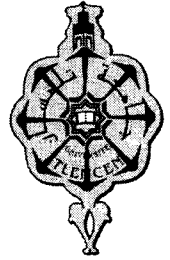


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Université Abou Bekr Belkaïd
Faculté des Sciences
Département de Physique



Mémoire De Master en Physique

Option : Energétique et Matériaux

Thème

ADAPTATION D'UN SYSTEME DE POMPAGE
PHOTOVOLTAÏQUE POUR
TROIS CULTURES DIFFÉRENTES A TLEMCCEN

Présenté par :
Mr Chekroun Mohammed Akram

Devant le jury composé de :

Encadreur :	A.Zerga	M.C.A, Université de Tlemcen
Président :	R.Saim	M.C.A, Université de Tlemcen
Examineurs :	K. Rahmoun	M.C.A, Université de Tlemcen
	A. Benyoucef	M.C.B, Université de Tlemcen

Année universitaire : 2010 – 2011

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : Description des systèmes photovoltaïques	
I- Introduction.....	3
I- 1. Le silicium.....	3
I- 1.1. Caractéristiques.....	3
I- 1.4. Production industrielle du silicium.....	7
I- 2. Cellule photovoltaïque.....	12
I- 2.2. Principe de fonctionnement.....	13
I- 2.3. Technique de fabrication.....	14
I- 2.4. Utilisation.....	18
I- 3. Module solaire.....	21
I- 3.1. Caractéristiques.....	21
I- 4. Le panneau solaire photovoltaïque.....	25
I- 4- 2-Caractéristique I(v).....	26
I- 4- 3-Effet de l'éclairement sur le panneau solaire.....	27
I- 4- 4-Effet de la température sur le panneau solaire.....	27
I- 4- 6-Association des panneaux solaires photovoltaïques sans batteries jusqu'à 1000 Volts.....	29
I- 5-Orientation des panneaux solaires.....	31
I- 5-1-Définition du paramètre "Rendement de positionnement.....	31
I- 5-2-Calcul de R.....	32
I- 5-3-Calcul de la moyenne de R, rendement de positionnement Sur l'année.....	32
I- 6-Conclusion.....	33

CHAPITRE II : Rayonnement solaire

II-1-Introduction.....	35
II-2-Les coordonnées solaires.....	35
II-3-Déclinaison solaire.....	35
II-4-Rotation de la terre-temps solaire.....	36
II-5-Angle horaire.....	38
II-6-Position du soleil.....	38
II-7-Repérage d'un site.....	39
II-8-Angle d'incidence	40
II-9-Durée d'ensoleillement d'un capteur.....	41
II-10-Durée du jour.....	42
II-11-Puissance solaire reçue par la terre.....	45
II-12-Modélisation d'énergie incidente.....	47
II-13-Conclusion.....	51

CHAPITRE III : Modélisation des systèmes de pompage photovoltaïque

III-Introduction.....	52
III-1-1-La pompe volumétrique.....	52
III-1.2. La pompe centrifuge.....	54
III-2-Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques.....	59
III-3-Les types de moteurs.....	61
III-4-Avantages et inconvénients des moteurs.....	65
III-5-Couplage générateur PV – Groupe de pompage.....	66
III-5-1-Adaptateur de charge (moteur continu).....	68
III-5-2-L'onduleur (moteur alternatif).....	68

III-6-Rendement du groupe Motopompe–Générateur PV.....	69
III-7-Conclusion.....	71

CHAPITRE IV : Dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque

IV-Introduction.....	72
IV-2-Un système photovoltaïque avec batterie.....	72
IV-3-Les systèmes photovoltaïques sans batterie.....	77
IV-4-Calcul de l'énergie quotidienne requise.....	78
IV-5-Les convertisseurs d'énergie.....	80
IV-6-Estimation des besoins en eau.....	81
IV-7-Dimensionnement du système photovoltaïque.....	82
IV-8-Dimensionnement de la conduite d'eau.....	83
IV-9-Distribution de l'eau.....	84
IV-10-Réseau de distribution de l'eau.....	84
IV-11-Dimensionnement du réservoir.....	85
IV-13-Points importants à considérer lors du choix d'une pompe solaire.....	87
IV-14-Conclusion.....	87

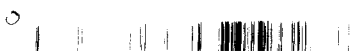
CHAPITRE V : Analyse économique des coûts des systèmes de pompage photovoltaïque

V-1-Introduction.....	89
V-2-Calcul du coût de la pompe solaire.....	89
V-3-Coûts initiaux.....	90
V-4-Évaluation des coûts du système de pompage.....	91
V-5-Estimation des besoins en eau des cultures.....	92
V-9-Conclusion.....	99

CONCLUSION GENERALE.....	92
BIBLIOGRAPHIE.....	94



INTRODUCTION GENERALE



INTRODUCTION GENERALE :

Plusieurs populations dans le monde affrontent des grands problèmes pour couvrir l'approvisionnement en eau potable et l'irrigation dans les zones rurales et désertiques, spécialement dans les pays en voies de développement. Afin de contribuer à un équilibre régional de développement, notre pays a fourni des grands efforts pour développer ces régions désertiques et isolées. La préservation des écosystèmes dans ces régions ne peut être obtenue qu'avec la fixation de la population dans leurs régions par les moyens de l'amélioration et le développement de leur niveau de vie. Ce développement socio-économique de ces régions est très lié à deux facteurs principaux qui sont la présence de l'eau et la disponibilité de l'énergie.

En effet, la consommation mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution en essayant d'adapter les sources d'énergie classiques à des critères très sévères.

L'utilisation de l'énergie solaire, en particulier l'énergie photovoltaïque, pour le pompage de l'eau est bien adaptée pour la plus part de ces régions arides et semi-arides en raison de l'existence dans ces régions d'un potentiel hydraulique souterrain peu profond, inférieurs à 30 mètres dans la majorité des zones désertiques sahariennes, et un grand potentiel énergétique solaire, supérieur à 6KWh /m² sur une surface inclinée à la latitude du lieu.

Cette énergie solaire a l'avantage d'être présente et propre contrairement à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ces besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage.

Généralement un système de pompage photovoltaïque est constitué :

- D'un générateur, constitué de modules photovoltaïques; eux-mêmes constitués de cellules au Silicium mono ou polycristalin.
- D'un groupe électro- pompe, qui se décompose en deux parties : le moteur immergé ou émergé et une pompe généralement centrifuge multicellulaire.

- D'une tuyauterie amont et aval.

D'autres éléments peuvent être associés à ce système, et qui dépendent de sa technique de conception ; tels que :

- Un équipement électronique (système de commutation, onduleur,etc.).
- Un équipement de stockage (accumulateurs, réservoirs,etc.).

De point de vue conception, le système de pompage peut être distingué suivant le type du moteur d'entraînement (moteur à courant continu à balais, moteur à courant continu sans balais et moteur à courant alternatif) et la manière de stockage (électrique ou hydraulique). Pour les systèmes CC, trois types peuvent être utilisés. Le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe moto- pompe. Le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries. Il est rarement utilisé. Le troisième système est composé d'un générateur PV couplé à une moto- pompe CC à travers un convertisseur CC/CC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Pour les systèmes AC, deux types peuvent être utilisés. Le premier système est composé d'un générateur PV couplé à une moto- pompe AC à travers un convertisseur CC/AC et la deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries. Il est rarement utilisé.

Pour éviter un coût supplémentaire de l'installation, la plus part des systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au 'fil du soleil' où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur sans stockage d'énergie. Cet arrangement est bien adapté aux charges non critiques telles que les pompes, qui ne nécessitent pas une opération continue durant toute la journée. Elles commencent généralement à débiter vers 8h et fonctionnent à leur maximum de 11h à 13h et s'arrêtent vers 17h, soit environ 8 heures de fonctionnement par jour.

Dans le premier chapitre, nous avons évoqué le panneau solaire photovoltaïque; à savoir sa fabrication, ses différents composants, associations en série, en parallèle des modules solaires et ces caractéristiques.

Ensuite, nous avons décrit l'effet de l'éclairement et de la température sur les panneaux solaires ; ainsi on a cité l'orientation et le rendement de positionnement.

Dans un second chapitre, nous avons présenté les paramètres essentiels pour l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

Pour le chapitre 3, nous avons présenté les différentes pompes utilisées pour le pompage photovoltaïque et les types de moteurs ; ainsi on a évoqué l'onduleur et rendement du groupe motopompe générateur PV.

Enfin dans le dernier chapitre, nous avons présenté le dimensionnement simple, les besoins en eau et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques avec batterie et sans batterie. Ensuite, nous avons opté pour un calcul des besoins en énergie et en eau pour la culture d'un hectare de tomates sur le site de Tlemcen.

CHAPITRE I

Description des systèmes photovoltaïques



I-Introduction :

Dans ce premier chapitre, nous abordons les notions de base liées à la compréhension de certains mécanismes physiques, technologiques intervenant dans la fabrication du matériau, de la cellule, des modules et des panneaux.

I-1- Le silicium

Le silicium est un élément chimique de la famille des cristallogènes, de symbole Si et de numéro atomique 14 [4].

C'est l'élément le plus abondant dans la croûte terrestre après l'oxygène, soit 25,7 % de sa masse. Il n'existe pas à l'état libre, mais sous forme de composés : sous forme de dioxyde de silicium (SiO_2), la silice (dans le sable, le quartz, la cristobalite, etc....) ou d'autres silicates (dans les feldspath, la kaolinite, etc....)

Il est utilisé depuis longtemps sous forme d'oxyde de silicium amorphe (silice ou SiO_2) comme composant essentiel du verre. Il a de nouveaux usages en électronique, pour la production de matériaux tels que les silicones ou pour fabriquer des modules solaires photovoltaïques.

Le nom dérive du latin *silex*, *silicis* ; qui signifie caillou ou silex .

I-1-1Caractéristiques

Les cristaux de silicium sont gris à noirs, en forme d'aiguille ou d'hexaèdres (forme cubique). La phase amorphe est une poudre marron foncée [4].

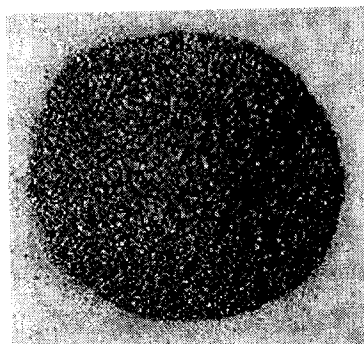


Figure.1 : Poudre de silicium

Le silicium est un semi-conducteur, sa conductivité électrique est très inférieure à celle des métaux. Il est quasi insoluble dans l'eau. Il est attaqué par l'acide fluorhydrique (HF) ou un mélange acide fluorhydrique/acide nitrique (HNO_3) en fonction de la phase. Le silicium présente des reflets métalliques bleutés, mais n'est pas du tout aussi ductile que les métaux.

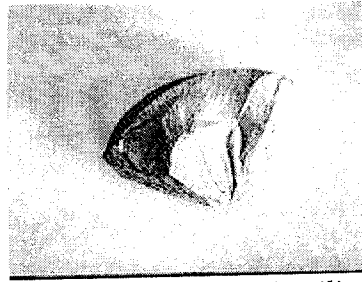


Figure.2 : Polycristal de silicium

Il existe trois isotopes naturels du silicium: ^{28}Si (92,18 %), ^{29}Si (4,71 %) et ^{30}Si (3,12 %). Il existe également des isotopes artificiels instables : ^{25}Si , ^{26}Si et ^{27}Si qui sont émetteurs β^+ , ainsi que ^{31}Si à ^{34}Si qui sont émetteurs β^- .

I-1-2-Cristallographie

Le silicium a une structure de type « diamant », forme dérivée de la structure cubique faces centrées (cfc), avec un paramètre de maille de 0,543071 0 nm.

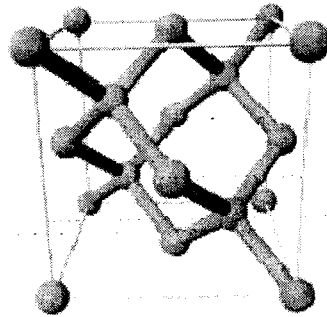


Figure.3 : Maille élémentaire de type diamant du silicium

I-1-3Utilisations

a. Alliages Aluminium-Silicium

La principale utilisation du silicium en tant que corps simple est comme élément d'alliage avec l'aluminium. Les alliages Aluminium-Silicium (AS ou série 40000 *suivant NF EN 1780-1*) sont utilisés pour l'élaboration de pièces moulées, en particulier pour l'automobile (par exemple jantes en alliage) et l'aéronautique (par exemple éléments de moteurs électriques embarqués). Les alliages Aluminium-Silicium représentent à peu près 55 % de la consommation mondiale de silicium.

b. Synthèse des silicones

La synthèse des silicones représente également une utilisation importante du silicium (environ 40 % de la consommation). Ces polymères $[(CH_3)_2SiO]_n$ sont utilisés dans des mastics pour joint, des graisses résistantes à l'eau ou conductrices de la chaleur, les poudres lessiviellles ou les shampoings conditionneurs, etc.

c. Semi-conducteur

Les propriétés de semi-conducteur du silicium ont permis la création de la deuxième génération de transistors, puis les circuits intégrés (les « puces »). C'est aujourd'hui encore l'un des éléments essentiels pour l'électronique, notamment grâce à la capacité technologique actuelle permettant d'obtenir du silicium pur à plus de 99,999 99 % (tirage Czochralski, zone fondue flottante).

La magie de la lithographie sur silicium : les productions commerciales courantes (2007) de circuit intégré réalisent la prouesse d'une finesse de gravure de 45 nm sur des plaques de 30 cm (12 pouces, la taille d'un disque 33 tours). Ce qui permettrait de graver 600 millions de sillons (soit un disque de 20 millions de minutes, environ 40 ans de musique, ou bien de l'ordre de 20 milliards de chansons au format numérique Ogg Vorbis).

d. Photovoltaïque

En tant que semi-conducteur, le silicium est aussi l'élément principal utilisé pour la fabrication de cellules solaires photovoltaïques. Celles-ci sont alors montées en panneaux solaires pour la génération d'électricité.

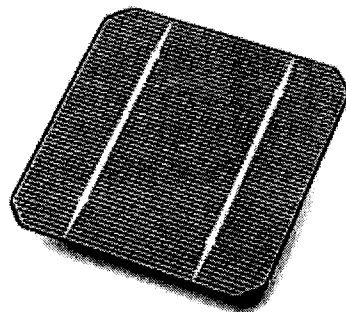


Figure.4 : Cellule photovoltaïque en silicium.

e. Composants mécaniques

Le silicium présente à l'état pur des caractéristiques mécaniques élevées qui le font utiliser pour la réalisation de petites pièces destinées à certains

micromécanismes et même à la fabrication de ressorts spiraux destinés à des montres mécaniques haut de gamme.

f. Micro et nanostructure

Du fait de la performance des procédés de gravure et de formation de forme avec le silicium, le silicium est utilisé pour :

- la formation de silicium nanoporeux pour dissocier l'hydrogène de l'oxygène de molécule d'eau dans les piles à combustibles,
- la formation de nanopics sur une surface de silicium par Gravure Ionique Réactive (RIE) en vue de relier des puces de semiconducteur.

g. Composés

Outre les propriétés du silicium élémentaire, de nombreux composés du silicium possèdent des applications. Parmi les plus connus :

- La silice se trouve dans la nature sous forme compacte (galets, quartz filonien par exemple), ou sous forme de sable plus ou moins fin. On l'obtient aussi industriellement, sous forme pulvérulente. Elle a de nombreux usages.
- Le verre est fabriqué depuis des millénaires en faisant fondre du sable principalement composé de SiO_2 avec du carbonate de calcium CaCO_3 et du carbonate de sodium Na_2CO_3 . Le verre peut être amélioré par différents additifs. Le sable de silice est un des composants des céramiques.
- Le quartz forme de superbes cristaux, est utilisé comme matériau transparent, plus résistant à la chaleur que le verre (ampoule de lampes halogènes). Il est également beaucoup plus difficile à fondre et à travailler.
- La silice intervient aux côtés du carbone dans la fabrication des pneumatiques économes en énergie.
- La silice très fine est utilisée comme constituant d'adjuvants pour les bétons à haute performance.
- Le ferro-silicium, le silico-calcium, sont utilisés comme éléments d'addition dans l'élaboration de l'acier ou de la fonte.
- Le carbure de silicium possède une structure cristalline analogue à celle du diamant ; sa dureté en est très proche. Il est utilisé comme abrasif ou sous forme céramique dans les outils d'usinage.
- Le silicate de calcium CaSiO_3 est un des composants des ciments.

Il faut signaler, pour éviter une fréquente erreur de traduction depuis l'anglais, que l'anglais silicon signifie silicium, tandis que silicone correspond bien au silicone. De son côté, « silica » désigne la silice.

I-1-4-Production industrielle du silicium

Le silicium n'existe pas naturellement à l'état libre sur la Terre, mais il est très abondant sous forme d'oxydes, par exemple la silice ou les silicates. Le silicium est extrait de son oxyde par des procédés métallurgiques, et son niveau de pureté dépend de son utilisation finale [4].

Pureté du silicium

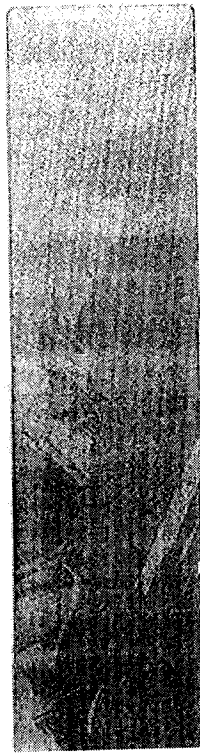


Figure.5 : Barreau de silicium de qualité solaire.

On distingue trois niveaux de pureté du silicium, désignés en fonction de l'utilisation :

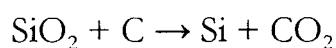
- Silicium métallurgique (pureté 99 %), noté MG-silicium (en anglais : metallurgical grade),
- Silicium de qualité solaire (pureté 99,999 9 %), noté SoG-silicium (solar grade),

- Silicium de qualité électronique (pureté 99,999 999 99 %), noté EG-silicium (electronic grade).

a. Production du silicium métallurgique

On place dans un creuset en quartz une quantité de silicium correspondant sensiblement au poids du monocristal à obtenir. Ensuite, on ajoute le dopant donneur. Aucune impureté ne doit perturber la cristallisation et l'opération doit donc se dérouler dans une enceinte hermétiquement close, d'une propreté « chirurgicale », et dans une atmosphère neutre, ou sous vide.

Pour obtenir du silicium libre (parfois appelé improprement « silicium métal » pour le distinguer du ferrosilicium), il faut le réduire. Industriellement, cette réduction s'effectue par électrométallurgie, dans un four à arc électrique ouvert dont la puissance peut aller jusqu'à environ 30 MW. La réaction globale de principe est une réaction de carboréduction :



La réalité est plus complexe, avec des réactions intermédiaires conduisant par exemple à la formation de SiC, de SiO (instable).

En pratique, le silicium est introduit sous forme de morceaux de silice (galets, ou morceaux de quartz filonien), en mélange avec des réducteurs tels que le bois, le charbon de bois, la houille, le coke de pétrole. Compte tenu des exigences de pureté des applications finales, la silice doit être relativement pure (faible teneur en oxyde de fer en particulier), et les réducteurs soigneusement choisis (houille lavée par exemple).

Le mélange est déversé dans un creuset de plusieurs mètres de diamètre, où plongent des électrodes cylindriques en carbone (trois le plus souvent) qui apportent la puissance électrique et permettent d'atteindre les très hautes températures dont les réactions recherchées ont besoin (autour de 3 000 °C dans la région de l'arc électrique, à la pointe des électrodes).

Le silicium obtenu est recueilli dans des « poches », à l'état liquide, grâce à des orifices pratiqués dans le creuset. Il est ensuite affiné dans ces poches, par injection d'air pour oxyder l'aluminium et le calcium. Puis il est séparé du « laitier » (oxydes produits au cours des différentes étapes du procédé et entraînés avec le silicium) avant d'être solidifié :

- soit par coulée en lingotières ou sur une surface plane,

- soit par granulation à l'eau (le silicium liquide est alors versé dans de l'eau et les gouttes de silicium se solidifient en petits granules : opération relativement délicate).

Les réactions intermédiaires conduisant à la réduction du silicium produisent aussi une très fine poussière de silice amorphe, qui est entraînée par les gaz chauds (essentiellement air et dioxyde de carbone) émis par le four. Dans des installations modernes, ces gaz sont filtrés pour recueillir cette poussière de silice amorphe, qui est utilisée comme élément d'addition dans les bétons à haute performance.

Selon les applications, le silicium est utilisé sous forme de morceaux (production des alliages aluminium-silicium) ou sous forme de poudre obtenue par broyage (production des silicones).

Le silicium pour électronique est obtenu à partir du silicium électrométallurgique, mais nécessite une étape chimique (purification réalisée sur des silanes) puis un ensemble de purifications physiques, avant le tirage des monocristaux.

b. Préparation pour l'industrie électronique

L'opération s'effectue à partir du trichlorosilane (SiHCl_3), ou du tétrachlorure de silicium (SiCl_4), ou du tétraiodure de silicium (SiI_4), etc. Par exemple, en attaquant du siliciure de cuivre à 300°C par de l'acide chlorhydrique il se forme du trichlorosilane ; ce corps est purifié par une distillation très poussée. Il est ensuite décomposé à 950°C en présence d'hydrogène. Ainsi, on obtient des blocs compacts de silicium très pur (procédé Pechiney) [4].



Figure.6 : Préparation du monocristal :

La figure ci-dessus montre un barreau 302grammes (10,3cm de long \times 4cm de diamètre) de silicium polycristallin destiné à la production de silicium monocristallin par le procédé Czochralski.



Figure.7 : Monocristal de silicium.

On désire obtenir des monocristaux de type N or le silicium obtenu chimiquement contient toujours quelques traces de bore et il est de type P. On le cristallise donc et on le transforme en semi-conducteur de type N par des traitements thermiques dans la suite du process de fabrication des dispositifs.

c. Réalisation

Autour de l'enceinte isolante en quartz, l'inducteur d'un générateur haute fréquence est placé et qui permet de porter le mélange Si-dopant à la température de fusion, soit 1500°C environ. Lorsque la fusion est totale, l'opération de cristallisation peut commencer. A cet effet, un système mécanique de précision présente le germe monocristal au contact du bain, puis le soulève verticalement et très lentement, tout en lui imprimant une très lente rotation qui aide à l'homogénéisation. Le germe entraîne le silicium qui se trouve alors soustrait à l'action de l'induction HF. Le Si se refroidit donc et se cristallise suivant l'ordonnancement fixé par le germe.

L'opération est très délicate car la vitesse de levage doit être constante afin de ne pas perturber la formation du cristal. La température du bain doit être également constante à $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ près (et ceci vers $1\ 500\text{ }^{\circ}\text{C}$). L'homogénéisation, assistée par les deux mouvements de levage et de rotation, est primordiale. En effet, à mesure que l'opération progresse, le bain voit sa concentration en impuretés augmenter parce que ces dernières présentent plus d'affinité pour la phase liquide que pour la phase solide.

Le monocristal obtenu se présente sous la forme d'un cylindre à peu près régulier, pouvant atteindre 30 cm de diamètre. On le sectionne à ses deux extrémités : la tête, qui est très pure, servira de germe pour une opération ultérieure. le bas, qui risque de ne pas être assez pur, est rejeté.

d. Préparation des plaquettes (wafers)

Du fait du prix très élevé du silicium monocristallin, il faut éviter la perte de matière pendant la préparation des wafers. Celles-ci sont très fragiles ; il faut donc éviter toute contrainte pouvant les déformer ou les briser. Par ailleurs, l'état de surface des wafers doit être aussi parfait que possible. Enfin le traitement ne doit pas « polluer » le monocristal.

e. Tronçonnage

Le silicium est découpé en plaquettes (wafer) s de 0,2 à 0,3 mm d'épaisseur au moyen d'une scie circulaire diamantée de grande précision. Le travail s'effectue sous un écoulement d'eau afin d'éviter tout échauffement et toute pollution. Les déchets étant importants, les boues sont filtrées et la poudre de silicium est récupérée et utilisée à nouveau.

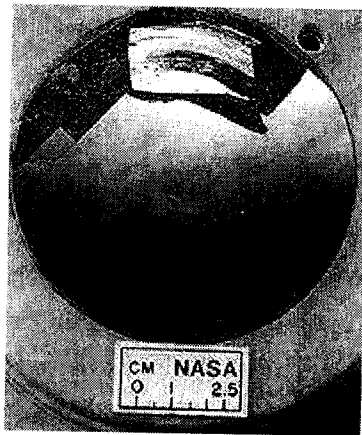


Figure.8 : Wafer de silicium poli.

