurs d'angles optimaux présentées dans le tableau 2.5 ci-dessus.

### 2.4.3 Inclinaison saisonnière d'un panneau solaire

L'angle d'inclinaison saisonnière a été calculé en prenant la valeur moyenne de l'angle d'inclinaison pour chaque saison. La mise en œuvre de cette dernière nécessite que l'inclinaison du panneau être changé quatre fois par an.

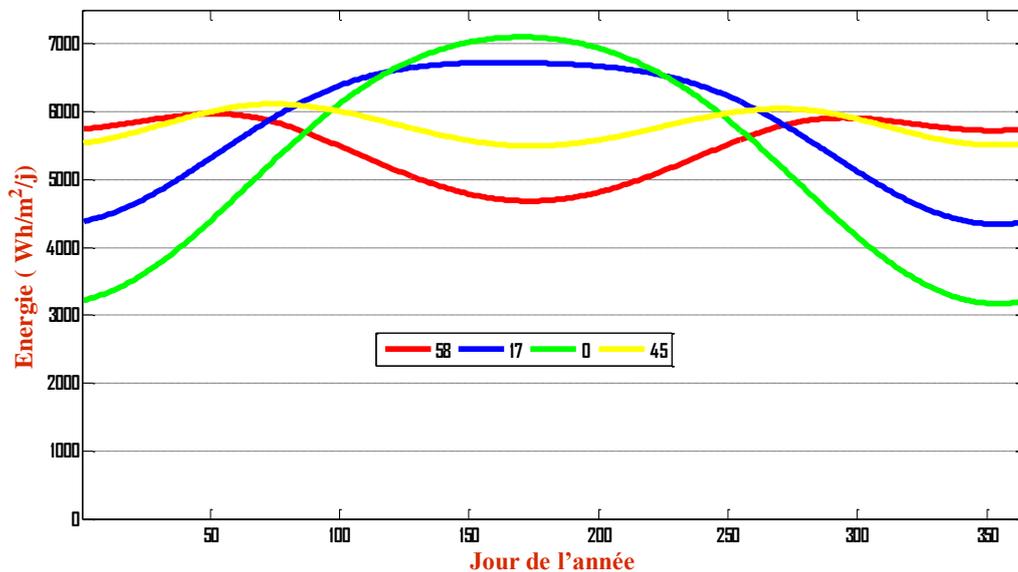
En hiver (Décembre, Janvier, Février) l'inclinaison doit être 58.33 °, au printemps (Mars, Avril et Mai) 17.66 °, en été (Juin, Juillet, Août) 0 °, et à l'automne (Septembre, Octobre, Novembre) 45 °.

L'angle d'inclinaison saisonnière et le rayonnement solaire global journalier mensuel sur cette surface inclinée sont donnés dans le tableau 2.6 [19].

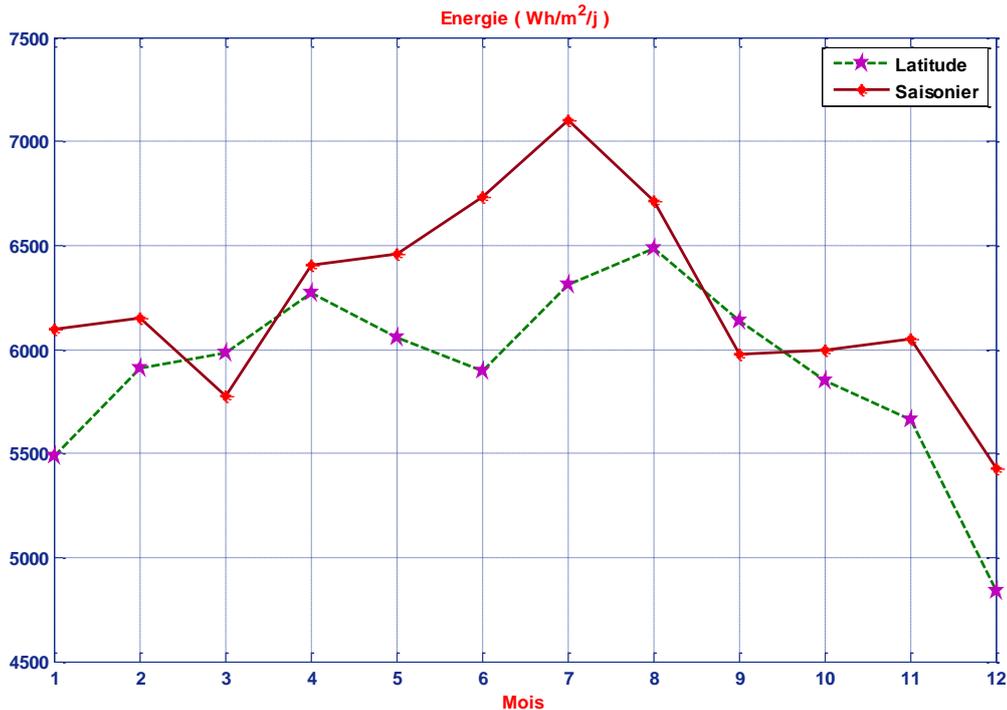
Période	L'hiver			Le printemps			L'été			L'automne		
Angle Moy. /saison	58.33			17.66			0			45		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
$\bar{H}_{To}$ [wh/m <sup>2</sup> .j]	5429	6098	6150	5772	6406	6457	6734	7101	6711	5979	6000	6053
<b>Irradiation annuelle [kWh/m<sup>2</sup>/an] = 2277.9</b>												

**Tableau 2.6 :** L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière.

La figure 2.8 montre la variation de l'énergie solaire annuellement recueillie lorsque les angles moyens saisonniers sont utilisés. Nous constatons que l'énergie augmente en fonction de l'inclinaison saisonnière.



**Figure 2.8 :** Variation de l'irradiation globale annuelle pour une inclinaison saisonnière.



**Figure 2.9 :** Comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée entre l'angle d'inclinaison saisonnière et l'angle de latitude

La figure 2.9 montre une comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle entre le cas où le panneau solaire est incliné à l'angle de la saison ou l'angle de latitude.

#### 2.4.4 Inclinaison semestrielle d'un panneau solaire

Le suivi semestriel est une méthode de suivi du mouvement du soleil deux fois par an. L'angle d'inclinaison des panneaux PV est modifié deux fois par an afin de maximiser l'énergie solaire reçue. Pendant les hautes saisons (avril, mai, juin, juillet, août, septembre) l'angle d'inclinaison est maintenu à un angle  $\beta_1$ , alors que dans les basses saisons (octobre, novembre, décembre, janvier, février, mars), l'angle est maintenu à un autre angle  $\beta_2$ . L'avantage de cette méthode est qu'elle est simple et n'implique un changement d'angle d'inclinaison que deux fois par an. En outre, il n'y a pas besoin de tout un mécanisme de contrôle complexe ou motorisé qui nécessitera une maintenance continue du système pour le suivi du soleil [20,21].

L'angle d'inclinaison  $\beta_1$  est exprimé par la formule :

$$\beta_1 = \sum_{i=4}^9 \frac{(\beta_{i-opt})}{6} \quad (2.14)$$

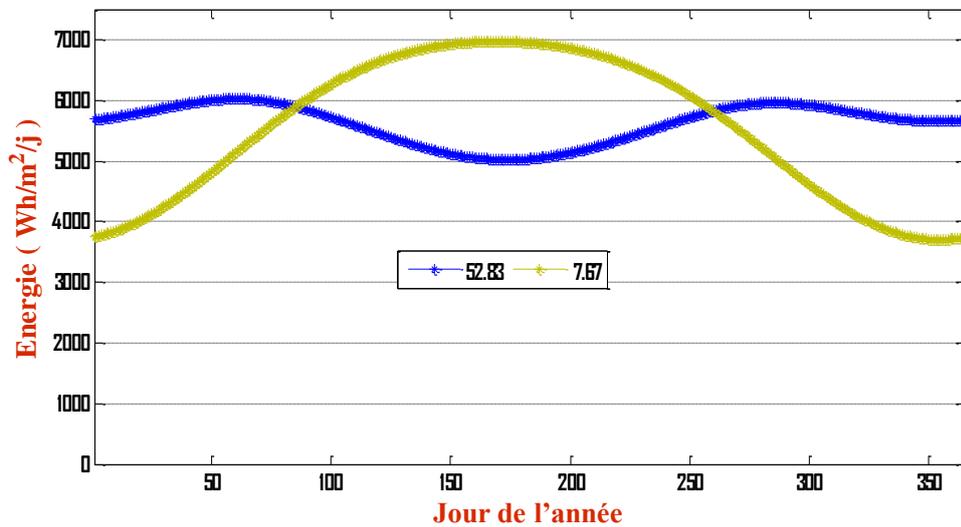
L'angle d'inclinaison  $\beta_2$  est exprimé par la formule :

$$\beta_2 = \sum_{i=1}^3 \frac{(\beta_{i-opt})}{3} + \sum_{i=10}^{12} \frac{(\beta_{i-opt})}{3} \quad (2.15)$$

L'angle d'inclinaison semestrielle et le rayonnement solaire global journalier mensuel sur une surface inclinée semestrielle sont donnés dans le tableau 2.7.

Période	Semestre II			Semestre I						Semestre II		
Angle Moy.	52.83			7.67						52.83		
Mois	Jan	Fév	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
$\bar{H}_{T_0}$ [wh /m <sup>2</sup> .j]	6055	6183	5821	6345	6599	6628	7020	6780	5841	5979	6169	5380
<b>Irradiation annuelle [kWh/m<sup>2</sup>/an] = 2275</b>												

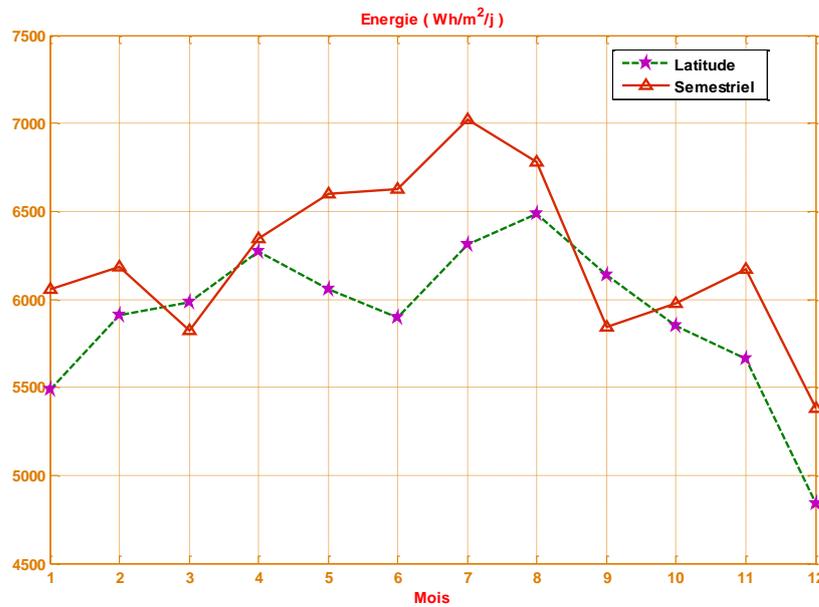
**Tableau 2.7 :** L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale semestrielle.



**Figure 2.10 :** Variation de l'irradiation globale annuellement pour une inclinaison semestrielle.

Les valeurs journalières mensuelles totales d'ensoleillement pour un angle d'inclinaison fixe (7.67°) durant le premier semestre et (52.83°) dans le deuxième semestre est illustré sur la figure 2.10. Les courbes indiquent clairement que les valeurs d'ensoleillement à l'inclinaison choisi pendant les mois d'été (Avril, Mai et Septembre) sont supérieures par rapport à la l'angle d'inclinaison fixe (52.83°). De même, les valeurs d'ensoleillement sont supérieures à l'angle (52.83°) pendant les mois d'hiver (Octobre, Novembre et Mars) par rapport à la configuration de l'angle d'inclinaison fixe (7.67°).

La figure ci-dessous illustre une comparaison de l'irradiation globale journalière mensuelle où le panneau solaire est incliné à l'angle semestrielle et de latitude.



**Figure 2.11** : Comparaison de l’irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour l’angle d’inclinaison semestrielle et de latitude.

### 2.5 Résultats et discussions

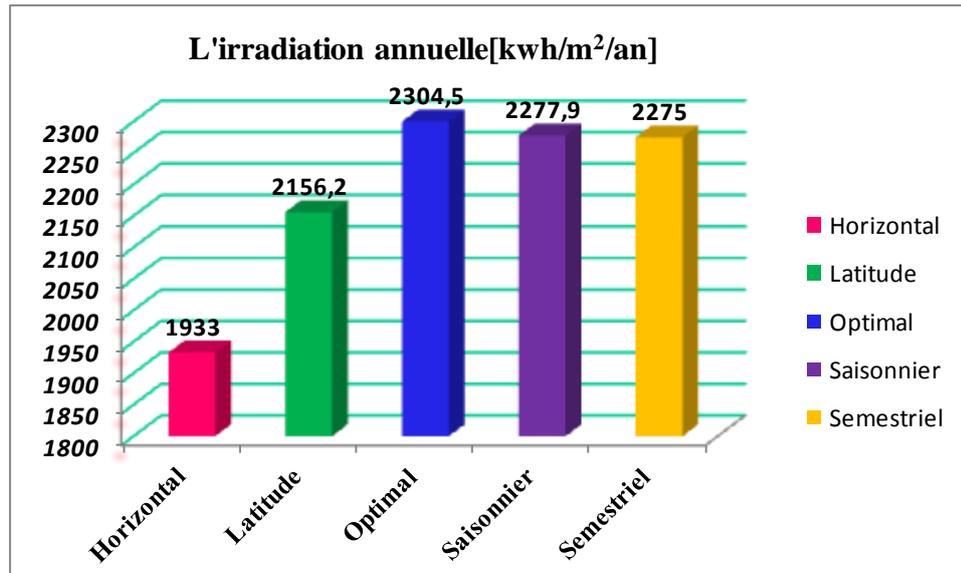
Les résultats présentés dans le tableau 2.8 sont les valeurs du rayonnement acquis annuellement sur une surface de panneaux photovoltaïques pour différents angles d’inclinaison. Le tableau 2.8 montre clairement que la moyenne annuelle du rayonnement solaire obtenue grâce à une inclinaison optimale est plus élevée par rapport à un angle d’inclinaison fixe. En comparant l’inclinaison fixe et la configuration de l’inclinaison optimale, le pourcentage d’augmentation de l’énergie solaire obtenue est de  $(2304.5 - 2156.2) / 2156.2$ , soit 6,87 %.

En comparaison avec la méthode de l’angle d’inclinaison fixe des modules photovoltaïques, l’inclinaison saisonnière peut générer 5,64% de plus en puissance  $((2277.9 - 2156.2) / 2156.2)$ . De même, la moyenne annuelle du rayonnement solaire obtenu à partir de l’inclinaison semestrielle est égale à 2275 kWh/m<sup>2</sup>. Elle est plus élevée par rapport à la méthode de l’angle d’inclinaison fixe. Le pourcentage d’augmentation de l’énergie solaire obtenue est de 5,50%.  $((2275 - 2156.2) / 2156.2)$ .

Le tableau 2.8 ci-dessous, montre les différentes valeurs d’énergie annuelle pour différentes valeurs d’angle d’inclinaison. Nous constatons que l’énergie est bien maximale pour un angle optimal mensuel. Cependant, il est très intéressant de remarquer que l’énergie reste aussi importante avec un angle optimal saisonnier ou semestriel.

Béta (degré)	$\beta = 0$	$\beta = \text{Latitude}$	$\beta = \beta_{\text{opt}}$	$\beta = \beta_{\text{sai}}$	$\beta = \beta_{\text{sem}}$
Energie [Kwh/m <sup>2</sup> .an]	1933	2156.2	2304.5	2277.9	2275

**Tableau 2.8** : L’énergie acquise annuellement pour différents inclinaisons.



**Figure 2.12** : L'énergie acquise annuellement par cinq inclinaisons.

Sur l'histogramme de la figure 2.12, il est visiblement plus clair que les énergies pour les angles optimaux, saisonniers et semestriels sont très proches.

## 2.6 Expérimentation

L'étude théorique et les simulations comparatives exposées ci-dessus nous ont bien confirmé l'importance de l'inclinaison des panneaux PV dans le calcul du rendement global du système. Pour confirmer encore plus ce résultat, nous avons profité de notre séjour scientifique dans un grand laboratoire en Espagne pour faire une expérimentation dans ce sens-là.



**Figure 2.13** : Installation expérimentale - centre Ciemat, Espagne.

Le centre Ciemat (Center for Energy, Environment and Technology Research), à Madrid, en Espagne, dispose d'une maquette pour faire cette expérimentation.

### 2.6.1 Description de l'installation expérimentale

L'installation photovoltaïque utilisée pour les mesures expérimentales est montée sur le toit du bâtiment du Laboratoire des énergies photovoltaïques. Son emplacement exact étant déterminé par les coordonnées géographiques 638 m, 40,4° N, 3,7° W et un potentiel solaire local de haute qualité.

L'installation se compose d'un panneau photovoltaïque, monté sur un cadre métallique (Fig. 2.13), correctement conçu de telle sorte que l'angle d'inclinaison peut être réglable de 0° à 90°. Le panneau utilisé est connecté avec l'équipement PVPM1000CX (Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules) (Fig. 2.13), qui permet les mesures nécessaires du courant et de la tension. L'orientation du panneau photovoltaïque est fixée perpendiculairement à la direction du rayonnement solaire. Le panneau poly-cristallins utilisé est fabriqué par Kyocera (caractéristiques techniques indiquées dans le tableau 2.9.).

En plus et pour la mesure du rayonnement solaire, un pyranomètre est monté sur le cadre métallique de panneau PV de telle sorte qu'il est capable de mesurer le rayonnement global sur la surface de panneau PV. Aussi, à l'angle d'inclinaison sélectionné, un thermocouple fixé sur l'arrière du panneau PV mesure la température.

Il nous semble aussi important de signaler que toutes les mesures prises sont également recueillies dans un enregistreur de données capable de stocker les données pour une exploitation ultérieure à travers l'utilisation d'un micro ordinateur [22].

Caractéristiques électriques	
Puissance maximale ( $P_{max}$ )	215 W
Tension à $P_{max}$ ( $V_{mP}$ )	26.6 V
Courant à $P_{max}$ ( $I_{mP}$ )	8.09A
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	8.78 A
Tension à circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	33.2 V

**Tableau 2.9 :** Caractéristiques électriques du module photovoltaïque KYOCERA

### 2.6.2 Procédure expérimentale

Le concept de base de la procédure expérimentale consiste à comparer, sur une base en temps réel, la variation de la performance de panneau PV. On fait varier leur angle d'inclinaison afin de comparer leurs performances.

Les mesures ont été prises toutes les deux minutes pendant la journée, tandis que les angles d'inclinaison du panneau examinés correspondent à 30°, 40°, 50° et 60° (voir le tableau 2.10).

### 2.6.3 Résultats expérimentaux

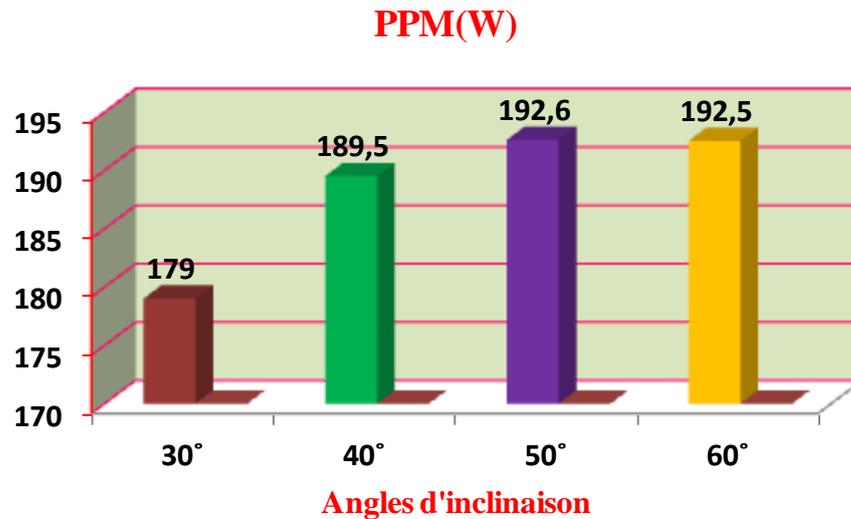
Les résultats expérimentaux obtenus sont exposés dans le tableau 2.10. On présente des comparaisons de performance entre l'inclinaison des panneaux PV variables examinés en terme de production d'énergie. Dans ce même tableau, on peut voir également la répartition du rayonnement solaire pour le plan incliné sur la base des mesures obtenues à partir du pyranomètre. Dans ce cas de figure et comme prévu, la production d'énergie est analogue à la distribution du rayonnement solaire. Cependant, l'influence de l'angle d'inclinaison des panneaux devient évidente.

La Figure 2.14, en particulier, montre une comparaison entre une paire d'angle du panneau PV variables. Avec deux angles successifs, 30° et 40°, on peut obtenir un pourcentage d'augmentation de 6 % de la puissance produite. De la même façon, la paire 40° et 50° montrée dans la même figure, il est également réfléchi un pourcentage d'augmentation mais avec seulement 2 % de la production de l'énergie photovoltaïque. Cette diminution explique le rapprochement vers l'angle optimale dans ce moment précis qui situe entre (50° et 60°) pour ce jour.

D'autre part, les résultats expérimentaux présentés dans les deux dernières lignes du tableau 2.10. montrent l'effet de la température sur la production d'énergie des panneaux photovoltaïques.

Angle (Deg)	Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Temperature (°C)	PPM (W)
30°	916	37.1	179
40°	972	37.4	189.5
50°	995	38.2	192.6
60°	999	38.8	192.5

**Tableau 2.10:** les mesures expérimentales



**Figure 2.14:** La puissance produite par quatre inclinaisons différentes.

## 2.7 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'étude de l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires sur le rayonnement solaire incident sur leur surface et par conséquent sur les performances d'un système PV en général. Pour atteindre cet objectif, nous avons réalisé un certain nombre de calculs et d'analyses comparatifs entre différents types d'inclinaison des panneaux. Une étude de cas pratique comparative a été effectuée sur le site de Ouargla au sud de l'Algérie.

Nous avons aussi réalisé une expérimentation sur une maquette au Centre Ciemat en Espagne pour confirmer nos résultats.

Les résultats nous ont permis de confirmer que le maximum d'énergie peut être capté par le positionnement des panneaux photovoltaïques à l'angle d'inclinaison optimal mensuel. Un résultat intéressant nous apprend que l'énergie reste maximale en changeant l'inclinaison des panneaux juste saisonnièrement (quatre fois / an) ou semestriellement (deux fois / an).

Il semble clair que l'inclinaison semestrielle est plus simple et plus économique. Elle ne nécessite le changement de l'angle d'inclinaison des panneaux que deux fois par an.

## Chapitre 3 : Optimisation de la production d'un générateur photovoltaïque

### 3.1 Introduction

Dans un système photovoltaïque, l'énergie lumineuse est convertie directement en énergie électrique. Cette conversion utilise des capteurs fabriqués par des matériaux semi-conducteurs sensibles aux longueurs d'ondes du visible qu'on appelle cellules « Photovoltaïque » « PV ». L'association de plusieurs cellules PV en série et / ou parallèle, donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

Le GPV a une caractéristique statique courant-tension  $I(V)$  non linéaire 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. La détermination du point de fonctionnement du 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. Afin d'améliorer la conversion de l'énergie photovoltaïque en terme de rendement, il faut un mécanisme de poursuite de PPM appelé « Maximum Power Point Tracking » (MPPT) afin que la puissance maximale soit générée en permanence. Parmi ces techniques, on trouve les méthodes classiques (Perturbation et Observation ...) et les nouvelles techniques de l'intelligence artificielle.

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.

Nous montrons la problématique du transfert du maximum de puissance lors d'une connexion directe d'un GPV à une charge. Ensuite, nous présentons une chaîne de conversion PV optimisée afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV. La technique adoptée consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge.

Ce chapitre se termine par une comparaison entre les techniques utilisées pour la commande de l'étage d'adaptation.

### 3.2 Effet photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique qui consiste à transformer l'énergie lumineuse en énergie électrique par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Le principe photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839 et expliqué par Albert Einstein en 1905. Einstein a écrit sur l'effet photovoltaïque en postulant que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes, et que la collision entre les photons et les atomes pouvait faire sortir des électrons de leurs orbites permettant la création d'un courant électrique [23].

### 3.3 Composition d'un système photovoltaïque

Un système photovoltaïque est composé particulièrement par :

#### 3.3.1 La cellule photovoltaïque

La cellule PV, aussi appelée cellule solaire, constitue l'élément de base de la conversion photovoltaïque. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur qui transforme en énergie électrique l'énergie lumineuse fournie par une source d'énergie inépuisable, le soleil. Elle exploite les propriétés des matériaux semi-conducteurs [24].

La figure 3.1 illustre une cellule PV typique. Elle montre clairement sa constitution détaillée. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre couche dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable (varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé) entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

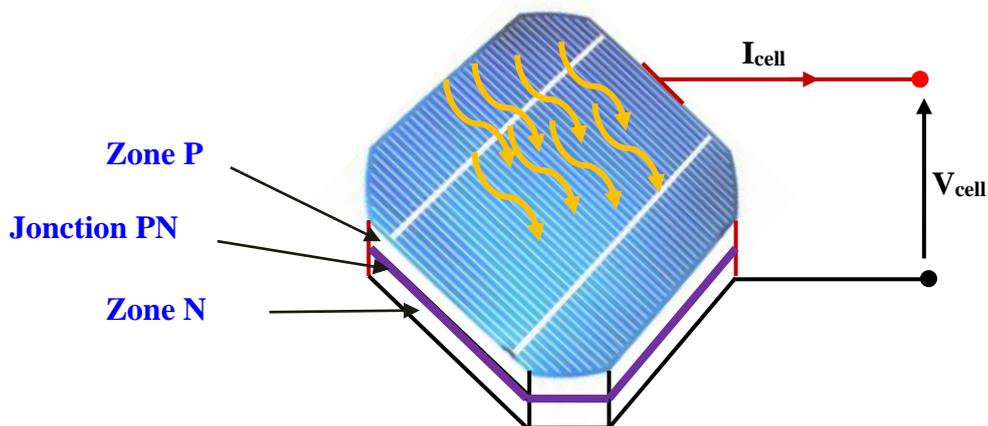


Figure 3.1 : Coupe transversale d'une cellule PV.

### 3.3.2 Le module (panneau)

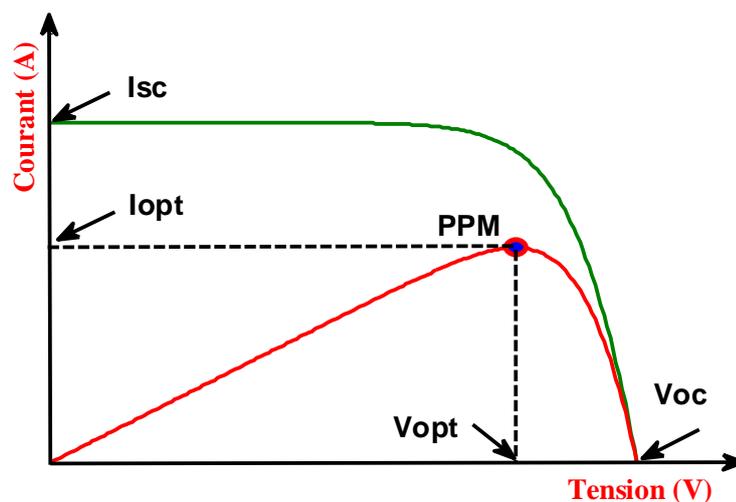
Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules sont assemblées pour former un module. Les cellules individuelles sont généralement connectées dans une chaîne en série (typiquement 36 ou 72) pour atteindre la tension de sortie désirée.

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.

La courbe de la figure 3.2, montre les caractéristiques non linéaires du panneau solaire qui dépend particulièrement des conditions d'ensoleillement et de température.

Cependant, plusieurs grandeurs électriques importantes décrivent le fonctionnement du module photovoltaïque sont :

- Le courant maximal ( $I_{SC}$ ). Il se produit lorsque les bornes du module sont court-circuitées. Il est appelé courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ) et dépend fortement du niveau d'éclairement.
- la tension à vide ( $V_{OC}$ ) pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert.
- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale du module).



**Figure 3.2 :** Caractéristique électrique d'un module photovoltaïque.

### 3.3.3 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 (charges).

### 3.4 Modélisation de la cellule PV

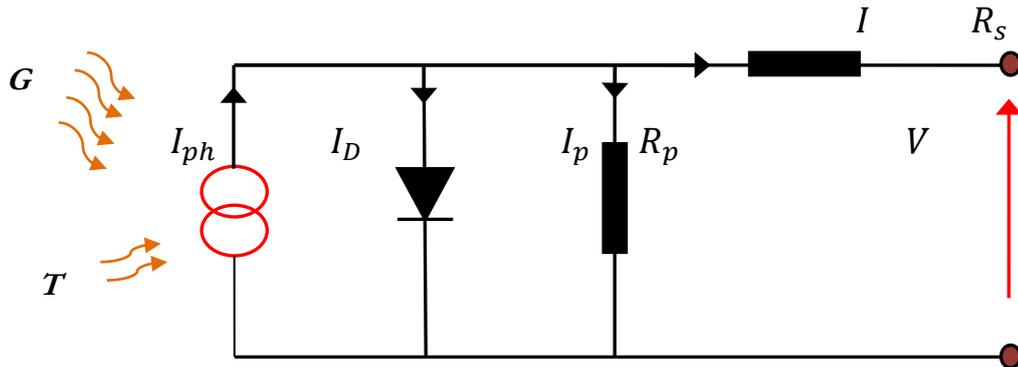


Figure 3.3 : Schéma équivalent de cellule PV

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 3.3 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 [25, 26]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (3.1)$$

Avec

$I$  : Le courant fourni par la cellule

$I_{ph} = I_{sc} \left( \frac{G}{1000} \right)$  : Le photo-courant dépendant de l'éclairement ( $G$ ). Ce courant correspond également au courant de court-circuit.

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

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

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

$V_T = \frac{KT}{e}$  : La tension thermique.

Où :

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

$K$  : constante de Boltzmann ( $1.381 \times 10^{-23}J/K$ )

$n$ : 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 :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_p} \quad (3.2)$$

### 3.5 Simulation du Module Photovoltaïque

Pour réaliser cette simulation, nous avons utilisé l'environnement MATLAB. Nous avons choisi le module photovoltaïque « BP SX 150 de chez BP Solaire ». La série SX de BP Solaire [27] 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 à $P_{max}$ ( $V_{mP}$ )	34.5 V
Courant à $P_{max}$ ( $I_{mP}$ )	4.35 A
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	4.75 A
Tension à circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	43.5 V
Coefficient de température de $I_{sc}$	$0.065 \pm 0.015\%/^{\circ}C$
Coefficient de température de $V_{oc}$	$-160 \pm 20 \text{ mV}/^{\circ}C$
Coefficient de température de la puissance	$-0.5 \pm 0.05\%/^{\circ}C$
NOCT	$47 \pm 2^{\circ}C$

**Tableau 3.1** : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un module 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 présentée ci-dessous [21] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_p} \quad (3.3)$$

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

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (3.4)$$

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

$$I_0 = I_{sc} / \left[ \exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (3.5)$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ( $R_p = \infty$ ), l'équation (3.3) devienne :

$$I = I_{sc} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (3.6)$$

Avec :

$I$  : Le courant fourni par la cellule.

$V$  : La tension à la borne de cellule.

$$I = I_{sc} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] \quad (3.7)$$

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

$$dI = 0 - I_0 \cdot \left(\frac{dV+R_s \cdot dI}{nV_T}\right) \cdot \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) \right] \quad (3.8)$$

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 :

$$R_s = -\frac{dI}{dV} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right)} \quad (3.9)$$

$$R_s = -\frac{dI}{dV} \Big|_{V_{oc}} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp\left(\frac{V_{oc}+I.R_s}{nV_T}\right)} \quad (3.10)$$

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

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (3.11)$$

Où :

$f'(x_n)$  : Le dérivé de la fonction  $f(x_n)$

$x_n$  : La présente itération.

$x_{n+1}$  : L'itération suivante.

Ainsi, on récrit l'équation (3.6) sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] = 0 \quad (3.12)$$

En remplaçant dans l'équation (3.11), on calcule le courant ( I ) par les itérations [11] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V+I_n.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \cdot \left(\frac{R_s}{nV_T}\right) \cdot \left[ \exp\left(\frac{V+I_n.R_s}{nV_T}\right) \right]} \quad (3.13)$$

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

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(T_{ref}) \cdot [1 + a(T - T_{ref})] \quad (3.14)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left( \frac{G}{1000} \right) \tag{3.15}$$

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \cdot \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{n}} \cdot \left[ \exp \left( \frac{-q \cdot E_g}{nk} \right) \cdot \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \tag{3.16}$$

Où :

$\alpha$ : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

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

$G$  : L'irradiation solaire.

### 3.5.1 L'influence de l'éclairement sur le fonctionnement du panneau PV

La base des cellules photovoltaïques est une jonction PN, cette dernière 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 3.4. 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 3.4. 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.

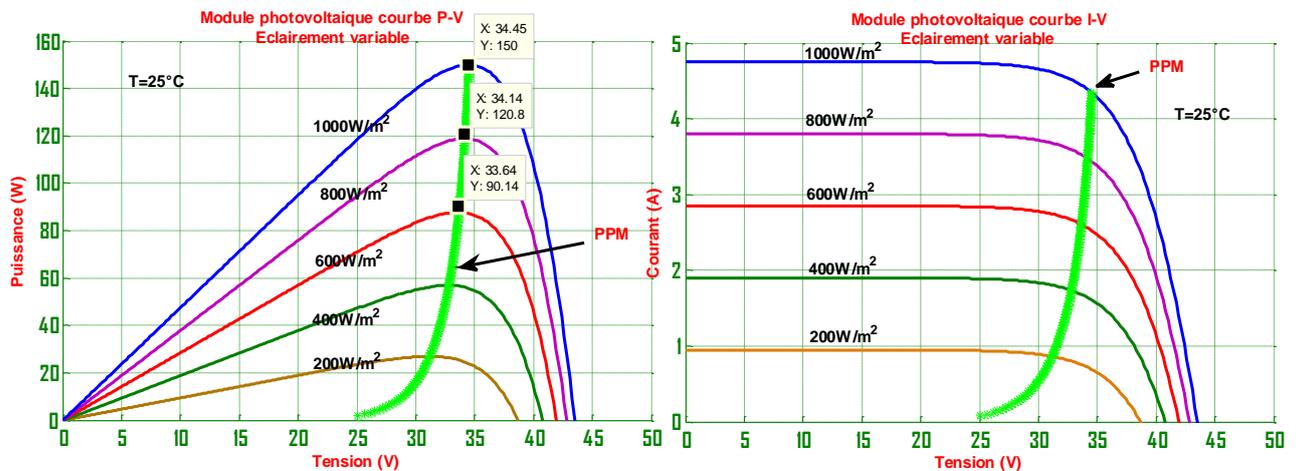


Figure 3.4 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V

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.

-La puissance maximale  $P_{max}$  est très sensible à l'éclairement: lorsque l'éclairement diminue de  $200 \text{ W/m}^2$ , la puissance  $P_{max}$  diminue de 20 %.

-Le courant  $I_{opt}$  est très sensible à l'éclairement: lorsque l'éclairement varie de  $200 \text{ W/m}^2$  le courant  $I_{opt}$  varie de 22 %.

-La tension  $V_{opt}$  varie très peu avec l'éclairement: lorsque l'éclairement varie de  $200 \text{ W/m}^2$  la tension  $V_{opt}$  varie de 2 %.

Ces résultats montrent que la tension  $V_{opt}$  varie assez peu au cours de la journée. Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante.

### 3.5.2 L'influence de la température sur le fonctionnement du panneau PV

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 :

$$I_{SC} = I_0 \cdot \exp\left(\frac{eV_{0C}}{KT}\right) \quad (3.17)$$

La figure 3.5 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.

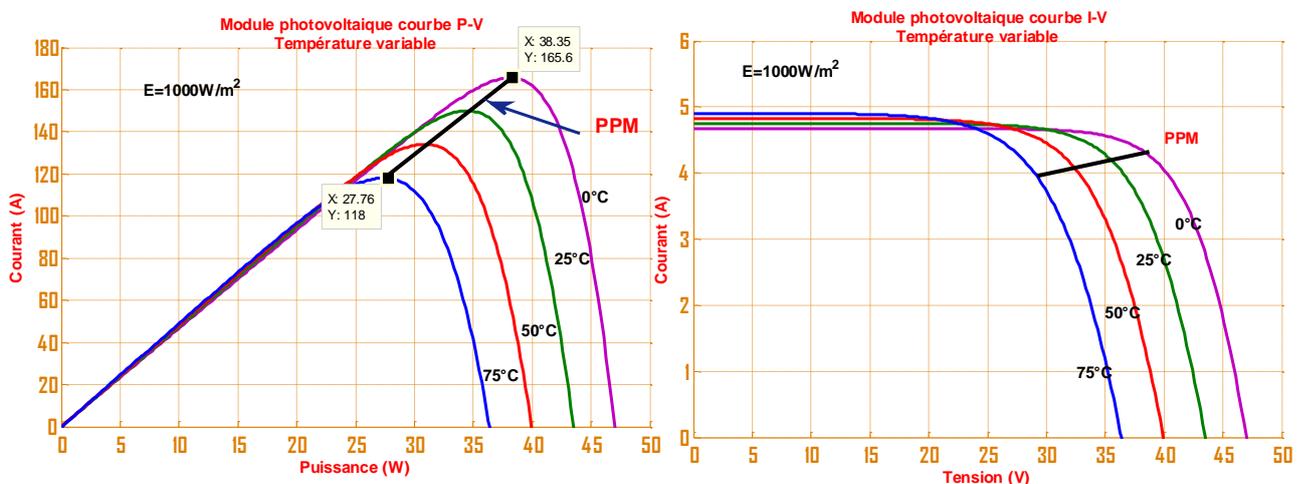


Figure 3.5 : Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V

On peut remarquer sur la figure 3.5 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible [25].

Lorsque la température augmente de 25 °C autour de la température ambiante et pour un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup> la puissance maximale diminue de 10.8 %, la tension  $V_{opt}$  varie de 10.5 %.

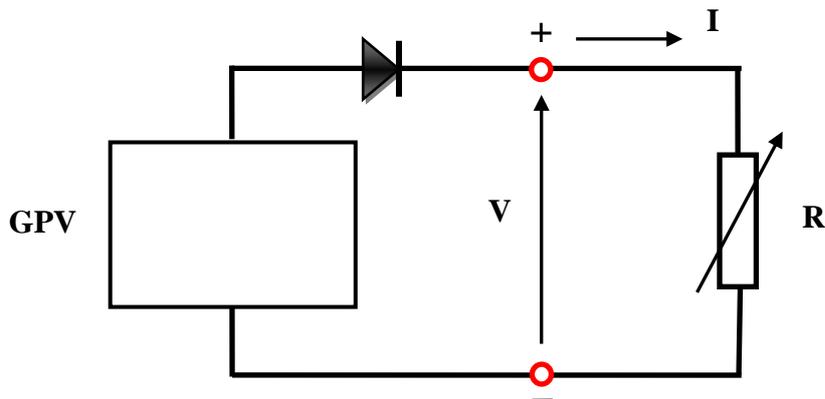
### 3.6 Connexion générateur PV - Charge

Le système photovoltaïque peut fonctionner selon deux principales modes de fonctionnement :

- Connexion directe source PV-charge
- Connexion à travers un étage d'adaptation

#### 3.6.1 Connexion directe source PV-charge

Le plus simple que l'on puisse concevoir se compose d'un générateur PV connecté directement avec la charge DC. 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 3.6 montre ce cas de montage.



**Figure 3.6** : Connexion directe d'un GPV-charge

L'inconvénient majeur de cette configuration est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension aux bornes de la charge. Le transfert de la puissance maximale disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti. En effet, une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe, car le GPV produit une tension continue.

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 3.7, 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 [28] :

- 1) Charge de type source de tension ( $R1 > R_{opt}$ ), point-B
- 2) Charge de type résistive ( $R = R_{opt}$ ), point -A source de courant
- 3) Charge de type source de courant ( $R2 < R_{opt}$ ), point -C

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P1, PPM et P2, comme l'illustre la Figure 3.7, les deux points (B et C) correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible. Donc une perte d'une partie de la puissance produite aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

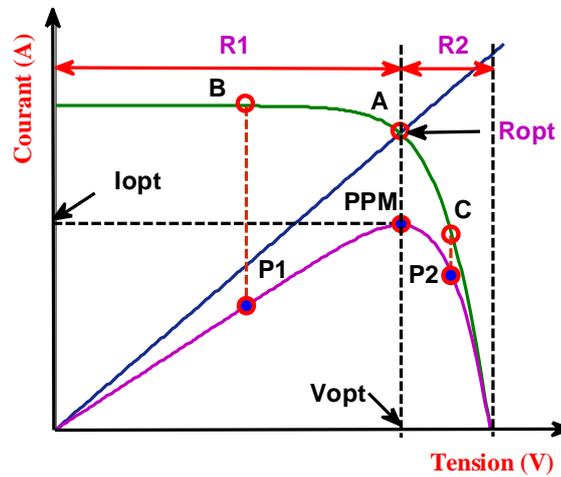


Figure 3.7: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge

Nous prenons à titre d'exemple une charge résistive couplée directement au générateur photovoltaïque.

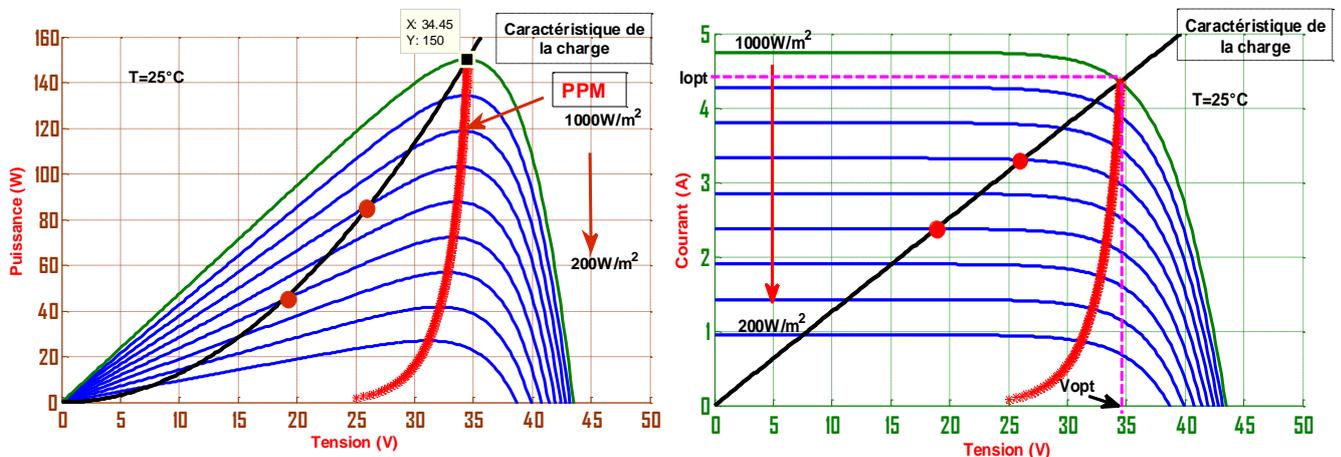


Figure 3.8: Caractéristiques (PV-IV) du couplage direct d'un GPV – charge

Nous avons tracé les caractéristiques puissance-tension P-V du GPV pour différents niveaux d'éclairement à température constante  $T = 25\text{ °C}$  en Figure 3.8, sur la même figure, est représentée la caractéristique de la charge.

Pour les conditions standards de mesures, par exemple le point d'intersection du GPV avec la courbe de charge est le point PPM, Ce point n'est pas fixe, il varie selon les conditions climatiques [29].

Le tableau ci-dessous montre la variation de la puissance produite en fonction de l'éclairement :

E (kW/m <sup>2</sup> )	1000	900	800	700	600	500	400	300	200
P <sub>MAX</sub> (W)	150	136.2	120	104.7	89.37	73.38	58.27	43.34	28.69
U <sub>opt</sub> (V)	34.5	34.3	34.13	33.9	33.62	33.25	32.79	32.16	31.24
R <sub>opt</sub> (Ω)	7.93	8.64	9.71	10.97	12.65	15.06	18.45	23.86	34
R <sub>opt</sub> moyenne(Ω)	15.7								

**Tableau 3.2** : les grandeurs optimales pour différentes ensoleillements,  $T = 25\text{ °C}$ .

Afin de pouvoir estimer la performance du système photovoltaïque couplé directement avec la charge, nous avons introduit la notion du rendement moyen.

On dira que l'adaptation est optimale, lorsque la puissance fournie à la charge est optimale résultant, Ceci correspond à une charge de résistance optimale moyenne pour ces conditions. Ce facteur intervenant comme mesure de l'efficacité du fonctionnement de système.

Il est à noter que dans le cas de notre module (BP150), la résistance optimale à sa sortie varie de  $34\ \Omega$  à  $7.93\ \Omega$  lorsque l'éclairement varie de  $200$  à  $1000\ \text{W/m}^2$ . Donc, pour une installation photovoltaïque, il faut s'assurer que lorsque l'éclairement varie, la valeur de la charge doit être appartenir à cette gamme de résistances optimales pour faire fonctionner le panneau dans les conditions optimales [29].

### 3.6.2 Connexion à travers un étage d'adaptation

Comme nous l'avons vu dans le paragraphe 3.1, 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 consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 3.9 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 [30].

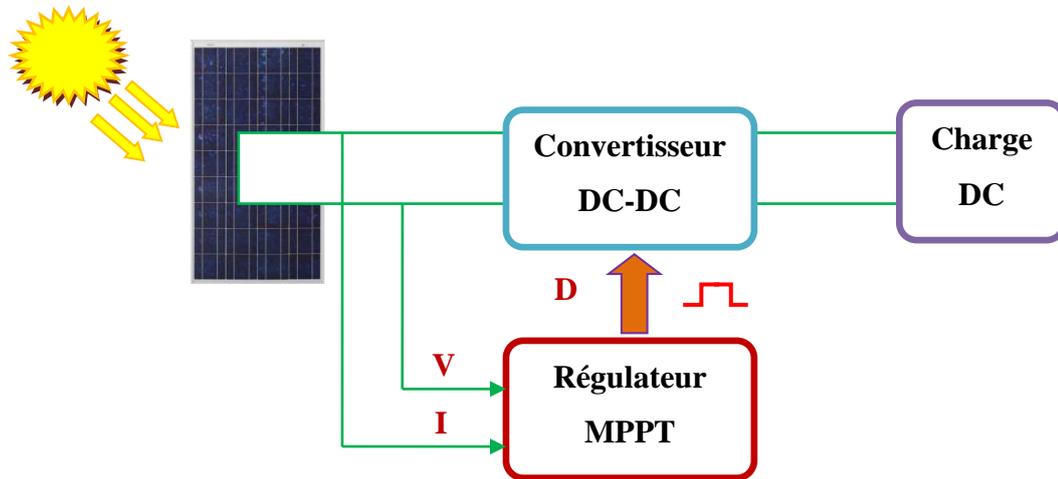


Figure 3.9: Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC.

### 1) Le convertisseur continu – continu (hacheur)

Le hacheur est un dispositif permettant d'obtenir une tension continue de valeur moyenne réglable à partir d'une source de tension continue constante (batterie d'accumulateurs ou bien pont redresseur - alimenté par le réseau de distribution). Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit dévolteur. Dans le cas contraire, il est dit survolteur [31].

- a) Hacheur série (buck) figure 3.10 : est un abaisseur de tension continue dans la mesure où  $\alpha$  est au plus égal à 1.

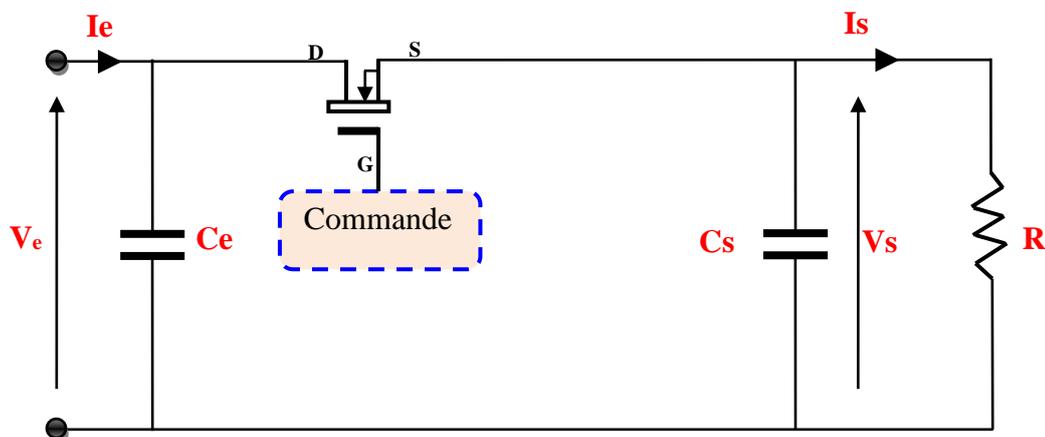


Figure 3.10: Le circuit équivalent d'un hacheur série.

La valeur moyenne de la tension  $\bar{V}_s$  peut être ajustée en jouant sur la valeur du rapport cyclique  $\alpha$ .

Quand on fait varier  $\alpha$  de 0 à 1,  $\bar{V}_s$  varie linéairement de 0 à  $V_e$ .

$$\bar{V}_s = \alpha V_e \quad (3.18)$$

$$I_s = \frac{I_e}{\alpha} \quad (3.19)$$

$V_e$  : La tension d'entrée,

$V_s$  : La tension de sortie,

$\bar{V}_s$  : La valeur moyenne de la tension de sortie,

$\alpha$  : Le rapport cyclique du convertisseur,

A partir des équations (3.18) et (3.19), nous pouvons déduire la résistance à la sortie du panneau PV ( $R_{pv}$ ) en fonction de  $\alpha$  et  $R_{ch}$  :

$$R_{pv} = \frac{1}{\alpha^2} \cdot R_{ch} \quad (3.20)$$

Dans les conditions optimales et pour une charge  $R_{ch}$  donnée, la résistance optimale du générateur PV ( $R_{pv} = R_{opt}$ ) est calculée par l'équation suivante :

$$R_{opt} = \frac{1}{\alpha_{opt}^2} \cdot R_{ch} \quad (3.21)$$

- b) Hacheur parallèle (boost) figure 3.11 'survolteur' : est un convertisseur statique qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur.

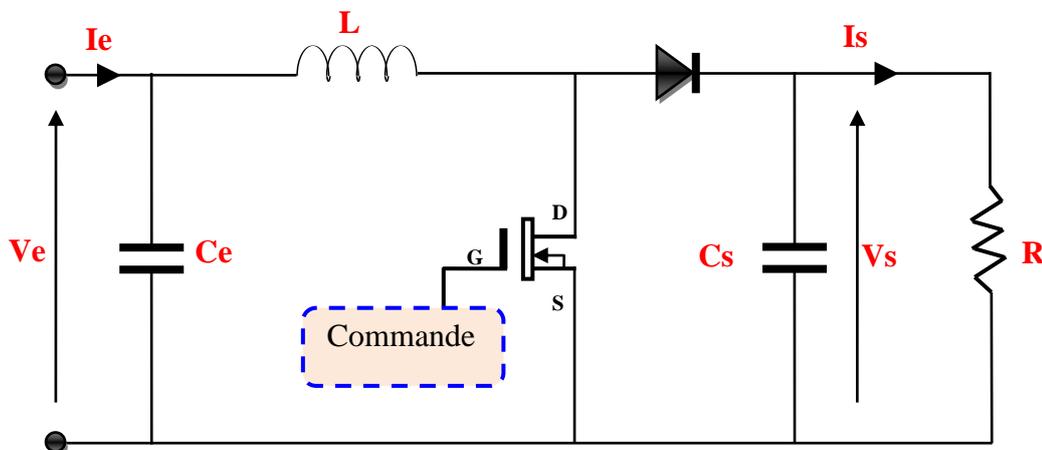


Figure 3.11: Le circuit équivalent d'un hacheur parallèle.

La valeur moyenne de la tension  $\bar{V}_s$  est calculée par :

$$\bar{V}_s = \frac{V_e}{(1-\alpha)} \quad (3.22)$$

$$I_s = (1 - \alpha)I_e \quad (3.23)$$

A partir des équations (3.22) et (3.23), nous pouvons déduire la résistance à la sortie du panneau PV ( $R_{pv}$ ) en fonction de  $\alpha$  et  $R_{ch}$  :

$$R_{pv} = R_{ch}(1 - \alpha)^2 \quad (3.24)$$

Dans les conditions optimales et pour une charge  $R_{ch}$  donnée, la résistance optimale du générateur PV est calculée par l'équation suivante :

$$R_{pv} = R_{opt} \quad (3.25)$$

$$R_{opt} = R_{ch}(1 - \alpha_{opt})^2 \quad (3.26)$$

## 2) Le convertisseur continu – alternatif (onduleur)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Une deuxième fonction de l'onduleur est d'adapter le point de fonctionnement (courant-tension) au générateur, il réalise un transfert optimal de puissance entre le générateur PV et la charge, sous les conditions climatiques variables. Ce transfert est contrôlé par un circuit de génération des signaux PWM qui commande la variation de la fréquence d'alimentation.

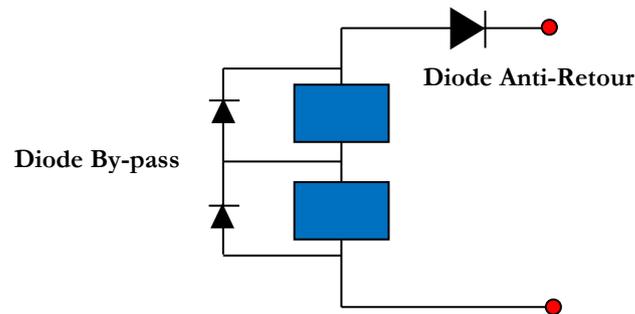
### 3.7 Sécurité d'un générateur photovoltaïque

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles (figure 3.12):

- la diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en

connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, comme illustré sur la figure 3.12, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [32].