Il a pour but d'éliminer les irrégularités de surface provoquées par les grains de poudre de diamant lors du tronçonnage. Il s'effectue avec de la poudre de carborundum. Après le rodage mécanique, un rodage chimique vient supprimer les dernières irrégularités sur la couche superficielle. À cet effet, on utilise des bains d'acides (acides fluorhydrique et nitrique). Puis les wafers sont rincées soigneusement et séchées. Cette attaque chimique peut être remplacée ou complétée par un polissage électrolytique.

f. Découpage des pastilles

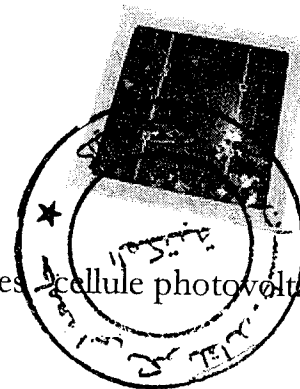
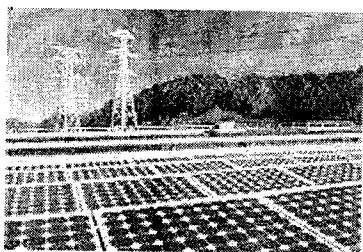
On découpe les plaquettes (wafers) en un très grand nombre de pastilles, avec précision, la largeur du trait de découpe étant aussi faible que possible (0,125 à 0,15 mm). Les bavures de découpage sont ensuite éliminées par attaque chimique suivie d'un rinçage.

I-2- Cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), génère de l'électricité. C'est l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est fonction de la lumière incidente. L'électricité produite est fonction de l'éclairement, la cellule photovoltaïque produit un courant continu.

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : sélénure de cuivre et d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellurure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre de quelques dixièmes de millimètre.

Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée.



Champ de panneaux photovoltaïques, composés de cellules photovoltaïques

I-2-1-Histoire

Le principe de l'effet photoélectrique (transformation directe d'énergie portée par la lumière en électricité) a été appliqué dès 1839 par Antoine Becquerel qui a noté qu'une chaîne d'éléments conducteurs d'électricité donnait naissance à un courant électrique spontané quand elle était éclairée. Plus tard, le sélénium puis le silicium (qui a finalement pour des raisons de coût supplanté le cadmium-tellure ou le cadmium-indium-sélénium également testés) se sont montrés aptes à la production de premières cellules photovoltaïques (posemètres pour la photographie dès 1914, puis 40 ans plus tard (en 1954) pour une production électrique ¹. La recherche porte aussi maintenant sur des polymères et matériaux organiques susceptibles (éventuellement souples) qui pourraient remplacer le silicium.

I-2-2-Principe de fonctionnement

Dans un semi-conducteur exposé à la lumière, un photon d'énergie suffisante arrache un électron, créant au passage un "trou". Normalement, l'électron trouve rapidement un trou pour se replacer, et l'énergie apportée par le photon est ainsi dissipée. Le principe d'une cellule photovoltaïque est de forcer les électrons et les trous à se diriger chacun vers une face opposée du matériau au lieu de se recombiner simplement en son sein. Ainsi, il apparaîtra une différence de potentiel et donc une tension entre les deux faces, comme une pile.

Pour cela, on s'arrange pour créer un champ électrique permanent au moyen d'une jonction PN, entre deux couches dopées respectivement P et N :

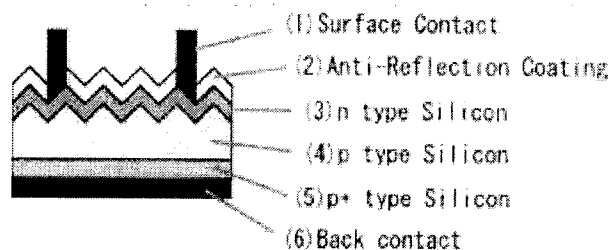


Figure.9 : Structure d'une cellule photovoltaïque

- La couche supérieure de la cellule est composée de silicium dopé N. Dans cette couche, il existe une quantité d'électrons libres supérieure à une couche de silicium pur, d'où l'appellation de type N, comme négatif (charge de l'électron). Le matériau reste électriquement neutre : c'est le réseau cristallin qui supporte globalement une charge positive.
- La couche inférieure de la cellule est composée de silicium dopé P. Cette couche possèdera donc en moyenne une quantité d'électrons libres inférieure à une couche de silicium pur, les électrons sont liés au réseau cristallin qui,

en conséquence, est chargé positivement. La conduction électrique est assurée par des trous, positifs (P).

Au moment de la création de la jonction P-N, les électrons libres de la région N rentrent dans la couche P et vont se recombiner avec les trous de cette région. Il existera ainsi, pendant toute la vie de la jonction, une charge *positive* de la région N au bord de la jonction (parce que les électrons en sont partis) et une charge *négative* dans la région P au bord de la jonction (parce que les trous en ont disparu) ; l'ensemble forme la Zone de Charge d'Espace (ZCE) et il existe un champ électrique entre les deux, de N vers P. Ce champ électrique fait de la ZCE une diode, qui ne permet le passage du courant que dans un sens : les électrons peuvent passer de la région P vers la région N, mais pas en sens inverse ; inversement les trous ne passent que de N vers P.

En fonctionnement, quand un photon arrache un électron à la matrice, créant un électron libre et un trou, sous l'effet de ce champ électrique ils partent chacun à l'opposé : les électrons s'accumulent dans la région N (qui devient le pôle négatif), tandis que les trous s'accumulent dans la région P (qui devient le pôle positif). Ce phénomène est plus efficace dans la ZCE, où il n'y a pratiquement plus de porteurs de charges (électrons ou trous) puisqu'ils se sont annihilés, ou à la proximité immédiate de la ZCE : lorsqu'un photon y crée une paire électron-trou, ils se séparent et ont peu de chance de rencontrer leur opposé, alors que si la création a lieu, plus loin de la jonction, l'électron (resp. le trou) nouveau conserve une grande chance de se recombiner avant d'atteindre la zone N (resp. la zone P). Mais la ZCE est forcément très mince, aussi n'est-il pas utile de donner une grande épaisseur à la cellule.

En somme, une cellule photovoltaïque est l'équivalent d'un générateur de courant auquel on a adjoind une diode.

Il faut ajouter des contacts électriques (qui laissent passer la lumière en face éclairée : en pratique, on utilise un contact par une grille), une couche antireflet pour assurer une bonne absorption des photons, etc.

Pour que la cellule fonctionne, et produise le maximum de courant, on ajuste le gap du semi-conducteur au niveau d'énergie des photons. On peut éventuellement empiler les jonctions, de façon à exploiter au mieux le spectre d'énergie des photons, ce qui donne les cellules multi-jonctions.

I-2-3-Technique de fabrication

Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. On l'obtient par réduction à partir de silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La



première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets ou d'un gisement filonien (la technique de production industrielle ne permet pas de partir du sable). Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999%, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium [4].

Le silicium est produit sous forme de barres nommées « lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques mises au carré (si nécessaire) de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées « wafers ». Après un traitement pour enrichir le silicium « pur » en éléments dopants (P, As, Sb ou B) et ainsi obtenir du silicium semiconducteur de type P ou N, les wafers sont « métallisés » : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'un module photovoltaïque doit fonctionner environ 2 à 3 ans suivant sa technologie pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication (retour énergétique du module).

Les techniques de fabrication et les caractéristiques des principaux types de cellules sont décrites dans les 3 paragraphes suivants. Il existe d'autres types de cellules actuellement à l'étude, mais leur utilisation est pratiquement négligeable.

Les matériaux et procédés de fabrication font l'objet de programmes de recherches ambitieux pour réduire les coûts de possession et de recyclage des cellules photovoltaïques. Les technologies couches minces sur substrats banalisés semblent recueillir les suffrages de l'industrie naissante. En 2006 et 2007, la croissance de la production mondiale de panneaux solaires a été freinée par manque de silicium, et les prix des cellules n'ont pas baissé autant qu'espéré. L'industrie cherche à faire baisser la quantité de silicium utilisé. Les cellules monocristallines sont passées de 300 microns d'épaisseur à 200 et on pense maintenant atteindre rapidement les 180 puis 150 microns, diminuant la quantité de silicium et d'énergie nécessaire, mais aussi les prix.

a. Cellule en silicium amorphe

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaires".

- avantages :
 - fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert, y compris sous éclairage artificiel de 20 à 3000 lux),
 - un peu moins chère que les autres technologies,
 - intégration sur supports souples ou rigides.
- inconvénients :
 - rendement faible en plein soleil, de 5% à 7%,
 - nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio W_c/m^2 plus faible, environ 60 W_c/m^2),
 - performances qui diminuent avec le temps dans les premiers temps d'exposition à la lumière naturelle (3-6 mois), pour se stabiliser ensuite (-10 à 20% selon la structure de la jonction).

b. Cellule en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

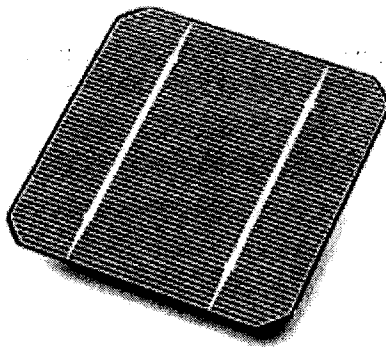


Figure.10 : Cellule en silicium monocristallin

- avantages :
 - bon rendement, de 14% à 16%
 - bon ratio W_c/m^2 ($\sim 150 W_c/m^2$) ce qui permet un gain de place si nécessaire,
 - nombre de fabricants élevé.
- inconvénients :
 - coût élevé,

c. Cellule en silicium multicristallin

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

- Avantages :
 - cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module,
 - bon rendement de conversion, environ 100 Wc/m^2 , mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin,
 - lingot moins cher à produire que le monocristallin.
- Inconvénient :
 - rendement faible sous un faible éclairnement.

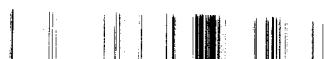


Figure.11 Une cellule photovoltaïque à base de silicium multicristallin

d. Cellule multi-jonction

Des cellules ayant une grande efficacité ont été développées pour des applications spatiales. Les cellules multi-jonctions sont constituées de plusieurs couches minces qui utilisent l'épitaxie par jet moléculaire.

Une cellule triple jonction, par exemple, est constituée des semi-conducteurs GaAs, Ge et GaInP₂. Chaque type de semi-conducteur est caractérisé par une longueur d'onde maximale au-delà de laquelle il est incapable de convertir le photon en énergie électrique (cf. bande interdite). D'un autre côté, en deçà de cette longueur d'onde, le surplus d'énergie véhiculé par le photon est perdu. D'où



l'intérêt de choisir des matériaux avec des longueurs aussi proches les unes des autres que possible (en multipliant leur nombre d'autant) de manière à ce qu'une majorité du spectre solaire soit absorbé et ce qui génère un maximum d'électricité à partir du flux solaire. L'usage de matériaux composés de boîtes quantiques permettra d'atteindre 65% dans le futur (avec un maximum théorique de 87%). Les dispositifs à multijonctions GaAs sont les cellules les plus efficaces. Spectrolab a obtenu 40.7% d'efficacité (déc. 2006), un consortium (dirigé par des chercheurs de l'université de Delaware) a obtenu un rendement de 42.8% (septembre 2007). Le coût de ces cellules est de l'ordre de USD 40 \$/cm².

.Semi conducteur fbi

La technique consiste à déposer un matériau semi conducteur à base de cuivre, de gallium, d'indium et sélénium sur un support.

Une inquiétude cependant : les ressources en matières premières. Ces nouvelles techniques utilisent des métaux rares comme l'indium dont la production mondiale est de 25 tonnes par an et le prix d'avril 2007 de 1000 dollars le kg. Le tellure dont la production mondiale est de 250 tonnes par an ; le gallium d'une production de 55 tonnes par an ; le germanium d'une production de 90 tonnes l'an. Bien que les quantités de ces matières premières nécessaires à la fabrication des cellules solaires soient infinitésimales, un développement massif mondial des panneaux solaires photovoltaïques en couches minces sans silicium ne manquerait pas de se heurter à cette disponibilité physique limitée.

I-2-4-Utilisation

Les cellules photovoltaïques sont parfois utilisées seules (éclairage de jardin, calculatrice, ...) ou bien regroupées sur des panneaux solaires photovoltaïques.

Elles sont très utilisées en remplacement des piles (dont l'énergie est de loin la plus chère pour l'utilisateur ; même pour le fabricant, un compartiment pile et la pile éventuellement fournie peuvent coûter plus cher qu'une cellule), pourvu que le dispositif ne réclame pas trop d'énergie par rapport à la surface qu'on peut accorder au générateur photovoltaïque, et qu'il y ait assez de lumière pendant l'usage : les cellules ont envahi calculatrice, montres, gadgets, etc.

Il est possible d'augmenter leur gamme d'utilisation avec un stockage (condensateur ou batterie). Lorsqu'elles sont utilisées avec un dispositif de stockage de l'énergie, il est indispensable de placer une diode en série pour éviter la décharge du système pendant la nuit.



Elles sont utilisées pour produire de l'électricité pour de nombreuses applications (satellites, parc-mètres, ...), ainsi que pour alimenter des habitations ou un réseau public de distribution dans le cas d'une centrale solaire photovoltaïque.

I-2-5-Prospective, recherche et développement

La technique n'a pas atteint sa maturité et de nombreuses pistes de recherches sont explorées. Il s'agit d'abord de faire baisser le prix de revient de l'électricité produite, mais aussi d'obtenir des progrès en matière de rusticité, de souplesse d'usage, de facilité d'intégration dans des objets, de durée de vie, etc.). Des accroissements du rendement de leurs cellules sont périodiquement annoncés par toutes les sociétés de fabrication peuvent être améliorées, par exemple [4]:

- une alternative au sciage a été développée par « Evergreen Solar ». Il est remplacée par le dépôt de silicium encore liquide sur un film où il se cristallise directement à l'épaisseur du « wafer »
- Des cellules CIGS seront produites industriellement et en continu par « NanoSolar » via une *technique d'imprimerie*. Coût espéré : 1 \$/W en 2010.
- la taille des wafers croît régulièrement, ce qui diminue le nombre de manipulations
- On cherche à mieux valoriser toutes les longueurs d'onde du spectre solaire (dont l'infrarouge, ce qui ouvrirait des perspectives très intéressantes : transformation directe de la lumière d'une flamme en électricité, rafraîchissement).
- Des « *concentrateurs* » (déjà utilisés sur les satellites) sont testés sur terre. Via des miroirs et des lentilles incorporées dans le panneau, ils focalisent le rayonnement sur l'élément essentiel et coûteux qu'est la cellule photovoltaïque et ses semi-conducteurs. Fin 2007, Sharp a annoncé disposer d'un système concentrant jusqu'à 1100 fois le rayonnement solaire (contre 700 fois pour le précédent record en 2005). En début 2008, Sunrgi a atteint 1600 fois. La concentration permet de diminuer la proportion du panneau consacré à la production de l'électricité, et donc leur coût. De plus ces nouveaux matériaux (les III-V notamment) supportent très bien l'échauffement important dû à la concentration du flux solaire^[9].
- Des siliciums amorphe et cristallin pourraient peut-être être associé par « *hétérojonction* » dans une même cellule photovoltaïque à plus de 20 % de rendement (Projet de 2 ans, annoncé début 2008, par le *Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et des nanomatériaux* du CEA-Liten avec le coréen JUSUNG (équipementier pour fabricants de semi-conducteurs), avec l'INES (Savoie) où le CEA-Liten a concentré ses activités concernant l'énergie solaire.
- D'autres semi-conducteurs (sélénium; association *Cuivre-Indium-Sélénium* (CIS) en couche mince) sont étudiés. En France l'*institut de recherche et développement*

sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP¹⁰) s'intéresse au CIS au rendement modeste de 12%, mais à faible coût de fabrication. En 2009, selon ENF, il existe 25 entreprises produisant ce type de panneau solaire, Würth Solar est le principal vendeur avec 15 MWc vendus en 2007¹¹. Showa Shell doit mettre en service en septembre 2010 une centrale photovoltaïque de 1MW en modules « CIS », sur son terminal pétrolier de la Préfecture de Niigata¹².

- Des cellules polymères photovoltaïques peuvent être faites avec des composés organiques (matières plastiques), pour réaliser des panneaux souples et légers, des tuiles, voiles ou tissus photovoltaïques, espère-t-on à faible coût de fabrication. Pour l'instant leurs rendements sont faibles (5% maximum). Ainsi peut-être que leur durée de vie, et de nombreux problèmes techniques restent à résoudre. Début 2008, le groupe japonais *Fujikura* a annoncé avoir testé (1000 heures à 85 °C et une hygrométrie de 85%) une cellule photovoltaïque organique de type Grätzel non seulement plus résistante, mais au rendement amélioré de 50 à 70 % grâce à une surface dépolie qui diffuse aléatoirement la lumière réfléchie à l'intérieur de la cellule où elle libère à nouveau des charges électriques en activant d'autres pigments photosensibles.
- Des panneaux solaires transformant les infrarouges en électricité ont été mis au point par le Boston collège de Chestnut Hill (Massachusetts). Une production électrique devient théoriquement possible à partir de toute source de chaleur, même de nuit¹⁴. Pour l'instant, seule une partie de la lumière visible, principalement les rayonnements verts et les bleus, est transformée en électricité et le rayonnement infrarouge n'est utilisé que par les panneaux thermiques pour chauffer de l'eau.
- Des cellules transparentes ? Des modélisations de l'Institut allemand Fraunhofer de mécanique des matériaux (IWM ; projet "METCO"¹⁵) laissent croire à une possible production industrielle de cellules transparentes bi-couches. Les semi-conducteurs de type P (couche à lacunes électroniques) transparent semblent les plus difficiles à produire (le phosphore pourrait être un dopant-P de l'oxyde de zinc, mais l'azote serait plus prometteur¹⁶).
- Enfin, la pénurie de silicium ou de produits dopant (Le prix de l'indium a décuplé de 2002 à 2009, suite à sa raréfaction) accroît encore l'incitation à l'innovation sur un marché en forte croissance qui s'annonce colossal, surtout si on parvient à baisser le prix de revient de l'électricité produite et à le rapprocher de celui des combustibles fossiles.

I-3-Module solaire

Un module solaire photovoltaïque (ou *panneau solaire photovoltaïque*) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques.

I-3-1-Caractéristiques

Les panneaux sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont la longueur et la largeur sont de l'ordre du mètre, pour une surface de l'ordre du m^2 , et une masse de l'ordre de la dizaine de kg. Divers éléments (branchements électrique, fixations, éventuel cadre pour assurer une étanchéité) sont inclus.

Il existe également des modules sous forme de membranes souples et résistantes, ainsi que des panneaux à concentration, plus complexes mais exploitant mieux l'élément le plus cher du panneau (la cellule photovoltaïque).

Leur rendement est un peu plus faible que celui des cellules qui les constituent, du fait des pertes électriques internes et des surfaces non couvertes, mais reste d'environ 10 à 15%. La puissance crête d'un panneau photovoltaïque est de l'ordre de 100 à 200 watts par mètre carré (soit un rendement de 10 à 20%, les fabricants annonçant environ 15 % pour leurs meilleurs panneaux), ce qui donne une puissance crête de 50 à 250 W par panneau, selon ses caractéristiques, notamment sa taille. Cette puissance est livrée sous forme de courant continu, ce qui est parfait pour un branchement sur une batterie et pour de nombreuses applications, mais implique une transformation en courant alternatif par un onduleur s'il s'agit de l'injecter dans un réseau de distribution. La tension délivrée dépend du type des panneaux et du branchement des cellules. Elle est de l'ordre de 10 à 100 volts.

Voici la description des paramètres d'un module [1] :

La puissance crête P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ($25^\circ C$ et un éclairement de $1000 W/m^2$).

La caractéristique I (V): Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

Courant de court-circuit I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$

Rendement maximal : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{co} \cdot I_{cc}$.

L'énergie réellement captée par un module dépend de la surface et de la puissance nominale du panneau mais aussi de l'ensoleillement, variable selon la latitude, la saison, l'heure de la journée, la météo, le masquage subi, etc. En Europe, chaque W_c permet la production d'environ 1kWh d'énergie sur l'année, le double dans des zones bien ensoleillées et avec un héliostat.

Un module photovoltaïque ne génère aucun déchet en fonctionnement, son coût de démantèlement est très faible et ses coûts d'exploitation sont quasi nuls. Étanche, il peut servir de couverture à un toit, sous réserve de bien maîtriser l'écoulement d'eau aux bords avec un montage adapté. La durée de vie d'un tel module est supérieure à 20 ans.

I-3-2-Technologie

Ce sont les cellules à base de silicium qui sont actuellement les plus utilisées, les autres types étant encore soit en phase de recherche/développement, soit trop chers et réservés à des usages où leur prix n'est pas un obstacle tels que le spatial.

La technologie évolue rapidement, le prix du kW_c (kilo-watt crête) étant beaucoup plus important que le rendement du panneau : un rendement deux fois plus faible signifie seulement qu'il faudra équiper deux fois plus de surface pour collecter la même énergie, ce qui n'est gênant que si la surface disponible est limitée par rapport à la puissance nécessaire (sur un satellite, par exemple...). Par conséquent, si une nouvelle technologie permettait de produire des panneaux de faible rendement, mais bon marché, elle aurait de bonnes chances de s'imposer. Le rendement reste néanmoins une composante du prix, ne serait-ce que pour les frais de manutention et d'installation, d'autant plus faible que le module est petit et léger.



I-3-3-Production et pertes

Les principales sources de pertes énergétiques sont :

- *Pertes par ombrage* : l'environnement d'un module photovoltaïque peut inclure des arbres, montagnes, murs, bâtiments, etc. Il peut provoquer des ombrages sur le module ce qui affecte directement l'énergie collectée.
- *Pertes par poussière ou saletés* : leur dépôt occasionne une réduction du courant et de la tension produite par le générateur photovoltaïque (~3-6%)
- *Pertes par dispersion de puissance nominale* : les modules photovoltaïques issus du processus de fabrication industrielle ne sont pas tous identiques. Les fabricants garantissent des déviations inférieures de 3% à 10% autour de la puissance nominale.
- *Pertes de connexions* : La connexion entre modules de puissances légèrement différentes occasionne un fonctionnement à puissance légèrement réduite. Elles augmentent avec le nombre de modules en série et en parallèle (~3%)
- *Pertes angulaires ou spectrales* : Les modules photovoltaïques sont spectralement sélectifs, la variation du spectre solaire affecte le courant généré par ceux-ci. Les pertes angulaires augmentent avec l'angle d'incidence des rayons et le degré de saleté de la surface.
- *Pertes par chutes ohmiques* : Les chutes ohmiques se caractérisent par les chutes de tension dues au passage du courant dans un conducteur de matériau et de section donnés. Ces pertes peuvent être minimisées avec un dimensionnement correct de ces paramètres.
- *Pertes par température* : En général, les modules perdent 0,4 % par degré supérieur à sa température standard (25°C en conditions standard de mesures STC). La température d'opération des modules dépend de l'irradiation incidente, la température ambiante et la vitesse du vent (5 % à 14 %).
- *Pertes par rendement DC/AC de l'onduleur* : l'onduleur peut se caractériser par une courbe de rendement en fonction de la puissance d'opération (~6 %)
- *Pertes par suivi du point de puissance maximum* : l'onduleur dispose d'un dispositif électronique qui calcule en temps réel le point de fonctionnement de puissance maximum (3 %).

Lors de l'analyse de 172 installations du programme pionnier en Europe « 1000 toits allemands », des productions de 0,43 kWh/Wc/an à 0,875 kWh/Wc/an avec une moyenne de 0,68 kWh/Wc/an. Une autre analyse de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) montre des valeurs typiques variant entre 0,7 kWh/Wc/an en Allemagne et en Hollande, 0,83 kWh/Wc en Suisse avec une dispersion considérable de 0,4-0,95 kWh/Wc (Allemagne) et 0,5-1,4 kWh/Wc (Suisse). En outre, des installations avec des caractéristiques similaires installées

dans des endroits très proches l'un de l'autre peuvent conduire à des productions très éloignées.

En conclusion, les valeurs moyennes du coefficient de performance PR oscillent entre 0,7 et 0,75. L'analyse de l'Agence Internationale pour l'énergie montre que les PR varient considérablement de 0,25 à 0,9 avec une valeur moyenne de 0,72.

Les kWh/Wc produits par un dispositif photovoltaïque peuvent alors s'exprimer comme le produit de trois facteurs indépendants :

$$\frac{E_{AC}}{P^*} = \left(\frac{G_{def}}{G^*} \right) \times FO \times PR$$

P^* : Puissance nominale produite sous conditions STC (W).

G_{def} : Irradiation annuelle effective incidente sur le module (kWh/m²).

G^* : Irradiance STC (1000 W/m²).

FO : Facteur prenant en compte les pertes par ombrage.

A partir de là, il est possible d'estimer une productivité électrique annuelle. Les valeurs qui suivent sont indicatives et approximatives, car ce type de mesure est très sensible aux conditions et conventions adoptées : avec ou sans héliostat, avec ou sans les pertes de l'onduleur, en moyenne sur une région ou sur un lieu-dit particulièrement propice, etc. en kWh/Wc/an. Ici le coefficient de performance PR (*Performance Ratio*) adopté est de 0,75 et pour une surface inclinée optimalement.

- Sud de l'Allemagne: ~0,9
- Espagne : ~1,4
- Îles Canaries: ~2,0
- Île d'Hawaii: ~2,1
- Déserts (Sahara, Moyen-Orient, Australie, etc.) : ~2,3
- Maximum pratique terrestre : ~2,4 (Désert d'Atacama, proche de l'équateur et particulièrement sec)

Toutefois, les valeurs réelles peuvent être bien plus faibles.