**Figure 3.12:** Protection d'un générateur photovoltaïque avec diodes by-pass et diode anti-retour

### 3.8 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

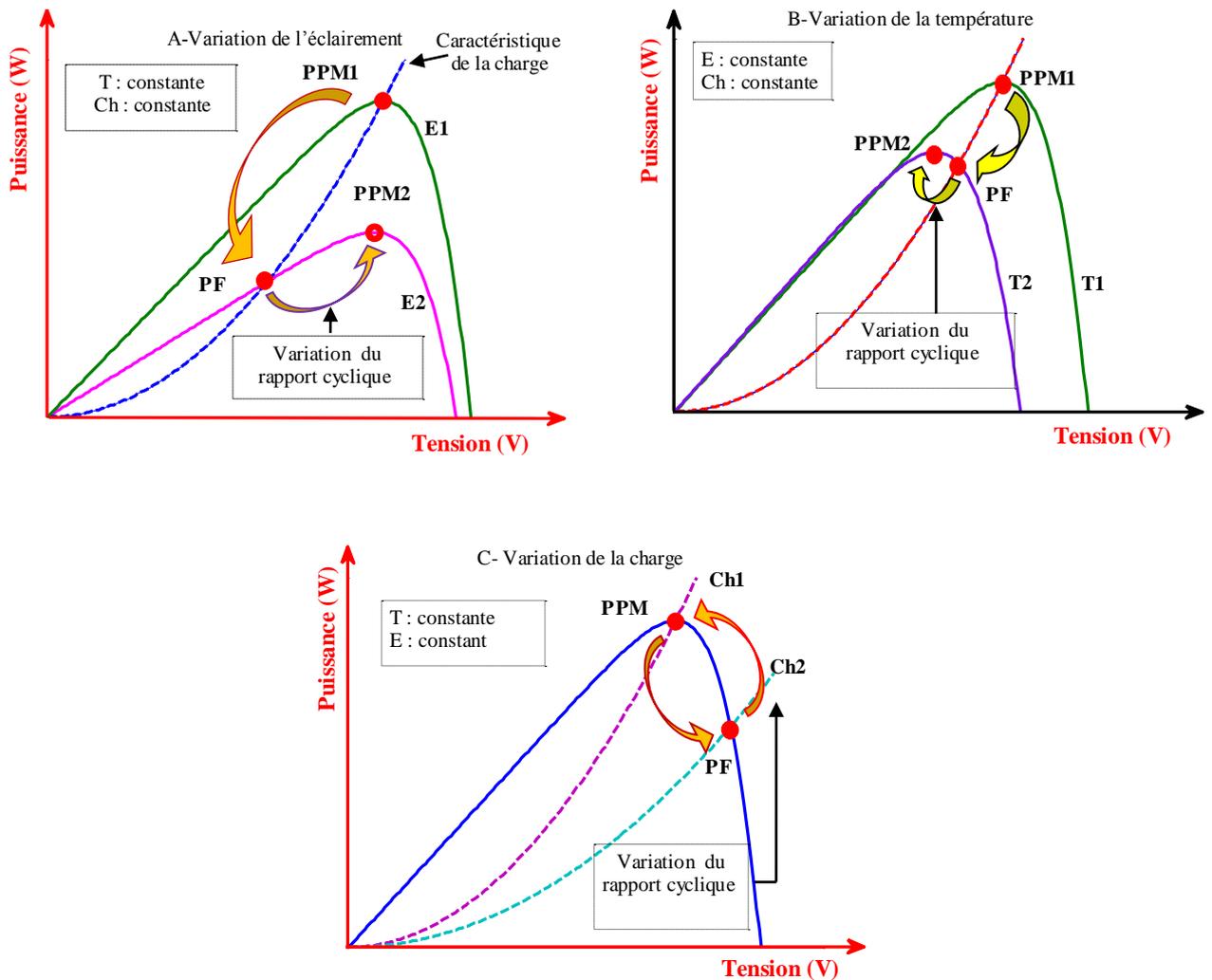
#### 3.8.1 Introduction

Un MPPT, de l'anglais (Maximum Power Point Tracker), est une commande associée à un étage d'adaptation (convertisseur continu-continu) permettant de faire fonctionner le générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance [13,14]. La technique de contrôle permet alors de piloter le convertisseur statique reliant la charge, donc consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement qu'elles que soient les instabilités météorologiques ou variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure 3.13 illustre trois cas de perturbations. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal PPM vers un nouveau point PF de fonctionnement plus ou moins éloigné de l'optimum.

Comme la montre la figure 3.13 -A, pour une puissance incidente  $E1$ , la puissance optimale transférée à la charge est le point PPM1. Si la puissance incidente change ( $E2$ ), alors ce point de puissance maximale est le point PPM2 et le point de fonctionnement du générateur PV est le point Pf (Fig. 3.13 -A). Il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum PPM2. Dans une moindre mesure, un cas de variation de point de fonctionnement peut se produire, lié aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas B). Bien qu'il faut également agir au niveau de la commande. Il en sera de même que lorsque la charge change (cas C), on peut également

constater une modification du point de fonctionnement qui peut retrouver une nouvelle position optimale grâce à l'action d'une commande. En résumé, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit essentiellement sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher et atteindre le PPM du GPV [32].



**Figure 3.13** : Variation du Point de Puissance Maximal avec l'éclairement, la température et la charge.

Le contrôle MPPT (figure 3.9) 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.

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.

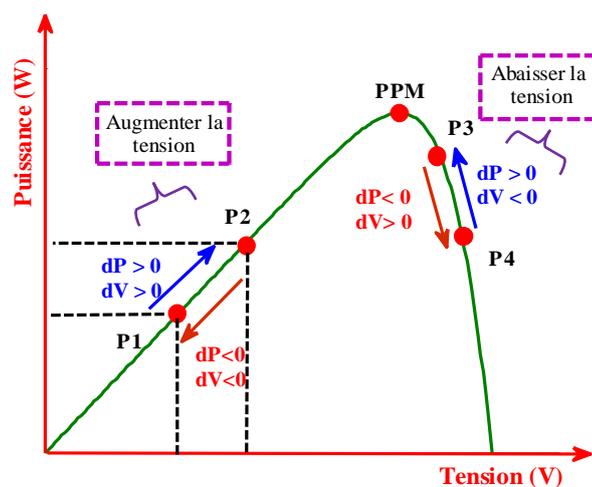
### 3.8.2 La méthode Perturbation et Observation (P&O)

Est l'une des méthodes les plus utilisées est sans doute la plus naturelle qui vient à l'esprit pour faire une recherche du point maximal de puissance PPM. Le principe de P & O est d'introduire une petite perturbation de tension en agissant sur le rapport cyclique du convertisseur statique, puis en observant le sens de la variation de puissance de sortie PV, si à tout instant  $j$  la sortie PV puissance  $P(j)$  et tension  $V(j)$  est supérieure à la précédente calculée puissance  $P(j-1)$  et  $V(j-1)$ , puis la direction de la perturbation est maintenue sinon il est inversée. L'organigramme de l'algorithme a 4 cas comme le montre la figure 3.14 et peut être détaillé comme suit [31] :

- 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 figure 3.14 représente la variation de la puissance en fonction de la tension d'un panneau photovoltaïque. On voit que, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

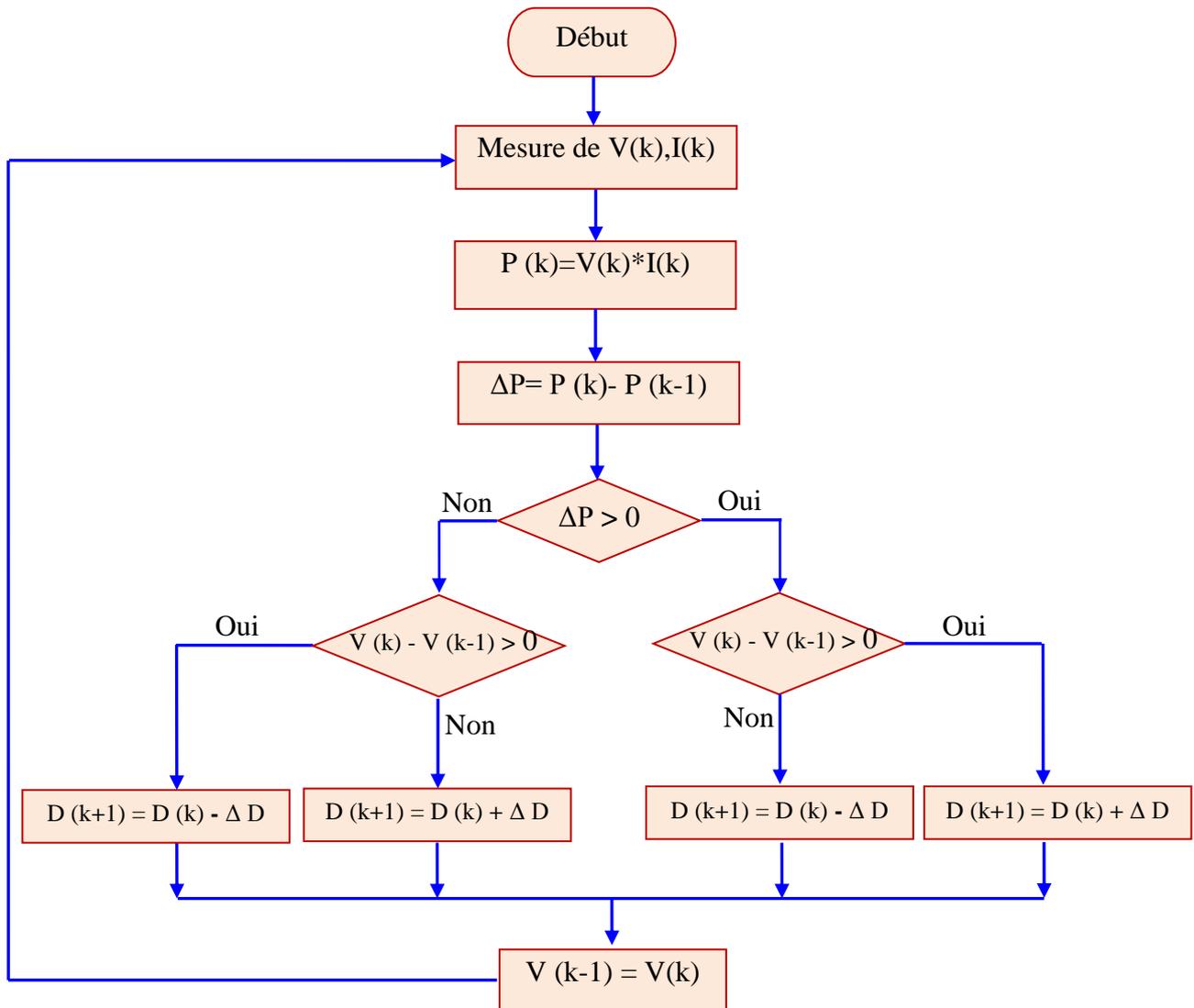
La trajectoire de la variation de ces points est représentée sur la figure 3.14



**Figure 3.14** : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur PV

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 [33].

Les étapes de la recherche (du point optimal) sont illustrées dans le diagramme de la figure 3.15.



**Figure 3.15** : 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  $k$

$D(k)$ : Le rapport cyclique à l'itération  $k$

### 3.8.3 MPPT à base de logique floue

Les commandes basées sur la logique floue sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [34]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. La logique floue est une des méthodes de contrôle les plus puissants. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités.

Cette fonctionnalité du contrôleur flou démontre son efficacité et le rend parmi les meilleurs dispositifs de suivi PPM.

Cette approche est basée sur deux concepts essentiels : celui de la décomposition d'une plage de variation d'une variable sous forme de nuances linguistiques : "faible", "moyen", "élevé" ... et des règles provenant de l'expertise de l'opérateur humain, qui expriment, sous forme linguistique, comment doivent évoluer les commandes du système en fonction des variables observées. Le contrôleur de flou MPPT proposée comporte deux variables entrées et une sortie voir figure 3.16. Les deux entrées sont l'erreur  $E$ , et la variation d'erreur  $CE$  et une variable de sortie  $\Delta D$  (variation du rapport cyclique). La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée. Ces deux grandeurs sont définies par [35]:

$$E(j) = \frac{P_{pv}(j) - P_{pv}(j-1)}{V_{pv}(j) - V_{pv}(j-1)} \quad (3.27)$$

$$CE(j) = E(j) - E(j-1) \quad (3.28)$$

$P_{pv}(j)$  et  $V_{pv}(j)$  sont respectivement: la puissance et la tension du générateur photovoltaïque.

- A partir de l'entrée  $E(j)$  on peut savoir la position du point de fonctionnement pour la charge à l'instant  $j$  par rapport au point de puissance maximale.
- La valeur de l'entrée  $CE(j)$  exprime la direction de déplacement de ce point.

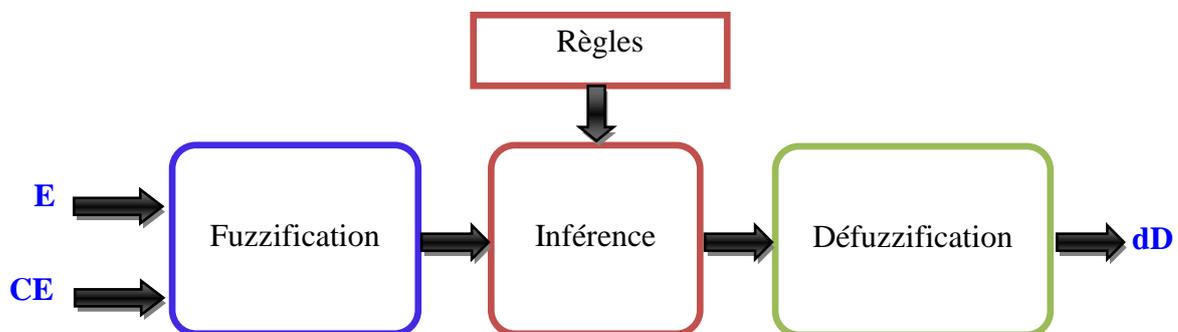


Figure 3.16 : Structure de base du contrôleur flou.

Comme le montre la figure 3.17. La conception de la commande floue comprend les trois étapes suivantes :

### 3.8.3.1 Fuzzification

Elle permet de la conversion du système de variables réelles E et CE dans des ensembles flous linguistiques en utilisant la fonction d'appartenance floue. Ces variables sont exprimées en fonction de cinq variables linguistiques (comme ZE (zéro), PG (très positif), PP (positif faible), NG (très négatif), NP (négative petit)) en utilisant des sous-ensembles flous de base comme le montre la Figure 3.17.

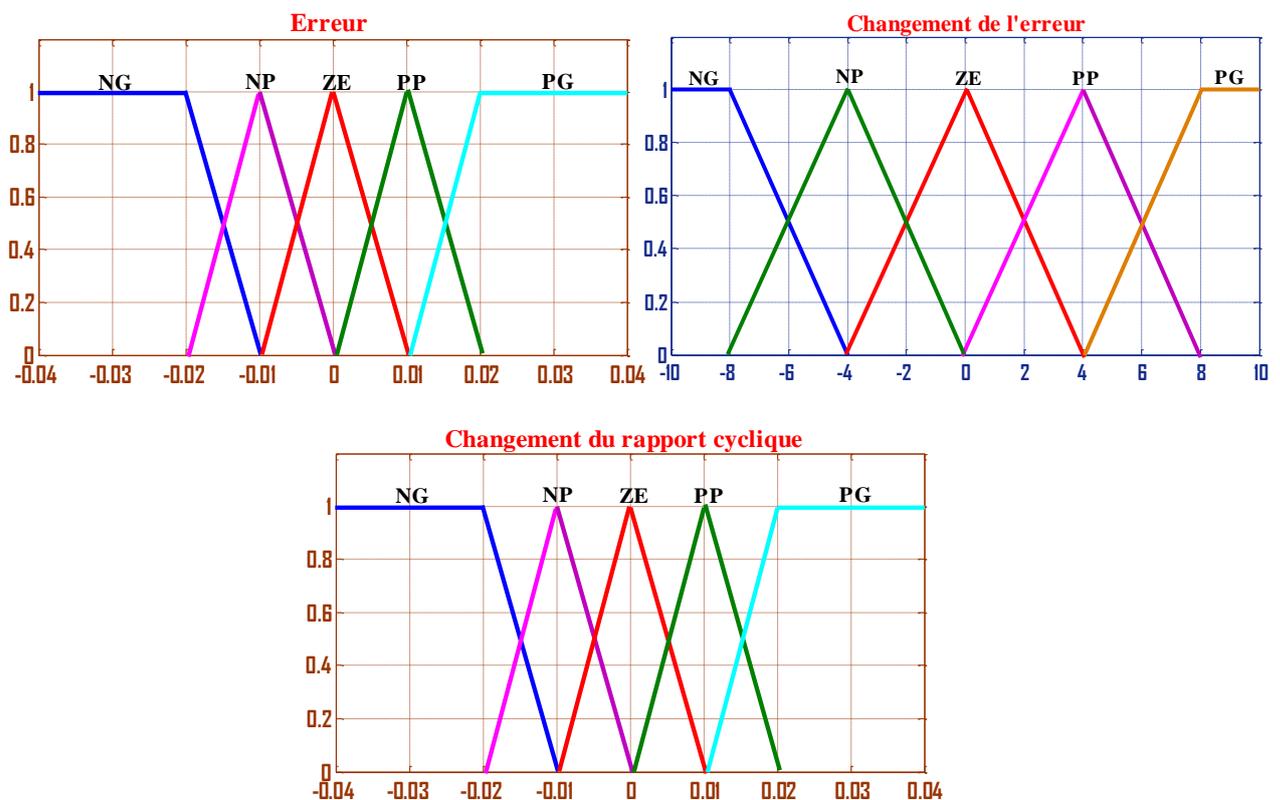


Figure 3.17 : Fonctions d'appartenances de E, CE et D

### 3.8.3.2 Base de règles

Base de règles floues est un ensemble de règles qui contiennent toutes les informations pour les paramètres contrôlés. Il est défini en fonction de l'expérience professionnelle et le fonctionnement de la commande du système.

L'algorithme de règles floues comprend 25 règles de commande floue présenté dans le tableau 3.3.

E	CE	NG	NP	ZE	PP	PG
NG		ZE	ZE	PG	PG	PG
NP		ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE		PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP		NP	NP	NP	ZE	ZE
PG		NG	NG	NG	ZE	ZE

**Tableau 3.3** : Les règles de commande floues

La variable linguistique assignée à  $\Delta D$ , dépend des différentes combinaisons entre E et CE. Par exemple, si les variables d'entrée (E et CE), ont comme valeur PG et ZE correspondant à un point de fonctionnement très éloigné du PPM, d'après la table de vérité la valeur donnée à la variable de sortie  $\Delta D$  est PG, ce qui implique une forte variation positive du rapport cyclique pour atteindre le PPM. En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM. Ainsi, dès que ce dernier s'approche du PPM, les incréments appliqués à  $\Delta D$  s'affinent jusqu'à atteindre le PPM [30, 32].

### 3.8.3.3 La défuzzification

Elle consiste à convertir une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie  $\Delta D$ , afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM.

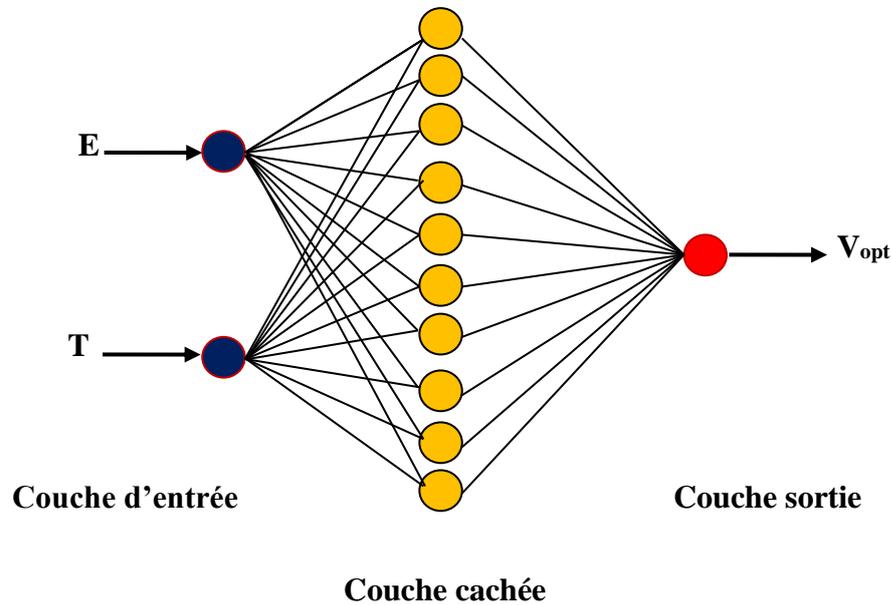
### 3.8.4 MPPT à base de Réseaux de Neurones Artificiels (RNA)

La technique de réseaux de neurones est elle aussi, de plus en plus utilisée, car elle offre une grande alternative pour résoudre des problèmes complexes. Ces dernières années, l'utilisation de cette méthode dans divers domaines d'application ne cesse d'augmenter car elle fonctionne à partir d'une boîte noire qui n'exige pas d'informations détaillées sur le fonctionnement du système. Elle établit des relations entre les variables d'entrée et de sortie en analysant les précédentes données mémorisées. Un autre avantage est qu'elle peut traiter des problèmes d'une grande complexité grâce à des paramètres interdépendants [36].

#### 3.8.4.1 L'architecture des Réseaux de Neurones Artificiels

La structure du réseau de neurones est spécifié de trouver la solution appropriée pour les systèmes non linéaires et complexes ou ceux variables aléatoires. Parmi ses types, il ya la propagation avant (feed forward networks) qui est le plus répandue, parce que les signaux se propagent uniquement dans une direction vers l'avant à partir des nœuds d'entrée aux nœuds de sortie, les résultats de RNA sont déterminées par son architecture qui comporte différents types, l'architecture la plus simple contient trois couches comme représenté sur la figure 3.18.

La couche d'entrée reçoit les données externes, la deuxième couche (couche cachée) contient plusieurs neurones cachés qui reçoivent des données à partir de la couche d'entrée et les envoyer à la troisième couche (couche de sortie).



**Figure 3.18** : Architecture de réseau de neurones de la propagation avant (feed-forward)

Comme le montre la figure 3.18. Le nombre de nœuds au niveau des différentes couches est variable en fonction du degré d'apprentissage souhaité et de la précision de la commande souhaitée. La sortie de l'unité de neurone peut être exprimée comme suit:

$$y = \sum_{i=1}^n w_i x_i + b \quad (3.29)$$

Avec :

$x_i$  : Entrées des neurones

$w_i$  : Les poids des connexions

$n$  : le nombre d'entrée

$y$  : La sortie

$b$  : Le biais de chaque couche.

#### 3.8.4.2 La méthode de rétro propagation

Les réseaux de neurones de propagation avant ont été appliqués avec succès pour résoudre certains problèmes difficiles et divers en les formant de manière supervisée avec un algorithme très populaire connu sous le nom de l'algorithme de rétro propagation (BP) [37].

L'algorithme d'apprentissage BP est un algorithme de gradient itératif conçu pour minimiser l'erreur quadratique moyenne entre la sortie réelle et la sortie désirée. Le vecteur de sortie calculé par le réseau est comparé au vecteur de sortie désiré. On calcule ensuite une fonction d'erreur correspondant généralement l'écart quadratique entre la sortie réelle et la sortie désirée. Puis on modifie le coefficient synaptique (poids) de chaque connexion de façon à réduire cette erreur. L'opération est répétée jusqu'à ce que le comportement désiré soit obtenu.

Le nouveau poids peut être mis à jour comme suit:

$$w_{ij}(k) = w_{ij}(k - 1) + \Delta w_{ij}(k) \quad (3.30)$$

$$b_{ij}(k) = b_{ij}(k - 1) + \Delta b_{ij}(k) \quad (3.31)$$

### 3.8.4.3 Le schéma proposé du MPPT

Le schéma du MPPT proposé est représenté sur la figure 3.19. Dans ce schéma RNA est utilisée pour trouver la tension optimale. Le réseau est formé par un ensemble de données d'entrées et de sorties qui sont optimisés.

Pour cette commande MPPT, les variables d'entrées sont les paramètres caractéristiques des données atmosphériques (la température et l'irradiation). La sortie est la tension optimale de référence, en comparant avec la tension de GPV afin de produire le signal du rapport cyclique permettant de commander le CS pour fonctionner le plus souvent possible au PPM.

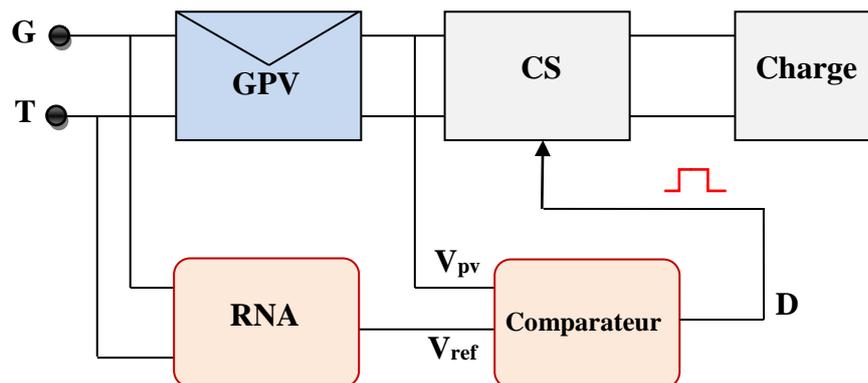


Figure 3.19 : Le schéma du MPPT proposé

### 3.8.4.4 La base d'apprentissage

Avant la construction du bloc RNA, on doit tout d'abord accéder à l'apprentissage. Cette base peut se mettre sous forme d'un tableau (matrice). Ce dernier est constitué des vecteurs qui représentent la couche d'entrée du RNA et le vecteur de sortie désiré, où chaque vecteur est constitué de paramètres suivants :

- Le vecteur d'entrée est composée de couples (l'irradiation, la température).
- Le vecteur de sortie est composé de (la tension optimale).

On construit une base de données très riche, qui possède beaucoup d'informations sur les différents niveaux des irradiances et des températures. Pour cette phase, on a réalisé le tableau suivant:

<b>T (°C)</b> <b>E (kW/m<sup>2</sup>)</b>	10	15	25	40	55	70	85
0.2	31.98	31.94	31.44	30.23	28.67	26.18	23.74
0.3	36.89	36.07	34.36	31.8	29.33	26.86	24.42
0.4	37.19	36.34	34.65	32.13	29.65	27.2	24.78
0.5	37.28	36.44	34.76	32.26	29.8	27.37	24.98
0.6	37.28	36.45	34.78	32.29	29.86	27.44	25.06
0.7	37.23	36.38	34.75	32.29	29.85	27.43	25.1
0.8	37.14	36.3	34.63	32.21	29.82	27.44	25.05
0.9	36.97	36.14	34.55	32.08	29.71	27.32	25.07
1	36.83	36.02	34.41	32.02	29.56	27.22	24.95

**Tableau 3.4** : Les couples d'apprentissage de RNA

Le programme suivant crée un réseau de neurones en avant sous Matlab:

```
p= [Données d'irradiations ; Données des Températures];
```

```
t= [Données des tensions désirées];
```

```
net=newff(minmax(p),[40,3,1], {'tansig','tansig','purelin'},'traingd');
```

```
net.trainParam.epochs=1000;
```

```
net.trainParam.goal=1e-3;
```

```
net.trainParam.show=50 ;
```

```
net.trainParam.lr=0.05;
```

```
[net,tr]=train(net,p,t);
```

```
a=sim(net,p)
```

```
gensim(net)
```

### 3.8.4.5 Le modèle de simulation

Afin de simuler le système, le modèle PV décrit ci-dessus mis en œuvre dans Matlab Simulink et soumis dans les conditions réelles de l'irradiation et de la température, et le contrôleur du réseau de neurones a été défini et conçu en utilisant la boîte à outils du réseau de neurones, comme suite à la figure 3.20, les résultats d'apprentissage de RNA sont présentés dans la figure 3.21.

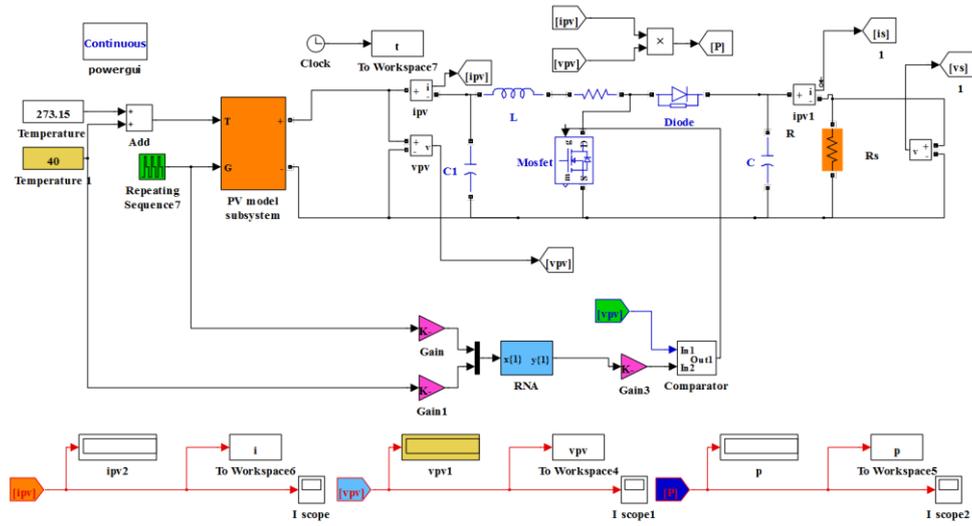


Figure 3.20 : Le model de simulation de RNA

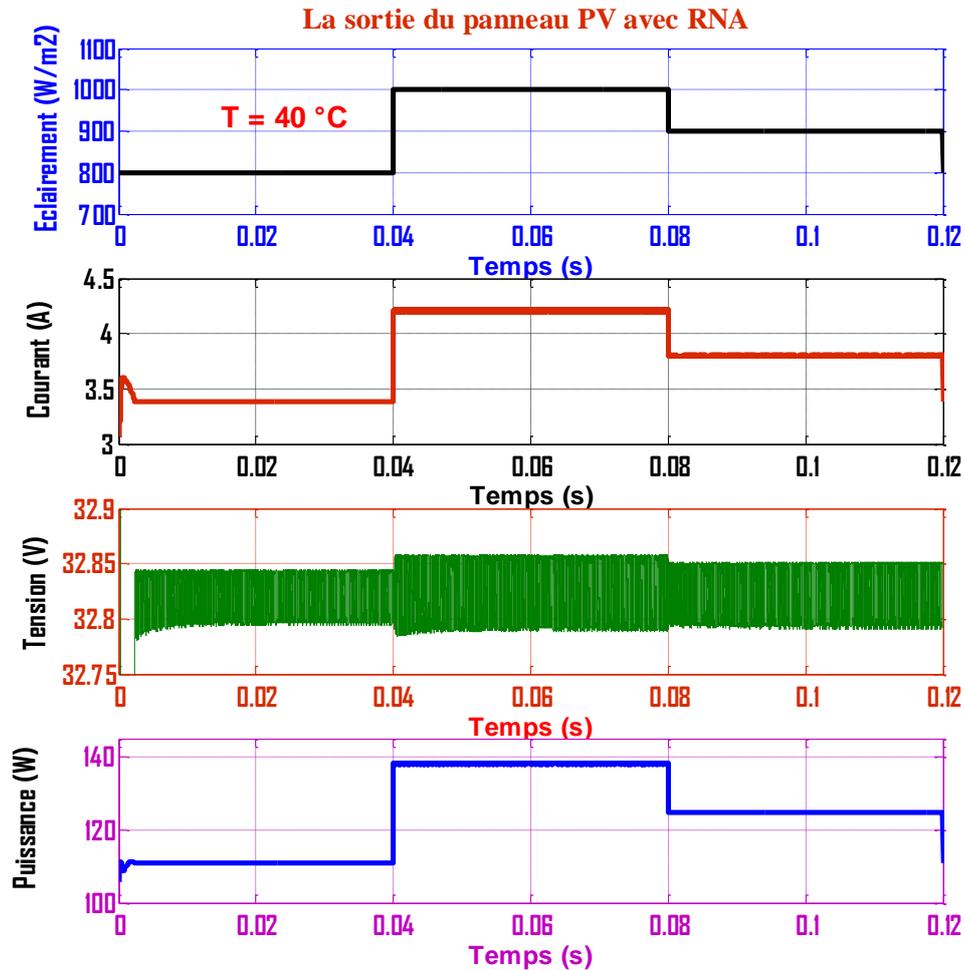


Figure 3.21 : Résultat de Simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT-RNA" pour des changements brusques de l'ensoleillement à température constante

### 3.8.4.6 Le résultat de simulation du RNA

Cette partie présente une étude de suivi du point de puissance maximale en utilisant un réseau de neurones artificiels pour la commande MPPT. Pour extraire la tension optimale du générateur photovoltaïque, nous avons formé le réseau de propagation avant, cela a été réalisé grâce à la méthode de rétro propagation comme règle d'apprentissage de RNA.

Les résultats de simulation montrent que le système commandé par le réseau de neurones s'adapte à l'évolution des perturbations externes et montrent leur efficacité non seulement pour la poursuite du point de puissance maximale mais aussi pour le temps de réponse et la stabilité.

## 3.9 Résultats des simulations des trois techniques

Dans cette section, on commence par évaluer la performance du système PV muni d'une commande MPPT avec l'outil de simulation MATLAB/Simulink inclus dans le logiciel de Mathworks Matlab. Trois méthodes de poursuite de PPM sont étudiées par simulation, notre propre méthode de poursuite utilisant les contrôleurs RNA, flou et la méthode classique (P and O).

Les trois systèmes sont simulés en les combinant avec le convertisseur DC/DC: (Boost), et sous les conditions environnementales stables et de nombreux changements des conditions atmosphériques : (changement de l'ensoleillement et de température [38]).

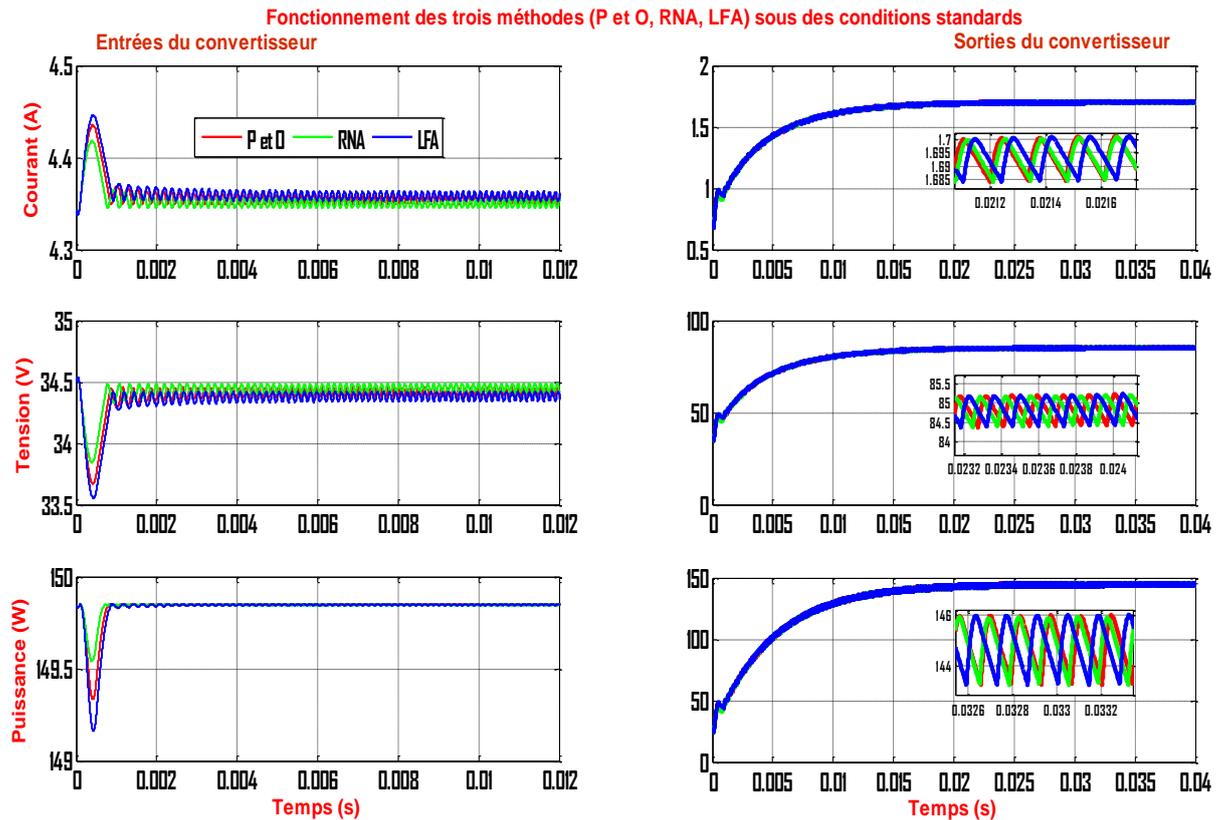
### 3.9.1 Fonctionnement sous conditions standards

Dans ce test, l'évaluation du fonctionnement de système effectué dans les conditions standards : la température égale 25°C et l'ensoleillement égal 1000W/m<sup>2</sup>. Le but de ces simulations est de visualiser les différentes caractéristiques électriques à la sortie du panneau PV et à la sortie du hacheur. Sur la figure 3.22, sont représentés les résultats de simulation. Il apparaît que:

Après un régime transitoire de durée 10 ms, la commande MPPT fait osciller le point de fonctionnement autour du point de PPM.

Les différentes grandeurs électriques (puissances, tensions et courants) se stabilisent autour des valeurs optimales.

La puissance fournie par le générateur PV se stabilise autour de 149.5 W et celle fournie à la charge autour de 146.4 W.



**Figure 3.22** : Résultat de Simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT" pour les trois méthodes (P et O, RNA, LFA).

A la sortie du panneau, la tension et le courant se stabilisent respectivement autour de 34.42 V et 4.35 A; - Au niveau de la charge, la tension et le courant se stabilisent respectivement autour de 66.26 V et 2.2 A.

Notons que la différence entre la puissance à la sortie du panneau et celle fournie à la charge reste dans la limite de 3 Watts. Ces pertes sont attribuées au niveau de convertisseur statique [39, 40].

L'ensemble des résultats obtenus montre que le convertisseur DC-DC et la commande MPPT effectuent correctement leurs rôles. Le convertisseur fournit dans les conditions optimales une tension à sa sortie supérieure à celle fournie par le générateur PV. La commande MPPT adapte le générateur PV à la charge: transfert de la puissance maximale fournie par le générateur PV.

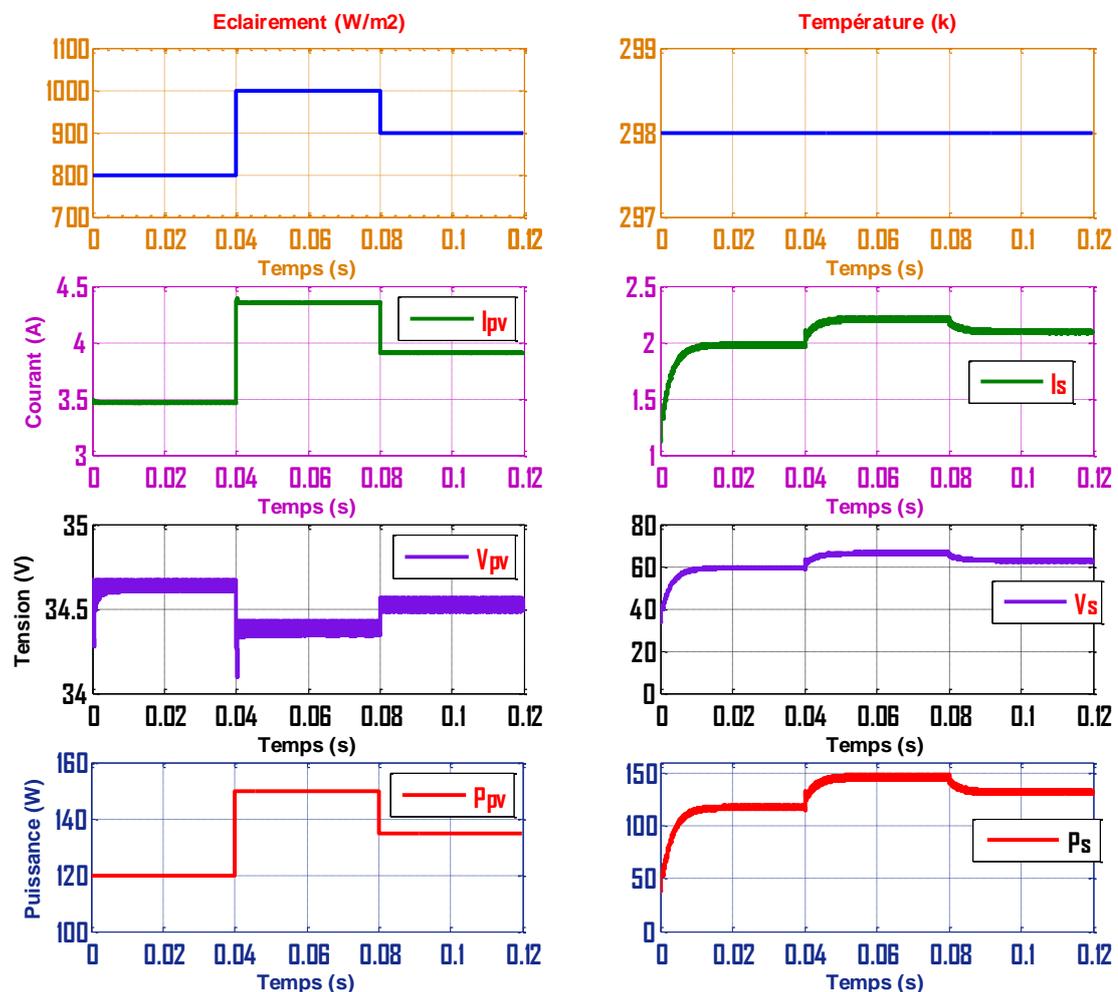
### 3.9.2 Comportement du système face à un changement de l'éclairement

Afin d'évaluer l'efficacité du fonctionnement de la commande MPPT, cette dernière est testé sous différents modes de changements de l'ensoleillement à température constante.

Le test est effectuée sous une augmentation et diminution rapide de l'ensoleillement (de 800 à 1000W/m<sup>2</sup>) puis (de 1000 à 900W/m<sup>2</sup>). Ce cas est observe dans les stations mobiles

(Exemple : véhicule solaire lors de leurs sorties d'un tunnel par exemple. ou bien le passage des nuages). La figure 3.23 montre le résultat de simulation. En comparant les sorties d'énergie du générateur photovoltaïque, on obtient que les sorties électriques PV en mesure de suivre le point de la puissance maximale correctement.

Dans ces conditions, pour le contrôleur MPPT (flou) on remarque que l'effet de l'augmentation rapide de la puissance causée par une augmentation de l'ensoleillement. Dans ce cas cette technique continue a perturbé le système dans la même direction, ce qui engendre une déviation du point de fonctionnement du vrai PPM. Cette déviation une fois l'ensoleillement stabilise prend quelque temps pour être récupère, et cause un retard de 12 ms, ce qui implique une chute d'efficacité du système.



**Figure 3.23** : Résultat de simulation de la poursuite du point PPM par le contrôleur "MPPT flou" pour des changements brusques de l'ensoleillement à température constante

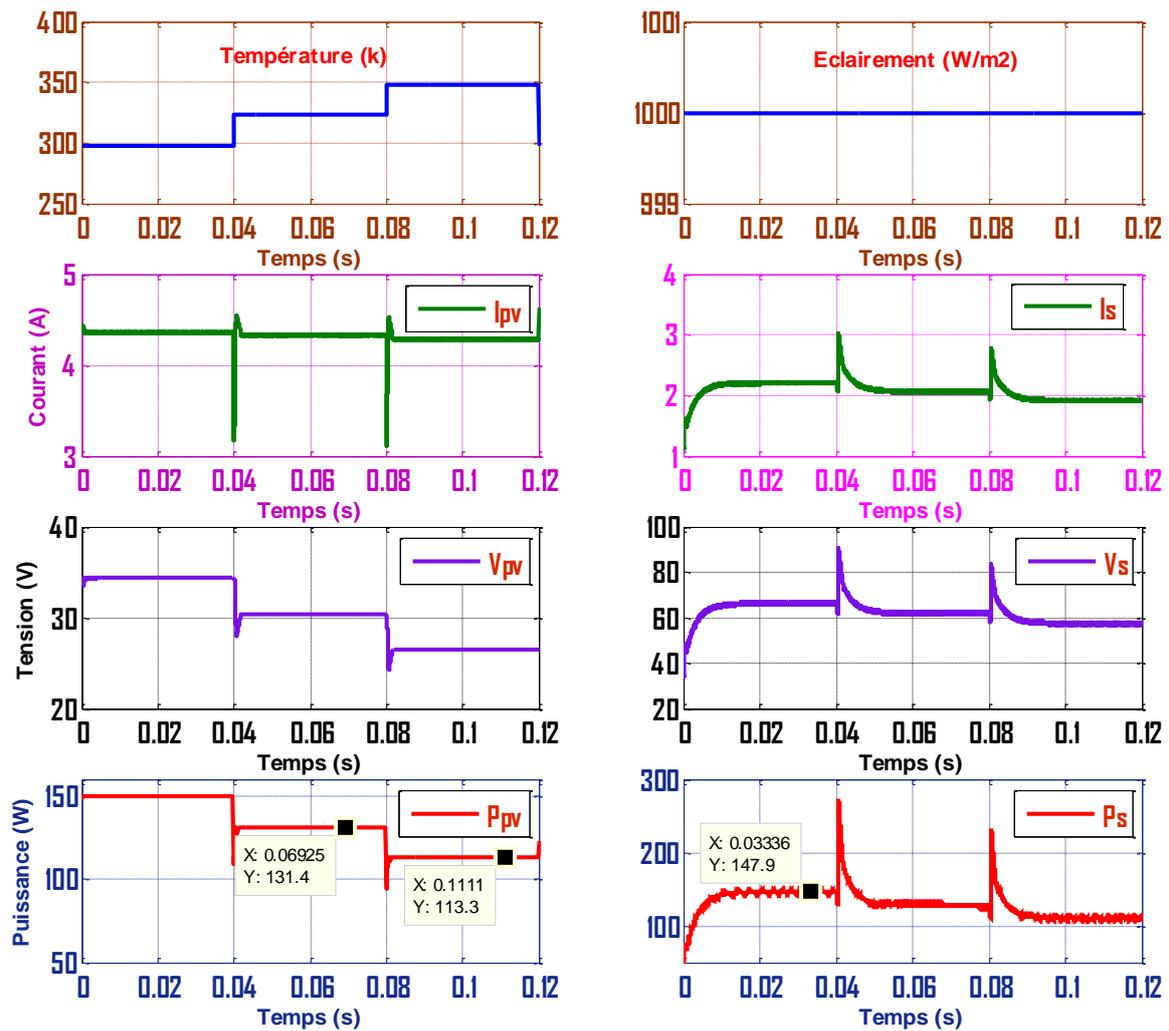
### 3.9.3 Comportement du système face à un changement de température

Il est très important de tester les performances de la commande, par rapport à d'éventuelles variations de température. Il est également considéré comme une variable d'état dont la puissance du système PV dépend fortement. L'ensoleillement est maintenue constant à  $1000 \text{ W/m}^2$  pour le contrôle et pendant tout le temps de simulation. La température passe de  $25^\circ \text{ C}$  (298 K) à  $50^\circ \text{ C}$  (323K), puis à  $75^\circ \text{ C}$  (348K).

De la figure 3.24, il est constaté que l'augmentation de la température produit une diminution de la puissance accompagnée par un déplacement de PPM et une diminution de la température produit une puissance plus élevée.

A une température de  $25^\circ \text{ C}$ , le courant PV à une valeur de 4,53 A « sortie du panneau PV » et diminue jusqu'à 4.33 A lorsque la température augmente. Ceci montre que le changement de la température du panneau PV est inversement proportionnelle à l'évolution du courant de sortie PV (voir la Figure 3.24).

A la température initiale ( $25^\circ \text{ C}$ ), le GPV produire une tension  $V_{PPM}$  de 34.43 V et diminue à 30,35 V lorsque la température augmente. L'abaissement de la tension est également accompagné par une diminution de la puissance produite, comme le montre la figure 3.24.



**Figure 3.24 :** Résultat de Simulation de la poursuite du point MPP par le contrôleur "MPPT flou" pour des changements brusques de la température à ensoleillement constant

### 3.9.4 Comparaison

Différents résultats de sortie du générateur photovoltaïque et de la charge, pour différentes valeurs d'insolation et de température, ont été obtenus en simulant les contrôleurs MPPT flou, (P et O) et réseau de neurones artificiels. Les résultats de la figure 3.25 confirment le bon fonctionnement du contrôleur (P et O) et flou mais montrent un meilleur fonctionnement du contrôleur du réseau de neurones. Ce dernier a prouvé qu'il a de meilleures performances, temps de réponse rapide et erreur à l'état permanent très faible.

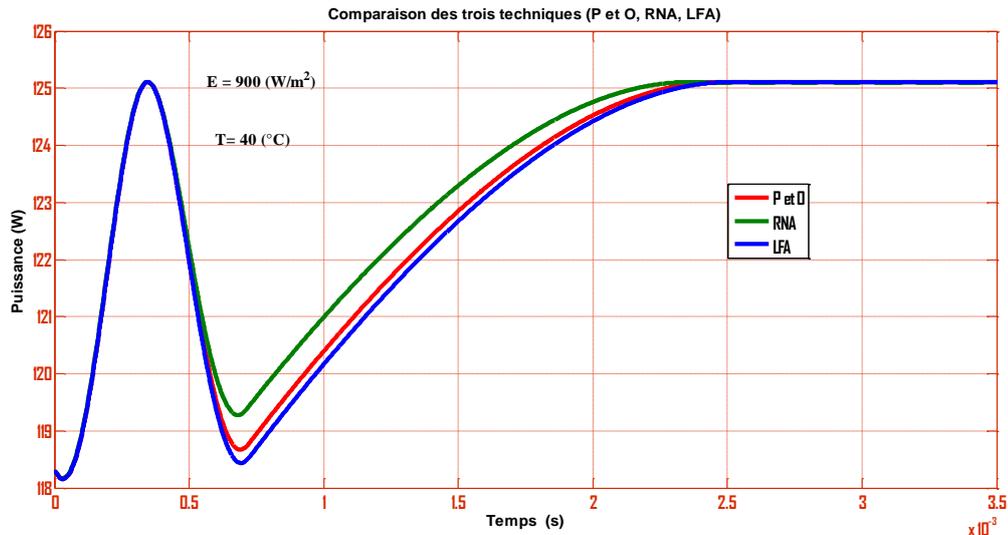


Figure 3.25 : Résultat de comparaison des trois techniques de la poursuite du point PPM

### 3.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales caractéristiques et les éléments constitutifs d'un générateur PV. Nous avons pu montrer l'importance du rendement de la conversion d'énergie solaire en énergie électrique d'une installation PV. Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV en ajoutant un étage d'adaptation avec fonction de recherche du Point de Puissance Maximale MPPT par trois techniques.

Nous avons constaté que la valeur de la puissance en utilisant les trois techniques oscille autour de la valeur PPM du panneau solaire pour les conditions standard (température et ensoleillement). Cela signifie que les trois algorithmes peuvent être vraiment utilisées pour suivre le point de puissance maximale.

Les résultats obtenues confirment le bon fonctionnement du contrôleur (P and O) mais montrent un meilleur fonctionnement du contrôleur à réseau de neurones artificiels. En effet, avec le contrôleur RNA, le temps de réponse est rapide et l'erreur à l'état permanent très faible. Ainsi, le contrôle par réseau de neurones artificiels ou logique floue peut être vu comme un pas vers un rapprochement entre le contrôle mathématique précis et la prise de décision humaine.

## Chapitre 4 : Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

### 4.1 Introduction

Dans nos jours, les besoins en eau domestique, pour l'irrigation, ainsi que l'abreuvement des animaux ne cessent d'augmenter avec l'accroissement de la population, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. L'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier dans les régions désertiques. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque exige une méthode de calcul et de dimensionnement de haute précision. En effet, un système photovoltaïque sous dimensionnée reste une installation qui manque de fiabilité, tandis qu'une installation surdimensionnée va nous conduire à un coût plus élevé.

Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes.

### 4.2 Les techniques de pompages PV

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux méthodes sont possibles : Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [41].

#### 4.2.1 Pompage « au fil du soleil »

Comme on va le constater, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie d'abord. En effet, dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol pour qu'elle soit, au besoin ensuite, distribuée par gravité. Il faut bien signaler ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. En plus, il ne requiert pas un entretien complexe et peut être réparé localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

### 4.2.2 Pompage avec batteries

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilisée aussi pour d'autres besoins ultérieures. L'inconvénient majeur, voire handicapant, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, 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.

### 4.3 Notions hydrauliques

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent des volumes d'eau et les refoulent sous une certaine pression dans les canalisations du réseau. Les paramètres 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 [42].

#### 4.3.1 Le débit

Le débit fourni par une pompe est la quantité d'eau qu'elle refoule durant un intervalle de temps donné. En pompage solaire, le débit est souvent exprimé en m<sup>3</sup> par jour.

#### 4.3.2 La hauteur manométrique totale

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 :

$$H_{MT} = H_g + \Delta H \quad (4.1)$$

Avec :  $H_g$  : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation.  $\Delta H$  : Les pertes de charge dues à la tuyauterie.