I-3-4-Application

Les modules solaires photovoltaïques se sont d'abord développés dans des applications très variées non connectées au réseau électrique, soit parce qu'il n'y a aucun réseau disponible (satellites, mer, montagne, désert...), soit parce que le raccordement reviendrait trop cher par rapport à la puissance nécessaire (balises, horodateur, abris-bus, téléphone mobile ...). Dans ce cas, on utilise des appareils électriques adaptés au courant continu livrés par les modules.

Pour alimenter en électricité une habitation ou un réseau public de distribution, on intercale un onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif adapté aux appareils classiques. Plusieurs modules sont intégrés dans une centrale solaire photovoltaïque qui peut être soit un système photovoltaïque autonome soit un système photovoltaïque raccordé au réseau. Ce type d'application n'est rendue possible que par des subventions massives existant dans certains états, car l'énergie ainsi produite reste encore environ 10 fois plus chère que l'électricité nucléaire ou à partir d'hydrocarbures fossiles : la source solaire est certes gratuite, mais l'investissement requis est très élevé.

I-3-5-Économie

Les cinq plus grandes firmes fabriquant des cellules photovoltaïques se partagent 60 % du marché mondial. Il s'agit des sociétés japonaises Sharp et Kyocera, des entreprises américaines BP Solar et Astropower, et de l'allemande RWE Schott Solar. Le Japon produit près de la moitié des cellules photovoltaïques du monde, mais c'est en Chine que la grande majorité des panneaux sont assemblés.

Le Japon est lui-même un des plus grands consommateurs de panneaux solaires, mais largement dépassé par l'Allemagne.

D'après l'EPIA (Association Européenne de l'Industrie du Photovoltaïque), sous la latitude de Lyon, un panneau solaire restitue en deux ans et demi l'énergie qui a été nécessaire pour sa fabrication. Cette association a mis en place une organisation qui prépare le recyclage des panneaux en fin de vie : PVcycle

Les panneaux ayant une durée de vie supérieure à vingt-cinq ans, la plupart des panneaux installés maintenant ne seront pas recyclés avant 2035.

On trouve des temps retours énergétiques entre 1,9 et 4,0 années.

I-4-Le panneau solaire photovoltaïque

Le panneau solaire photovoltaïque est une association de diodes électroniques de grandes surfaces [2].

La cellule solaire, unité de base d'un panneau solaire photovoltaïque, produit typiquement une puissance de 1,3 W pour une surface de 100 cm². Pour produire plus de puissance, des cellules solaires identiques sont assemblées pour former un module solaire (ou panneau photovoltaïque). La mise en série de plusieurs cellules solaires somme les tensions pour un même courant, tandis que la mise en parallèle somme les courants en conservant la tension. La plupart des panneaux solaires photovoltaïques destinés à un usage général sont composés de 36 cellules en

silicium mono ou polycristallin connectées en série pour des applications en 12 V nominal.

I-4-1-Fabrication du panneau solaire photovoltaïque

Pour protéger au mieux les cellules solaires des intempéries, elles sont réunies dans un module solaire. Ce panneau solaire est constitué d'une face supérieure en verre trempé parfaitement transparent et d'une face inférieure recouverte d'un film spécial (couche de Teldar). Entre ces deux faces, les cellules solaires sont insérées dans une masse étanche transparente et résistante aux UV. C'est l'encapsulation par feuillette de film polymérisé à chaud d'acétate de vinyle (EVA). Cette technique d'encapsulation, très proche de la fabrication du verre blindé confère à la structure du panneau solaire une excellente résistance aux impacts. Ensuite, c'est l'assemblage avec joint d'étanchéité dans un cadre autoporteur en aluminium anodisé permettant un montage aisé et la fixation de la boîte de jonction destinée à recevoir le câblage nécessaire à l'exploitation du panneau photovoltaïque.

I-4-2-Caractéristique $I(v)$

Le panneau solaire photovoltaïque étant une association de cellules solaires individuelles, sa caractéristique $I(v)$ est directement liée à la caractéristique de la cellule solaire de base. De même que pour la cellule, la tension qui est présente lorsqu'il ne circule aucun courant est appelée tension en circuit ouvert (V_{oc}) [3].

À l'opposé, le courant présent lorsqu'il n'y a aucune tension est appelé courant de court-circuit (I_{cc}). Dans ces deux situations, aucune puissance n'est extraite du panneau photovoltaïque. La meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale du panneau solaire photovoltaïque. La tension et le courant correspondants sont appelés tension à puissance maximale (V_{pmax}) et courant à puissance maximale (I_{pmax}). Le point de puissance maximale sert à déterminer le rendement nominal du panneau solaire et la puissance en ce point est exprimée en W_c (watt crête).

En cas de stockage de l'électricité solaire produite par les panneaux photovoltaïques dans des batteries stationnaires, ce sont celles-ci qui vont fixer la tension de fonctionnement du système, selon leur état de charge c.à.d. par exemple entre 10,8 V et 14 V pour une batterie de 12 V nominale (tension différente de V_{pmax}). Le courant solaire généré alors est donc forcément différent d' I_{pmax} et la puissance solaire extraite du panneau photovoltaïque n'est pas égale à la puissance maximale. Ceci reste toujours vrai, même si l'ensoleillement est de $1000W/m^2$ et la température des cellules de $25^{\circ}C$ (conditions STC). Cette propriété intrinsèque de

l'association batteries-panneaux solaires photovoltaïques fait qu'on parle de modules 12 V.

I-4-3-Effet de l'éclairement sur le panneau solaire

Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant à l'obscurité inchangée. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photocourant et du courant de diode, il y'a une baisse du courant solaire I_{cc} proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} du panneau solaire vers les puissances inférieures.

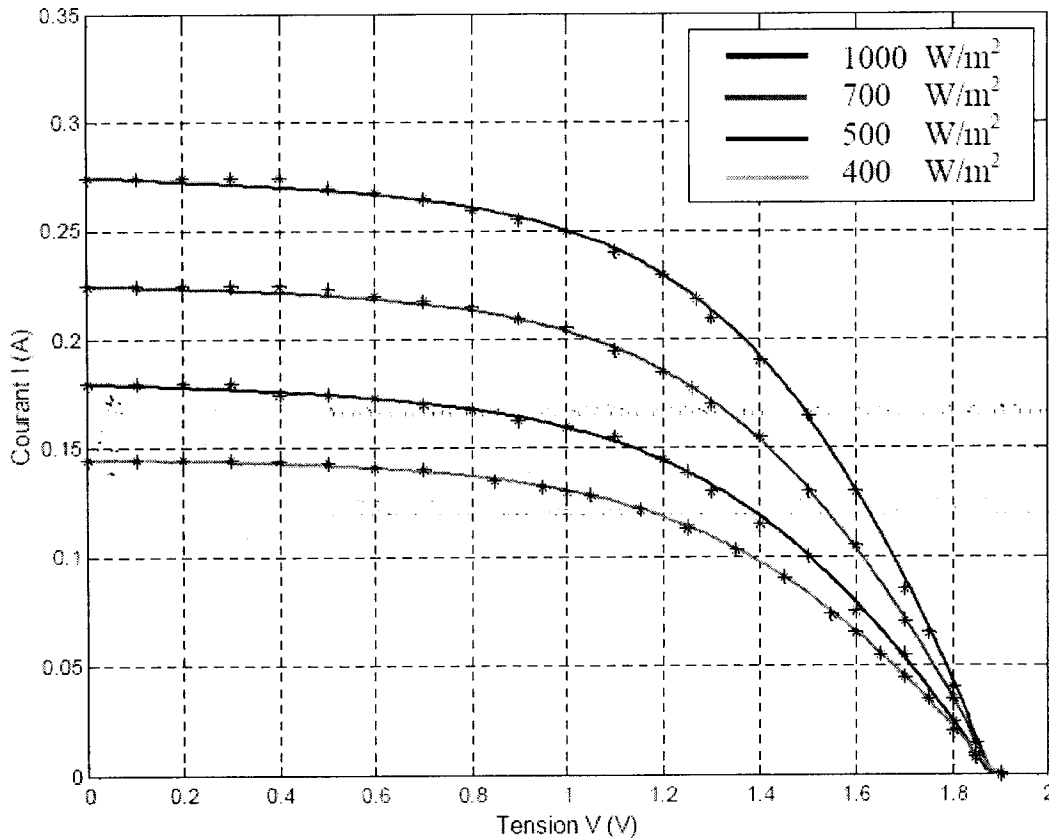


Figure 12 : L'influence du flux sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule solaire

I-4-4-Effet de la température sur le panneau solaire

Une élévation de la température (de jonction) des cellules solaires provoque un important accroissement de leur courant à l'obscurité et facilite une légère augmentation de la création de paires électron-trou. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction du photo courant et du courant de diode à l'obscurité, il

Il y a une légère augmentation du courant I_{cc} accompagnée d'une forte diminution de la tension V_{co} et donc un décalage du point P_{max} vers les puissances inférieures.

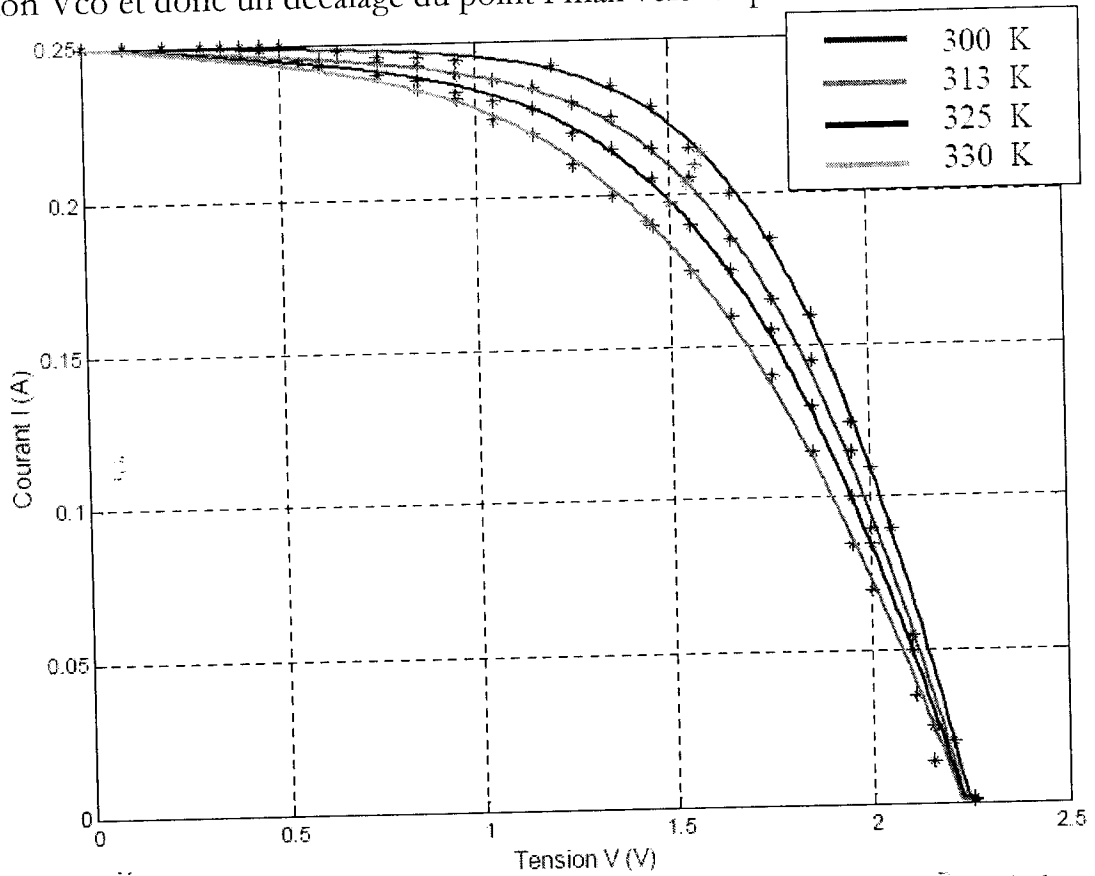


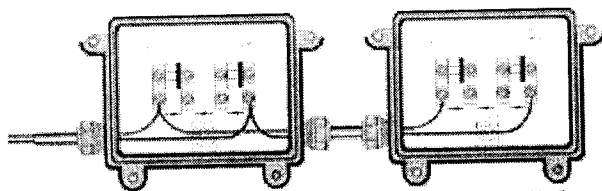
Figure 13 : L'influence de la température sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule.

I-4-5-Association des panneaux solaires photovoltaïques avec batteries : 12, 24 et 48 Volts

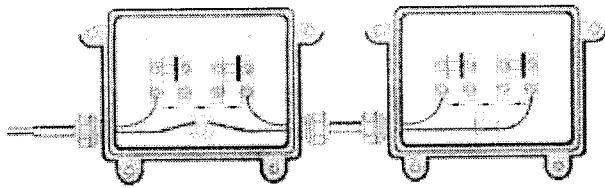
On associe couramment les panneaux solaires photovoltaïques en série pour obtenir des tensions multiples de 12 Volts (24V, 48V) et en parallèle pour augmenter le courant solaire. La seule précaution à prendre est d'utiliser des diodes spécifiques.

Diodes by-pass (contournement) ou diodes séries (blocage).

Les associations élémentaires des panneaux photovoltaïques se réalisent directement dans les boîtes de jonction des modules solaires.



Branchement 12 V parallèle



Branchement 24 V série.

I-4-6-Association des panneaux solaires photovoltaïques sans batteries : jusqu'à 1000 Volts

Le deuxième standard d'utilisation de l'énergie solaire repose sur l'extraction de la puissance maximale. Les électroniques associées à ce type de fonctionnement sont à « poursuite de la puissance maximale » (MPPT). On les met en œuvre généralement pour les installations de pompage d'eau et de photovoltaïque connecté au réseau. Dans le cas de ces systèmes, on peut être amené à rechercher des tensions importantes, limitées toutefois par la tension maximale admissible entre les cellules photovoltaïques et le cadre autoporteur du module (typiquement 650 V).

I-4-7-Occultations partielles du panneau solaire et point chaud

Le panneau solaire photovoltaïque étant une association en série de diodes, l'occultation d'une de celles-ci provoque la diminution du courant solaire produit de tout le module photovoltaïque tout en auto-polarisant en inverse la cellule solaire ombragée, qui se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique, ce qui pourrait aboutir à sa destruction. C'est le point chaud. On équipe donc en standard les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules contre cet effet de point chaud.

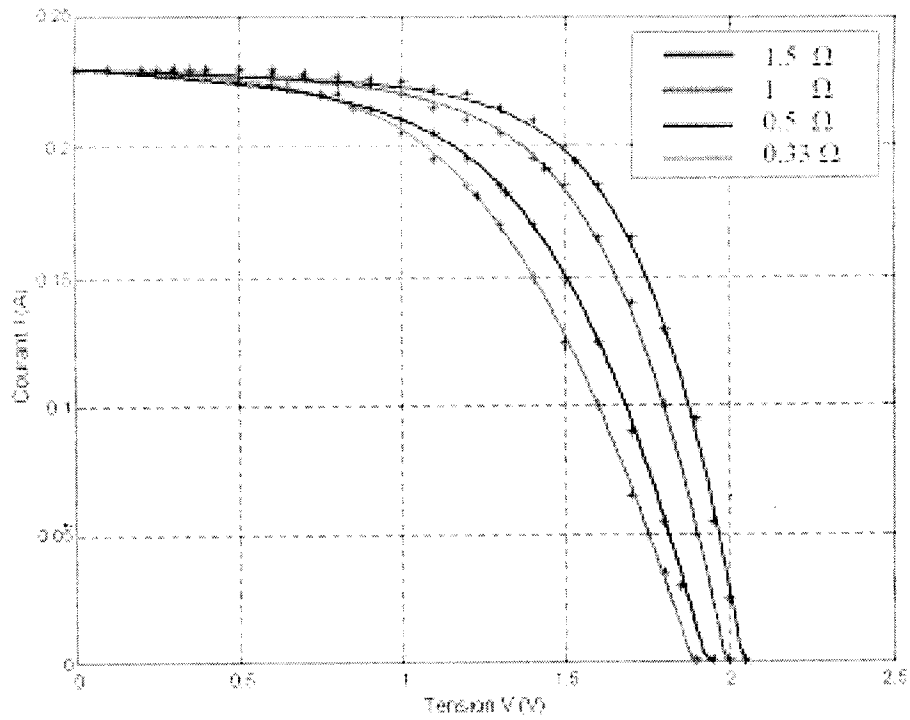


Figure 14 : L'influence de la résistance série sur la caractéristique $I = f(V)$ de la Cellule [16].

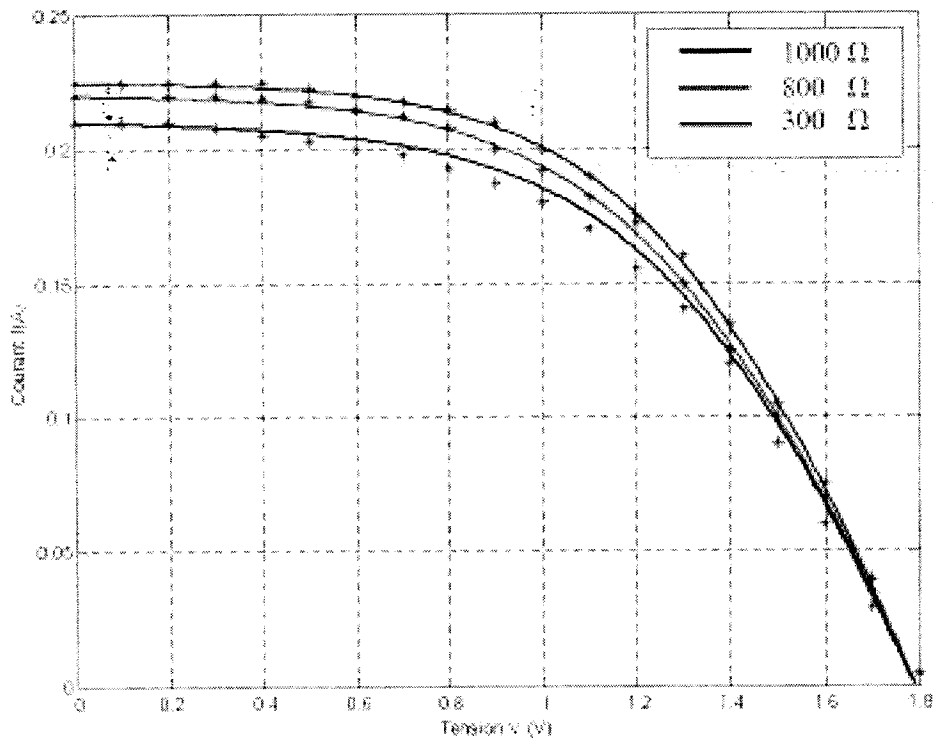
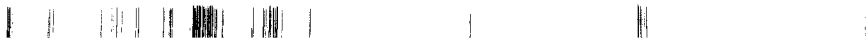


Figure 15 : L'influence de la résistance parallèle sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule solaire [16].

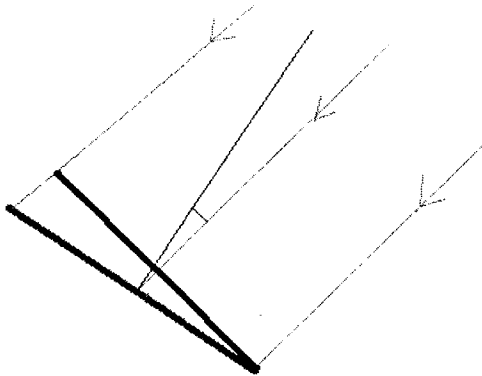


I-5-Orientation des panneaux solaires

Il est bien connu que l'énergie solaire captée correspond à la somme d'un rayonnement direct, associé aux rayons solaires, donc par beau temps, et d'un rayonnement diffus, qui existe donc même en présence de nuages, lorsqu'il fait jour. Le rayonnement direct, par beau temps, est associé à une puissance beaucoup plus élevée que le rayonnement diffus. Dans ce qui va suivre, nous ne nous intéressons qu'au rayonnement direct.

I-5-1-Définition du paramètre "Rendement de positionnement"

La figure ci-dessous montre un panneau (en bleu) qui capte le rayonnement solaire (rayons lumineux en rouge). Le panneau bleu capte la même puissance qu'un autre panneau (en noir), perpendiculaire aux rayons lumineux, bien que le panneau noir soit plus petit.



Ceci nous conduit à définir un paramètre R , le rendement de positionnement du panneau bleu, qui exprime la puissance captée par le panneau bleu pour une position donnée par rapport aux faisceaux lumineux, en pour cents par rapport à la puissance maximale qu'il pourrait capter dans les mêmes conditions de rayonnement. En d'autres termes,

$$R = \cos \theta$$

Avec θ l'angle entre la direction des rayons lumineux (en rouge) et la normale au panneau bleu.

L'angle θ est parfois appelé "angle d'attaque": voir par exemple

On comprend que la situation idéale, en termes de rendement de positionnement correspond à $\theta = 0$. Mais le soleil se déplace continuellement. Ainsi, dans une situation idéale, le panneau doit également se déplacer de façon à

assurer en permanence la condition $\emptyset = 0$. Des dispositifs, qui asservissent le panneau à la position du soleil, existent, mais nous pensons à un dispositif moins complexe en répondant à la question suivante:

Comment assurer un positionnement fixe du panneau qui assure, au cours du temps, des valeurs de R qui soient les plus proches possibles de 100 %?

I-5-2-Calcul de R

On a compris que R est le produit scalaire des vecteurs unitaires des directions "rayons lumineux" et "perpendiculaire au panneau bleu" soit

$$\text{Cos } \emptyset = x_1 \cdot x_2 + y_1 \cdot y_2 + z_1 \cdot z_2 \quad (5.2.1)$$

avec x_1, y_1, z_1 et x_2, y_2, z_2 respectivement les cosinus directeurs des vecteurs correspondants.

$$x_1 = \cos h_1 \cdot \sin a_1; y_1 = \cos h_1 \cdot \cos a_1; z_1 = \sin h_1 \quad (5.2.2)$$

$$x_2 = \cos h_2 \cdot \sin a_2; y_2 = \cos h_2 \cdot \cos a_2; z_2 = \sin h_2 \quad (5.2.3)$$

avec a_1, h_1 et a_2, h_2 respectivement les angles azimuts et hauteurs des vecteurs unitaires associés aux rayons du soleil et à la normale au panneau solaire. Le trièdre de référence a pour axes OX tangent au parallèle du lieu dirigé vers l'Ouest, OY tangent au méridien vers le Sud et OZ vers la verticale du lieu.

A partir des relations (5.2.1), (5.2.2) et (5.2.3), on peut calculer R à tout moment pour diverses orientations du panneau solaire, mais uniquement lorsque, par beau temps, le soleil est présent. Par ailleurs, on introduit dans ce calcul de R les azimuts a_2 et hauteur h_2 de la normale au panneau solaire pour les positionnements considérés du panneau. Ainsi, pour calculer les valeurs moyennes de R, on ne prend en compte que les valeurs de R aux instants où le soleil (par beau temps) est apparent. Par exemple toutes les heures, chaque mois de l'année ou, dans une première estimation, un jour par mois de l'année. L'étude peut se conclure par une optimisation de la méthode: prenant en compte un grand nombre de cas possibles d'orientations.

Nous donnons ci-dessous un premier résultat de cette méthode.

I-5-3-Calcul de la moyenne de rendement de positionnement sur l'année

Rappelons que ce diagramme donne la loi horaire du soleil au premier semestre (h_1 fonction de a_1 tous les 1, 10, 20 de chaque mois, du 1er janvier au 10 juin). Les heures indiquées sont "Universal time" (ajouter 1 heure pour l'heure

d'hiver, 2 heures pour l'heure d'été). Vous pouvez aussi raisonner sur le diagramme du deuxième semestre situé en début de ce site.

Successivement, nous considérons un, puis deux positionnements du capteur solaire.

a. Simple positionnement :

Généralement, le capteur "vise" le milieu de la trajectoire du soleil, vers le Sud, pour une inclinaison du panneau de 45 degrés.

Le calcul de R à différents moments de l'année, nous donne, dans ces conditions, des valeurs comprises entre 54% et 74%, soit une moyenne sur l'année de R=59%, ce qui n'est déjà pas si mal avec un système aussi simple.

b. Double positionnement :

Pour améliorer le rendement de positionnement, on peut "viser" non un point de l'espace, mais deux, l'un plutôt vers l'Est le matin, l'autre vers l'Ouest l'après-midi, le panneau étant incliné de 45 degrés. Il s'agit de compenser les moments où, avec un seul positionnement, on ne reçoit aucune puissance alors que le soleil est présent.

La connaissance de la loi horaire du soleil, le diagramme précédent, aide au choix des valeurs de a_2 et h_2 . Ainsi, nous choisissons des valeurs de a_2 et h_2 situés dans le diagramme.

Le calcul de R à différents moments de l'année donne des valeurs comprises entre 80% et 93%, soit une moyenne sur l'année de 85%, ce qui est considérable.



Exemple de panneau solaire associé à un support réglable, fonctionnant selon le principe du double positionnement.

I-6-Conclusion

Pour un panneau solaire fixe orienté au Sud et incliné d'environ 35° , sur les territoires des pays tempérés (latitudes voisines de 35°), le rendement de positionnement est voisin de 60%.