### 4.4 Les systèmes de pompage PV

En général les systèmes de pompage sont constitués des composants suivants [43]:

- ✚ Le générateur photovoltaïque,
- ✚ Le groupe moteur pompe,
- ✚ Etage d'adaptation de la puissance,
- ✚ La partie stockage,

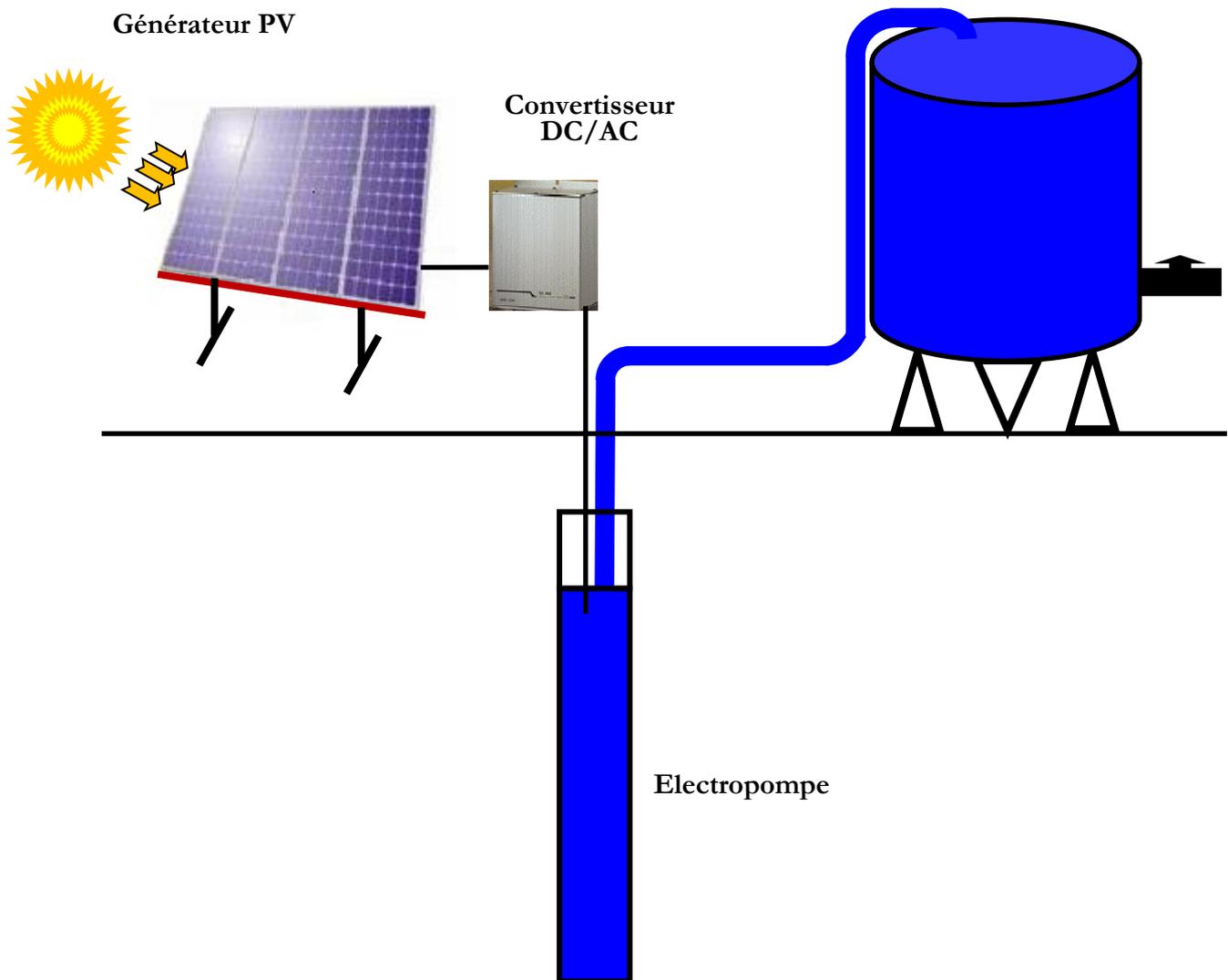


Figure 4.1: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

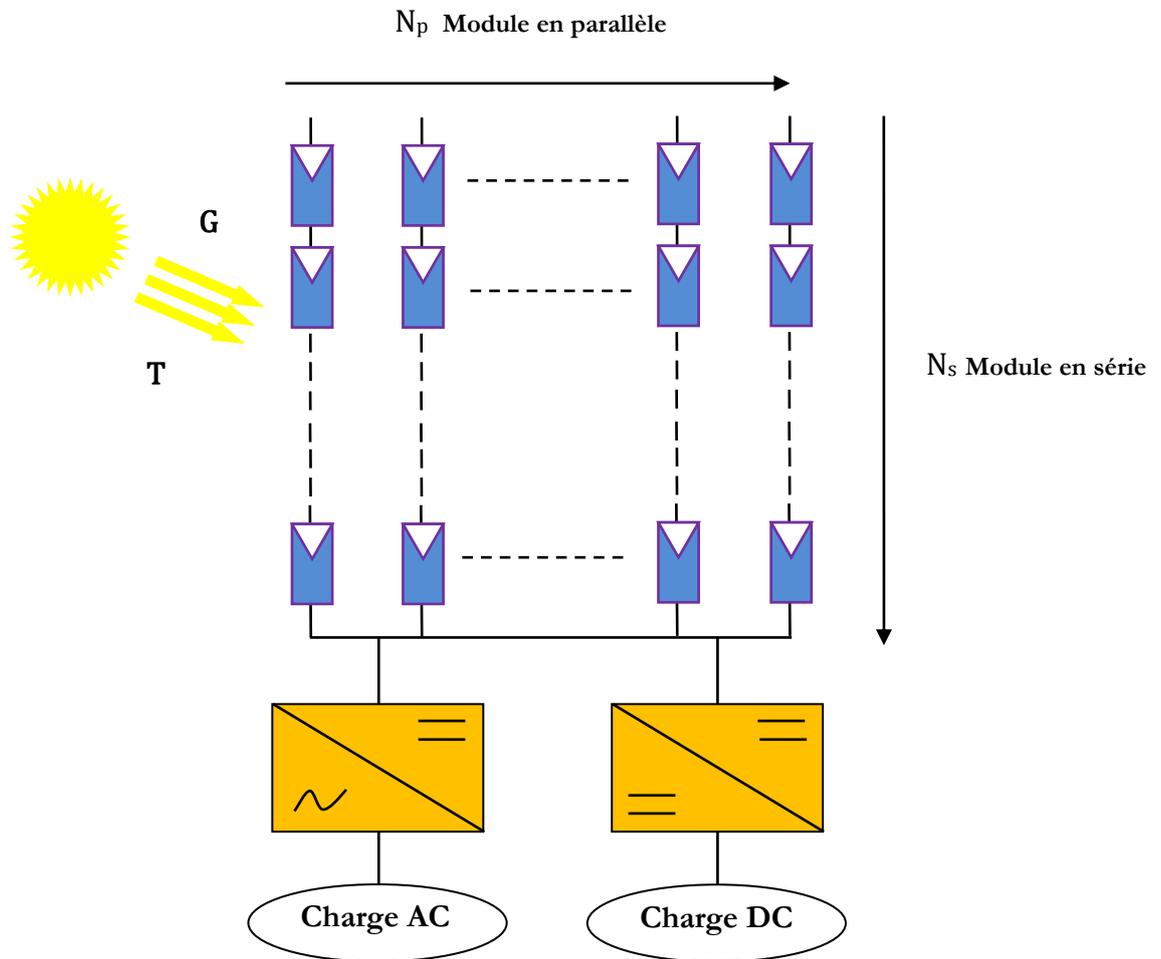
#### 4.4.1 Le générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules (Figure 4.2). Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines).

La courbe de fonctionnement I-V d'une association sérié-parallèle de modules solaires aura une évolution de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, mais en modifiant les échèles sur les deux axes. Les performances d'un générateur PV sont déterminées à partir de ces courbes.

En associant les modules PV en série (somme des tensions de chaque module) ou en parallèle (somme des intensités de chaque module), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées.

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.



**Figure 4.2 :** Groupement de  $N_s$  module en série et  $N_p$  en parallèle

Association des modules en série :

Les équations pour un groupement en série sont donné par :

$$V_{MS} = \sum_n^1 V_n = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4.2)$$

$$I_{MS} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (4.3)$$

Association des modules en parallèle :

Les équations pour un groupement en parallèle sont donné par :

$$I_{MP} = \sum_n^1 I_n = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4.4)$$

$$V_{MP} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (4.5)$$

En utilisant les équations ci-dessous, pour un groupement mixte formé à partir d'un nombre  $n$  module en série et  $m$  module en parallèle [44] :

$$V_{out} = \sum_n^1 V_n = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4.6)$$

$$I_{out} = \sum_m^1 I_m = I_1 + I_2 + \dots + I_m \quad (4.7)$$

La puissance de La sortie du générateur PV ( $P_{out}$ ) est écrite par l'équation suivante:

$$P_{out} = \sum_n^1 V_n \sum_m^1 I_m = (V_1 + V_2 + \dots + V_n)(I_1 + I_2 + \dots + I_m) \quad (4.8)$$

#### 4.4.2 Le groupe moteur pompe

##### 1) Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. 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 [42].

##### La pompe centrifuge

La pompe centrifuge (Figure 4.3) transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.



Figure 4.3 : Schéma d'une pompe centrifuge.

##### Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage
- La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante
- Utiliser pour des débits importants.
- Ce sont les pompes les plus utilisées dans le domaine industriel à cause de la large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir, de leur simplicité et de leur faible coût.

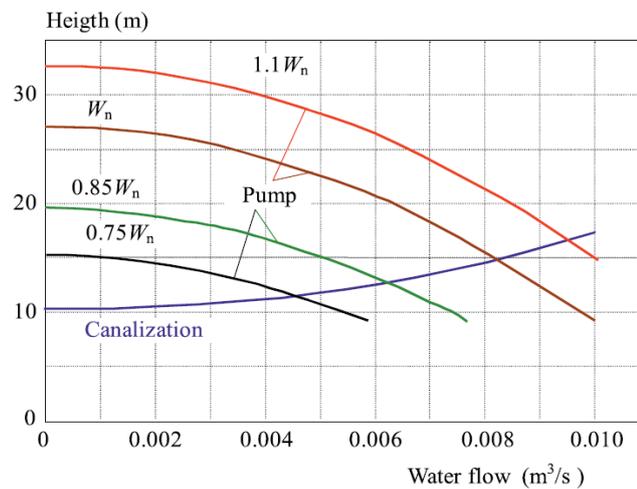
### Modélisation de la pompe centrifuge

Dans les systèmes de pompage photovoltaïques, la pompe hydraulique est un élément important. Le type centrifuge est la technologie couramment utilisée en raison de sa simplicité de fonctionnement et modulaire souple.

Le modèle caractéristique de la pompe centrifuge concerne le débit et la hauteur manométrique, pour une vitesse donnée est obtenue en utilisant le modèle de Fleider-Peterman [45]: Les courbes de  $H(Q)$  multi-vitesses sont représentées sur la Figure 4.4, et peut être exprimée de façon approximative par la forme quadratique suivante :

$$H = a_0\omega^2 - a_1\omega Q - a_2Q^2 \quad (4.9)$$

Où  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  sont les coefficients de la pompe, généralement donnés par les fabricants.  $H$ ,  $Q$  et  $\omega$  sont respectivement, la hauteur manométrique, le débit et la vitesse de la pompe.



**Figure 4.4** : Courbes caractéristiques  $H(Q)$  pour différents vitesses.

Habituellement, le fabricant de pompes hydrauliques ne donne que des informations sur les caractéristiques nominales de la pompe correspondant à la vitesse nominale, qui est respectivement, la puissance  $P$ , le débit  $Q$  et la hauteur  $H$ . Etant donné que le moteur-pompe est un système d'entraînement à vitesse variable, alimenté par une source photovoltaïque, il est donc nécessaire de déterminer les caractéristiques de la pompe pour des vitesses différentes. Les courbes à des vitesses différentes sont généralement estimées en utilisant les lois de similitude de la pompe [45], qui décrivent la relation entre la puissance  $P$ , le débit  $Q$  et la hauteur  $H$  pour le fonctionnement à vitesse variable. Cet ensemble de lois peut être écrit comme :

$$Q' = (N'/N).Q, H' = (N'/N)^2.H \quad (4.10)$$

$$P' = (N'/N)^3.P \quad (4.11)$$

Avec :

$Q'$  : Le débit d'eau,

$Q$  : Le débit d'eau nominale,

$N'$  : La vitesse de la pompe,

$N$  : La vitesse nominale de la pompe,

$P'$  : La puissance de la pompe,

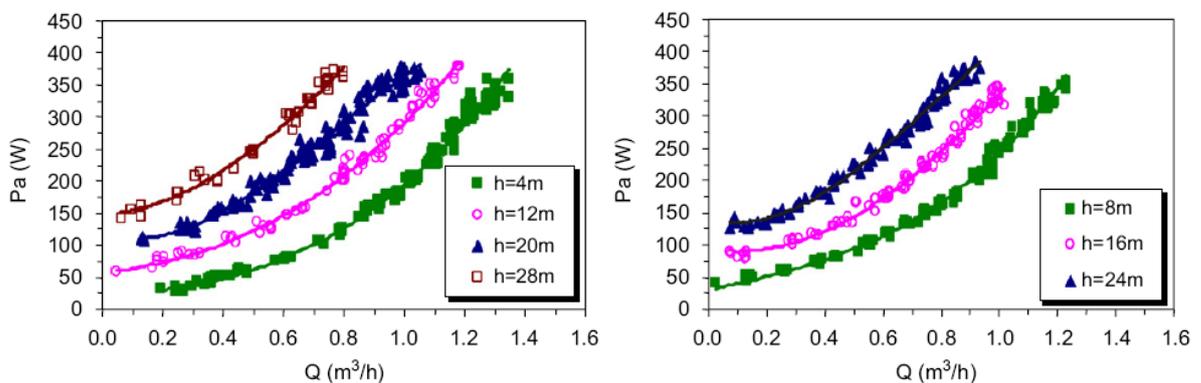
$P$  : La puissance nominale de la pompe,

Ces lois indiquent que le débit d'eau est directement proportionnelle à la vitesse de rotation, la hauteur manométrique total est proportionnelle au carré de la vitesse, et la puissance hydraulique est proportionnelle au cube de la vitesse. Les lois de similitude peuvent prédire les courbes de rendement de la pompe avec une bonne précision à haute vitesse, mais ils ne sont pas très précis à faible vitesse [46].

Le modèle exprime la puissance électrique (P) de moteur-pompe en fonction du débit d'eau (Q) pour différentes hauteurs totales H(Q), Figure 4.5. Un polynôme du troisième ordre exprime cette relation est décrit par l'équation suivante :

$$P(Q) = aQ^3 + bQ^2 + cQ + d \quad (4.12)$$

Avec : P est la puissance électrique du moteur-pompe, h est la hauteur totale et a, b, c et d sont les principaux paramètres du modèle.

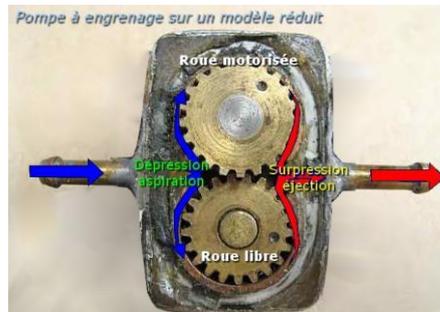


**Figure 4.5** : Courbes caractéristiques P(Q) pour différents hauteurs manométriques.

**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. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse.

Le principal intérêt des pompes volumétriques (Figure 3.6) est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. Mais elles ne conviennent que pour des débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures.



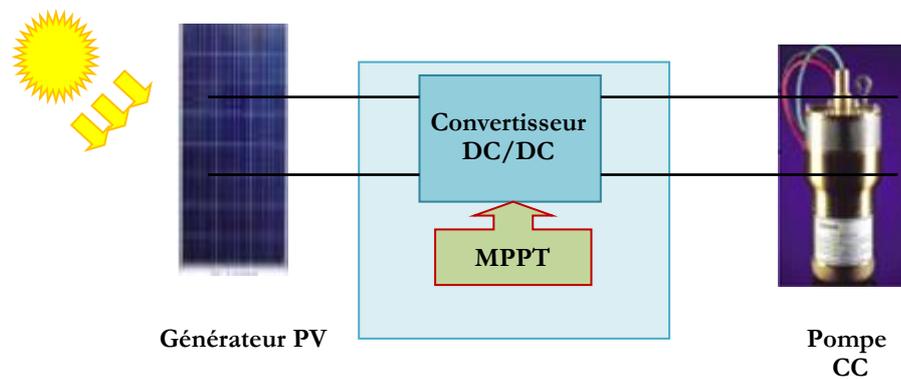
**Figure 4.6 :** Schéma d'une pompe volumétrique.

**Caractéristiques d'une pompe volumétrique :** Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la  $H_{MT}$  (3 à 5 fois le couple nominale). 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 inférieure à  $5[m^3/h]$ .

## 2) Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [47].

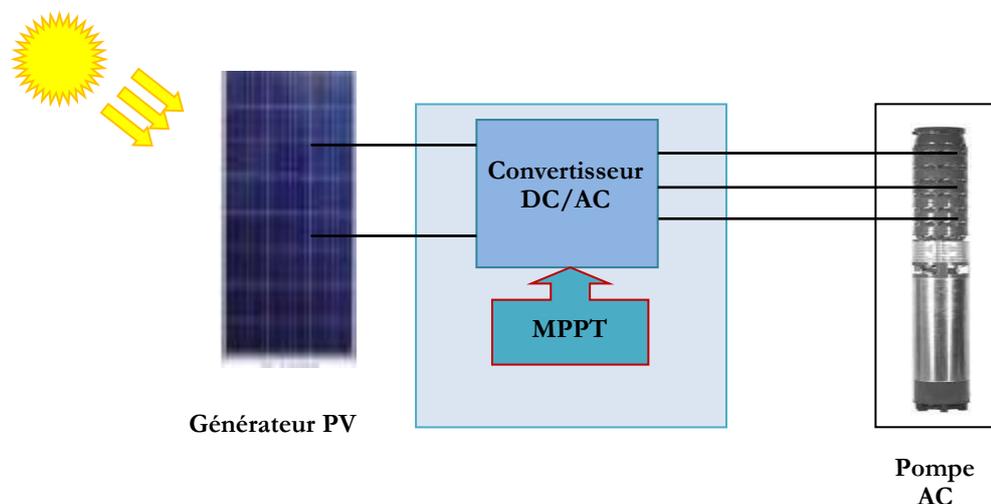
**Moteur à courant continu avec balais :** les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (Figure 4.7). 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 4.7 :** Diagramme du pompage PV par moteur-pompe 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 limité 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 4.8.



**Figure 4.8 :** Diagramme du pompage PV par moteur-pompe à AC

### 4.4.3 Étage d'adaptation de la puissance

- Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 4.7. 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) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe. L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

### 4.4.4 La partie stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Aussi, 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.

## 4.5 La chaîne de conversion photovoltaïque.

La chaîne de conversion de l'énergie photovoltaïque est généralement munie d'un étage d'adaptation comprenant un ou plusieurs convertisseurs statiques, associé à une commande permet de transformer les grandeurs électriques continues en grandeurs adaptées à la nature de la charge. Cet étage peut être piloté par une ou plusieurs lois de commande afin de maximiser la puissance produite par le générateur PV (Figure 4.9) [30].

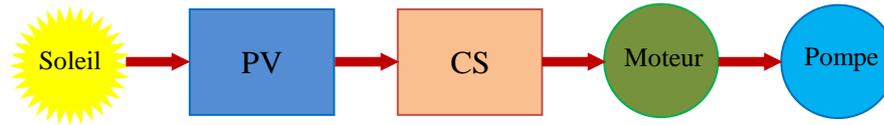


Figure 4.9 : La chaîne du pompage photovoltaïque

#### 4.5.1 Le rendement photovoltaïque

La qualité d'un module photovoltaïque peut être définie par sa capacité à restituer le maximum de la puissance lumineuse absorbée. L'irradiation  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface. Ce qui donne pour un panneau d'une surface  $A_{\text{eff}}$  ( $\text{m}^2$ ), une puissance totale nommée  $G.A$ . Le rendement maximum de la conversion de l'énergie des photons en quantité d'électrons extraits d'un panneau solaire est alors noté  $\eta_{\text{PV}}$  est défini selon l'équation :

$$\eta_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{MAX}}}{G.A_{\text{eff}}} \quad (4.13)$$

Où  $P_{\text{MAX}}$  est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie d'un panneau PV.

L'irradiation  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) représente la puissance lumineuse reçue par le panneau par unité de surface.

#### 4.5.2 Le rendement de la commande MPPT

Le premier rendement que nous définissons en sortie du générateur PV est lié au point de fonctionnement réel du générateur PV et de son éloignement par rapport au point optimal. Nous le notons  $\eta_{\text{MPPT}}$ . Il permet de mesurer l'efficacité de la commande permettant de forcer le point de fonctionnement du générateur PV au plus près du point optimal. Et peut être aussi appelé rendement de la commande MPPT :

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{P_{\text{pv}}}{P_{\text{MAX}}} \quad (4.14)$$

Avec  $P_{\text{MAX}}$  dépendant des paramètres physiques du panneau et des conditions météorologiques et  $P_{\text{PV}}$  la puissance effectivement délivrée par un générateur PV dépendant de la présence d'une commande utilisée dans le convertisseur (MPPT, asservissement de tension, etc...).

### 4.5.3 Le rendement d'un convertisseur de puissance

Peut être défini comme la capacité de ce dernier à restituer sur son port de sortie, le maximum de la puissance présente sur son port d'entrée. Cette définition est déterminée par l'équation:

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{ac}}{P_{dc}} \quad (4.15)$$

Avec :  $P_{dc}$  représentant la puissance en entrée du convertisseur et  $P_{ac}$  la puissance en sortie du convertisseur. L'étage de conversion est correctement dimensionné si le rendement de conversion électrique est maximal pour la plage de fonctionnement nominale, autrement dit pour la puissance de fonctionnement la plus souvent utilisée.

### 4.5.4 Le rendement d'un moteur pompe

On définira le rendement comme étant le rapport entre la puissance utile et la puissance absorbée.

$$\eta_{MP} = \frac{P_h}{P_e} \quad (4.16)$$

Où :  $P_e$  est la puissance électrique absorbé par le moteur pompe et  $P_h$  la puissance hydraulique.

### 4.5.5 Le rendement total

Pour effectuer une synthèse des différents critères présentés ci-dessus, nous définissons un rendement total de la chaîne de conversion noté  $\eta_{TOTAL}$  comme le produit des quatre rendements précédemment définis.

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{PV} \cdot \eta_{CONV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{MP} \quad (4.17)$$

## 4.6 Dimensionnement complet de l'installation

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.

### 4.6.1 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, son environnement et les conditions climatiques de chaque région. 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.

#### 4.6.2 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [43] :

$$E_h = C_h \cdot V \cdot H_{MT} \quad (4.18)$$

Avec :

$E_h$  : Énergie hydraulique [ $kWh/j$ ]

$C_h$  : Constante hydraulique [ $kg \cdot s \cdot h/m^2$ ]

$V$  : Volume d'eau [ $m^3/jour$ ]

$H_{MT}$  : Hauteur manométrique total [ $m$ ]

Où :

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

$g$  : La gravité terrestre [ $9.81m/s^2$ ]

$\rho$  : Densité de l'eau [ $1000kg/m^3$ ]

#### 4.6.3 Calcul de l'énergie électrique 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 :

$$E_e = E_h / \eta_{MP} \quad (4.19)$$

Où :

$E_e$  : Energie électrique exprimé en [ $kWh/j$ ]

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

#### 4.6.4 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 à l'inclinaison  $\beta$  des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal. Ce dernier doit se faire de manière à

optimiser la conversion de l'énergie solaire en électrique. Les méthodes du calcul ont été expliquées dans le premier chapitre.

#### 4.7 Taille du générateur photovoltaïque

Deux méthodes sont utilisées pour le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque : une méthode analytique et une méthode graphique. Ces méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée.

##### 4.7.1 Méthode analytique

Une fois connus le volume journalier  $V[m^3/\text{jour}]$ , la hauteur manométrique totale  $H_{MT}$  et l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale correspondante du générateur photovoltaïque  $P_c$  est calculée par l'expression suivante [48] :

La puissance fournie par le générateur PV dans les conditions standards de mesure CSM, (éclairage de  $[1000W/m^2]$  et la température  $25^\circ C$ ).

$$P_c = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (4.20)$$

Avec :

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

$\eta_g$  : Le rendement du générateur à la température de référence ( $25^\circ C$ ).

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

$G$  : L'éclairement dans les conditions CSM.

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

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (4.21)$$

Où :

$\eta_{PV}$  : 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  $\beta [kwh/m^2/j]$ .

Le rendement global du système  $\eta_{PV}$  est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{PV} = [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (4.22)$$

Où :

$\gamma$  : Coefficient de température des cellules.  $\gamma$  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.

#### 4.7.1.1 Calcul de la puissance en watt crête.

En substituant les équations (4.20), (4.21) et (4.22) dans (4.23), nous obtenons la puissance crête du générateur :

$$P_c = \frac{G}{\eta_{MPPT} [1 - \gamma(T - T_r)] G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP}} \quad (4.23)$$

**Remarque :** pour le système PV qui possède un étage d'adaptation et un onduleur, la puissance est calculé par l'équation suivante :

$$P_c = \frac{G}{\eta_{MPPT} [1 - \gamma(T - T_r)] G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \times \eta_{Ond}} \quad (4.24)$$

Avec :  $\eta_{MP}$ ,  $\eta_{Ond}$ , sont respectivement, les rendements du groupe moteur-pompe, de l'onduleur et  $\eta_{MPPT}$  le rendement de la commande MPPT.

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.

#### 4.7.1.2 Nombres de modules

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

$$N_M = \frac{P_c}{P_M} \quad (4.25)$$

Avec :

$P_c$  : La puissance crête du générateur.

$P_M$  : La puissance du module PV.

### 4.7.1.3 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 :

$$N_{MS} = \frac{V_{Ch}}{V_{mp}} \quad (4.26)$$

Avec :

$V_{Ch}$  : La tension nominale de la charge (l'onduleur).

$V_{mp}$  : La tension à  $P_{max}$  .

### 4.7.1.4 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 :

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (4.27)$$

#### 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.

### 4.7.2 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  $H_{MT}$ . Ces dernières sont assez pratique (voir Figure 4.10) et résument les performances des différents pompes en fonction des conditions de leur utilisation [49].

#### Les abaques :

Ce sont des graphiques à lecture directe facilitant les calculs numériques. Graphiques servant à déterminer spontanément des résultats obtenus par des calculs dans un système de lignes prédéfinies et préparées d'avance. Les abaques s'exploitent par une lecture directe sans avoir à effectuer de tracés complémentaires en lisant directement les données se situant à

l'intersection des droites correspondante par la lecture du point concourant en relation avec les besoins de l'intervenant.

Les constructeurs d'équipement élaborent de tels diagrammes sur la base des données calculées ou mesurées. Ce genre de graphes donne la configuration possible d'une électropompe. A titre d'exemple, la figure 4.10 montre les caractéristiques de l'électropompe SP14A-3 donnée par le constructeur GRANDFOS.

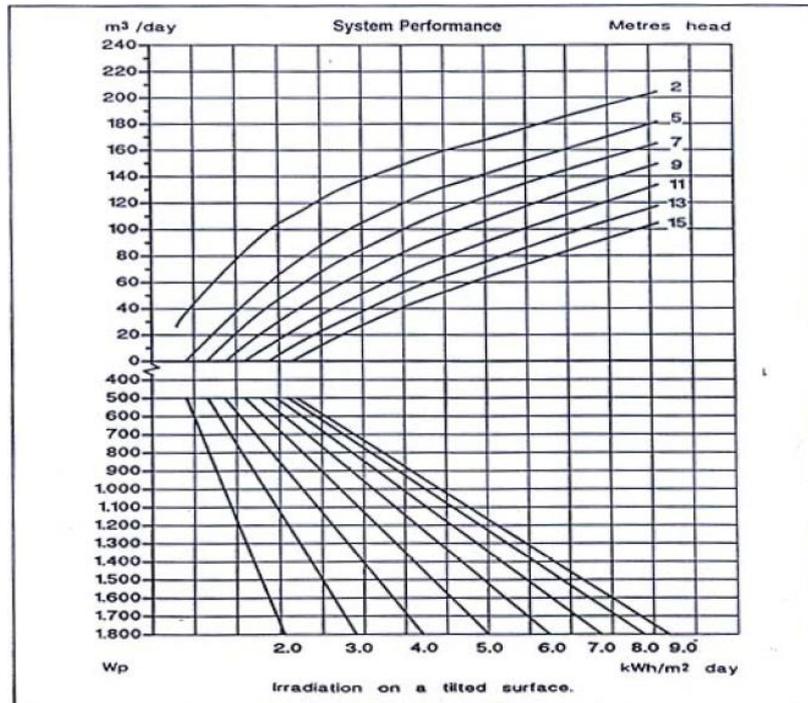


Figure 4.10 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation.