Le "double positionnement", panneau incliné d'environ 45° , dirigé vers le Sud - Est le matin, vers le Sud -Ouest l'après-midi, amène ce rendement vers 85%.

En d'autres termes, si l'on réalise un "double positionnement" au lieu d'un suivi permanent de la course du soleil, on ne perd que 15% du rendement alors que le système est beaucoup plus simple.

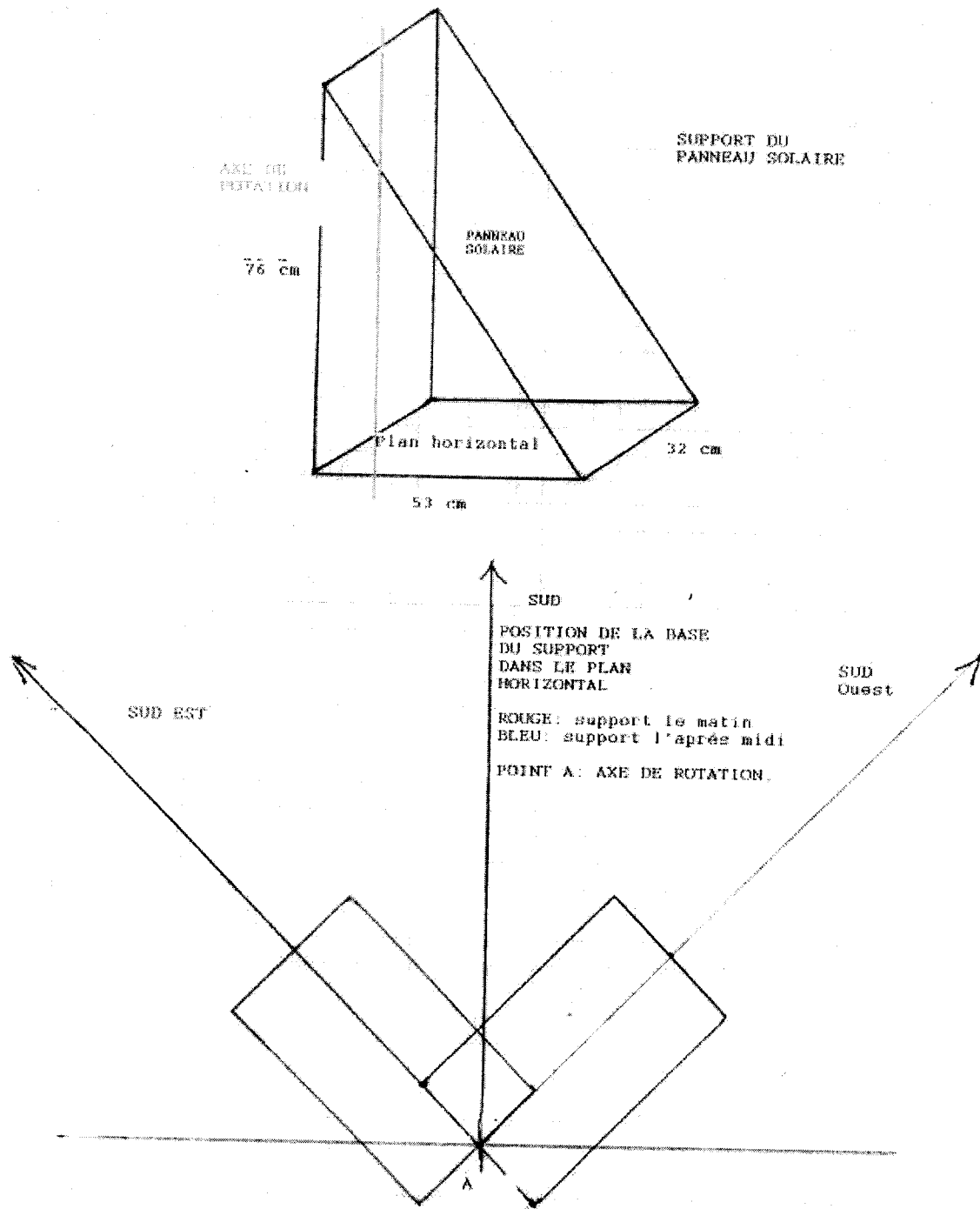


Figure.16

CHAPITRE II
Rayonnement solaire

II-1-Introduction

Plusieurs paramètres peuvent influencer l'énergie captée par un système PV : le mouvement terre soleil, la position du soleil, l'orientation du capteur, la situation géographique...

Dans ce chapitre nous présentons les paramètres essentiels pour l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

II-2-Les coordonnées solaires: [5]

Considération Géométrique :

La terre suit une révolution elliptique autour du soleil (en réalité, elle est légèrement circulaire).

La période de révolution est définie à une année. L'angle entre l'axe de rotation de la terre et le plan elliptique est de 66.55° , ce qui donne un angle de 23.45° entre l'équateur et le plan elliptique.

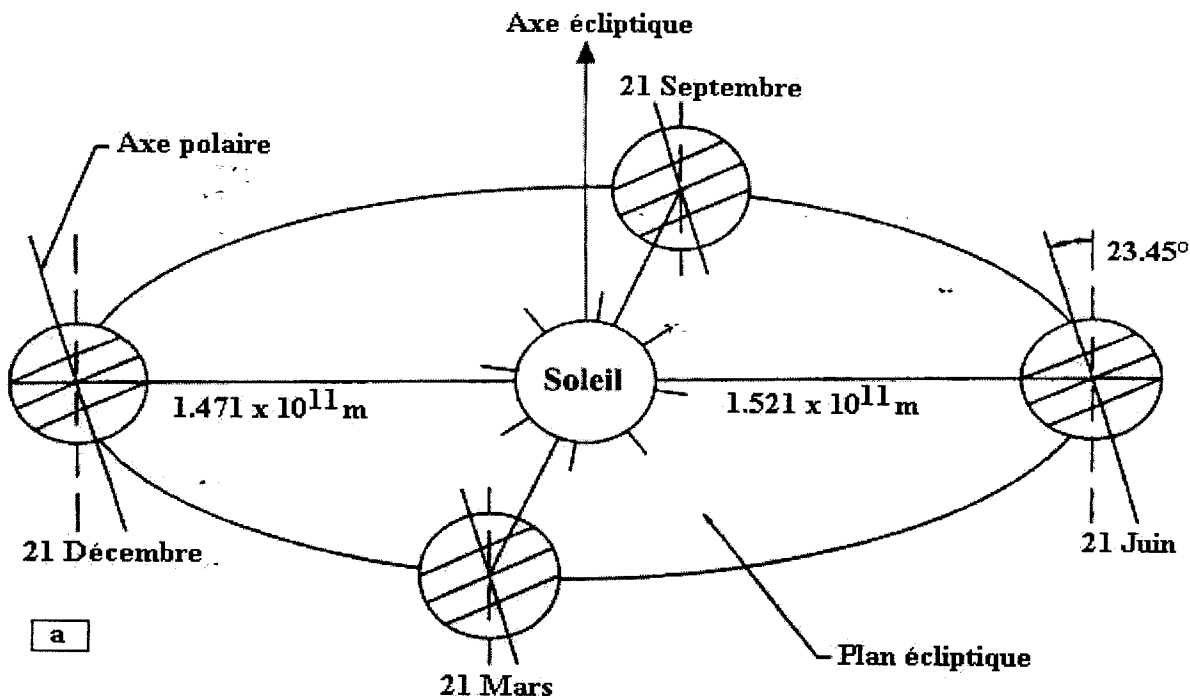


figure.1 : la rotation de la terre au tour du soleil

II-3-Déclinaison solaire

L'angle entre le vecteur Terre-Soleil et le plan équatorial est désigné par la déclinaison solaire δ calculé par la formule:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(N + 284)\right)$$

N : est le nombre de jours de l'année (N = 1 pour le 1er Janvier).

δ Varie entre deux valeur extrêmes : - $\delta_0 \leq \delta \leq + \delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

{	$\delta = 0$	<i>au Equinoxes</i>
	$\delta = 23,45^\circ$	<i>au Solstice été</i>
	$\delta = -23,45^\circ$	<i>au Solsyice hiver</i>
	$\delta > 0$	<i>aux EP - SE - EA</i>
	$\delta < 0$	<i>aux EA - SH - EP</i>

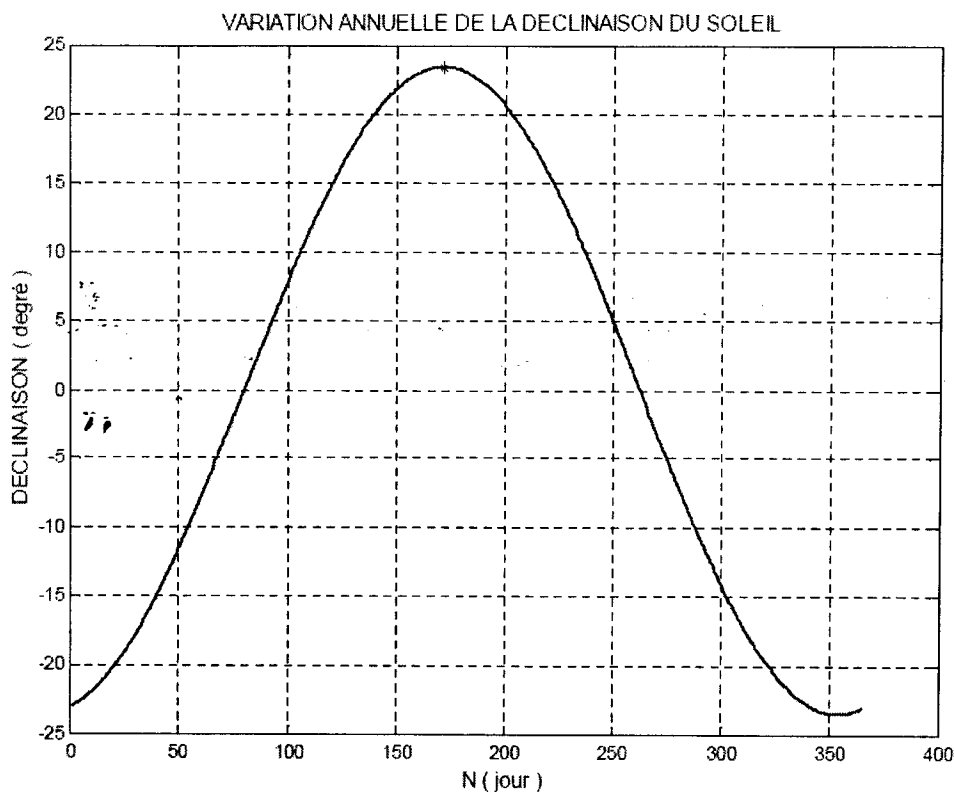


Figure.2 : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année N [15].

II-4-Rotation de la terre-temps solaire

La rotation de la terre autour de son axe cause le cycle jour-nuit et donne l'impression que le soleil se déplace dans le ciel chaque jour de l'Est à l'Ouest. Ce cycle est à la base du temps solaire.

Un 'jour solaire' est défini : à partir du moment où le soleil traverse le méridien local jusqu'au prochain moment où il traverse le même méridien.

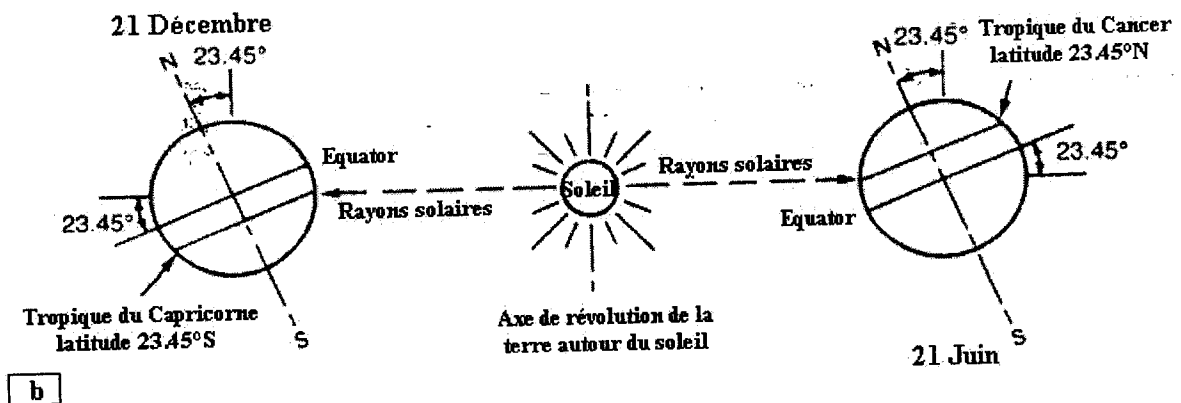
Equation du temps

Le jour solaire varie en longueur dans l'année à cause:

1. L'axe de la terre est incliné par rapport au plan elliptique
2. L'angle du vecteur terre soleil durant une période fixe dépend de la position de la terre dans son orbite elliptique.

De plus, le midi solaire, le moment où le soleil est au méridien local dépend de la longitude.

Par conséquent, le temps solaire et le temps local diffèrent. Cette différence est appelé 'équation du temps', elle varie en fonction du jour et de la longitude.



$$E = [9,87 \sin(2\beta) - 7,53 \cos(\beta) - 1,5 \sin(\beta)]$$

L'angle β est défini en fonction du jour de l'année N.

$$\beta = 360 \frac{(N-81)}{365} \text{ en degré}$$

Cette expression est utilisée pour convertir du temps standard local au temps solaire vrai TSV:

$$TSV = T_{st} + \frac{1}{60} E + \frac{1}{15} (L_{st} - L)$$

T_{st} est le temps standard ou officiel, duquel on retranche une heure, si l'heure avancée d'été

(HAE) est en vigueur.

$$L_{st} = 15 F Hloc.$$

Où:

F Hloc : Fuseau horaire du lieu considéré,

L : Longitude du lieu,

L_{st} : Longitude méridienne standard.

Le dernier terme de l'équation du temps solaire vrai est un ajustement de la latitude en heure

II-5-Angle horaire

A chaque moment, il est plus pratique de calculer le temps en degrés qu'en heures. L'unité de mesure est l'angle horaire (24 h représente 360° horaires).

L'angle horaire se mesure à partir de midi solaire, il est positif s'il est avant midi et il est négatif s'il est après midi.

II-6-Position du soleil

La position du soleil est exprimée en fonction de l'angle azimut solaire a , angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud.

Cet angle est mesuré positivement vers l'Ouest, et l'angle de l'altitude solaire h , angle que fait la direction du soleil avec sa projection, le complément de h ou l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale est appelé angle zénithal (θ_z).

Les expressions pour estimer les deux grandeurs sont données ci-après:

$$\sin(h) = \sin(\lambda) \sin(\delta) + \cos(\lambda) \cos(\delta) \cos(\omega)$$

Aussi: $h = 90 - (\lambda - \delta)$ où avec λ est la latitude locale.

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(f)} \quad f = h$$

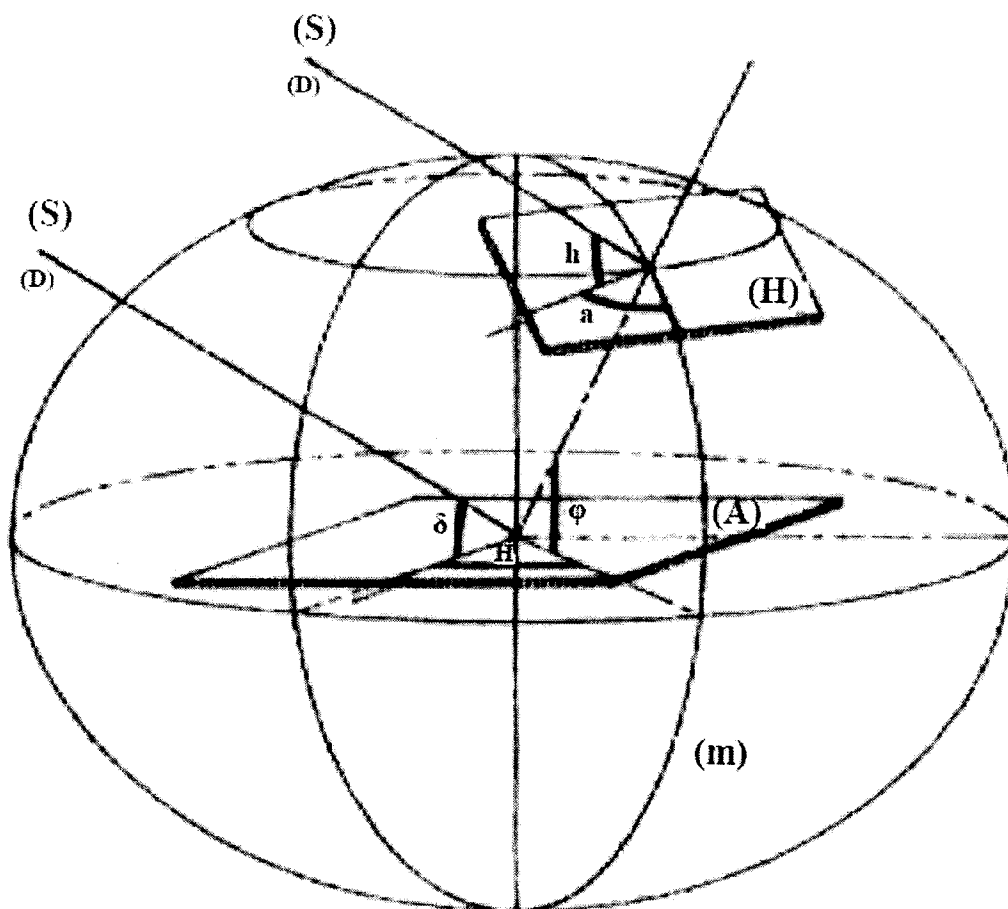


Figure.3 : La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ

II-7-Repérage d'un site sur la surface terrestre

Les coordonnées géométriques utilisées pour déterminer la localisation d'un point sur la surface terrestre sont:

La latitude et la longitude, qui sont calculées en angle et qui s'expriment en degrés, minutes et secondes d'angle [6].

La latitude φ donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie de 0° à l'équateur à 90° N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur.

φ Varie de -90° à $+90^\circ$ tel que :

$$\begin{cases} \varphi > 0 & \text{Vers le Nord} \\ \varphi < 0 & \text{Vers le Sud} \end{cases}$$

La longitude λ , permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une ligne Nord- Sud de référence appelée le méridien (Greenwich).

λ Varie de -180° à $+180^\circ$ telque :

$$\begin{cases} \lambda > 0 & \text{à l'est du méridien de Greenwich} \\ \lambda < 0 & \text{à l'ouest du méridien de Greenwich} \end{cases}$$

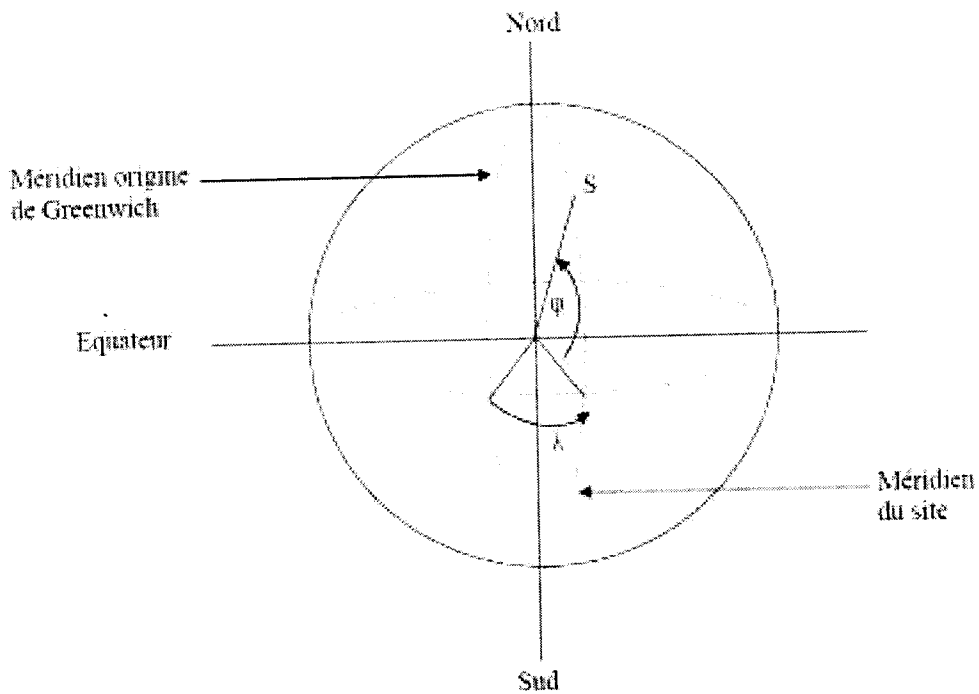


figure.4 : Repérage d'un site sur la surface terrestre.

II-8-Angle d'incidence

L'angle d'incidence « i », c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident (\vec{u}) et la normale (\vec{n}) en coordonnées horizontales [7] :

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(\gamma) \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{cases}$$

$$\vec{u} \begin{cases} \cos(h) \sin(a) \\ \cos(h) \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de (\vec{u}) et (\vec{n}) détermine l'angle d'incidence i :

$$\cos i = \vec{u} \cdot \vec{n} = \begin{pmatrix} \cos(\gamma) \sin(\alpha) \\ \cos(\gamma) \cos(\alpha) \\ \sin(\gamma) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(h) \sin(a) \\ \cos(h) \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned} \cos i &= \cos \alpha \cos \gamma \sin a \cos h + \cos \alpha \cos \gamma \cos a \cos h + \sin \gamma \sin h. \\ \cos i &= \cos(\alpha - a) \cos \gamma \cos h + \sin \gamma \sin h. \end{aligned}$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires.

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(\delta) \cos(H) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \\ \sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(H)}{\cos(h)} \end{cases}$$

En coordonnées horaires l'angle d'incidence est donnée par :

$$\cos i = \cos \alpha \cos \gamma \sin H \cos \delta + \cos \alpha \cos \gamma (\cos H \cos \delta \sin \varphi - \sin \delta \cos \varphi) + \sin \gamma (\cos H \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi)$$

II-9-Durée d'ensoleillement DIS d'un capteur (α, γ) :

La durée d'insolation (DIS) est la durée effectif d'ensoleillement d'un capteur mesurée par héliographe et définie à partir d'un seuil minimum ($\approx 250W/m^2$).

Pour un plan (α, γ), un lieu φ et un jour donné, i est uniquement fonction de l'angle horaire H , on exprimera donc $\cos i$ en faisant bien apparaître la variable H [7].

$$\cos(i) = A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C$$

Avec:

$$\begin{cases} A = A' \cos(\delta) & A' = \sin(\alpha) \cos(\gamma) \\ B = B' \cos(\delta) & B' = \cos(\alpha) \cos(\gamma) \sin(\varphi) + \sin(\gamma) \cos(\varphi) \\ C = C' \sin(\delta) & C' = -\cos(\alpha) \cos(\gamma) \cos(\varphi) + \sin(\gamma) \sin(\varphi) \end{cases}$$

Le lever H_L et le coucher H_C du soleil sur un capteur sont définis pour:

$$i = \pm 90^\circ : \cos(i) = 0$$

$$A \cdot \sin(H) + B \cdot \cos(H) + C = 0$$

La résolution de cette équation nous donne deux solutions une pour le lever et l'autre pour le coucher :

$$\begin{cases} H_L = p(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \\ H_C = p(\alpha) \arccos\left(\frac{B'}{D'}\right) - \arccos\left(\frac{-C'}{D'} \operatorname{tg}(\delta)\right) \end{cases}$$

Avec : $D' = \sqrt{A'^2 + B'^2}$

$p(\alpha) = \text{Singe de } \alpha$

La durée d'ensoleillement d'un capteur est donnée par :

$$D_{IS} = \frac{H_2 - H_1}{15}$$

Avec :

$$\begin{cases} H_1 = H_{L'} \text{ si } |H_{L'}| \leq |H_L| \\ H_1 = H_L \text{ si } |H_{L'}| \geq |H_L| \\ H_2 = H_{C'} \text{ si } |H_{C'}| \leq |H_C| \\ H_2 = H_C \text{ si } |H_{C'}| \geq |H_C| \end{cases}$$

II-10-Durée du jour

Le jour est le temps que séparent le lever et le coucher du soleil. Deux instants particuliers de la journée qui donnent une hauteur h du soleil nulle sont appelés : le lever et le coucher du soleil.

La relation donnant la hauteur du soleil peut s'écrire [8] :

$$\sin h = \cos \delta \cos H \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi$$

$$\sin h = \cos \delta \cos \varphi (\cos H + \operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi)$$

On pose $T = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi$

Alors l'équation devient :

$$\sin h = \cos \delta \cos \varphi (\cos H + T)$$



Le cas des deux points {pôles} étant écartés la résolution de $\sin H=0$ est équivalent à la résolution de $\cos H=T$.

$$\cos H = T \qquad \cos H = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi = T$$

➤ Si $|T| > 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| > 90^\circ$

(Sin h) ne peut pas être nul. Quel que soit H. Nous ne pouvons pas parler de lever ou de coucher du soleil dans ce cas.

➤ Si T est négatif : $T < -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| > 90^\circ$
 $\Leftrightarrow \sin h > 0$
 $\Leftrightarrow h > 0.$

Le soleil est toute la journée au-dessus de l'horizon: « Jour polaire »

➤ Si T est positif : $T > -1 \Leftrightarrow |\varphi + \delta| < 90^\circ$
 $\Leftrightarrow \sin h < 0$
 $\Leftrightarrow h > 0.$

Le soleil est toute la journée au-dessous de l'horizon: « Nuit polaire »

➤ Si $|T| \leq 1 \Leftrightarrow |\varphi| + |\delta| \leq 90^\circ$

L'équation $\sin h = 0$ à deux racines, un pour le lever et l'autre pour le coucher. Le coucher correspond à la valeur positive HC et le lever à la valeur négative HL.

$$\begin{cases} HC = \arccos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi) \\ HL = -HC \end{cases}$$

$$D_j = \frac{HC - HL}{15} = \frac{2}{15} \arccos T$$

Avec $T = -\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi$

La variation de la durée du jour au cours de l'année pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah est illustrée sur la figure 4.

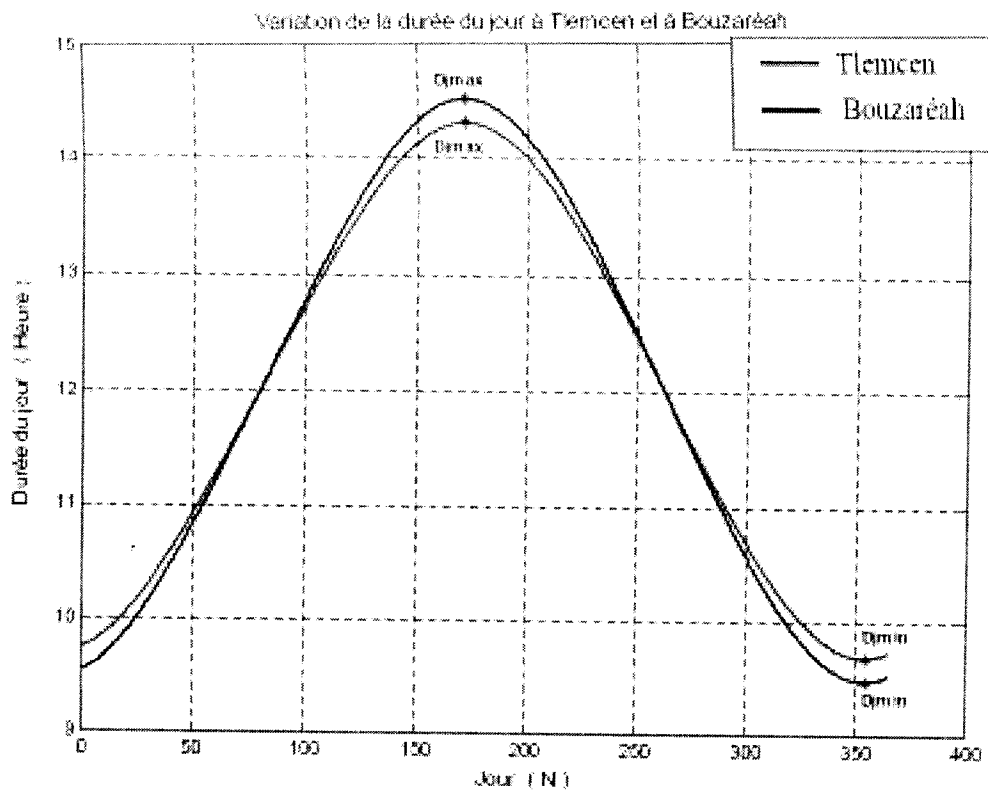


figure.5 : Durée du jour en fonction du numéro du jour de l'année N pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah[15].

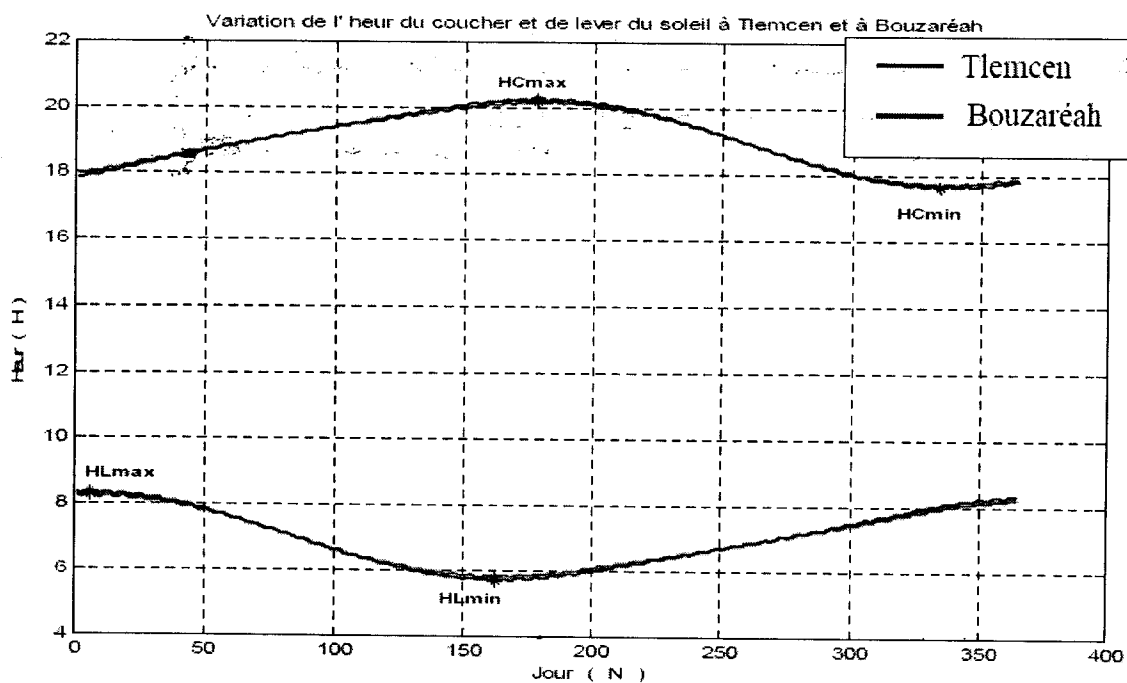


figure.6 :L'heure de coucher et de lever du soleil en fonction du numéro du jour de l'année N pour le site de Tlemcen et de Bouzaréah[15].

	Tlemcen
Durée de jour max (Djmax)	14h19mn04s
Numéro de jour N	171
Durée de jour min (Djmin)	9h40mn55s
Numéro de jour N	354
Lever du soleil max (TLLmax)	8h41mn56s
Numéro de jour N	6
Lever du soleil min (TLLmin)	5h48mn
Numéro de jour N	162
Coucher du soleil max (TLCmax)	20h11mn45s
Numéro de jour N	178
Coucher du soleil min (TLCmin)	17h44mn31s
Numéro de jour N	334

Tableau.1 : Durée de jour, lever et coucher du soleil maximale et minimale sur le site de Tlemcen

II-11-Puissance solaire reçue par la terre [9]:

Le soleil considéré comme un corps noir de rayon $r = R_s$ porté à la température $T = T_s$. La puissance du soleil rayonnée par unité de surface est par unité de temps est donnée par la loi de Stephan :

$$W_s = \sigma \cdot T_s^4 \quad [WS] = W/m^2.$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^2 / \text{K}^4 =$ la constante de Stephan

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil et par seconde :

$$P_s = W_s \cdot (4 \cdot \pi \cdot R_s^2) = \sigma \cdot T_s^4 \cdot (4 \cdot \pi \cdot R_s^2)$$

En supposant que la terre est démunie d'atmosphère et qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'un m^2 placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance W_T donnée par la relation suivante :

$$W_T \cdot \frac{(\sigma T_s^4 4 \cdot \pi \cdot R_s^2)}{4\pi D_{TS}^2} = \frac{\sigma T_s^4 4 \cdot R_s^2}{D_{TS}^2}$$

D_{TS} : varie en fonction du jour de l'année selon la relation :

$$D_{TS} = 1 - 0,017 \cos \left[\frac{360}{365} (N - 2) \right]$$

La variation de la distance terre- soleil au cours de l'année est représentée par la figure :

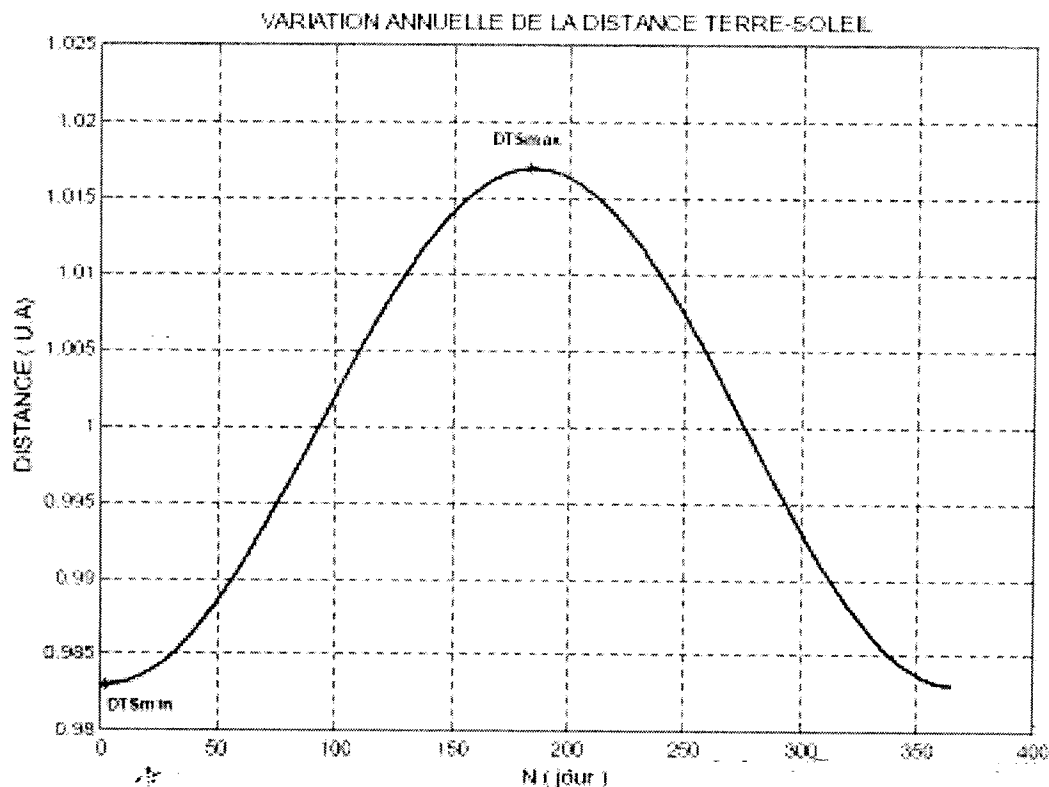


figure.7 : Distance terre- soleil en fonction du numéro du jour de l'année N [15].

Les valeurs extrêmes de la distance terre- soleil sont données respectivement par :

$$\begin{aligned} D_{TS} (\text{max}) &= 1,017 \text{ UA} && \text{vers le 5 Juillet (Apogée)} \\ D_{TS} (\text{min}) &= 0,983 \text{ UA} && \text{vers le 2 Janvier (Périgée)} \end{aligned}$$

Lorsque $D_{TS} = 1 \text{ U.A}$ (aux équinoxes), la puissance reçue par m^2 de la terre W_T (hors atmosphère) est appelée constante solaire noté par I_0 .

Les mesures de I_0 hors atmosphère (sur 10 ans) ont donné une valeur moyenne : $I_0 = (1367 \pm 7) \text{ W/m}^2$ au lieu de $I_0 = (1353 \pm 21) \text{ W/m}^2$ adapté en 1971.

Lorsque $D_{TS} \neq 1 \text{ U.A}$, la puissance reçue par m^2 de la terre W_T (hors atmosphère) est notée par I , elle est donnée par :

$$I = 1367 \left[1 + 0,034 \cos \frac{360}{365} (N - 2) \right]$$

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des tâches solaire et des éruptions chromosphériques, les rayonnements émis par le soleil peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs habituelles. Ces variations apparaissent sensibles surtout pour les rayonnements de très courtes longueurs d'onde. Dans le domaine du rayonnement électromagnétique relatif aux applications solaires, ces variations sont considérées comme négligeables.

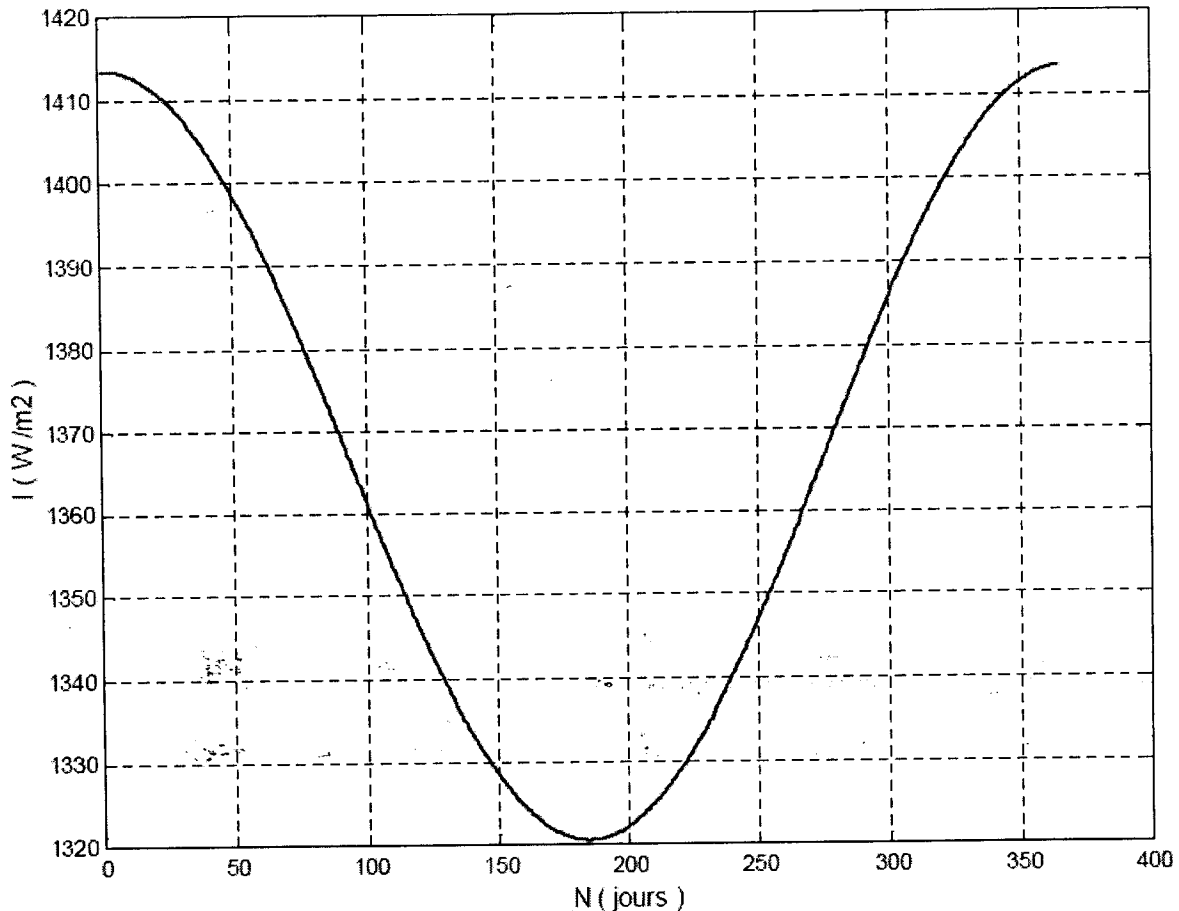


figure.8 : Évolution annuelle de la constante solaire corrigée [15].

De la figure on remarque que le maximum est obtenu au mois de janvier avec la valeur $1413 W/m^2$, le minimum au début de Juillet avec la valeur $1320 W/m^2$.

II-12-Modélisation d'énergie incidente

Tout rayon incident sur terre va être décomposé en plusieurs rayonnements, on appelle cela un rayonnement globale (G) [10].

Ce rayonnement (G) est composé de trois rayonnements, directe (S) diffus (D).et réfléchi (R) Ces rayonnements varient en fonction de la hauteur du soleil, de l'angle d'incidence, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère.

La modélisation théorique des irradiations solaires est très compliquée due aux variations climatiques et aux intempéries. La méthode empirique de PERRIN BRICHAMBAUT a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque [16].

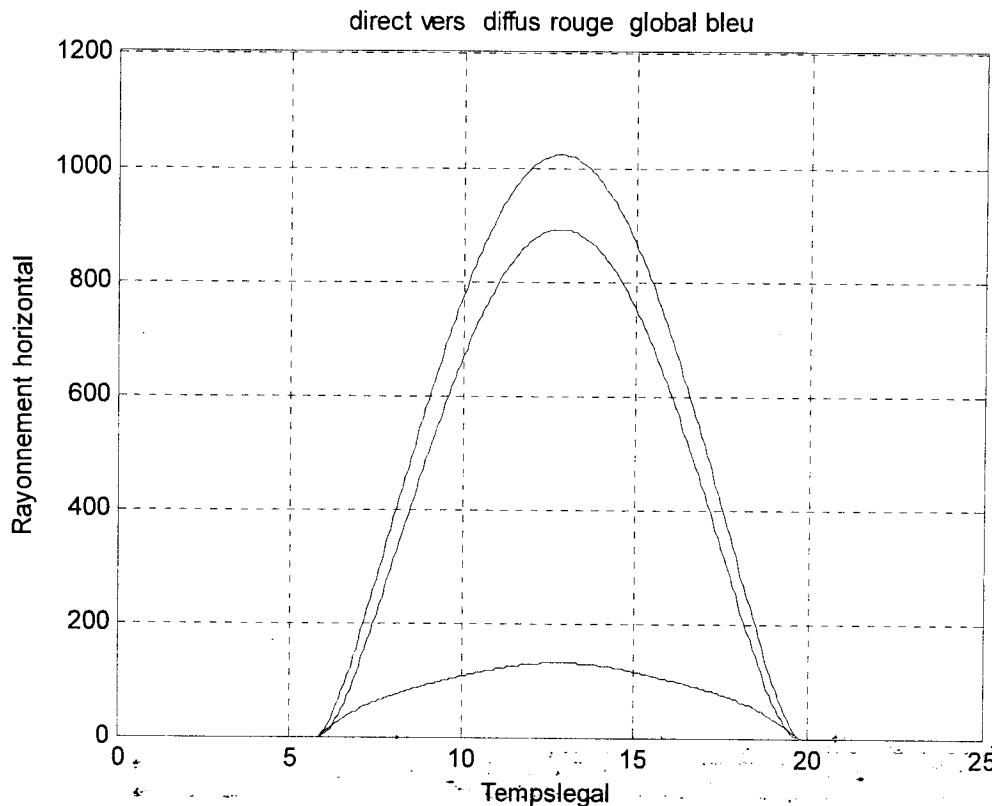


Figure.9 : Rayonnement sur un Plans horizontal [16].

Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair) :

Pour un ciel clair, les puissances du rayonnement direct (E_S), diffus (E_D) et global (E_G) reçu par un capteur (α, γ) incliné de β par rapport au plan horizontal sont données par les relations suivantes.

$$\begin{cases} E_S = A \cdot \cos(i) \cdot e^{\frac{1}{B \cdot \sin((h)+2)}} \\ E_D = \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) D_H + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2}\right) a \cdot D_H \\ E_G = E_S + E_D \end{cases}$$

$$\text{Avec } \begin{cases} D_H = A' (\sin(h))^{0.4} \\ G_H = A'' (\sin(h))^B \end{cases}$$

$$[ES] = [ED] = [EG] = W/m^2.$$

DH : éclairement diffus reçus par une surface horizontale.

GH : éclairement global reçus par une surface horizontale.

a* : étant l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol).

$$a^* = \begin{cases} 0,9 \text{ à } 0,8 \text{ neige} \\ 0,8 \text{ à } 0,4 \text{ sol clair} \\ 0,4 \text{ à } 0,2 \text{ verdure} \end{cases}$$

A, B, A', A'', B'' : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère.

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1,15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1,22
Ciel bleu laiteux	1200	2,5	187	990	1,25

Tableau.2 : les constantes caractérisant l'état de l'atmosphère.

Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) :

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers desquelles il n'est pas possible de distinguer le disque solaire. Dans ces conditions le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus.

Si la couverture nuageuse est homogène on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol.

Le rayonnement global par un ciel couvert est :

$$E'_G = E'_D = K E_G (1 + 0.3 \sin h)$$

Avec :

K : Coefficient dépend de l'état de ciel avant d'être couvert par les nuages.

K = 0,6 pour le ciel bleu foncé.

K = 0,3 pour le ciel bleu clair.

K = 0,15 pour le ciel bleu laiteux.

Estimation d'énergie journalière incidente :

L'énergie journalière reçue par un plan quelconque dépend en général de la latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologiques. Elle est donnée par :

$$E_{jS} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_S$$

$$E_{jD} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_D$$

$$E_{jG} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_G$$

E : l'énergie instantanée (directe, diffus ou globale) incidente sur le capteur.

K : le nombre d'intervalle entre le lever et le coucher sur ce capteur.

ΔT : la différence entre le temps du lever et du coucher sur le capteur.

EJ : l'énergie journalière (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur

Estimation d'énergie annuelle incidente :

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières [10]:

$$E_{as} = \sum_1^N E_{jS}$$

$$E_{ad} = \sum_1^N E_{jD}$$

$$E_{aG} = \sum_1^N E_{jG}$$

Ea : l'énergie annuelle (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

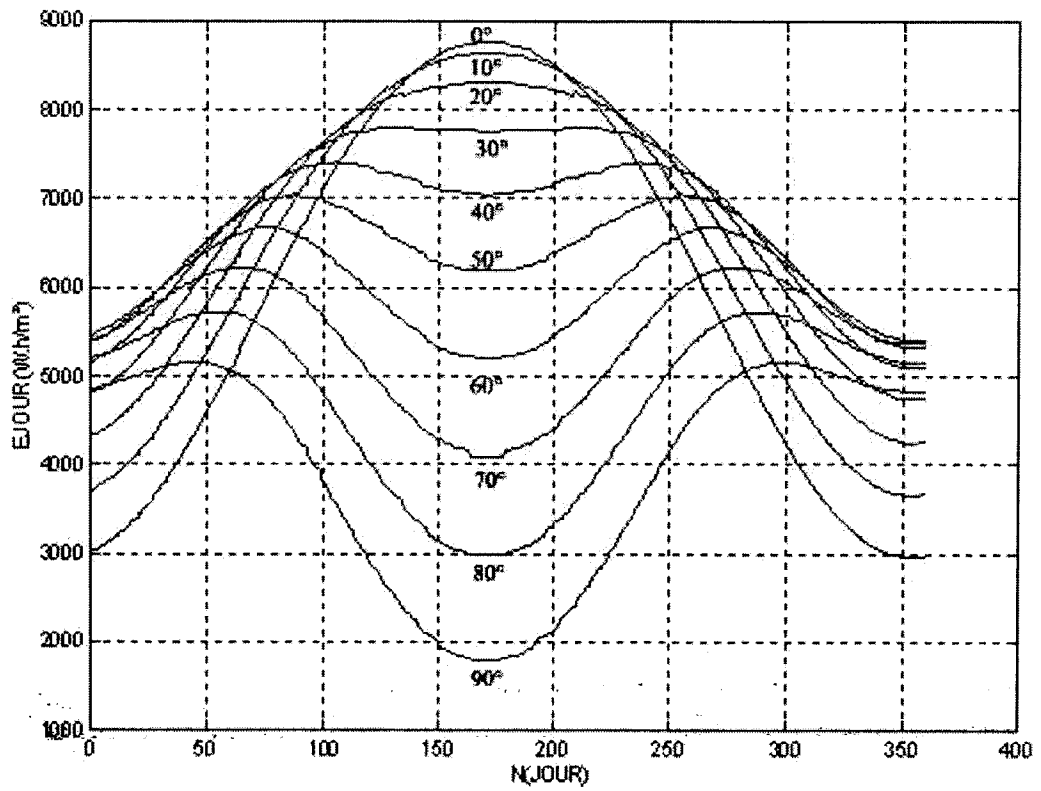


figure.10 : Energie globale

II-Conclusion

Nous avons décrit en premier temps le mouvement terre-soleil à chaque instant de la journée et de l'année qui est nécessaire pour l'orientation d'un capteur placé à un site donné. Ensuite, nous avons présenté brièvement les atténuations du rayonnement solaire et les paramètres essentiels à l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

CHAPITRE III
Modélisation des systèmes de pompage
photovoltaïque



III-Introduction

Une pompe est une machine servant à véhiculer un fluide qui peut être de l'eau ou quelconque (pétrole, huile,...) en l'aspirant pour le refouler à une certaine pression.

Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de la pression en aval) soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide. Ceci constitue l'essentiel de ce chapitre dédié aux pompes solaires.

III-1-Les types de pompes

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications que nous décrirons plus loin, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau [14].

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface. La transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

III-1-1-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.

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres).