#### 4.8 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  $Q_h$ .

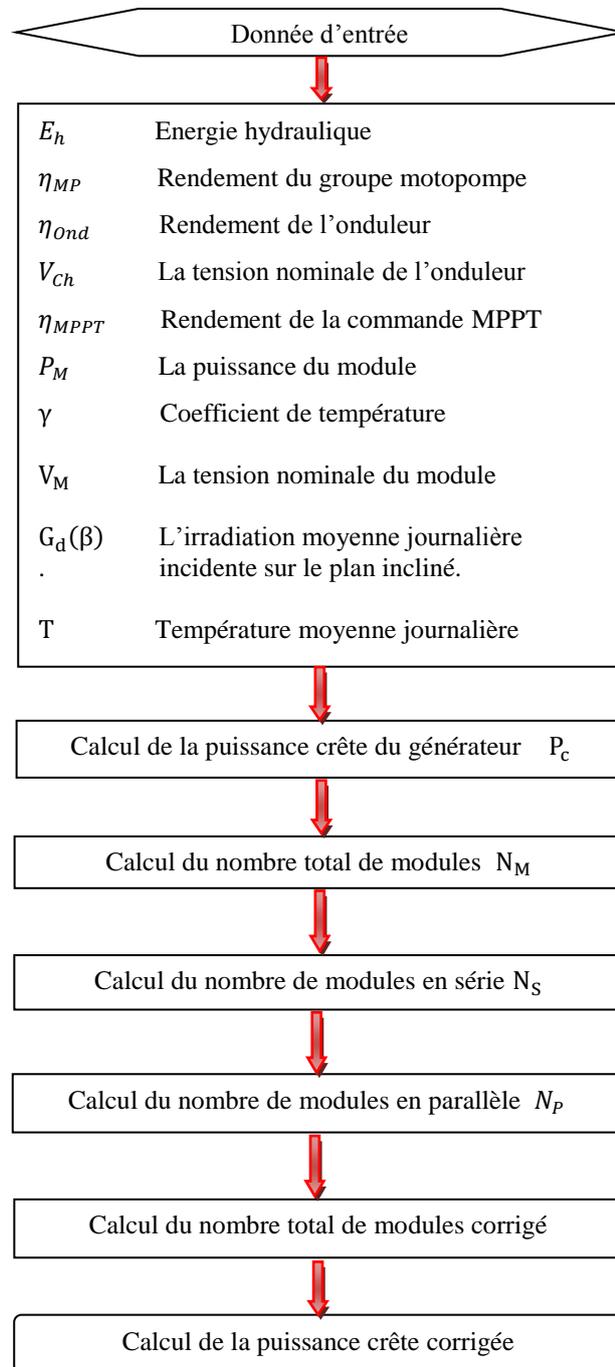
$$Q_h = \frac{Q[m^3/jour]}{h} \quad (4.28)$$

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

$$h = \frac{G_d(\beta)}{G} \quad (4.29)$$

#### 4.9 Les étapes de dimensionnement des systèmes de pompage PV

Pour calculer la puissance utile au fonctionnement de la pompe développée par les panneaux solaires, l'organigramme de la figure 4.11 explique les démarches à suivre pour la détermination de la taille du générateur PV [50].



**Figure 4.11:** Les étapes du calcul de la taille du générateur.

#### 4.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque. Nous avons présenté les différents éléments de ce système photovoltaïque qui sont : un générateur photovoltaïque, un moteur pompe et un étage d'adaptation. Deux techniques de pompage PV ont été présentées : pompage au fil de soleil et pompage avec batterie. Nous avons montré l'intérêt du pompage dit « au fil du soleil ». Nous avons également pu conclure que les systèmes de pompage photovoltaïque les plus courants, selon l'état de l'art actuel, sont constitués d'une pompe centrifuge mue par un moteur à induction triphasé. Le moteur est alimenté par un générateur photovoltaïque sans batteries, via un onduleur triphasé à fréquence variable conçu spécifiquement pour cette application.

## Chapitre 5 : Optimisation d'un système d'irrigation en utilisant un générateur photovoltaïque

### 5.1 Introduction

Pour mettre en pratique une partie de nos recherches, nous avons voulu expérimenter nos résultats obtenus et expliqués dans les précédents chapitres dans un projet pratique potentiellement important pour les besoins locaux dans notre région au sud de l'Algérie. Il s'agit de l'irrigation en utilisant notre système de pompage en exploitant un générateur photovoltaïque.

On doit d'abord rappeler qu'avec l'irrigation, l'agriculteur dispose d'un puissant levier pour accroître et régulariser la production de ses cultures. Cela est possible à condition de pouvoir maîtriser son irrigation dans le but de satisfaire les objectifs visés, à savoir les objectifs techniques (rendement) et économiques (coût optimal). Les performances d'une installation d'irrigation dépendront du bon choix de la technique et du système d'irrigation. Comme vous allez constater dans le présent chapitre, la méthode d'irrigation jouera un rôle important dans l'optimisation du fonctionnement global du système.

D'autre part, l'optimisation de la puissance d'un générateur photovoltaïque améliore l'efficacité du système de pompage solaire entraînée. C'est pourquoi il est important d'optimiser tous les aspects du système d'énergie solaire et, par conséquent, le rendre plus économique.

Pour cette étude, nous avons choisi d'appliquer nos résultats pour irriguer un hectare de palmiers dans la région de Ouargla. Ouargla est une ville au sud-est Algérien. Elle est caractérisée par un climat saharien avec une énergie d'ensoleillement de plus de 5 kWh/m<sup>2</sup> par jour. La région dispose de ressources importantes d'eau souterraine [7].

Ce chapitre détaillera notre étude pour l'amélioration et l'optimisation des performances d'un système photovoltaïque appliqué à un besoin d'irrigation. Pour atteindre cet objectif, nous avons expérimenté nos trois contributions :

- 1- Le bon choix de l'inclinaison des panneaux solaires pour obtenir l'insolation maximale sur une période de temps spécifique.
- 2- L'ajout d'un étage d'adaptation (entre le générateur et le récepteur) pour maximiser la puissance produite (MPPT)
- 3- Le choix judicieux de la méthode d'irrigation pour utiliser au mieux l'eau pompée.

Pour bien montrer l'importance d'un système optimisé, la dernière partie du présent chapitre sera consacrée à une présentation des résultats comparatifs avec un système non optimisé.

## 5.2 Notions importantes sur l'irrigation

### 5.2.1 Activités agricoles

La production des dattes constitue l'activité agricole principale de la population de la région de Ouargla. Jusqu'en 1925, la production reste en autoconsommation, mais c'est à partir de cette date, que les exploitants commencent à exporter les dattes de qualité en profitant de l'amélioration des conditions de transports automobiles entre le sud et le nord.

En 1949, il y avait 680 000 palmiers dont 320 000 en production qui variait de 60 000 à 75 000 quintaux annuelle. A partir des années 60, l'agriculture a été partiellement délaissée pour les activités pétrolières et administratives liées au développement de la ville. Actuellement, les agriculteurs à Ouargla exercent souvent une double activité. Les difficultés d'exploitation de la palmeraie, à cause du niveau élevé de la nappe phréatique combiné à l'existence d'autres revenus familiaux, ont entraîné un délaissement et un mauvais entretien des palmiers. Il faut, cependant, noter que dans le cadre des subventions accordées au développement agricole dans les provinces du sud, de nouvelles palmeraies sont en cours d'implantation au nord-est de l'agglomération de Ouargla. Ces nouvelles exploitations s'étendent sur plusieurs dizaines d'hectares [51].

Sans aucun doute l'eau est un élément essentiel pour ce type d'exploitation. Pomper l'eau n'importe où et à moindre coût en utilisant l'énergie solaire photovoltaïque constitue alors un atout potentiel. D'où l'intérêt de nos recherches.

### 5.2.2 Définition de l'irrigation

L'irrigation consiste une fourniture artificielle et répartition systématique d'eau sur des terres agricoles. Elle vise à pallier le manque ou l'insuffisance d'eau de pluie, particulièrement : L'irrigation permet d'améliorer le rendement des terres agricoles, mais implique l'utilisation de grandes quantités d'eau. Il est important de savoir que l'agriculture est de loin le plus grand consommateur d'eau (devant l'industrie et les services), puisque 69 pour cent des prélèvements mondiaux lui sont imputables [52].

Dans ce contexte assez particulier, les systèmes d'irrigation en milieu aride et leurs améliorations récentes sont cruciaux afin de permettre la production de nourriture dans ces zones, de réaliser des économies d'eau ou encore de lutter contre la désertification.

### 5.2.3 Conception d'un projet d'irrigation

Pour la conception d'un projet d'irrigation, l'agriculteur et le concepteur devront disposer de suffisamment d'informations sur :

- A. La disponibilité et la nature de la ressource en eau ;
- B. Le type de sol et les caractéristiques des parcelles à irriguer ;

C. Le type de cultures à irriguer et leurs besoins en eau ;

D. Choix de la technique et du système d'irrigation.

En irrigation, il y a trois systèmes les plus répandus, qui sont :

L'irrigation gravitaire, l'irrigation par aspersion et l'irrigation localisée.

### 5.2.3.1 Irrigation gravitaire :

Est l'application de l'eau aux champs à partir de canaux ouverts se situant au niveau du sol. La totalité du champ peut être submergée, ou bien l'eau peut être dirigée vers des raies ou des planches d'irrigation.

### 5.2.3.2 Irrigation par aspersion :

Le but d'une irrigation par aspersion est l'application uniforme de l'eau sur l'aire occupée par la culture. Le système d'irrigation doit être conçu pour appliquer l'eau à un taux inférieur à la capacité d'infiltration du sol et éviter ainsi les pertes par ruissellement. Différents systèmes sont utilisés, à savoir : l'irrigation classique à asperseurs, l'enrouleur, la rampe frontale et le pivot...

### 5.2.3.3 Irrigation localisée (Goutte à Goutte):

Cette méthode d'irrigation sous pression est appelée ainsi du fait que l'eau est appliquée en des endroits où l'on désire la voir s'infiltrer. Cette application est donc localisée.

L'irrigation localisée regroupe tous les systèmes caractérisés par un réseau de distribution à la parcelle, fixe sous pression, permettant des apports d'eau continus ou fréquents en des endroits déterminés par apport au dispositif cultural et de façon telle que l'infiltration ne se produise que sur une fraction réduite de la surface du sol, en l'occurrence la zone racinaire.

## 5.2.4 Choix de la technique et du système d'irrigation

Les besoins en eau des cultures dépendent de nombreux facteurs agro-pédo-climatiques et sont les mêmes quelle que soit la technique d'irrigation utilisée. Néanmoins, les quantités d'eau à apporter pour satisfaire ces besoins varient avec le système d'irrigation envisagé.

Par exemple, l'irrigation sous pression permet de faire les économies d'eau suivantes [52]:

Pour des besoins identiques, des apports différents		
Irrigation traditionnelle	Irrigation sous pression	
Gravitaire	Aspersion	Goutte à Goutte
100 litres	70 litres	40 litres

**Tableau 5.1** : Comparaison entre trois modes d'irrigation.

Ces chiffres sont des moyennes et des écarts plus grands ont déjà été enregistrés. C'est surtout le système goutte à goutte qui permet de faire les économies d'eau les plus significatives. En effet, presque toute l'eau employée est utilisée car il y a beaucoup moins de perte par évaporation et par percolation. Pour ces raisons, le choix des équipements adéquats s'avère nécessaire.

### 5.3 Optimisation du système de pompage PV par le choix de l'angle d'inclinaison

Pour montrer expérimentalement l'influence du choix de l'angle d'inclinaison des panneaux solaires sur les performances globales du système, nous présentons ci-après notre étude en combinant ce choix de l'angle avec le choix d'une pompe adéquate.

Le système est constitué d'un moteur alternatif triphasé et d'une pompe centrifuge multicellulaire. L'analyse des résultats nous a permis une évaluation approximative des volumes d'eau de l'installation de pompage.

#### 5.3.1 Exemple de modèle d'un système de pompage

Plusieurs électropompes peuvent être utilisées dans le système. Dans notre cas présent, nous avons utilisé le modèle SP140 REC 36/2 du constructeur Panelli [53].

Le volume d'eau journalier est calculé par la formule suivante :

$$V(m^3/jour) = Q_h \times h \quad (5.1)$$

Avec :

h : Le nombre d'heures d'ensoleillement maximal,

$Q_h$  : Le débit horaire,

Le nombre d'heures d'ensoleillement maximal pris comme base pour le calcul du dimensionnement du système de pompage photovoltaïque et de ses constituants doit être utilisé d'une manière rationnelle.

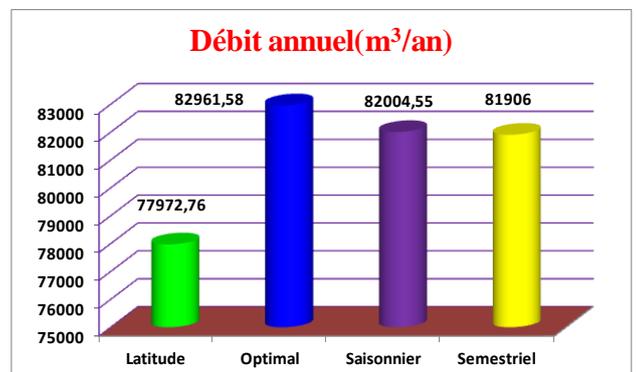
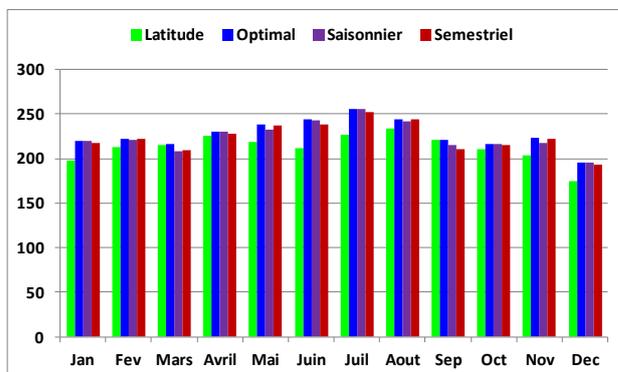
Ces systèmes fonctionnent au fil du soleil sans stockage électrochimique. L'eau ainsi pompée peut être utilisée directement ou stockée dans un réservoir pour des utilisations ultérieures. Il nous semble que ce type de stockage d'eau est une solution plus intéressante par rapport au stockage électrochimique dans des batteries.

**Model : Pompe immergée (SP140 REC 36/2)**

Le système est constitué d'une pompe de 3kW (4HP),  $Q=36m^3/h$ ,  $\eta =74\%$ , avec  $H=20m$ . La quantité prévue de l'eau pompée par jour et par an est donnée dans le tableau 5.2 pour différents inclinaisons. Ces résultats sont représentés graphiquement dans la figure 5.1.

<b>Inclinaison d'un angle égal à latitude</b>												
Mois	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.	Déc.
<b>Inclinaison</b>	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96
<b>V<sub>L</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	197,6	212,7	215,5	225,8	218,1	212,2	227,2	233,5	220,9	210,6	203,8	174,2
<b>Volume d'eau pompé annuel [m<sup>3</sup>/an] = 77624,55</b>												
<b>Inclinaison optimal d'un panneau solaire</b>												
Mois	Jan	Fév	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
<b>Angle optimal</b>	61	52	36	17	0	-7	-4	11	29	47	59	62
<b>V<sub>Opt</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	219,7	222,6	215,9	230,6	238,7	243,7	256,1	244,3	221,1	216,1	223	195,8
<b>Volume d'eau pompé annuel [m<sup>3</sup>/an] = 82961,58</b>												
<b>Inclinaison saisonnière d'un panneau solaire</b>												
Période	L'hiver			Le printemps			L'été			L'automne		
<b>Angle /saison</b>	58.33			17.66			0			45		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
<b>V<sub>Sai</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	195,4	219,5	221,4	207,8	230,6	232,5	242,4	255,6	241,6	215,2	216	217,9
<b>Volume d'eau pompé annuel [m<sup>3</sup>/an] = 82004,55</b>												
<b>Inclinaison semestrielle d'un panneau solaire</b>												
Période	Semestre II				Semestre I				Semestre II			
<b>Angle Moy.</b>	52.83				7.67				52.83			
Mois	Jan	Fév	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
<b>V<sub>Sem</sub> (m<sup>3</sup>/j)</b>	218	222,6	209,6	228,4	237,6	238,6	252,7	244,1	210,3	215,2	222,1	193,7
<b>Volume d'eau pompé annuel [m<sup>3</sup>/an] = 81906</b>												

**Tableau 5.2 :** Volume d'eau pompé annuel par SP pour différents inclinaisons.



**Figure 5.1 :** Le volume d'eau pompée journalier mensuel et annuel Pour SP par quatre inclinaisons.

### 5.3.2 Le pourcentage du volume d'eau pompé par différents inclinaisons

Afin de comprendre l'influence de l'angle d'inclinaison sur le fonctionnement, tout en gardant l'angle de latitude comme référence, et pour avoir une idée sur l'évolution du m<sup>3</sup> d'eau pompé en fonction de l'angle d'inclinaison. Une comparaison avec la méthode de l'angle d'inclinaison fixe des modules photovoltaïques est effectuée, le pourcentage d'augmentation du volume d'eau pompé est calculé de la façon suivante :

➤ **Volume d'eau pompé (optimal-latitude)**

$$V_{Opt-L} = V_{Opt} - V_L = 82961.58 - 77624.55 = 5337.03(m^3/an) \quad (5.2)$$

$$V_{Opt-L}(\%) = \frac{V_{Opt} - V_L}{V_L} * 100\% = 6.87 \% \quad (5.3)$$

➤ **Volume d'eau pompé (saisonnier-latitude)**

$$V_{Sai-L} = V_{Sai} - V_L = 82004.55 - 77624.55 = 4380(m^3/an) \quad (5.4)$$

$$V_{Sai-L}(\%) = \frac{V_{Sai} - V_L}{V_L} * 100\% = 5.64 \% \quad (5.5)$$

➤ **Volume d'eau pompé (semestriel-latitude)**

$$V_{Sem-L} = V_{Sem} - V_L = 81906 - 77624.55 = 4281.45(m^3/an) \quad (5.6)$$

$$V_{Sem-L}(\%) = \frac{V_{Sem} - V_L}{V_L} * 100\% = 5.52 \% \quad (5.7)$$

### 5.3.3 Calcul de la puissance en watts crête du GPV

Les équations ci-dessous peuvent être utilisées pour obtenir la puissance crête produit par le générateur photovoltaïque à différentes conditions de fonctionnement. La puissance, Pc est donnée par :

$$P_c = \frac{G}{F_m[1 - \gamma(T - T_r)]G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MPX}\eta_{Ond}} \quad (5.8)$$

$$P_c = \frac{P_e}{F_m[1 - \gamma(T - T_r)] * \eta_{Ond}} \quad (5.9)$$

$$F_m = 0.9, \gamma = 0.004, T = 40c, \eta_{Ond} = 0.9$$

$$P_c = \frac{P_e}{0.76}$$

$$P_c = \frac{3000}{0.76} = 3947.37 w_c$$



### 5.4.2 Modélisation de la pompe à eau DC

Le débit de l'eau dans des pompes centrifuges est directement proportionnel à la vitesse de rotation du moteur de la pompe, qui varie en fonction de la tension de commande disponible [25].

Figure 5.3 montre la relation entre le débit d'eau et la hauteur manométrique totale pour le PS4000 C-SJ8-15-pompe solaire LORENTZ à modéliser. Il a la tension de fonctionnement nominale de 238 V et de la puissance maximale de 4 kW.

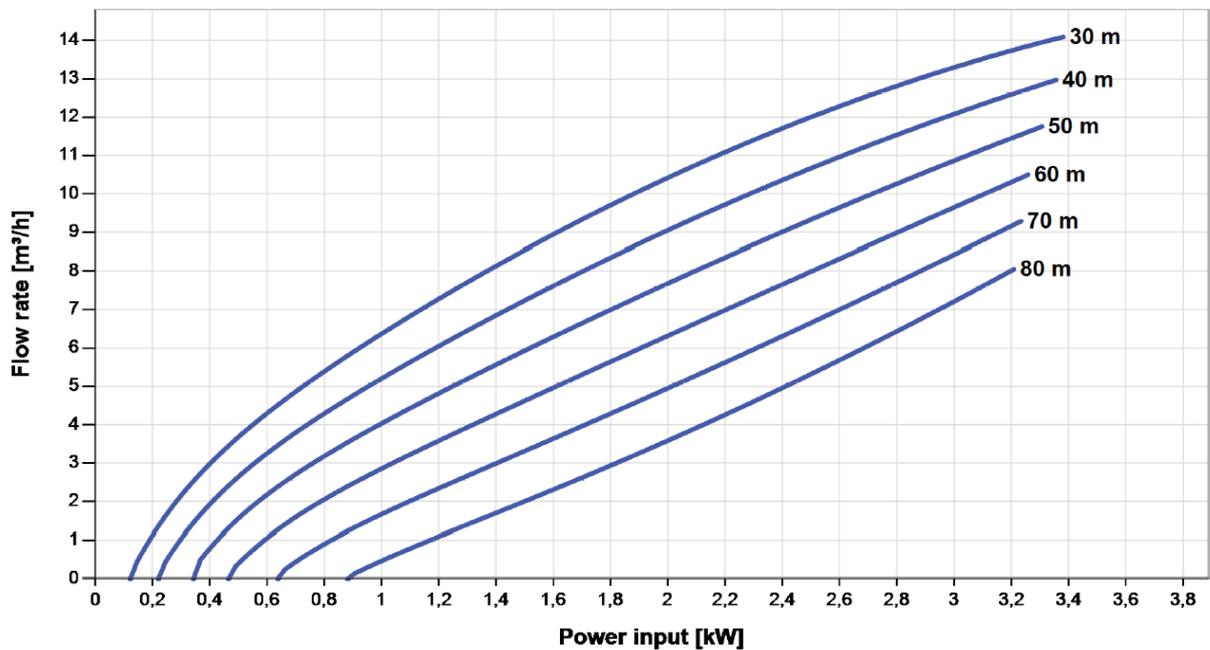


Figure 5.3 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation.

### 5.4.3 Analyse des résultats

Afin de tester l'efficacité de la méthode proposée, une étude comparative a été menée sur deux systèmes : couplage direct ou avec optimisation. Des simulations numériques ont été réalisées.

Nous avons choisi des niveaux différents d'insolation pour être sûr que même dans un changement rapide dans des conditions atmosphériques comme l'insolation ou la température, le générateur photovoltaïque est en mesure de fonctionner autour de sa valeur optimale. Les figures (5.4 et 5.5) montrent les caractéristiques du fonctionnement du système avec et sans optimisation pour les éclaircissements 1000 et 200 W/m<sup>2</sup>.

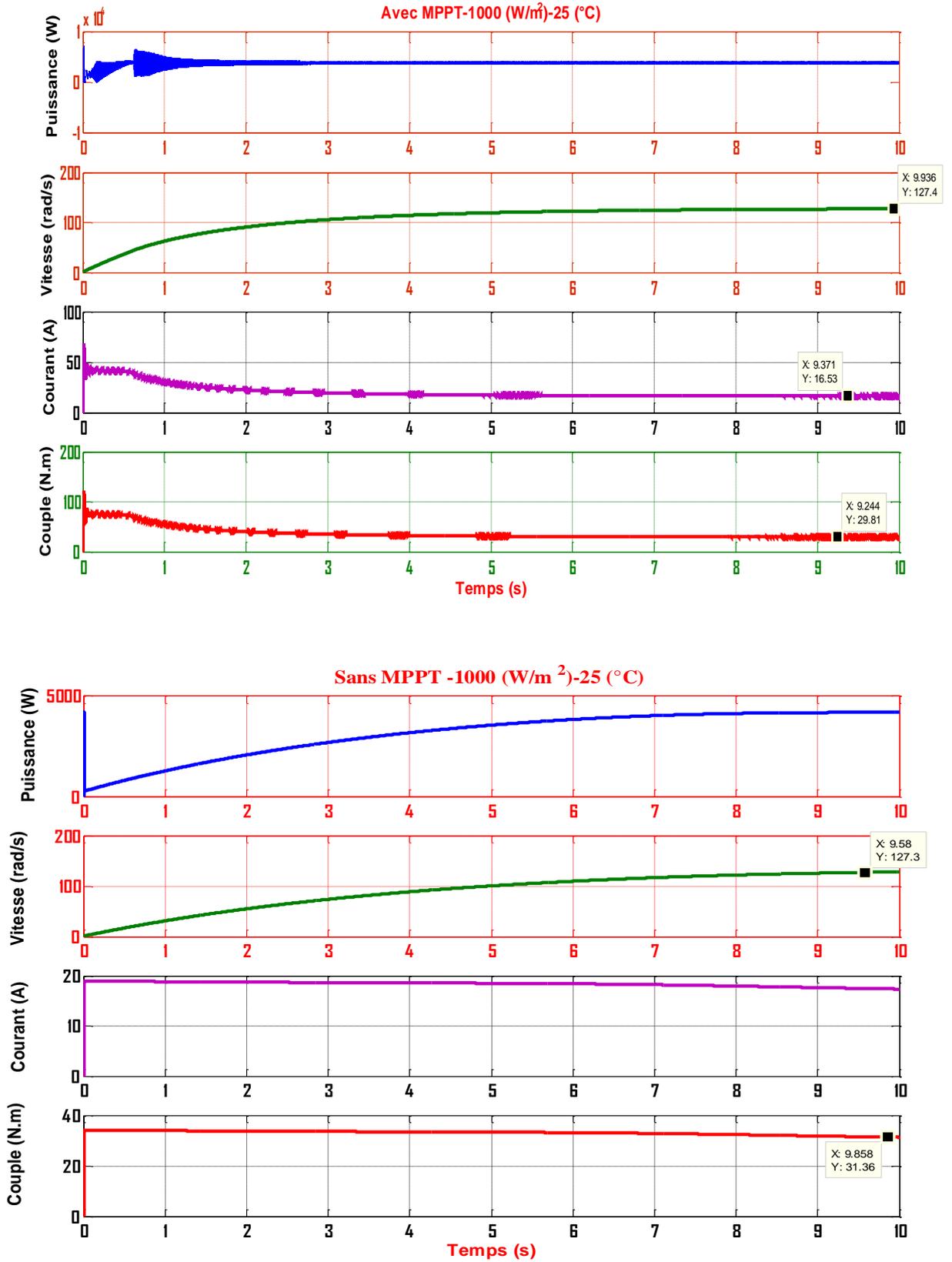


Figure 5.4 : Caractéristiques du système de pompage PV avec et sans optimisation. à éclairment (1000 W/m<sup>2</sup>) et température 25°C.