L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique

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

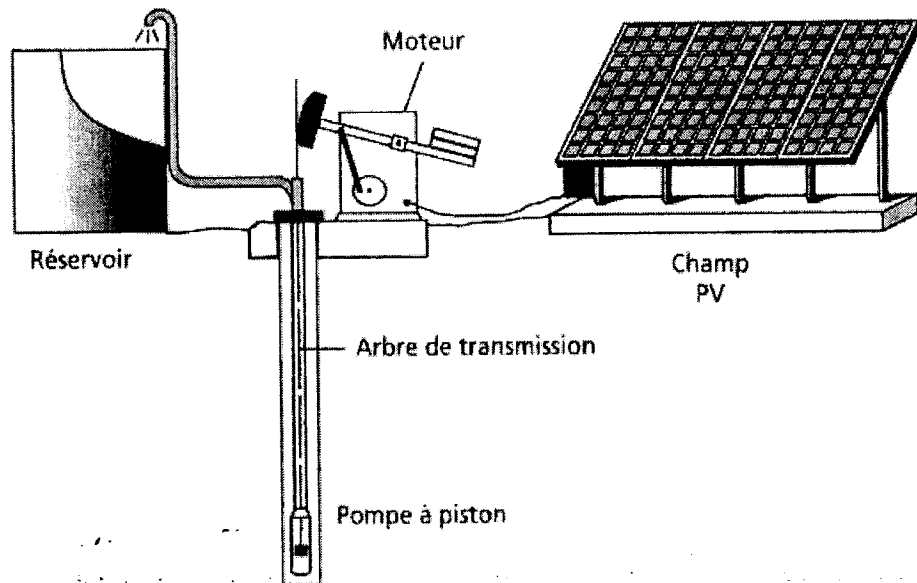
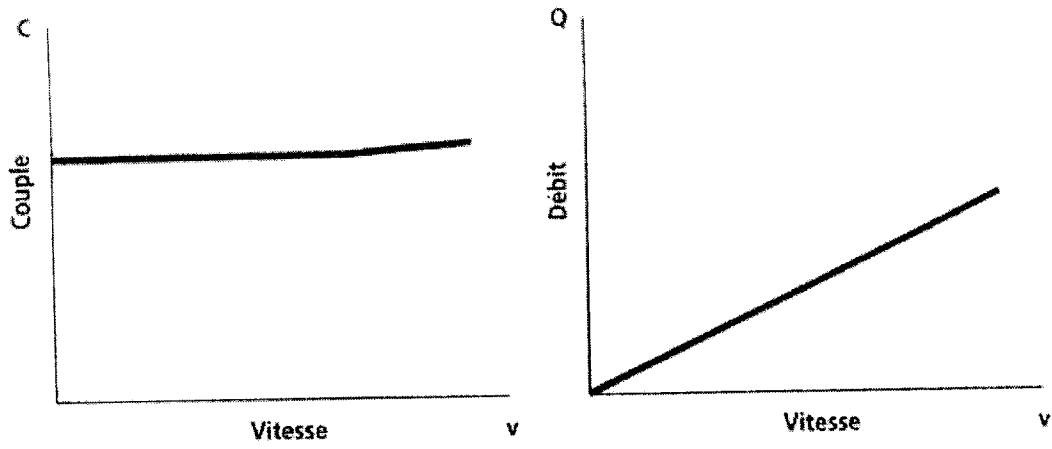


Figure.1 : Pompe à piston (*Jack pump*) :
pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau



a) Le couple est pratiquement constant en fonction de la vitesse.

b) Le débit est proportionnel à la vitesse.

Figure.2 : Caractéristiques d'une pompe volumétrique

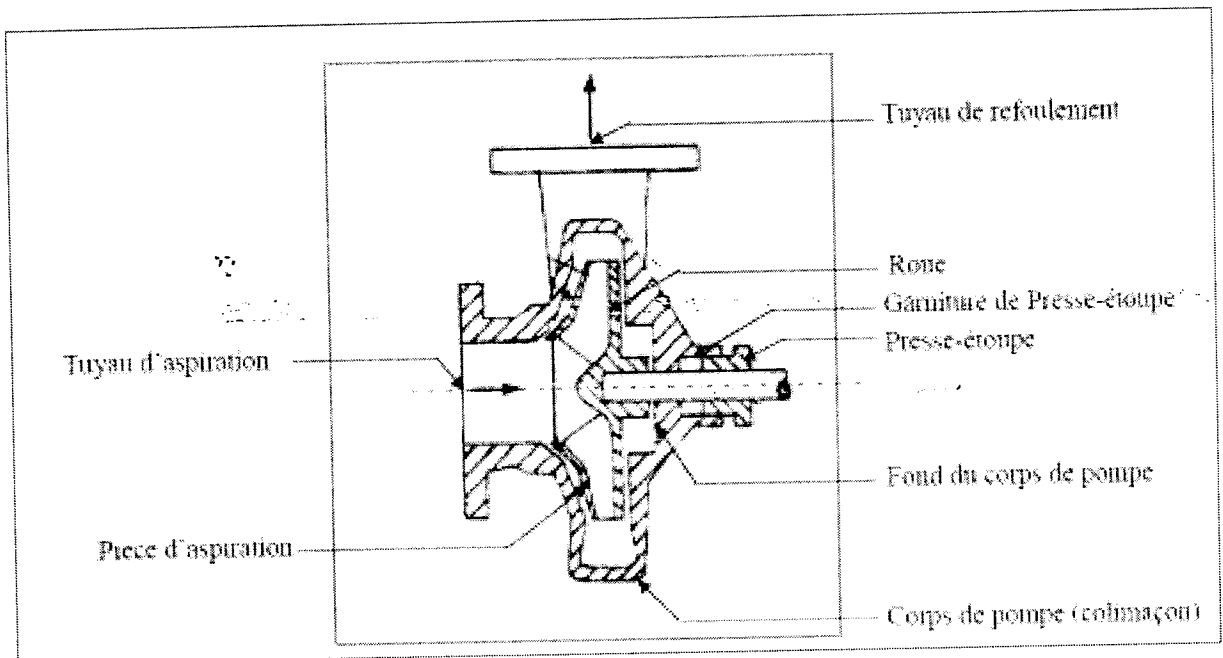


Figure.3 : Coupe d'une turbo-pompe

III-1-2-La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée. Ces pompes

incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration [14].

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \cdot HMT$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres).

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

Le rendement de la pompe centrifuge est fonction du débit ; elle fonctionne de façon plus efficace à une certaine HMT et à une vitesse de rotation prédéterminée. Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

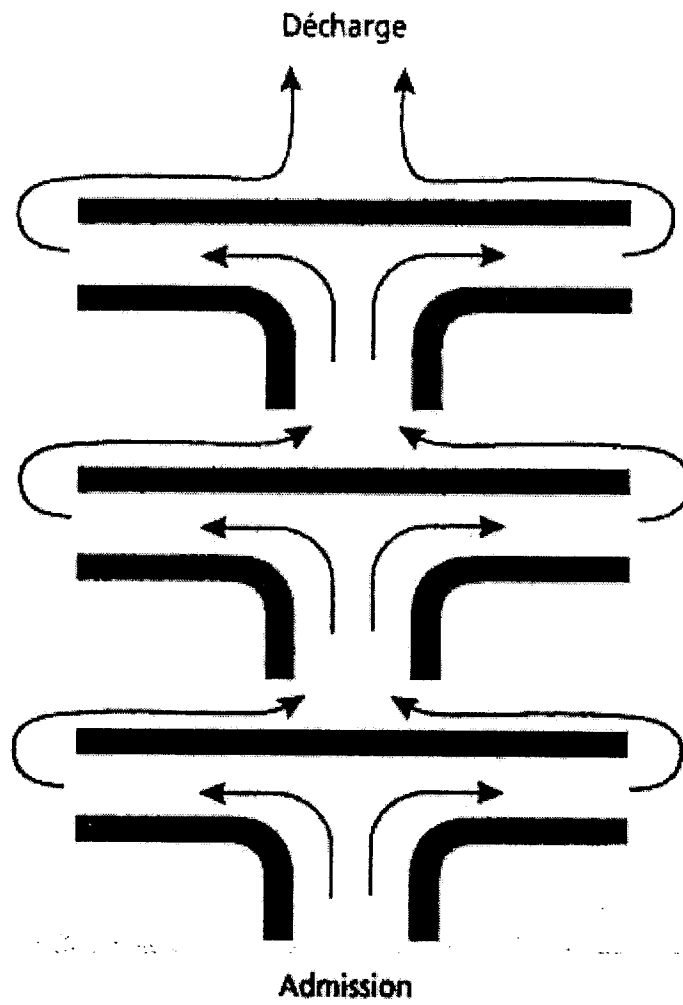


Figure.4 : Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples

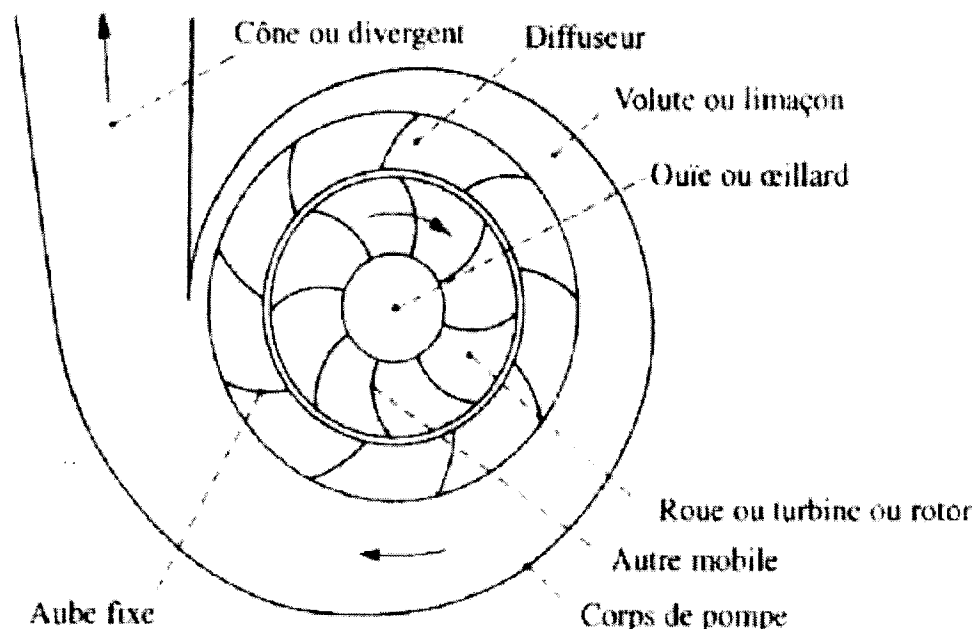


Figure.5 : Constitution d'une pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples.

Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.

Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée :

- Son diamètre est soit de 4" (95 mm), soit de 6" (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion. Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée.
- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.

- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.
- Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60 % au point de fonctionnement nominal.
- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).
- L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.

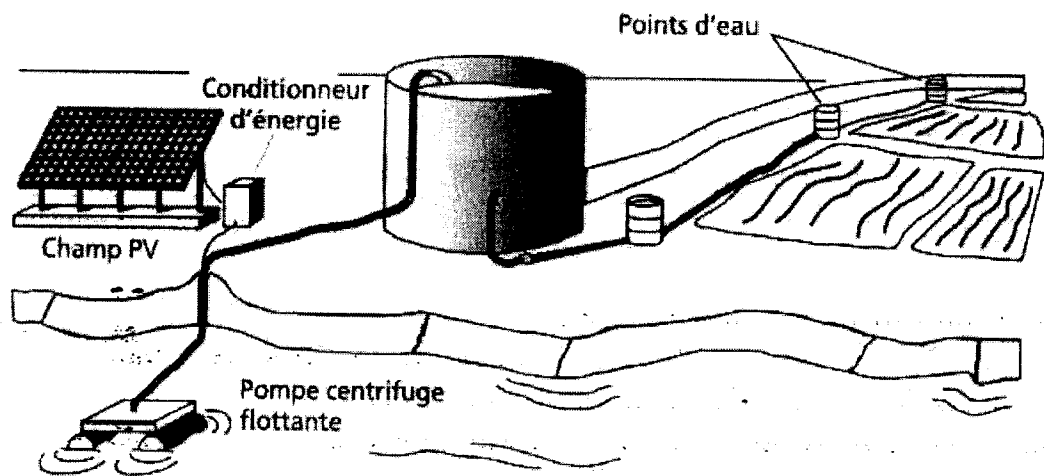


Figure.6 : Pompe centrifuge flottante

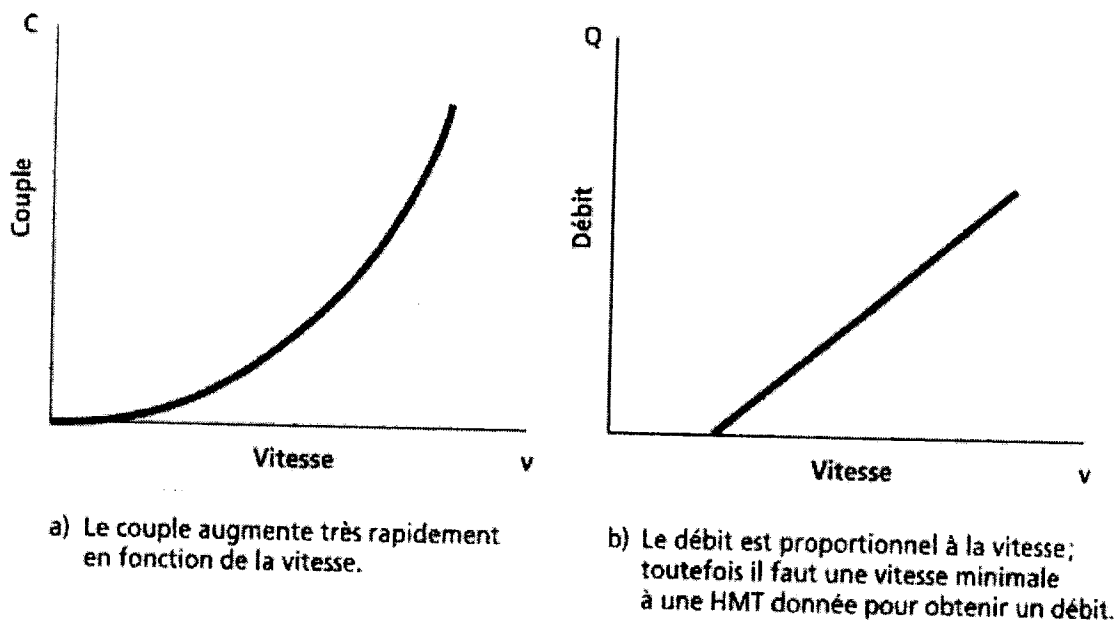


Figure.7 : Caractéristiques d'une pompe centrifuge

III-2-Comparaison entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques

Pour de petites HMT et de faibles débits journaliers ($HMT - Q < 25m^4$), les pompes à main peuvent s'avérer plus intéressantes. On utilisera alors un seau pour pomper l'eau. L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance [14].

Pour les hauteurs de moins de 7 mètres, l'emploi de pompes à aspiration sera préféré. Cette pompe est généralement de type centrifuge à ailettes.

Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe à cavité (volumétrique) permet un débit plus constant.

Pour une HMT moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la HMT et son dimensionnement est critique.

Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($< 20m^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée.

Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.

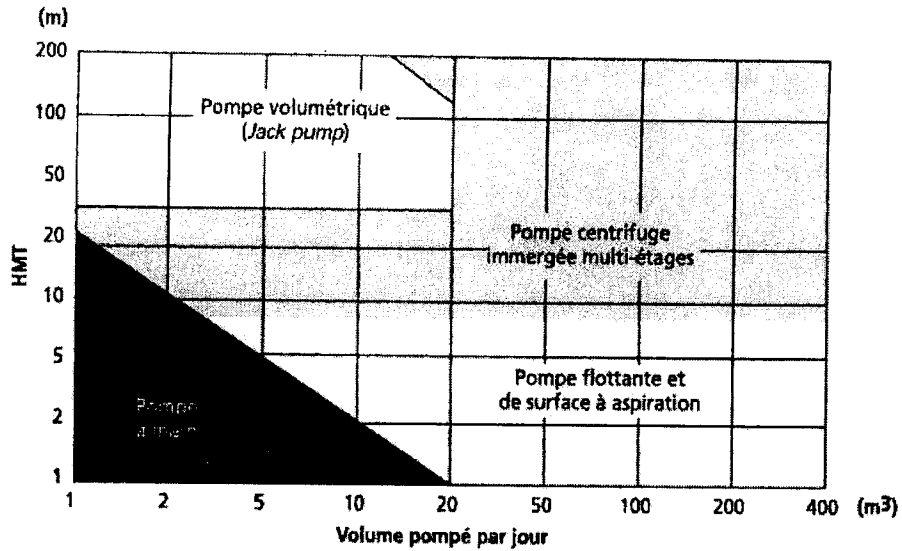


Figure.8 : Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés (tirée de *Solar Pumping* de IT Power)

Le choix d'une pompe se portera également sur sa capacité à répondre aux conditions variables du site. Nous avons vu que le débit d'une pompe volumétrique est moins affecté par la variation de la HMT alors que la pompe centrifuge verra son débit diminuer rapidement à mesure que la HMT augmente. La hauteur de refoulement d'une pompe centrifuge est fonction du carré de la vitesse du moteur. À mesure que la HMT augmente, le rendement de la pompe diminue très rapidement et le moteur devrait tourner beaucoup plus rapidement pour fournir un même débit.

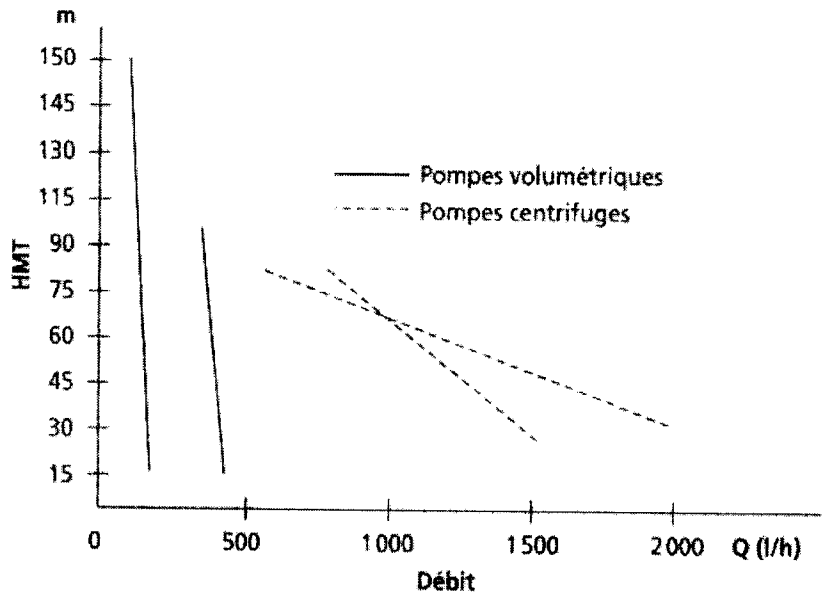


Figure.9 : Exemples de courbes débit - HMT pour quelques pompes

III-3-Les types de moteurs

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux [14].

III-3-1-Moteur à courant continu

L'énergie électrique appliquée à un moteur est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans un induit (habituellement le rotor) soumis à un champ magnétique produit par un inducteur (habituellement le stator). La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique.

Les moteurs à balais sont les plus communs, mais leurs 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. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site. Certains manufacturiers offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant cet entretien à toutes les 5 000 heures de fonctionnement.

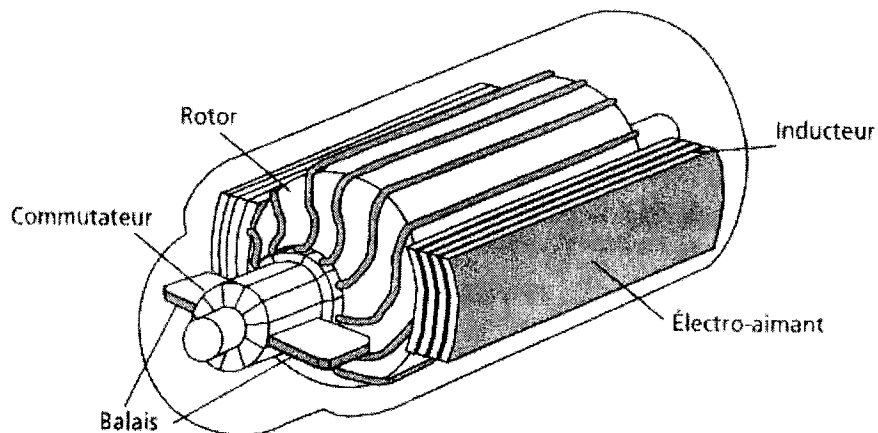


Figure.10 : Moteur à courant continu avec balais

Les moteurs à commutation électronique (sans balais) utilisent un circuit électronique pour inverser le courant circulant dans le rotor. Ces moteurs ne requièrent pas autant de maintenance, mais le circuit électronique peut être une cause de problèmes et doit être conçu pour un environnement difficile.

Le champ magnétique de l'inducteur dans un moteur à courant continu est produit soit par un bobinage électromagnétique, soit par des aimants permanents. Dans le cas d'inducteur à bobinage, les moteurs peuvent être de type série, de type parallèle (moteur *shunt*) ou de type à excitation composée (moteur *compound*) selon la manière dont l'induit et l'inducteur sont alimentés.

Dans un moteur série à bobinage électromagnétique, l'enroulement inducteur est en série avec l'induit. Le couple moteur est relativement grand à faible vitesse et décroît à mesure que la vitesse augmente. Réciproquement, le moteur ralentit lorsque le couple résistant augmente. Ainsi, un moteur série ne peut fonctionner à vide car il peut s'emballer. Lorsque le courant décroît rapidement, la vitesse augmente et peut prendre des valeurs dangereuses. D'autre part, la puissance demandée croît moins vite que le couple résistant, ce qui limite l'importance des variations du courant lorsque le couple résistant varie.

Le moteur série s'adapte particulièrement à la traction électrique parce que sa vitesse varie en fonction de la tension et son couple moteur est bien adapté au service demandé. Ainsi, en régime de démarrage, à faible vitesse, le couple moteur est important et permet de fournir l'énergie cinétique suffisante pour la mise en route d'un équipement présentant une grande inertie. À vitesse normale, le couple décroît, mais le moteur n'a plus qu'à vaincre les divers frottements. Ce type de moteur est donc bien adapté à un pompage variable au fil du soleil.

Dans un moteur shunt, les enroulements induits et les inducteurs sont alimentés, en dérivation, par la même source, sous tension constante. La vitesse d'un moteur shunt sera sensiblement constante, peu importe le couple résistant. Par ailleurs, à excitation constante, le couple moteur est proportionnel au courant absorbé (I) ; la puissance demandée sera donc proportionnelle au couple résistant.

Le moteur shunt est utilisé surtout dans les machines-outils pour lesquelles il est nécessaire que la vitesse varie peu, quelle que soit la charge. Ce type de moteur est peu adapté au pompage où le couple de démarrage est important.

Le moteur à excitation composée possède deux enroulements inducteurs : un en série et l'autre en dérivation. Ce moteur possède des propriétés intermédiaires entre celles des deux types déjà mentionnés. Il ressemble à l'un plus qu'à l'autre suivant l'importance relative des enroulements. L'enroulement dérivation limite la vitesse à vide et les variations de vitesse avec la charge. L'enroulement série permet de vaincre un couple résistant très variable en absorbant un courant peu variable.

Ce type de moteur convient particulièrement à l'entraînement des appareils présentant un couple résistant croissant avec la vitesse, tels les ventilateurs et les pompes.

Parmi les moteurs à courant continu, seuls les moteurs à aimants permanents (3 HP et moins) et les moteurs série sont utilisés pour des applications de pompage solaire. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable.

De par sa fabrication, le rendement moyen d'un moteur à courant continu série est élevé, de l'ordre de 80% à 85%, et ce sur une plage de fonctionnement importante.

III-3-2-Moteur à courant alternatif

Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage photovoltaïque. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif.

Les moteurs alternatifs asynchrones 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. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Depuis quelques années, l'arrivée d'onduleurs efficaces permettant un contrôle de la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation pour des applications de pompage solaire.

Le moteur alternatif pour le pompage solaire est habituellement de type asynchrone, triphasé et à rotor en court-circuit (rotor à cage). Celui-ci tourne autour de deux paliers lubrifiés par le liquide de refroidissement dont est rempli le moteur. Le stator est noyé dans une résine, qui lui assure une bonne tenue mécanique, une bonne dispersion calorique et une étanchéité parfaite. Ces moteurs sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35 °C. Ils doivent nécessairement être alimentés par un onduleur qui convertira le courant continu des modules PV en courant alternatif.

Dans le cas d'un moteur bipolaire à un courant triphasé de fréquence w , la vitesse de rotation du moteur, dite vitesse de synchronisme, est de 2900 à 3 000 T/mn (fréquence de 50 à 60 Hz).