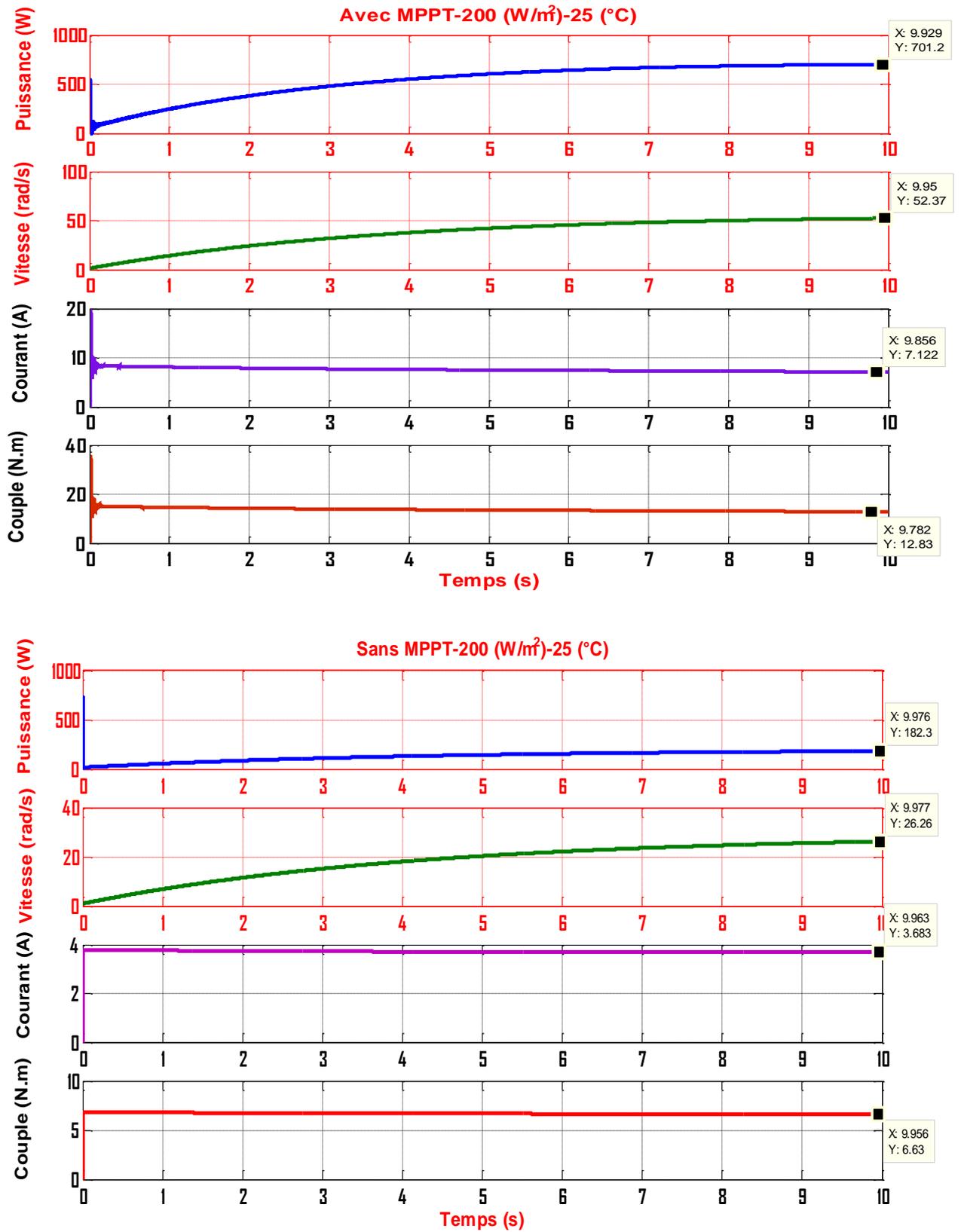


Figure 5.5 : Caractéristiques du système de pompage PV avec et sans optimisation. à éclairement (200 W/m<sup>2</sup>) et température 25°C.

#### 5.4.4 Comparaison entre les deux systèmes photovoltaïque avec et sans MPPT.

Nous décrivons ci-après la comparaison du fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque avec et sans optimisation MPPT. L'optimisation du système par MPPT influence directement sur la maximisation de l'efficacité du moteur pompe [54].

Le volume d'eau est calculé par la formule suivante [55] :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = 0, \quad P \leq 120 \text{ W, pour } H = 30 \text{ m (hauteur manométrique total)} \\ Q = \frac{w}{w_0} \cdot Q_0, \quad P > 120 \text{ W} \end{array} \right. \quad (5.10)$$

Avec :

$Q$ : Le volume d'eau,

$Q_0$ : Le volume d'eau nominale,

$w$ : La vitesse de la pompe,

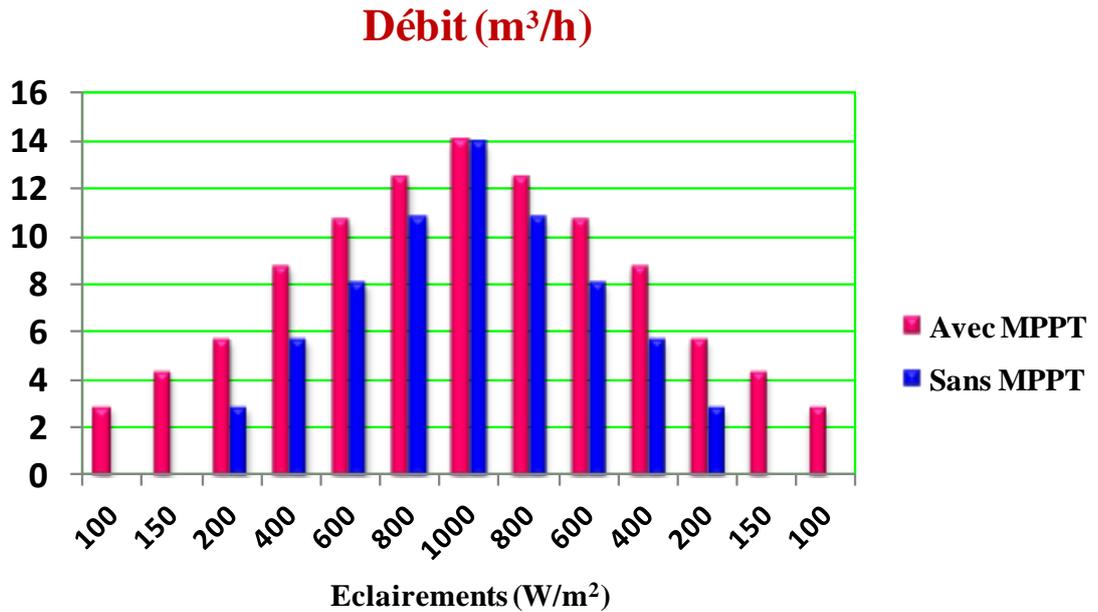
$w_0$ : La vitesse nominale de la pompe,

Grâce à ces lois, nous pouvons déterminer les paramètres du fonctionnement de la pompe pour différents vitesses.

Les résultats de l'effet MPPT et les paramètres du système pour différents éclaircissements avant et après optimisation sont illustrés dans le tableau 5.5. Ces résultats sont représentés graphiquement dans la figure 5.6.

G(W/m <sup>2</sup> )	Avec MPPT				Sans MPPT				Erreur
	P(W)	U(V)	$\Omega$ (rad/s)	Q(m <sup>3</sup> /h)	P <sub>1</sub> (W)	U <sub>1</sub> (V)	$\Omega_1$ (rad/s)	Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /h)	Q <sub>1</sub> - Q
1000	4048	247.28	127.4	14	4043	241.11	127.3	13.9	0.1
800	3296	221.56	113.2	12.43	2740	185.76	98.28	10.75	1.68
600	2438	188.11	97.9	10.74	1543	139.38	73.73	8.06	2.68
400	1575	152.46	79.94	8.76	727.9	98.8	52.44	5.73	3.03
200	701.2	98.56	52.37	5.73	182.3	49.53	26.27	2.87	2.86
150	408.6	74.83	39.7	4.34	102.7	37.21	19.72	00	4.34
100	181.9	49.97	26.5	2.89	45.72	24.84	13.18	00	2.89

**Tableau 5.3 :** L'énergie produite et le volume d'eau pompé avec et sans MPPT.



**Figure 5.6 :** Comparaison de m<sup>3</sup> d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïques avec et sans MPPT.

A partir des résultats obtenus dans le tableau 5.5, on peut remarquer qu'il est très important d'optimiser le fonctionnement du système. Les méthodes d'optimisation ont un effet important sur le système étudié spécialement lorsque le système photovoltaïque travaille loin de la valeur nominale de l'insolation (aux éclairements faibles). Par contre, dans le cas d'un niveau très élevé d'éclairement (dans notre cas 1000W/m<sup>2</sup>), l'optimisation n'a pas d'effet sur le système (tableau 5.5).

Dans le cas du faible éclairement (200W/m<sup>2</sup> dans notre cas), l'optimisation par MPPT est clairement visible. On peut gagner jusqu'à 17 % par rapport à un système non optimisé.

### 5.5 Etude d'un système d'irrigation d'un hectare de palmiers

Nous avons bien signalé dans les paragraphes ci-dessus, que l'implantation des palmiers représente l'activité agricole principale de la population de Ouargla. Le besoin d'eau est bien évidemment très fort. En plus, la vallée de Ouargla 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 PV appliqué à l'irrigation d'un hectare de palmiers 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.

### 5.5.1 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). Cependant, la pratique et l'expérience locale restent toujours très indispensables pour une évaluation correcte des besoins. Les besoins d'eau des palmiers pour la région de Ouargla sont donnés dans le tableau suivant [56] :

Période	Hiver			Printemps			Eté			Automne		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
Volume d'eau ( $m^3/j$ )	13	10	22	36	49	62	67	66	64	50	35	18

**Tableau 5.4 :** Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare

#### - Hauteur manométrique total

Pour notre station de pompage, nous avons choisi une hauteur manométrique totale de 30 m. Elle correspond à la nappe du Mio-Pliocène qui est utilisée depuis 1883 pour l'irrigation des palmiers.

### 5.5.2 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 et le choix de l'onduleur répondants au service requis dans les conditions de référence. Ce dimensionnement prend en considération les deux conditions suivantes [57] :

- Choisir les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.
- Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible.

Pour notre exemple, le débit journalier maximal requis est de  $67 (m^3/j)$  pendant le mois de juin et l'énergie d'ensoleillement la plus faible pour la saison d'été est égale à  $6711 [wh/m^2/j]$  pendant le mois d'août.

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

### 5.5.2.1 Choix de la pompe

Nous choisissons la pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale [48].

- Débit horaire :

Il est calculé par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{V[m^3/jour]}{h} \quad (5.11)$$

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

Pour notre étude, le choix du moteur pompe utilisée est porté sur une gamme de pompes immergées proposées par le constructeur PANELLI. Cette gamme est constituée de pompes de dimensions différentes ; chaque type de pompe est disponible avec un nombre de roues variables afin d'obtenir le point de fonctionnement requis. Les types des pompes sont donnés dans l'annexe.

### 5.5.2.2 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 [48,58] :

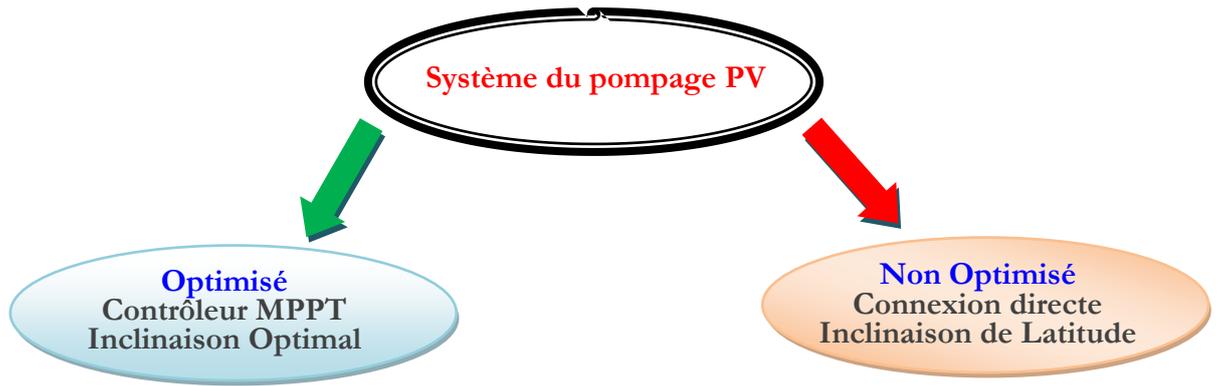
$$P_c = \frac{P_e}{F_m [1 - \gamma(T - T_r)] * \eta_{Ond}} \quad (5.12)$$

Où  $\eta_{Ond}$ ,  $F_m$  sont respectivement, le rendement de l'onduleur, le facteur de couplage.

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.

## 5.6 Dimensionnement comparative global

Dans la partie suivante de ce chapitre, nous analyserons et comparerons les performances de deux systèmes de pompage ; un système optimisé avec un système non optimisé (figure 5.7). Le premier est basé sur un générateur d'énergie solaire photovoltaïque équipé d'un contrôleur MPPT avec des panneaux inclinés avec un angle optimal. Dans le deuxième, qui est plus fréquemment utilisé, la connexion est directe avec un angle d'inclinaison égale à latitude.



**Figure 5.7 :** Schéma comparatif entre deux systèmes de pompage PV.

Concrètement, pour comparer les deux configurations, nous comparerons **la puissance crête produite** pour l'irrigation de la même surface. Une application numérique directe en utilisant l'exemple d'irrigation d'un hectare de palmiers dans la région de Ouargla.

### 5.6.1 Système d'irrigation PV optimisé

Pour l'irrigation d'un hectare de palmiers dans la région de Ouargla et en utilisant les valeurs de rayonnement global journalier calculées sur la moyenne mensuelle pour des rayons incidents sur un plan incliné d'un angle optimal saisonnière, les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Période	L'hiver			Le printemps			L'été			L'automne		
Angle Moy. /saison	58.33			17.66			0			45		
Mois	Déc.	Jan	Fév.	Mar	Avril	Mai	Jun	Jul.	Aout	Sep	Oct.	Nov.
$\bar{H}_{To}$ [wh/m <sup>2</sup> .j]	5429	6098	6150	5772	6406	6457	6734	7101	6711	5979	6000	6053
<b>Irradiation annuelle [kWh/m<sup>2</sup>/an] = 2277.9</b>												

**Tableau 5.5 :** L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière.

Dans notre cas, nous prenons :

$$\begin{cases} h = 6.7 \text{ heures} \\ V = 67 [m^3 / \text{jour}] \end{cases}$$

Par conséquent, le débit horaire est le suivant :

$$Q_h = 10 \text{ m}^3 / \text{h}$$

Le système de pompage PV est équipé d'un contrôleur MPPT pour améliorer leur rendement du fonctionnement. Le facteur du couplage  $F_m = 0.9$ .

### 5.6.2 Système d'irrigation PV non optimisé

La meilleure inclinaison fixe au cours d'une année, est obtenue lorsque l'angle d'inclinaison est égal à la latitude du lieu, le résultat du rayonnement global journalier calculé est présenté dans le tableau ci-dessous :

Mois	Jan	Fév.	Mar	Avr.	Mai	Jun	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov.	Déc.
$\beta_L$ (deg)	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96	31.96
$\bar{H}_{TL}$ [wh /m <sup>2</sup> .j]	5488	5909	5985	6271	6059	5895	6310	6487	6136	5850	5661	4839
<b>Irradiation annuelle [kWh/m<sup>2</sup>/an] =2156.2</b>												

**Tableau 5.6** : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle et annuelle pour une inclinaison égal à l'attitude

Dans notre cas, nous prenons :

$$\begin{cases} h = 6.4 \text{ heures} \\ V = 67 [m^3 / \text{jour}] \end{cases}$$

Par conséquent, le débit horaire est le suivant :

$$Q_h = 10.5 \text{ m}^3/\text{h}$$

Dans ce cas le générateur PV connecté avec le moteur pompe par un onduleur sans commande MPPT. Le facteur du couplage sera  $F_m = 0.7$ .

### 5.6.3 Résultats comparatifs

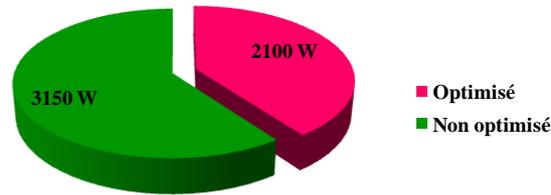
Une étude comparative a été menée sur deux systèmes: pompage PV optimisé et autre non optimisé, des calculs numériques ont été effectués. Nous comparons la puissance crête demandé pour l'irrigation de la même surface, un hectare des palmiers dans la région de Ouargla. Le résultat du calcul est présenté dans la figure 5.8.



**Figure 5.8 :** Schéma du calcul de la taille du générateur.

Pour mieux comparer les résultats, la feuille de calcul Excel de la présentation 5.8 montre simultanément les **puissances crêtes demandées** par les deux systèmes de pompage.

Sur la base de notre cas particulier, nous constatons que le pompage d'eau par le système photovoltaïque optimisé est plus intéressant (figure 5.8). En effet, en analysant le dimensionnement des deux systèmes, nous remarquons clairement sur la figure 5.9, que la puissance crête demandée par le système non optimisé peut irriguer une surface d'un hectare et demie avec un système optimisé.

La puissance crête du générateur PV**Figure 5.9** : La puissance produite pour irriguer un hectare de palmiers

### 5.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement optimisé d'une installation de pompage photovoltaïque pour irriguer un hectare de palmiers située sur la vallée de Ouargla. Nous avons présenté les différentes techniques influant le fonctionnement d'un système photovoltaïque qui sont : le choix de l'angle d'inclinaison et la façon du couplage entre le générateur photovoltaïque et la charge.

Il est cependant important de signaler que, souvent, le calcul de la taille du générateur comporte un certain degré d'incertitude. Cette incertitude est principalement due à deux raisons essentielles : la première est liée au caractère aléatoire du rayonnement solaire qui est souvent peu connu. La deuxième est liée à l'estimation difficile des besoins d'eau demandés. Il est ainsi conseillé de prendre des précautions quant au choix du type de pompe et de la taille du générateur.

Ce chapitre a été consacré à une étude comparative détaillée entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage par un système photovoltaïque optimisé et pompage en utilisant un système ordinaire. Après une analyse approfondie de chaque technique, nous avons comparé les deux techniques de pompage par une étude comparative de la puissance crête utilisée pour l'irrigation de la même surface.

Nous avons bien compris que l'optimisation de l'énergie solaire photovoltaïque est composée de plusieurs parties ; la commande MPPT présente la part la plus importante (plus de 30%). Le choix de l'angle d'inclinaison optimal (5%). Il reste, cependant, une partie faible ou moyenne liée à la méthode d'irrigation. Cette comparaison globale est souvent décisive sur le choix du système PV.

## Conclusion Générale et Perspectives

Les travaux et les résultats de cette thèse représentent une contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes appliqués à la zone de Ouargla au sud de l'Algérie.

Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est devenue progressivement une source d'énergie à part entière. Elle est sollicitée de plus en plus pour produire de l'énergie électrique. C'est d'abord parce que cette énergie solaire photovoltaïque est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite. Mais aussi la demande d'énergie électrique, essentiellement pour les besoins des zones rurales et les sites isolés, ne cessent d'augmenter, en particulier, les besoins de pompage d'eau. Cependant, il reste encore pas mal de freins à son développement. Le point « faible » de ce type de production électrique est le coût de l'investissement initial qui rend cette source d'énergie chère et peu fiable.

La problématique posée lors de la conception d'un système de pompage, par énergie solaire photovoltaïque, est le coût élevé du mètre cube d'eau pompé. Par conséquent, il faut optimiser les performances du système photovoltaïque pour produire l'eau avec un coût abordable.

Notre contribution scientifique dans ce travail de recherche vise la réalisation d'un système de pompage performant pour les besoins d'irrigation. Pour atteindre cet objectif et extraire le maximum de puissance du générateur PV, trois axes ont été optimisés :

- **L'amélioration de la captation d'ensoleillement** par un choix optimal de l'angle d'inclinaison des panneaux solaires,
- **L'ajout d'un étage d'adaptation** entre la charge et le générateur,
- **L'utilisation « contrôlée » de l'eau pompée** par une technique d'irrigation appropriée.

Nos résultats nous ont appris que le choix optimal de l'angle d'inclinaison afin de maximiser la captation d'ensoleillement est important. En effet, la puissance du générateur PV et par conséquent la quantité d'eau pompée est plus importante en orientant les panneaux avec un angle optimal. Les résultats de simulation obtenus par notre code de calcul développé spécialement pour ce besoin ont bien confirmé que la meilleure inclinaison des panneaux solaires photovoltaïques pour un usage à longueur d'année est celle de la latitude de l'endroit où sont installés les capteurs. En revanche, une inclinaison optimale mensuelle représente la solution idéale. Encore plus pratique et plus intéressant, nous avons montré que l'énergie reste maximale en changement l'inclinaison des panneaux que deux fois par an ; c'est que nous avons proposé comme étant l'angle optimale semestriel.

Dans une seconde contribution, nous avons pu confirmer le gain potentiel qu'il y aurait à ajouter un étage d'adaptation commandé par un contrôleur MPPT même dans des applications avec des charges à courant continu afin de tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV.

Dans une conception globale pour un dimensionnement optimal d'un système de pompage, nous avons 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 à coût minimum. 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 à la fin de ce travail de recherche les résultats obtenus d'une étude comparative entre deux systèmes de pompes PV pour irriguer un hectare de palmiers situé sur la vallée de Ouargla. Le premier système étant optimisé avec nos techniques ci-dessus alors que le deuxième est un système classique non optimisé.

Les résultats obtenus montrent que l'utilisation du système optimisé pour l'irrigation de la même surface apporte un gain énergétique moyen entre 30% à 40% de plus.

Selon nos résultats, il est clair maintenant qu'un système de pompage PV optimisé favorise considérablement l'utilisation des énergies renouvelables. Par conséquent, le développement de ce type d'énergie décentralisé, en particulier dans le sud de notre pays, est très recommandé puisqu'il permet l'accès à l'eau facilement et à moindre coût dans n'importe quel endroit. Une autre coïncidence très importante favorise encore l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau à Ouargla 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.

Comme suite et perspectives, plusieurs travaux futurs pourraient être poursuivis à partir de nos résultats et de nos recherches. Nous proposons particulièrement :

- La généralisation de l'étude d'optimisation. Il est envisageable d'inclure les batteries dans le système de pompage proposé.
- L'utilisation d'un logiciel spécialisé dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, comme le PVsyst. par exemple. Il pourra être conduit par la suite à

une étude plus fine sur certains paramètres de la simulation de manière à qualifier leur influence sur les résultats déjà obtenus.

- Une validation par moyens expérimentaux des résultats obtenus est aussi souhaitable et possible. Un prototype de laboratoire de pompage Annexe-C sera utile pour valider la performance du système et les techniques de commandes proposées.

## Références Bibliographiques

- [ 1 ] M. LOPEZ, “Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée”, Thèse de Doctorat de l'Ecole Doctorale, Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes, 2009, France.
- [ 2 ] Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l'Energie et des Mines, Edition 2007.
- [ 3 ] Observ'ER, l'Observatoire des Energies Renouvelables, “La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde”, Quinzième Inventaire Edition 2013.
- [ 4 ] “Rapport Mondial 2012 Sur Les Energies Renouvelables”, Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>st</sup> Century, [www.ren21.net](http://www.ren21.net)
- [ 5 ] “Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique”, Edition 2011, Ministère de l'Energie et des Mines.
- [ 6 ] A. A. El-Sebaili and A. A. Trabea, “Estimation of Global Solar Radiation on Horizontal Surfaces over Egypt”, Egypt. J. Solids, Vol. (28), No. (1), (2005)
- [ 7 ] Moumi, N. Hamani, N. Moumi et A. Z. Mokhtari, “Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de Biskra”, Le 8<sup>ème</sup> Séminaire International sur la Physique Energétique, Centre Universitaire de Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre 2006.
- [ 8 ] J. A. Duffie, A. Wiley and W.A. Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes”, second ed, Interscience Publication, 1991.
- [ 9 ] L.E. AKPABIO, S.O. Udo and S.E. ETUK, “Modeling global solar radiation for a tropical location: Onne, Nigeria”, Turk. J. Physics, 29, (2005), 63-68.
- [ 10 ] Station Météo Ouargla, Algérie.
- [ 11 ] Y. Jiang, “Calculation of daily global solar radiation for Guangzhou”, China, 2010 International Conference on Optics, Photonics and Energy Engineering, China.
- [ 12 ] M. Capderou, “Atlas solaire de l'Algérie”, Office des Publications Universitaire Tome 1' Tome 2, Algérie 1986.
- [ 13 ] A. Kumar, N.S. Thakur, R. Makade, “Optimization of tilt angle for photovoltaic array”, International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST) ISSN : 0975-5462 Vol. 3 No. 4 Apr 2011.
- [ 14 ] M.S. Okundamiya, A.N. Nzeako, “Influence of orientation on the performance of a photovoltaic conversion system in Nigeria”, Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 2011; 3: 1384-1390.
- [ 15 ] Liu, B.Y.H.; Jordan, R.C. “Daily insolation on surfaces tilted towards the equator”, Trans. ASHRAE, 1962, 53, 526-41.

- [16] M. Jamil Ahmad, G.N.TIWARI, "Optimization of tilt angle for solar collector to receive maximum radiation", *The Open Renewable Energy Journal*, 2009, 2, 19-24.
- [17] S. Armstrong, W.G. Hurley, "A new methodology to optimize solar energy extraction under cloudy conditions", *Renewable Energy* 2010; 35: 780–787.
- [18] K. ULGEN, "Optimum tilt angle for solar collectors, energy sources", Part A, 28:1171–1180, 2006.
- [19] S. Beringer, H. Schilke, I. Lohse, G. Seckmeyer, "Case study showing that the tilt angle of photovoltaic plants is nearly irrelevant", *Solar Energy* 2011; 85: 470–476.
- [20] P. Bajpai, V. Dash, N., K. Kishore, "Bi-annual Sun Tracking for Solar PV Module Support Structure :Study and Implementation", 16 National Power Systems Conference, 15-17 December, 2010, Indian Institute of Technology Kharagpur.
- [21] M. L. Louazene, D. Korichi, B. Azoui, "Optimization of global solar radiation of tilt angle for solar panels, location: Ouargla, Algeria", *Journal of Electrical Engineering*, Volume 13/2013- Edition: 1.
- [22] J. Kaldellis, K. Kavadias, D. Zafirakis, "Experimental validation of the optimum photovoltaic panels' tilt angle for remote consumers", *The Renewable Energy Journal*, 46 (2012) 179-191.
- [23] P. PETIT, "Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques", Thèse de Doctorat de l'Université de Metz, France, 06 juillet 2011.
- [24] F. Lasnier, T. G. Ang, "Photovoltaic Engineering Handbook", IOP Publishing Ltd. 1980. ISBN 0-85274-311-4.
- [25] A. Oi, "Design and simulation of photovoltaic water pumping system", Thèse de Doctorat, California Polytechnic State University San Luis Obispo, 2005.
- [26] A. M. Zaki, S. I. Amer, M. Mostafa, "Maximum power point tracking for PV system using advanced neural networks technique", *Electronics Research Institute (ERI), Dokki, Cairo, Egypt, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Volume 2, Issue 12, December 2012.
- [27] BP Solar BP SX150-150W Multi-crystalline photovoltaic Module Data sheet.
- [28] M. Angel Cid Pastor, "Conception et réalisation de modules Photovoltaïque électroniques", Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [29] F. Z. Zerhouni, M. Zegrar et A. Boudghene Stambouli, "Connexion directe source d'énergie renouvelable verte non polluante photovoltaïque à une charge", Département d'Electronique, Faculté de Génie Electrique Université des Sciences et

- de la Technologie Mohamed Boudiaf B.P. 1505, El M'Naouer, Oran, Algérie, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 12 N°4 (2009) 585 – 595.
- [ 30 ] K. Benlarbi, L. Mokrani, M. S. Nait-Said, “A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system ”, a LSPIE Laboratory, Electrical Engineering Department, Engineering Science Faculty, Batna University, 2004.
- [ 31 ] H.E.A. Ibrahim, Mahmoud Ibrahim, “Comparison between fuzzy and p&o control for mppt for photovoltaic system using boost converter”, Arab Academy for Science and Technology and marine transport, Cairo, Egypt, *Journal of Energy Technologies and Policy*, www.iiste.org, ISSN 2224-3232 (Paper) ISSN 2225-0573 (Online) Vol.2, No.6, 2012.
- [ 32 ] C. CABAL, “Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque”, Thèse de Doctorat de l'Université Toulouse III – Paul Sabatier, France, 15 Décembre 2008.
- [ 33 ] C. S. Chin, P. Neelakantan, H. P. Yoong, K. T. K. Teo, “Optimisation of fuzzy based maximum power point tracking in pv system for rapidly changing solar irradiance”, University Malaysia Sabah, Kota Kinabalu, Malaysia, *global journal of technology and optimization*, Volume 2, 2011.
- [ 34 ] G. Balasubramanian, S. Singaravelu, “Fuzzy logic controller for the maximum power point tracking in photovoltaic system”, Department of Electrical Engineering Annamalai University Annamalainagar-608 002, INDIA, *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887) Volume 41– No.12, March 2012.
- [ 35 ] M. AZZOUZI, “Comparaison between MPPT P&O and MPPT Fuzzy Controls in Optimizing the Photovoltaic Generator”, Faculty of Sciences and Technology Ziane Achour University of Djelfa, Algeria, *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, Vol. 3, No. 12, 2012.
- [ 36 ] A. Elgharbi, D. Mezghani, A. Mami, “A maximum power point tracking method based on artificial neural network for a PV system”, *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, Nov. 2012. ISSN: 2231-1963.
- [ 37 ] A. M. Zaki, S. I. Amer, M. Mostafa, “Maximum power point tracking for PV system using advanced neural networks technique”, *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Volume 2, Issue 12, December 2012.
- [ 38 ] M. Hatti, “Contrôleur flou pour la poursuite du point de puissance maximum d'un système photovoltaïque”, Centre de Recherche Nucléaire de Birine, Ain Oussera, Djelfa Algeria, JCGE'08 LYON, France, 16 et 17 décembre 2008.

- [ 39 ] K. Kassmi<sup>1</sup>, M. Hamdaoui<sup>1</sup> et F. Olivié, “Conception et modélisation d’un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique”, Université Mohamed Premier, Faculté des Sciences, Département de Physique, LEPAS, Oujda, Maroc, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°4 (2007) 451 – 462.
- [ 40 ] Subiyanto, Azah Mohamed, and Hussain Shareef, “Hopfield neural network optimized fuzzy logic controller for maximum power point tracking in a photovoltaic system”, National University of Malaysia, *International Journal of Photo energy* Volume 2012, Article ID 798361, 13 pages.
- [ 41 ] M. L. LOUAZENE, “Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla”, Thèse de magistère, université EL HADJ LAKHDAR – BATNA, 2008.
- [ 42 ] B. Molle, “Les stations de pompage individuelles pour l’irrigation”, juin 1996.
- [ 43 ] J. Royer, T. Djako, “Le pompage photovoltaïque”, Manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens, Université d’Ottawa, Canada, 1998.
- [ 44 ] 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.
- [ 45 ] M. MAKHLOUF, F. MESSAI, H. BENALLA, “Vectorial command of induction motor pumping system supplied by a photovoltaic generator”, Mentouri University of Constantine, Algeria, *Journal of Electrical Engineering*, VOL. 62, NO. 1, 2011, 3–10.
- [ 46 ] A. HAMIDAT, B. BENYOUCEF, “Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems”, *Renewable Energy* 33 (2008) 933–942.
- [ 47 ] 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.
- [ 48 ] A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Gharbi, “Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque”, *Rev. Energ. Ren.* Vol. 8 (2005) 19 – 26.
- [ 49 ] S. LABED. “Le pompage photovoltaïque et le développement des régions sahariennes ”, Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS) Ouargla - 12 et 13 décembre 2005. *Pompage Photovoltaïque* ‘*Rev. Energ. Ren.* Vol. 8 (2005) 19-26.
- [ 50 ] M. L. LOUAZENE, D. KORICHI, B. AZOUI, “Dimensionnement de système de pompage photovoltaïque application sur le site de Ouargla”, *The International*

- Conference on Electronics & Oil: From Theory to Applications March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria.
- [ 5 1 ] Ministère des ressources en eau, office national de l'assainissement, Vallée de Ouargla, "Etudes d'assainissement des eaux résiduaires", N°6029.01-RN058 Lausanne, le 12 août 2003.
- [ 5 2 ] M. KESSIRA, "Conception d'un projet d'irrigation", Direction Du Développement Agricole Dans Les Zones Arides Et Semi-arides, Algérie, ouvrage (2013).
- [ 5 3 ] [www.panellipumps.it](http://www.panellipumps.it)
- [ 5 4 ] R. MAROUANI, F. BACH, "A maximum power point tracking algorithm applied to a photovoltaic water pumping system", ELECTROMOTION 2009 – EPE Chapter 'Electric Drives' Joint Symposium, 1-3 July 2009, Lille, France
- [ 5 5 ] M. MAKHLOUF, F. MESSAI, H. BENALLA, "Vectorial command of induction motor pumping system supplied by a photovoltaic generator", Mentouri University of Constantine, Algeria. Journal of Electrical Engineering, VOL. 62, NO. 1, 2011, 3–10.
- [ 5 6 ] A. DJAFOUR, "Etude d'une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne", Thèse de magistère, université de Ouargla, 2000.
- [ 5 7 ] B. Azoui et M. Djarallah, "Dimensionnement et expérimentation d'un système photovoltaïque de pompage d'eau utilisant un moteur à aimants permanents sans balais collecteur", Journée d'Etude sur l'Energie Solaire, Mardi 01 mars 2005, Bejaia.
- [ 5 8 ] M. James Case E. Edward Denny, "A novel approach to photovoltaic powered water pumping design", University of Johannesburg, Johannesburg, South Africa, 2008 13th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC 2008).

## Annexe - A -

### Programme de la simulation – Chapitre 2

- Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle et l'inclinaison optimal d'un panneau solaire sur une surface inclinée.

```

clear;
% Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface
inclinée
% Inclinaison optimal d'un panneau solaire
for k=1:1:12
% La durée d'insolation moyenne journalière (mesurée).
x=[7.98 8.41 8.32 9.32 9.40 9.37 10.64 10.40 8.90 8.29 8.28 6.82];
y=[17 47 75 105 135 162 198 228 258 288 318 344];%Le numéro de jour type du
mois.
j=1; S=x(j,k); n=y(j,k); G=1367;L=31.96*pi/180; q=0.35;
Hil_max=0;
c=1+0.033*cos(2*pi*n/365);
g=23.45*sin(2*pi*(284+n)/365);% La déclinaison
g1=g*pi/180;
w1=acos(-tan(L)*tan(g1));
% H0 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère
H0=(24*c*G/pi).*(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(g1).*sin(L));
S0=(2/15)*w1*180/pi;%La durée astronomique du jour (calculer)
Q=S./S0% Le taux d'insolation
K=0.3+0.43*Q; H=K.*H0;
Hannuelle=(365/12)*sum(H)
Kd=0.91-0.98*K;
Hd=(0.91-0.98*K).*H;
for B=-10:1:90;
Bl=B*pi/180;
w2l=acos(-tan(L-Bl).*tan(g1));
x=[w1; w2l];
w3l=min(x);
%R: Le facteur de conversion
R=(cos(L-Bl).*cos(g1).*sin(w3l)+w3l.*sin(L-
Bl).*sin(g1))./(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(L).*sin(g1));
Hil=(H-Hd).*R+Hd.*(1+cos(Bl))/2+H*q.*(1-cos(Bl))/2;
if Hil > Hil_max;
Hil_max =Hil;
B_op=Bl*180/pi;
end
end
Hio=Hil_max %Hio:Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle
pour une inclinaison optimale
Bopt=B_op; %Bopt: Inclinaison optimal d'un panneau solaire
end
P=[6102.4+6183.7+5996.8+6405.9+6631.4+6769.4+7113.1+6785.3+6140.9+6002.5+61
95+5439]*(365/12)
%2304.5*10^3

```

- Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle pour l'inclinaison saisonnière

```

clear;clc;
% Inclinaison saisonnière d'un panneau solaire
%S1=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12];
% La durée d'insolation moyenne journalière (mesurée).
%S=[7.98 8.41 8.32 9.32 9.40 9.37 10.64 10.40 8.90 8.29 8.28 6.82];
%V=[6.82 7.98 8.41]; Période de L'hiver
P=[8.32 9.32 9.40]; Période du printemps
%E=[9.37 10.64 10.40]; Période de L'été
%A=[ 8.90 8.29 8.28]; Période de L'automne
S=P;G=1367;L=31.96*pi/180;
%nv=[344 17 47];
np=[75 105 135];
%ne=[162 198 228];
%na=[258 288 318];
n=np; q=0.35; B=L;
c=1+0.033*cos(2*pi*n/365)
g=23.45*sin(2*pi*(284+n)/365);
g1=g*pi/180;
w1=acos(-tan(L)*tan(g1));
H0=(24*c*G/pi).*(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(g1).*sin(L));
S0=(2/15)*w1*180/pi; Q=S./S0; K=0.3+0.43*Q; H=K.*H0;
Hannuelle=(365/12)*sum(H);
Kd=0.91-0.98*K;
Hd=(0.91-0.98*K).*H;
w2=acos(-tan(L-B).*tan(g1));
x=[w1; w2];
w3=min(x);
R=(cos(L-B).*cos(g1).*sin(w3)+w3.*sin(L-B)
.*sin(g1))./(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(L).*sin(g1));
Hd=(0.91-0.98*K).*H;
Hio=(H-Hd).*R+Hd.*(1+cos(B))/2+H*q.*(1-cos(B))/2
Hioannuelle=(365/12)*sum(Hio);
%Les angles saisonnières optimales
%58.33 17.66 0 45
Bl=17.66*pi/180;
w2l=acos(-tan(L-Bl).*tan(g1));
x=[w1; w2l];
w3l=min(x);
R=(cos(L-B).*cos(g1).*sin(w3l)+w3l.*sin(L-
Bl).*sin(g1))./(cos(L).*cos(g1).*sin(w1)+w1.*sin(L).*sin(g1));
Hil=(H-Hd).*R+Hd.*(1+cos(Bl))/2+H*q.*(1-cos(Bl))/2
Hilannuelle=sum(Hil);
% Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle pour une
inclinaison saisonnière
%v=[5428.7 6098 6150]
%p=[5772.4 6406 6457]
%e=[6733.7 7100.5 6711.1]
%a=[5979.1 6000 6053.1]
%W=(365/12)*[5428.7+6098+6150+5772.4+6406+6457+6733.7+7100.5+6711.1+5979.1+
6000+6053.1]=2277.9kW
%plot(H);
%plot (S1,Hio,S1,Hil)
%x=[61 60 51];mean(x)

```

## Annexe - B -

### Programme de la simulation du GPV muni d'un MPPT par trois techniques (LF, RNA, P et O) – Chapitre 3

```

clear all; clc;close all;
%% panneaux solar sp module
Iscn =4.75;           %Nominal short-circuit courant [A]
Vocn =43.5;          %Nominal array open-circuit voltage[v]
Imp = 4.35;          %Array current @ maximum power point [A]
Vmp = 34.5;          %Array Voltage @ maximum power point [v]
Pmax_e = Vmp*Imp;    %Array maximum power [W]
Kv = -0.16;          %Voltage/temperature coefficient [V/K]
Ki = 0.65e-3;        %Current/temperature coefficient [A/K]
Ns = 72;             %Number of series cells
Tn = 298.15;         %module temperature[k]
Gn=1000;             %Irradiance
%% parametrs module
%Sans MPPT
Npp=1;Nss=1;
% converter Boost
L=300*10^-6;Ce=2200*10^-6;Co=200*10^-6;Rs=50;
%Vo=12;
%% Constants
k = 1.3806503e-23;   %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19; %la charge [C]
a = 1;% Diode constant
%% Algorithm parameters
%Increment of Rs
Rsinc = 0.05;
%Maximum tolerable power error
tol = 0.001;
%Maximum number of interactions for each value of "a"
nimax = 50;
%Voltage points in each interaction
nv = 50;
%% Adjusting algorithm
% Reference values of Rs and Rp
Rs_max = (Vocn - Vmp)/ Imp; Rp_min = Vmp/(Iscn-Imp) - Rs_max;
% Initial guesses of Rp and Rs
Rs = 0; Rp = Rp_min;
% The model is adjusted at the nominal condition
T = Tn;G = Gn;
Vtn = k * Tn / q;      %Thermal junction voltage (nominal)
Vt = k * T / q;        %Thermal junction voltage (current
temperature)
%Ion = Iscn/(exp(Vocn/a/Ns/Vtn)-1); % Nominal diode saturation current
%Io = Ion;
perror = Inf; %dummy value
% Iterative process for Rs and Rp until Pmax,model = Pmax,experimental
ni = 0;
while (perror>tol) && (Rp > 0) && (ni < nimax)
ni = ni + 1;
% Temperature and irradiation effect on the current

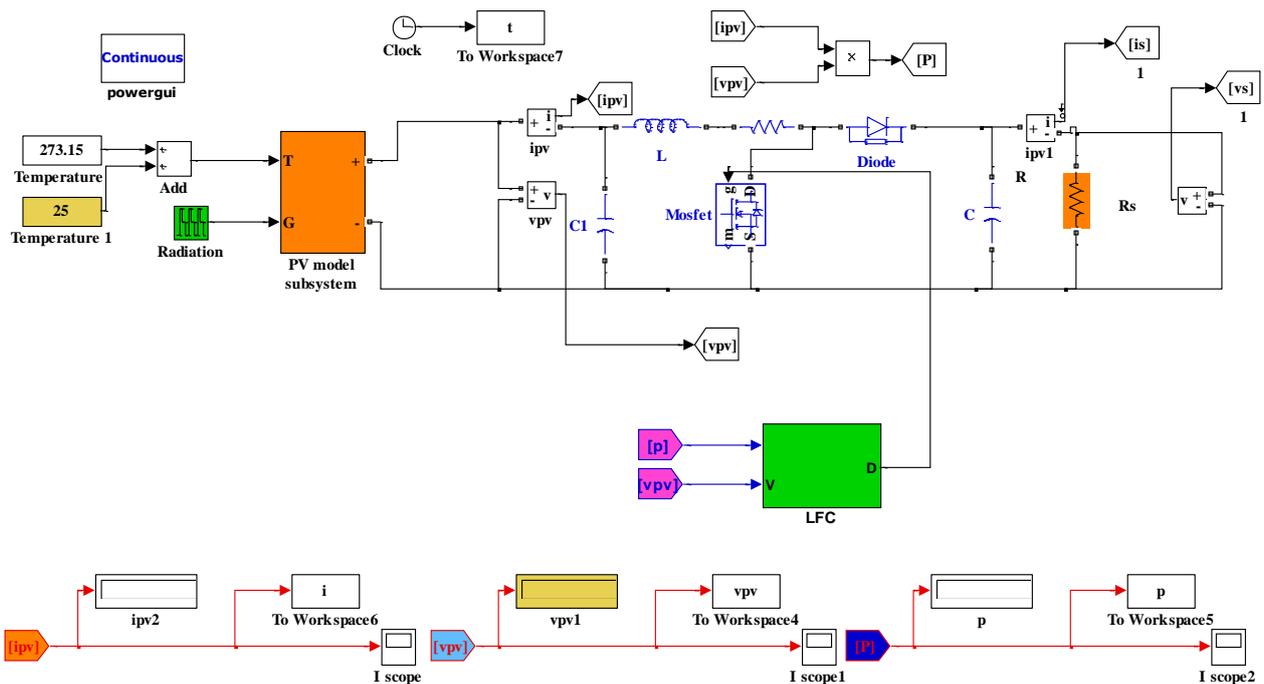
```

```

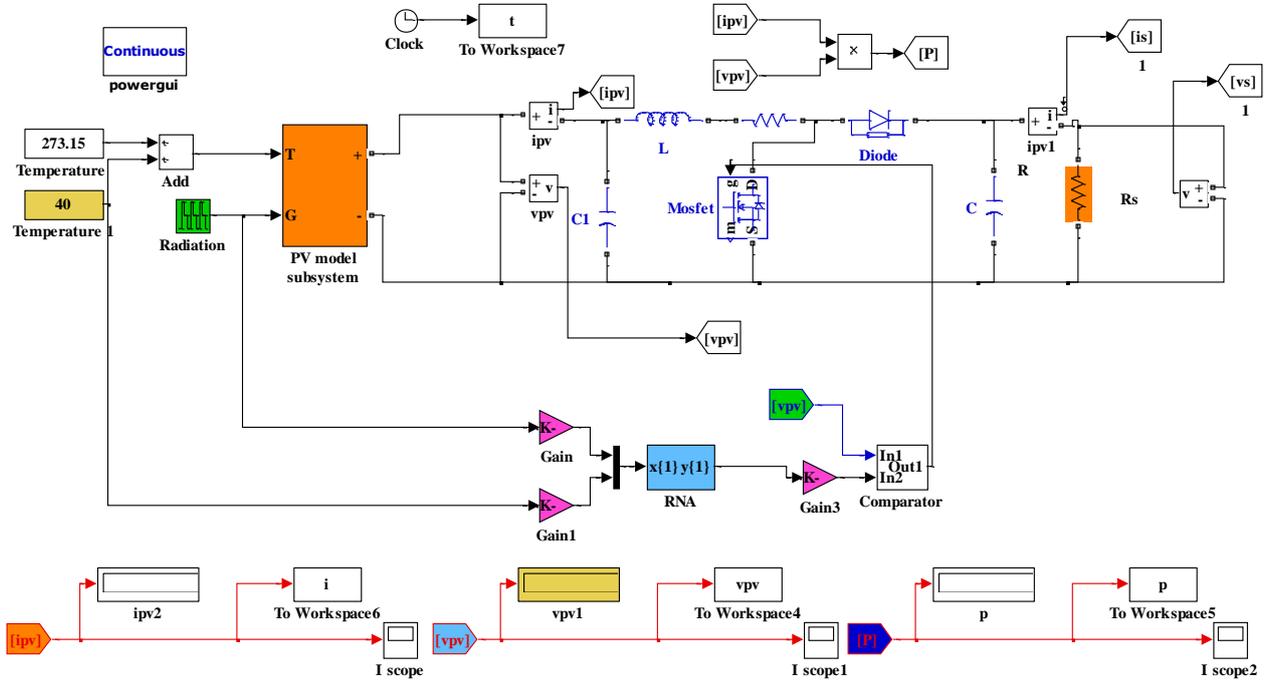
dT = T-Tn;
Ipn = (Rs+Rp)/Rp * Iscn;           % Nominal light-generated current
Ipv = (Ipn + Ki*dT) *G/Gn;         % Actual light-generated current
Isc = (Iscn + Ki*dT) *G/Gn;       % Actual short-circuit current
Io = (Ipv - Vocn/Rp) / (exp(Vocn/Vt/a/Ns)-1); %%
% Increments Rs
Rs = Rs + Rsinc;  Rp_ = Rp;
Rp = Vmp*(Vmp+Imp*Rs) / (Vmp*Ipv-Vmp*Io*exp((Vmp+Imp*Rs)/Vt/Ns/a)+Vmp*Io-
Pmax_e);
% Solving the I-V equation for several (V,I) pairs
clear V
clear I
V = 0:Vocn/nv:Vocn;               % Voltage vector
I = zeros(1,size(V,2));           % Current vector
for j = 1 : size(V,2) %Calculates for all voltage values
% Solves g = I - f(I,V) = 0 with Newton-Raphson
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
while (abs(g(j)) > 0.001)
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
glin(j) = -Io*Rs/Vt/Ns/a*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-Rs/Rp-1;
I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);
end
end % for j = 1 : size(V,2)
% Calculates power using the I-V equation
P = (Ipv-Io*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/Rp).*V
Pmax_m = max(P);
perror = (Pmax_m-Pmax_e);
end % while (error>tol)

```

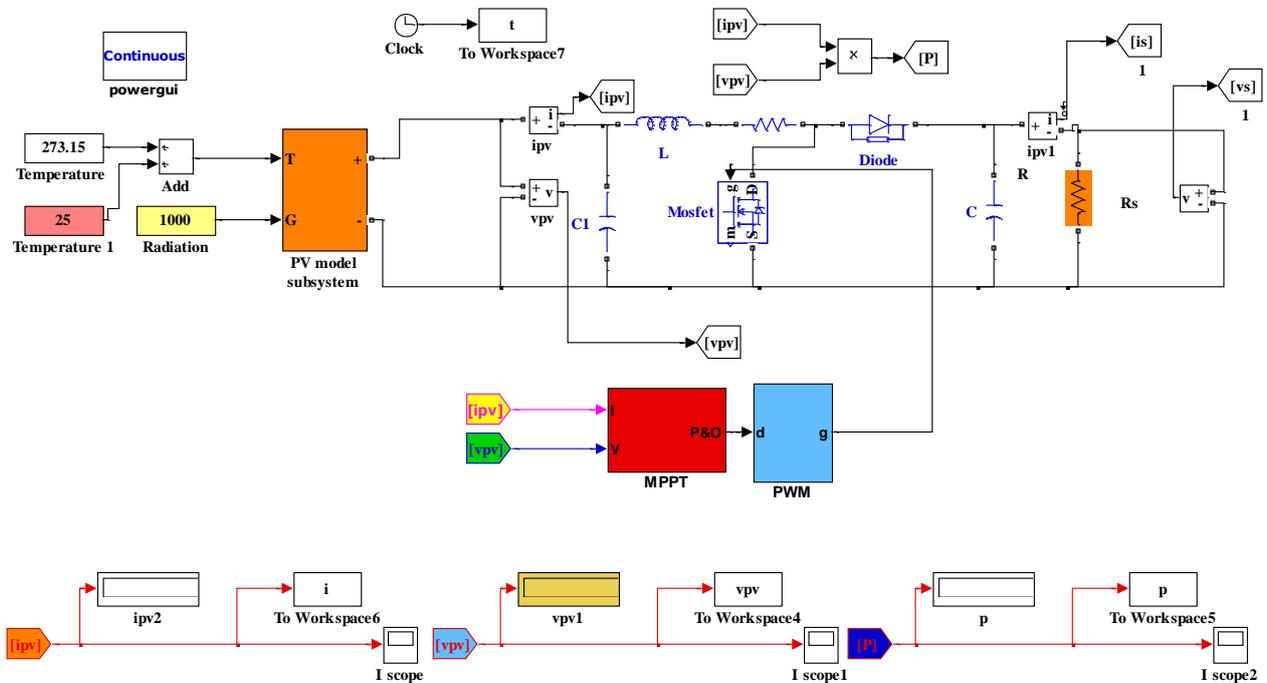
### ➤ Le schéma bloc de simulation du logique flux



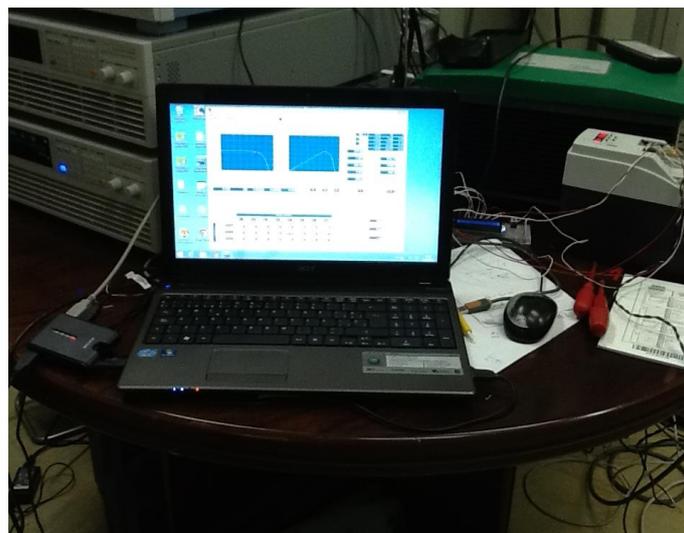
➤ Le schéma bloc de simulation de Réseaux de Neurones Artificiels



➤ Le schéma bloc de simulation de Perturbe et Observe



## Annexe - C – Laboratoire du pompage photovoltaïque – Chapitre 4



## ملخص

يكتسب الماء أهمية من كونه عصب الحياة وبدونه لا تقوم الحياة وصدق الله العظيم إذ يقول « وجعلنا من الماء كل شيء حي » أضف إلى ذلك أن متطلبات التنمية التي تشهدها دول العالم والطفرة السكانية المتنامية والتوسع العمراني والصناعي و خاصة القطاع الزراعي الذي يمثل المستهلك الرئيسي للمياه، كلها عوامل تقتضي توفر كميات كافية من المياه من شأنها تعزيز استمرارية التنمية الشاملة. ومع قلة الأمطار خاصة في المناطق الصحراوية فإن الزراعة تعتمد اساسا على مياه الآبار في السقي والتي تعمل بواسطة أنظمة ضخ كهربائية.

هذا البحث هو عبارة عن دراسة تقنية للمساهمة في الاستغلال الأمثل لنظام ضخ يعمل بواسطة الطاقة الشمسية (النظيفة) واستخدامه في المجال الزراعي. ولبلوغ هذا الهدف قمنا بدراسة التقنيات التي يجب ادخالها على النظام الكهروضوئي لنستغل أقصى قدر من الطاقة التي توفرها الألواح الشمسية للحصول على الكفاءة القصوى. ومن ناحية ثانية رفع كفاءة استخدام مياه السقي وذلك بإدخال أنظمة الري الحديثة لتحل محل الطرق التقليدية وذلك باعتبارها تقنية ناجحة وفعالة يسهل من خلالها التحكم في كمية المياه المستعملة.

للقيام بهذه الدراسة اخترنا كنموذج ولاية ورقلة، تقع هذه الأخيرة في جنوب الجزائر وتتربع على مساحة شاسعة تقدر بـ 163.233 كم<sup>2</sup> و بها الكثير من المناطق المعزولة غير الموصولة بالشبكة الكهربائية. كما تتوفر ولاية ورقلة على مخزون هام من المياه الجوفية يمكن الوصول إليه على بضعة أمتار، وتتمتع أيضا بطاقة شمسية يزيد معدلها على 2263 كيلواط ساعي للمتر المربع الواحد في السنة.

ان الدراسة اظهرت لنا ان الاستغلال الأمثل لنظام الري الكهروضوئي يساهم في تقليل التكلفة العامة للمشروع ويرفع من نسبة استخدامه، حيث يجعل إمكانية إنتاج الطاقة والوصول إلى الماء متاح على جميع مناطق الولاية الشيء الذي يساهم في تنمية اقتصادها ويوفر الاستقرار لسكانها.

## Résumé

L'eau est parmi les plus importants éléments essentiels et indispensables à la vie. Ajouter à cela les exigences du développement, de l'urbanisation, de la croissance démographique, et de l'expansion industrielle. C'est en particulier pour le secteur agricole, qui est le principal consommateur d'eau. Tous ces facteurs nécessitent la disponibilité de quantités suffisantes d'eau pour améliorer la continuité du développement global. Avec le manque de pluie, en particulier dans les zones désertiques, l'agriculture dépend principalement des systèmes de pompes électriques pour l'irrigation.

Ce travail recherche est une étude technique pour contribuer à l'optimisation des systèmes de pompage fonctionnant à l'énergie solaire (propre) et utilisés dans le domaine de l'agriculture.

Pour atteindre nos objectifs, nous avons étudié des techniques qui doivent être entrées sur un système photovoltaïque pour avoir l'énergie maximale fournie par les panneaux solaires. D'autre part, optimisé l'exploitation de l'eau d'irrigation par l'utilisation des systèmes d'irrigation modernes à la place des méthodes traditionnelles. Ces méthodes ont prouvé leur efficacité et rend plus facile de contrôler la quantité d'eau utilisée.

Pour réaliser cette étude, nous avons choisi comme modèle, la zone de Ouargla. Elle s'entend sur une grande superficie de 163.233 km<sup>2</sup> où on trouve beaucoup d'endroits isolés non connecté au réseau électrique (classique). Cette région dispose également d'une grande réserve d'eau souterraine à quelques mètres du sol. Aussi l'énergie solaire annuelle dépasse les 2263 kWh au m<sup>2</sup>.

Nous avons montré que l'utilisation optimale des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation contribue à réduire le coût global du projet et d'accroître le taux d'utilisation. Ce qui rend la possibilité de production d'énergie et l'accès à l'eau plus disponible sur tout le territoire de la région. Cela contribue au développement de l'économie et fournie la stabilité à la population.