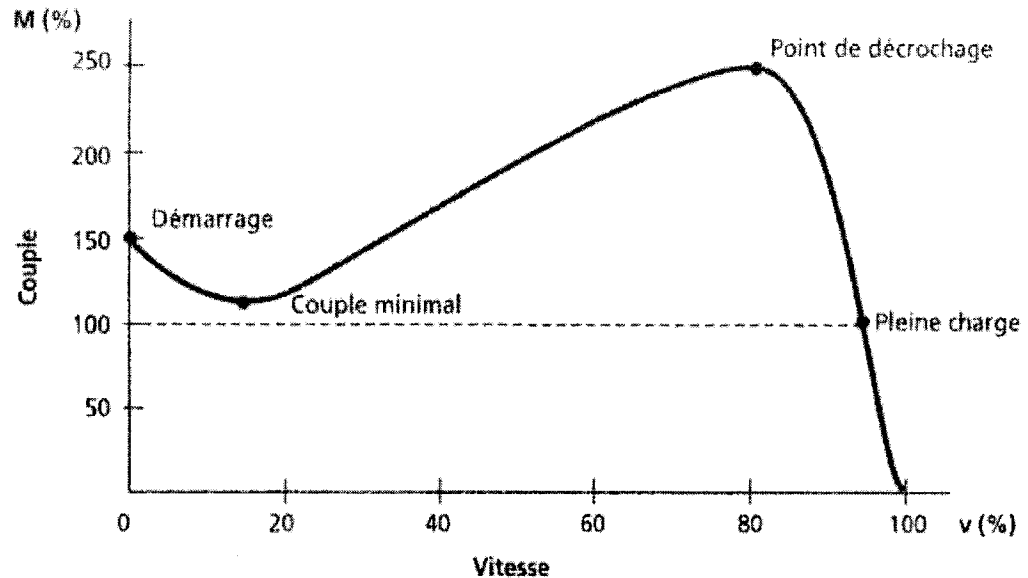


Figure.11 : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire

Au démarrage, le moteur développe un couple d'environ 150% du couple nominal. En pleine charge, la vitesse du moteur reste relativement constante pour une grande variation du couple. Si la charge mécanique excède 250%, le moteur s'arrêtera (point de décrochage). Les moteurs de petite puissance (<10kW) atteignent leur couple maximal (point de décrochage) à environ 80 % de la vitesse synchrone. La vitesse nominale est d'environ 4% de la vitesse synchrone (glissement de 4%).

Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 %. À ceci il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90% à 95% sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80 % sur une plage de fonctionnement relativement importante.

De plus, ces onduleurs sont équipés pour suivre le point de puissance maximal du champ photovoltaïque permettant un pompage solaire au fil du soleil relativement efficace.

III-4-Avantages et inconvénients des moteurs

Quelques avantages et inconvénients de chacun de ces moteurs [11, 12, 13] :

	Avantages	Inconvénients
Moteur asynchrone	<ul style="list-style-type: none"> - Disponible dans le marché avec un coût bas - Son entretien est nul de fait de l'absence complète de pièces en frottement. - Son utilisation augmente l'autonomie et la fiabilité de l'installation. - Disponible pour une large plage de charge. - Le rapport puissance / poids est élevé. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'utiliser un onduleur avec des spécifications photovoltaïque (coût supplémentaire). - Chute de rendement aux faibles puissances. - Appel de courant au démarrage qui peut atteindre cinq fois l'intensité normale.
Moteurs à courant continu avec balais	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité et facilité de régulation (variation de vitesse, couple,..) - Couplage direct avec le générateur (sans onduleur). - Rendement élevé pour les faibles charges 	<ul style="list-style-type: none"> - Présence de balais et collecteur qu'il faut vérifier périodiquement. - Plus lourd et plus coûteux
Moteurs à courant continu sans balais (brushless DC)	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé pour une large gamme de vitesse. - Couplage directe avec le générateur photovoltaïque. - Moins de maintenance avec une bonne fiabilité. - Un rapport couple / poids élevé, d'où un volume modéré 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite un système de commutation (coût supplémentaire).

Tableau.1 : Résumé des principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage.



III-5-Couplage générateur PV–Groupe de pompage

Parce qu'il est souvent plus économique de construire un réservoir pour stocker l'eau plutôt que de stocker l'électricité dans les batteries, le moteur d'une pompe solaire fonctionnera habituellement « au fil du soleil », c'est-à dire qu'il sera couplé directement au générateur photovoltaïque, sans batterie.

Dans ce cas, il est important que la puissance fournie par le générateur PV soit utilisée le plus complètement possible au point de fonctionnement maximal du groupe motopompe sur la plage de fonctionnement la plus large possible. Nous avons vu que différents types de moteurs et de pompes engendrent des caractéristiques de fonctionnement différentes. Le choix d'un régulateur ou d'un onduleur dépendra étroitement de ces caractéristiques.

L'emploi d'une batterie fixe le point de fonctionnement du groupe motopompe sur une plus petite plage de fonctionnement. Ainsi, la pompe fonctionne à couple constant, donc à rendement constant dans le cas d'une pompe volumétrique. Le démarrage d'une pompe centrifuge sera également plus efficace, la puissance de démarrage, plus élevée, pouvant être fournie dès le départ. Néanmoins, l'emploi d'une batterie ne rend pas inutile l'utilisation d'un régulateur de charge. Les caractéristiques de sortie de l'électricité fournies par la batterie sont plus homogènes, mais une adaptation à la charge variable d'une pompe sera néanmoins nécessaire dans la plupart des cas.

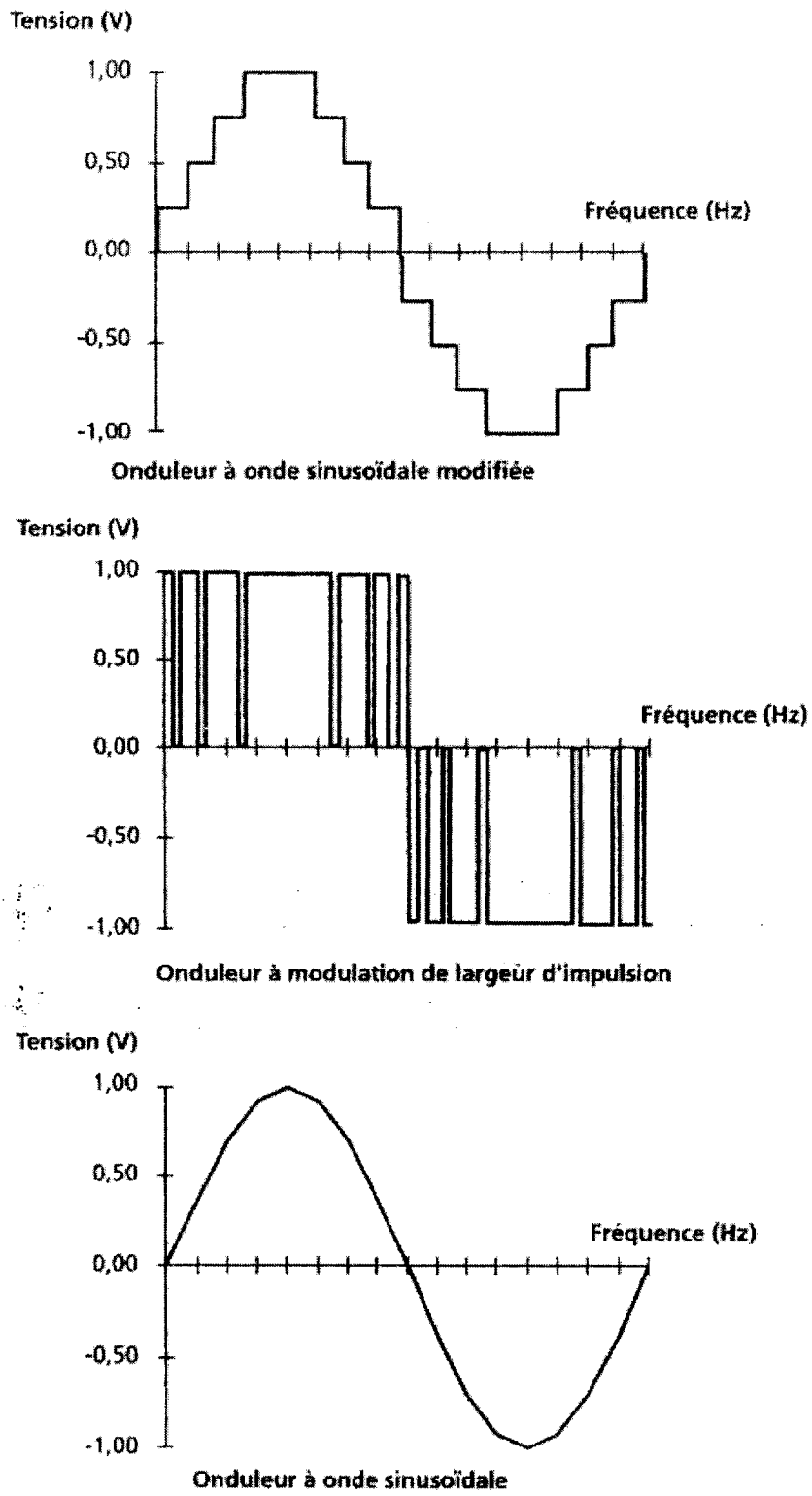


Figure.12 : Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompe

III-5-1-Adaptateur de charge (moteur continu)

Nous avons vu que les courbes caractéristiques courant-tension du groupe motopompe et du générateur solaire peuvent être très variables. En fait, selon l'instant de la journée, le type de pompe utilisée et les conditions d'utilisation du forage, le moteur de la pompe ne fonctionnera pratiquement jamais au point maximal (P_m) du générateur PV durant la journée. L'adaptateur de charge (*maximum power point tracking* ou MPPT) est un dispositif électronique permettant de varier le point de fonctionnement du champ. L'adaptateur de charge sera particulièrement nécessaire au démarrage d'une pompe volumétrique, en augmentant la tension de fonctionnement acceptable par le moteur. Il permettra également de meilleurs résultats du groupe motopompe lors d'ensoleillements faibles.

III-5-2-L'onduleur (moteur alternatif)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire.

Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence – U/f – est constant. La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement.

La tension nominale du courant alternatif peut être standard (220 ou 380 V) ou adaptée à un moteur spécifique d'une application photovoltaïque (80 V).

On distingue plusieurs types d'onduleurs suivant la qualité du signal de sortie :

- Onduleur à onde sinusoïdale modifiée, en marche d'escalier, générateur d'une onde proche de l'onde sinusoïdale.
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (PWM, *pulse-width modulation*).
- Onduleur à onde sinusoïdale.

L'onduleur à onde sinusoïdale modifiée peut supporter de fortes surcharges et sa distorsion harmonique est relativement faible, de sorte qu'il n'introduit que peu de pertes par effet Joule susceptibles de causer l'échauffement des moteurs. Il est souvent employé avec de petits systèmes de pompage.

L'onduleur à modification de largeur d'impulsion utilise des commutateurs électroniques rapides pour varier la largeur d'impulsion. En utilisant un filtre à la sortie, l'onde sinusoïdale peut être reconstruite. Ces onduleurs relativement peu coûteux sont très efficaces, fonctionnant à près de 90% à 95% de rendement. Ils sont employés par la plupart des systèmes de pompage à courant alternatif.

L'onduleur à onde sinusoïdale n'a pas la capacité de surcharge des précédents onduleurs et son coût est relativement élevé. Il est peu employé pour les systèmes de pompage.

Une deuxième fonction de l'onduleur est d'adapter le point de fonctionnement (courant-tension) au générateur. Deux modes sont possibles :

- Recherche du point de puissance maximale du générateur (MPPT, *maximum power point tracking*). Un microprocesseur recherche à intervalles réguliers la puissance maximale disponible du générateur et fixe ainsi la tension du courant continu à l'entrée de l'onduleur.
- Tension fixe (*tension track*). L'onduleur impose une tension fixe du générateur qui correspond à son point de puissance maximale. La valeur de cette tension est déterminée par le constructeur en fonction du type de modules constituant le générateur.

Une troisième fonction de l'onduleur est la gestion et la protection de l'installation :

- Interrupteur principal incorporé.
- Protection : surchauffe, surcharge, sous-charge, surtension, sous tension, défaut à la terre, court-circuit, fonctionnement à sec, blocage groupe motopompe, inversion de polarité, réservoir plein.
- Contrôle de mise en marche et indication de pannes par voyants lumineux.

La durée de vie moyenne des onduleurs de pompage est de sept ans. Ils ne nécessitent pas d'entretien particulier. Seule la qualité de l'étanchéité des presse-étoupe au passage des fils doit être contrôlée.

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.

III-6-Rendement du groupe motopompe – générateur PV

Nous avons vu que le rendement d'un moteur CC série est de 80% à 85 % et celui d'un moteur AC asynchrone est de 80 %, sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement hydraulique des pompes solaires est de l'ordre de 45% à 60%, mais ce rendement décroît beaucoup hors du point de fonctionnement nominal et est particulièrement évident pour une pompe centrifuge [14].

Il est nécessaire de tenir compte de la variation de la HMT, donc de la désadaptation possible de la pompe, lors de la conception d'une installation. Notamment, une mauvaise évaluation du calcul de la HMT lors de la conception pourrait entraîner le choix d'une pompe mal adaptée, celle-ci ne pouvant fonctionner au point de fonctionnement maximal.

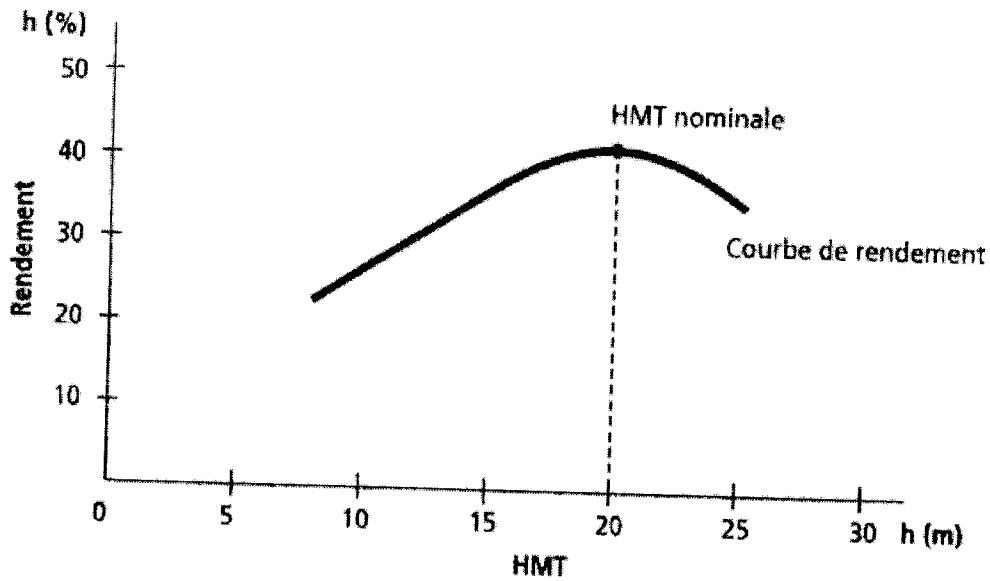


Figure 13 : Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT

Le choix d'un adaptateur de puissance adéquat permettra d'améliorer le rendement pour une certaine variation de la HMT mais ne constitue pas un palliatif à une pompe mal conçue. Les caractéristiques du site et de l'utilisation de l'eau devront donc être établies avec attention afin de bien choisir les composants de la pompe.

Dans de bonnes conditions d'utilisation, et pour un système bien conçu, on peut s'attendre à un rendement du groupe motopompe oscillant entre 35% et 45%.

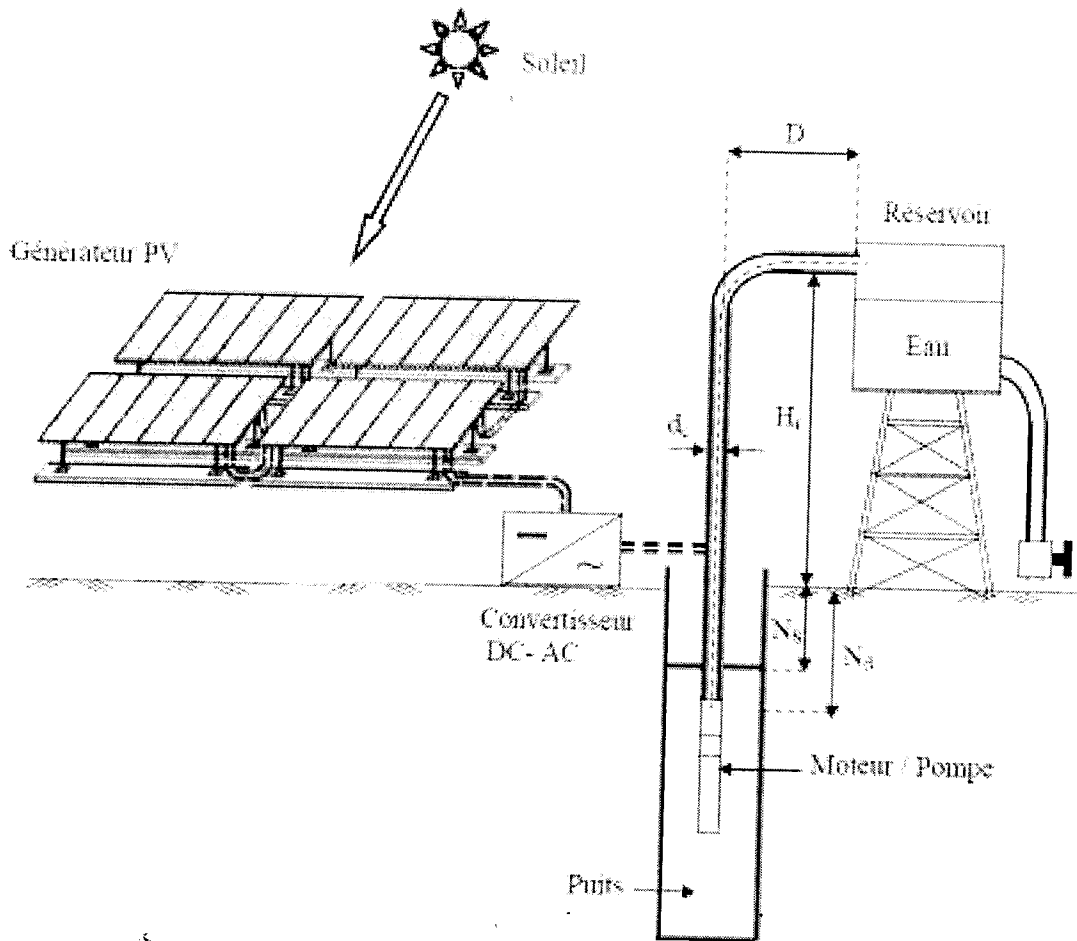


Figure.14 : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil.

III-7-Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de pompes et leurs composants pour un système de pompage photovoltaïque afin de faciliter l'accès à la modélisation du système.



CHAPITRE IV

Dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque



IV-Introduction

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un sous-système de pompage, la tuyauterie et accessoires et enfin un réservoir d'eau. Il existe deux systèmes de pompage photovoltaïque au fil du soleil sans batteries et avec batteries pour le stockage électrique.

Dans ce chapitre, nous présentons le dimensionnement simple, les besoins en eau et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques avec batterie et sans batterie

IV-2-Un système photovoltaïque avec batterie

IV-2-1-Principe de fonctionnement

Un système photovoltaïque avec batterie peut être comparé à une charge alimentée par une batterie qui est chargée par un générateur photovoltaïque. Il comprend généralement les composantes de base suivantes [14]:

- le champ de modules PV charge la batterie en période d'ensoleillement;
- la batterie alimente la charge et assure un stockage de l'énergie électrique ;
- la diode anti-retour évite la décharge de la batterie à travers les modules PV en période d'obscurité.
- le régulateur de charge protège la batterie contre la surcharge de l'énergie produite par le champ de modules PV et inclut habituellement une protection contre les décharges profondes de la batterie;
- un conditionneur de charge permet l'utilisation d'appareil à courant continu (cc) à tension variée (convertisseur) ou à courant alternatif (onduleur).

Chaque composante du système doit être dimensionnée en fonction des contraintes techniques du système. Les caractéristiques de ces composantes doivent être bien comprises pour déterminer la plage de fonctionnement du système. Ainsi, en étudiant les courbes (I,V) du champ de modules, de la batterie et de la charge, nous constatons rapidement que, peu importe l'énergie fournie par le module, la tension du système sera imposée par la batterie.

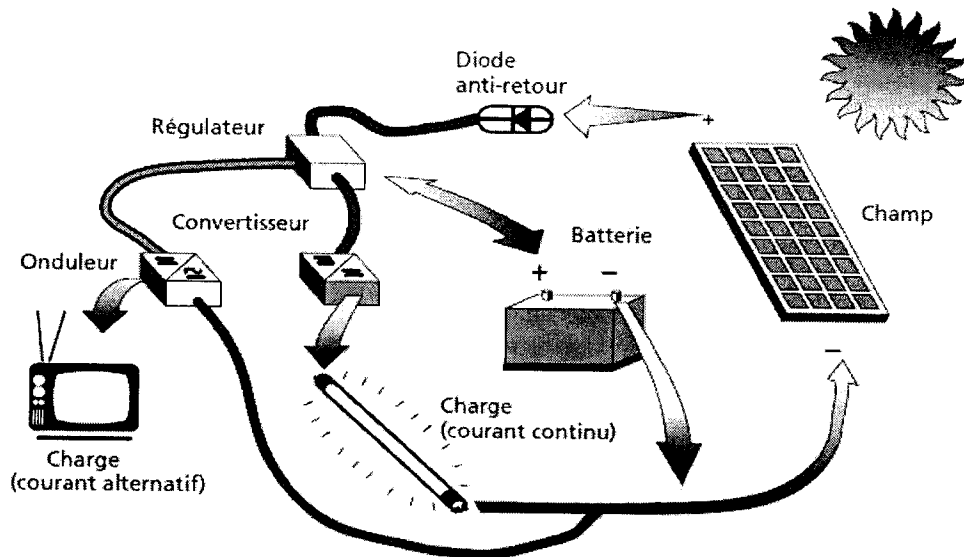


Figure 1 : Composantes de base d'un système PV autonome avec batterie

En effet, si nous étudions la liaison modules PV-batteries, le point de fonctionnement du champ de modules est déterminé par l'intersection des deux courbes représentant la courbe de charge de la batterie et la courbe de fonctionnement (I,V) du champ de modules à différents ensoleillements. En approximant la tension de charge de la batterie comme une constante en dehors des courtes périodes de début et de fin de charge, une bonne adaptation sera obtenue lorsque la courbe de charge de la batterie sera dans la zone des puissances optimales du module sous différents ensoleillements.

Prenant en compte les pertes dues au câble, à l'échauffement des cellules, à une diode de protection et à la batterie elle-même, un module aura normalement besoin de 36 cellules pour charger une batterie de 12 volts.

IV-2-2-Les Batteries

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

- la demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, les appareils utilisés fonctionnent soit en continu, soit à la demande ;
- l'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques).

Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité. Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques.

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

- **Autonomie.** Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.
- **Courant de surcharge.** Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.
- **Stabilisation de la tension.** Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

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

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

IV-2-3-La Régulation

Différents systèmes électroniques sont utilisés pour protéger la batterie contre une charge trop élevée ou une décharge trop profonde.

- Une charge trop élevée entraînera une électrolyse de l'eau en hydrogène et oxygène, ce qui pourra éventuellement amener les plaques en contact avec l'air et provoquera un vieillissement prématuré de la batterie. La formation d'hydrogène représente également un risque certain d'explosion dans un local peu ventilé.
- Une décharge profonde répétée provoque une sulfatation irréversible des plaques et, par conséquent, une diminution de la capacité de la batterie. Cette sulfatation peut également provoquer des courts circuits entre les plaques et rendre l'accumulateur inopérant.

IV-2-4-Caractéristiques et Options des Régulateurs de Batteries

Les points suivants sont à observer lors de l'achat de régulateurs de batteries :

- Choix entre les régulateurs de type shunt ou série : Lorsque les batteries ont atteint leur pleine charge, le régulateur shunt intercepte le courant en provenance du champ et l'envoie directement à la terre (ou à une borne négative dans le cas d'un système sans mise à la terre), par l'intermédiaire d'une charge résistive. Le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant en provenance du champ PV.
- Capacité : La capacité correspond normalement à la limite supérieure de courant ; la plupart des régulateurs sont conçus pour une tension nominale fixe.
- Diode anti-retour intégrée : Le régulateur intègre souvent une diode anti-retour afin que la batterie ne se décharge pas dans le champ PV.
- Compensation thermique : Habituellement adaptée à un type d'accumulateurs précis (par exemple, au plomb-acide) pour une gamme de températures données.
- Capacité de charge d'égalisation ou d'entretien : Certains régulateurs permettent une surcharge de la batterie pendant une période prédéterminée afin d'égaliser la charge entre les cellules et de diminuer la stratification de l'électrolyte.
- L'ampèremètre et le voltmètre sont souvent intégrés dans le régulateur.
- Protection contre les surtensions dues à la foudre.
- Protection contre l'inversion de polarité : Cette caractéristique protège les circuits contre les dommages résultant d'une mauvaise connexion accidentelle.
- Distribution de charge : Cette caractéristique permet de mettre certaines charges en circuit ou de les délester, lorsque la tension du système est inférieure ou supérieure à des valeurs prédéterminées. Elle permet notamment le démarrage d'une génératrice et l'envoi d'un signal d'alarme lorsqu'une basse tension est détectée. Elle peut aussi ajouter une charge fictive lorsque la tension est trop forte.

IV-2-5-Dimensionnement d'un Système PV avec Batterie

Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance-crête du générateur solaire et la capacité de la batterie, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part, et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire tout au long de l'année ou pour une période déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée.

Les étapes suivantes permettront de dimensionner approximativement un système photovoltaïque. Il faut, en premier lieu, estimer les besoins en électricité et établir la durée de la période d'ensoleillement minimal de la région où le système

sera installé. Les grilles de calculs ci-après permettront ensuite de dimensionner la capacité de la batterie et la puissance du champ photovoltaïque. Afin de faciliter les calculs préliminaires, nous avons indiqué les rendements typiques des régulateurs de charge et des batteries. Ces valeurs devront être réajustées lorsque le choix des composantes du système aura été arrêté et qu'une meilleure estimation de l'efficacité du système et du rendement des composantes sera possible.

1ère étape : Estimation des besoins d'électricité (Wh/j)

2ème étape : Estimation de l'ensoleillement

3ème étape : Estimation de la capacité de stockage requise (Ah)

4ème étape : Estimation du champ photovoltaïque requis (Wc)

IV-2-6-Optimisation du Dimensionnement

Les étapes de dimensionnement explicitées précédemment satisfont à certains critères techniques sélectionnés, mais le facteur coût pourra modifier ceux ci sensiblement. Ainsi, après avoir estimé une première fois les dimensions de chaque composante, il sera possible de réévaluer ce choix en modifiant certains des paramètres de départ et d'obtenir une installation qui fonctionnera de manière acceptable [14].

Ainsi, pour diminuer la capacité de la batterie, on peut accepter d'avoir un degré d'autonomie moindre. Lorsque la charge peut rester inopérante durant les quelques jours les plus difficiles de la période de fonctionnement prévue, ou lorsqu'il est possible de diminuer la demande durant ces moments critiques, la demande sur la batterie d'accumulateurs sera moindre et on pourra choisir une capacité plus petite.

Il est possible d'augmenter la production d'énergie du générateur solaire durant les mois les plus déficitaires en inclinant davantage le champ de modules afin qu'à cette période le rayonnement soit perpendiculaire aux modules. Ceci permettra de diminuer le nombre requis de modules et la capacité de stockage des accumulateurs.

Il est possible de diminuer la capacité des accumulateurs en augmentant le nombre de modules ; un nombre suffisant de modules peut amener un déficit saisonnier nul. Dans ce cas, la batterie aura uniquement un rôle de stockage journalier.

Il est possible de diminuer la capacité des accumulateurs en utilisant un système d'appoint en énergie qui sera mis en marche seulement lors d'ensoleillement faible prolongé. Par exemple, l'ajout d'une génératrice diesel en appoint permettra de dimensionner un système photovoltaïque avec une autonomie de seulement un ou deux jours.

Il est également possible de diminuer la puissance du générateur photovoltaïque en utilisant un système d'appoint qui prendra la relève lors des périodes les moins ensoleillées de l'année. L'estimation de l'ensoleillement devra

alors ne pas prendre en compte les périodes où l'on prévoit faire fonctionner le système d'appoint. Le dimensionnement du générateur photovoltaïque se fera alors sur les périodes de l'année les plus ensoleillées.

Le dimensionnement d'un système hybride utilisant un générateur photovoltaïque et un système d'appoint est relativement complexe et dépasse le cadre de nos propos. Nous recommandons aux lecteurs désireux de faire ce dimensionnement de consulter un professionnel spécialisé dans ce domaine.

IV-3-Les systèmes photovoltaïques sans batterie

IV-3-1-Principe de Fonctionnement

Les systèmes photovoltaïques sans batterie servent habituellement à alimenter une charge unique, comme une pompe ou un moteur, à laquelle convient mieux une autre forme de stockage d'énergie que l'électricité (par exemple : réservoir d'eau surélevé) ou encore qui a besoin d'énergie pendant le jour seulement [14].

De par la caractéristique I-V des systèmes photovoltaïques, certains types de charges sont mal adaptés pour un couplage direct des modules. Pour avoir une bonne adaptation, il faut brancher une charge dont la caractéristique I-V se rapproche au plus près de la courbe de puissance maximale du système solaire, qui comme on l'a vu est pratiquement verticale autour d'une tension optimale. L'utilisation d'une batterie répond bien à cette contrainte car sa caractéristique de fonctionnement est en tout temps très près du point de fonctionnement maximal des modules.

Le branchement direct d'une charge résistive à un module soumis à un ensoleillement variable est par contre très mal adapté. Si la puissance délivrée à la charge est maximale pour un ensoleillement donné, elle ne l'est pas pour un ensoleillement différent.

Dans le cas de couplage direct, seuls les moteurs à aimants permanents et les moteurs séries sont capables d'avoir une bonne adaptation autour d'un point optimal. Pour ces charges :

- Le courant est directement fonction du couple résistant ; donc, à faible ensoleillement le couple résistant sera faible.
- La tension est directement fonction de la vitesse de rotation du moteur; donc, la vitesse de rotation du moteur sera à peu près constante à partir d'un seuil d'ensoleillement minimal.

IV-3-2-Adaptation de charge

L'adaptateur de charge (*maximum power point tracker*) est un dispositif électronique utilisé pour maintenir au maximum la tension de fonctionnement du

champ, indépendamment des fluctuations de l'impédance de charge et des conditions de fonctionnement du champ causées par les variations de température et d'ensoleillement. Ainsi, l'adaptateur de charge remplit essentiellement la fonction d'un circuit d'adaptation d'impédance: Il augmente beaucoup l'efficacité du champ, mais il consomme également de l'énergie. L'utilisateur doit donc s'assurer que le gain d'efficacité n'est pas annulé par la consommation d'énergie de l'adaptateur.

Un type particulier d'adaptateur de charge est le commutateur de champ. Ce dispositif permet de modifier l'agencement série-parallèle des modules en fonction de la charge ou de l'éclairage. Il est utile dans le cas d'une pompe à eau, par exemple, car il permet de fournir la forte intensité de courant de départ nécessaire au moteur, tôt le matin lorsque l'ensoleillement est plus faible. Ainsi, il peut, par exemple, commuter un champ normalement composé de deux branches de six modules chacune en un champ à trois branches de quatre modules chacune. Cette dernière configuration fournirait le même courant que la première, malgré un ensoleillement moindre ($660\text{W}/\text{m}^2$ comparativement à $1000\text{W}/\text{m}^2$), mais à une tension considérablement réduite.

IV-3-3-Dimensionnement d'un Système PV Sans Batterie

Le dimensionnement de ce genre de système diffère de celui d'un système avec batterie en ce que la dimension du champ photovoltaïque est déterminée par la nécessité d'assortir l'alimentation avec la demande d'énergie. En outre, il n'y a pas lieu de se préoccuper de la batterie. Les étapes de conception sont les suivantes :

1. Définir les conditions du site.
 2. Faire l'estimation de la charge.
 3. Dimensionner le champ et les appareils conditionneurs de l'énergie.
- Lorsqu'il s'agit de pomper l'eau, la quatrième étape de l'analyse sera :
4. Calculer le volume du réservoir d'eau.

Comme il n'y a pas de batterie, le champ doit être dimensionné de façon à satisfaire à la charge pour les conditions d'ensoleillement les plus faibles. Le facteur d'utilisation nominal sera égal au nombre d'heures de soleil maximum durant le mois d'exploitation où l'ensoleillement est le plus faible. Les étapes suivantes vous permettront de dimensionner approximativement votre système photovoltaïque. Vous devrez estimer vos besoins en électricité et établir la durée de la période d'ensoleillement minimal de votre région.

IV-4-Calcul de l'énergie quotidienne requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de La hauteur manométrique totale (HMT) requises et est exprimée en watt-heure.

Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (CH) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

IV-4-1-Données de Base

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants. Ce chapitre donne une définition des données utilisées en pompage en général et explique les particularités du pompage photovoltaïque.

a. Débit

Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m³ par jour.

b. Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe 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 :

$$HMT = Hg + Pc$$

Où

Hg = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation ($Hr+Nd$). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, Hg sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

Pc = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre (dc) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètres d'eau.

Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale.

c. Niveau statique

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

d. Niveau dynamique

Le niveau dynamique (Nd) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. Rm est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

IV-4-2-Énergie requise pour la pompe :

$$E_{elec} = \frac{\text{Constante hydraulique} \times \text{le débit journalier} \times \text{la HMT}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{CH \cdot Q \text{ (m}^3\text{/j)} \cdot \text{HMT (m)}}{Rp}$$

Ou

Rp est en général le rendement des groupes motopompes. Sa valeur est de 30% à 45%, selon le type de pompe et de moteur.

IV-5-Les convertisseurs d'énergie

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge pour une charge continu (sans stockage avec une charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (après stockage, il sera appelé onduleur ou convertisseur continu- alternatif).

Le convertisseur remplit les fonctions suivantes :

- Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.
- Optimisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.
- Sécurité.

IV-5-1-Le convertisseur continu- continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximale.

IV-5-2-Le convertisseur continu- alternatif

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif.

Les onduleurs autonomes :

La conception de l'ensemble du système photovoltaïque de façon à extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque, quelles que soient les perturbations d'éclairement et de la température, l'alimentation sous la tension alternative des appareils à partir des panneaux solaires nécessitent l'utilisation d'un

onduleur assurant la conversion DC/AC. Il peut être conçu à base de transistors de puissance ou à thyristors utilisés comme commutateurs de puissance.

La fréquence de commutation de semiconducteurs détermine la fréquence de la tension de sortie. L'onduleur autonome impose lui-même la forme et la fréquence de l'onde de sortie.

Dans le système de pompage photovoltaïque, la connexion entre le générateur photovoltaïque et la pompe entraînée par un moteur à courant alternatif est faite par un onduleur. Ce dernier permet de réaliser un transfert optimal de puissance entre le générateur et le groupe motopompe sous les conditions variables de la puissance produite et de la demande en puissance.

Ce transfert est contrôlé par variation de fréquence.

Selon le mode de commutation, on peut distinguer :

- _ Onduleur à onde rectangulaire
- _ Onduleur à créneaux de largeur variable.
- _ Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (MLI).

Le choix de l'une des solutions est tributaire des aspects suivants : coût, fiabilité, performances, disponibilité des composants, etc.....

Dans notre système, nous pouvons utiliser un onduleur de tension en PWM triphasée, spécialement pour l'alimentation des récepteurs triphasés, tel qu'un groupe moto- pompe à tension et à fréquence variable.

IV-5-3-Structure de Convertisseur

Le convertisseur DC/AC se compose des parties suivantes:

a- Etage de puissance

Il est constitué des semi-conducteurs de puissance (transistor ou thyristor) utilisé comme commutateurs. Son rôle est de hacher la tension continue d'entrée.

b- Circuit de génération des signaux PWM

Ce circuit génère des signaux triphasés en modulation de largeur d'impulsion (PWM) et assure le transfert optimal de puissance du générateur vers le group moto- pompe, en fonctionne en maintenant le rapport tension / fréquence constant.

c- Alimentations

Ce circuit imprimé sert à l'alimentation des différents circuits électroniques du convertisseur.

d- Circuit de régulation et de protection :

Ce circuit assure la régulation de la fréquence et la protection du groupe moto- pompe contre les surcharges et le manque d'eau.

IV-6-Estimation des besoins en eau

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur

survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

D'où l'existence de trois normes pour le calcul des besoins en eau :

1. la norme relative à la quantité minimale pour la survie [14].
2. l'objectif actuel des organismes de financement : 20 l/jour/personne qui n'inclut pas le bétail et le maraîchage.
3. la quantité minimale nécessaire au développement économique de 50 l/jour/personne, incluant :
 - 20 l/jour/personne : pour les besoins personnels,
 - 20 l/jour/personne : 0,5 tête de bétail par personne,
 - 10 l/jour/personne : 2 m² de maraîchage par personne.

Les normes 2 et 3 sont souvent sélectionnées comme « hypothèse de base » et « hypothèse d'aboutissement » dans l'estimation des besoins en eau pour les programmes d'approvisionnement en eau des villages.

IV-7-Dimensionnement du système photovoltaïque

Bien qu'il soit assez complexe de prédire le rendement précis d'une pompe solaire pour des conditions de fonctionnement variables, nous suggérons ici une méthode simplifiée qui permettra de dimensionner le système de pompage avec un degré de précision acceptable. Les trois facteurs les plus importants de cette approche devront être estimés soigneusement afin d'obtenir un dimensionnement satisfaisant. Ce sont les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe choisi sur la plage de fonctionnement du système.

IV-7-1-Fiche de dimensionnement n° 1 – Estimation de la charge

- Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.
 - Débit : déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal. Noter que le forage doit être capable de remplir ces conditions d'exploitation ;
 - HMT: mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.
- Arrêter la configuration du système (type de pompe, moteur, etc.).
- Choisir la tension nominale à la sortie du générateur.
- Choisir le genre de conditionnement de l'énergie électrique nécessaire et en estimer l'efficacité.
- Rajuster la charge aux fins d'optimisation de l'efficacité et la convertir en ampères-heures par jour.

IV-7-2-Fiche de dimensionnement n° 2 – Définition des conditions du site

- Recueillir les données sur le site.
- Recueillir les données sur l'ensoleillement mensuel moyen selon différentes inclinaisons du champ.
- Recueillir les données sur les moyennes mensuelles de température ambiante.

IV-7-3-Fiche de dimensionnement n° 3 : Dimensionnement du champ

- Choisir l'inclinaison du champ.
- Estimer l'ensoleillement minimal pendant la période de fonctionnement.
- Déterminer l'efficacité approximative du champ.
- Estimer la capacité, en watts-crête, que doit avoir le champ.
- Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

IV-8-Dimensionnement de la conduite d'eau

Les pertes de charge occasionnées par la conduite d'eau entre la pompe et le réservoir peuvent être importantes si cette conduite est trop longue, trop étroite ou si plusieurs coudes sont utilisés. Afin de minimiser ces pertes, il faut installer le réservoir le plus près possible et le relier le plus directement à la pompe. La largeur de la conduite doit être dimensionnée afin que, pour le débit demandé, la perte de charge exprimée en hauteur dynamique soit petite (<5 %) comparée à la hauteur géométrique totale. Le graphique de la figure.2 permet de calculer la section de conduite appropriée pour différentes hauteurs en fonction du débit.

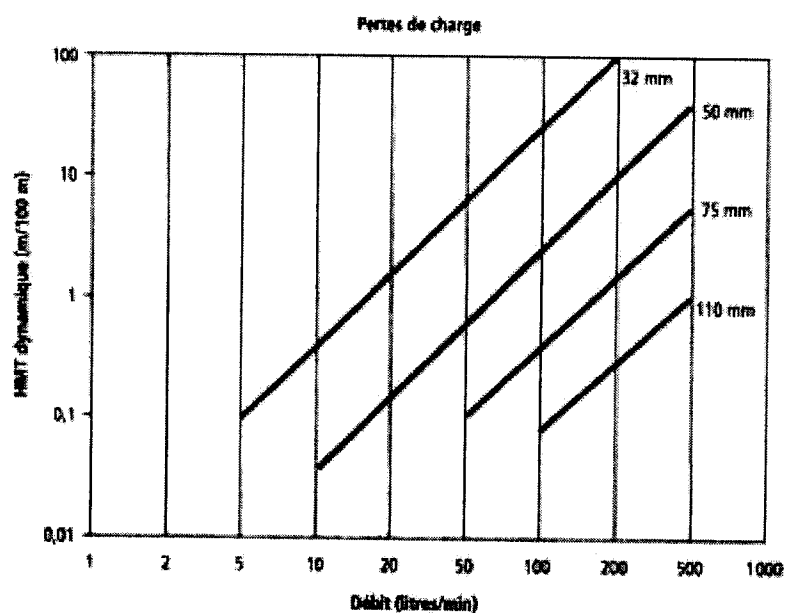


Figure 2 : Perte de charge sur les conduites en fonction du débit HMT

IV-9-Distribution de l'eau

La fonction principale d'un réseau de distribution de l'eau est d'approvisionner les usagers en quantité suffisante, au moment où ils en ont besoin et le plus près possible de leur domicile. Idéalement, chaque usager est branché à un réseau d'aqueduc lui apportant l'eau courante jusqu'à la maison. Mais les coûts élevés de génie civil et le fait que le volume d'eau disponible est proportionnel à l'accroissement de la HMT limitent souvent le choix du réseau d'eau à quelques bornes-fontaines disséminées dans le village ou tout simplement à une borne-fontaine située près du réservoir.

Le réservoir lui-même sera dimensionné pour répondre le plus souvent seulement à la demande journalière. Le coût du réservoir, spécialement lorsqu'il est surélevé, et de la tuyauterie associée représente le deuxième élément le plus coûteux du système de pompage solaire. Par conséquent, une attention particulière doit être portée au dimensionnement et à la construction de ces ouvrages de génie civil.

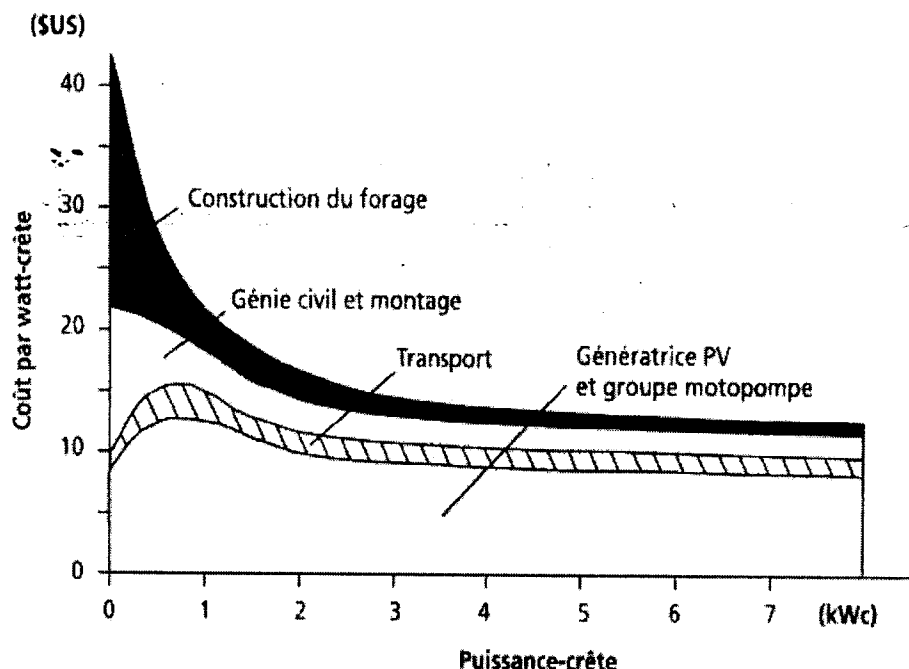


Figure 3: Coût des systèmes de pompage (cas typique)

IV-10-Réseau de distribution de l'eau

Nous distinguons deux types de réseaux de distribution selon l'usage, que ce soit pour l'irrigation ou pour l'eau domestique.

Pour l'irrigation des champs, le réseau de distribution se compose principalement du système de transport de l'eau du lieu de pompage vers le champ à irriguer.

L'irrigation la plus courante utilise des canaux à ciel ouvert au niveau de la terre. L'eau du réservoir est déversée dans ces canaux et amenée aux plantations. Parfois, l'emploi de petits réservoirs en aval permet de stocker l'eau dans une partie du champ pour usage ultérieur.

L'irrigation par canaux ne nécessite que des pressions de l'ordre de 0,5 à 1 mètre d'eau sur un terrain plat. Il est également possible de prévoir la distribution de l'eau afin de bénéficier d'un écoulement naturel. Selon le degré de complexité des canaux, un système de vannes peut contrôler l'apport de l'eau dans les différentes parties du champ, optimisant ainsi la production agricole. Selon les matériaux employés (ciment, terre, etc.), les pertes en eau seront plus ou moins importantes. Néanmoins, il faut compter au moins 30% à 50 % de pertes d'eau par évaporation parce que les canaux et la terre irriguée sont à ciel ouvert.

D'autres méthodes d'irrigation existent également. L'arrosage par goutte à goutte est très efficace (15 % de pertes seulement) et ne nécessite que des pressions de l'ordre de 1 à 2 mètres d'eau. Mais cette méthode n'accepte qu'une eau relativement propre nécessitant un système de filtre et un entretien périodique. L'irrigation par aspersion nécessite une pression d'eau très élevée, de l'ordre de 10 à 20 mètres d'eau et demande un volume d'eau important.

L'irrigation par inondation est peu adaptée pour le pompage solaire car elle demande un volume d'eau très important durant un laps de temps court. Pour l'eau domestique, le système de distribution doit non seulement effectuer le transport du réservoir aux usagers, mais également protéger l'eau d'une contamination éventuelle ; le système doit aussi pouvoir assurer la demande en eau selon les besoins des usagers. Un réseau d'eau domestique peut être complexe. S'il est requis pour fournir l'eau courante à plusieurs usagers sur une certaine distance, son dimensionnement est un procédé élaboré qui est habituellement conduit avec l'aide de programmes informatiques et n'est pas du ressort de notre propos.

En pompage solaire, les usagers ont rarement l'eau courante et ils doivent aller chercher l'eau à des bornes-fontaines. Les points de distribution de l'eau sont limités pour ne pas avoir à élever indûment le réservoir de stockage. Un réservoir à une hauteur de 2 à 3 mètres au maximum est normalement suffisant pour distribuer l'eau aux quelques bornes-fontaines près du réservoir d'eau. Lorsque l'eau doit être distribuée sur une certaine distance, un réseau de tuyauterie doit être utilisé et le réservoir devra être suffisamment élevé pour créer une pression permettant de distribuer l'eau à la borne-fontaine la plus éloignée.

IV-11-Dimensionnement du réservoir

Souvent, le pompage au fil du soleil n'est pas adapté à la demande des usagers. Alors que l'énergie solaire est plus intense au milieu de la journée, les besoins en eau ne sont pas très élevés en cette période. Ainsi, la courbe de débit de l'eau pompée par l'énergie solaire ne coïncide pas avec celle de la demande en eau.

Pour cette raison, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être extraite au besoin. Son dimensionnement devra prendre en compte le fait qu'une partie de l'eau requise chaque jour devra être stockée durant la journée, au fur et à mesure que la pompe extrait l'eau.

Le pompage avec batterie permet de faire fonctionner la pompe à la demande, mais l'utilisation d'un réservoir peut également s'avérer nécessaire si la pompe ou le forage sont trop petits pour répondre à une demande instantanée. On fera alors fonctionner la pompe plus longtemps en stockant l'eau dans un petit réservoir suffisamment grand pour absorber la demande maximale en eau de la journée.

Le dimensionnement du réservoir dépend également de la disponibilité de l'eau au cours des jours ou des saisons. Ainsi, en certaines régions, un ensoleillement très constant permet d'estimer un volume d'eau suffisant pour répondre à la demande journalière pour tous les jours et de dimensionner le réservoir pour un maximum d'une journée d'autonomie, parfois même moins. Le volume de stockage est souvent dimensionné entre 60% et 100% du volume moyen journalier de l'eau pompée. Par contre, en d'autres régions, la variation d'ensoleillement journalier oblige à choisir un réservoir suffisamment volumineux permettant de stocker l'eau pendant quelques jours afin de répondre à la demande en tout temps. Par ailleurs, la variation du niveau de la nappe phréatique en certaines saisons oblige à diminuer la vitesse d'extraction de l'eau, allant jusqu'à l'arrêt périodique de la pompe. Il est alors plus intéressant de pomper l'eau de façon constante durant toute la journée et de stocker l'eau pour répondre à la demande au besoin.

Le concepteur devra déterminer la dimension optimale du réservoir d'eau non seulement selon la durée anticipée de stockage pour pallier les variations journalières, mais aussi et surtout selon les besoins des utilisateurs et, bien sûr, selon le coût du système de stockage. Le dimensionnement du réservoir repose donc sur un certain nombre de facteurs qu'il faudra avoir évalués au préalable :

- lorsque la pompe est au fil du soleil, le réservoir doit pouvoir stocker l'eau nécessaire pour la journée, ou au moins pouvoir stocker l'eau fournie par la pompe lorsqu'elle n'est pas sollicitée ;
- le réservoir doit permettre une certaine autonomie durant les journées peu ensoleillées ;
- le réservoir peut permettre de tirer l'eau de façon constante afin de maximiser le débit du forage ou du puits, surtout en période sèche.

Ce procédé s'applique particulièrement aux pompes avec batteries ;

- le réservoir doit être surélevé afin de desservir une clientèle éloignée, la dimension du réservoir devient alors critique au niveau coût.

Le réservoir le plus simple et le plus économique énergétiquement consiste en un réservoir peu élevé du sol, près de la pompe. Les utilisateurs doivent alors s'approvisionner à un robinet placé près du réservoir.

IV-12-Points importants à considérer lors du choix d'une pompe solaire

- Les pompes solaires tirent habituellement l'eau d'un puits ou d'un forage avec un faible débit. Néanmoins, ce débit peut être plus important que la capacité de la nappe à se régénérer et le niveau d'eau dynamique de la nappe baissera. L'orifice de la pompe doit être suffisamment immergé afin d'être toujours sous l'eau. Pour protéger la pompe, il faut mettre un interrupteur de niveau d'eau qui stoppera la pompe si elle est au-dessus du niveau d'eau.
- Le niveau d'eau peut aussi varier selon les saisons et les années. Le degré de variation est difficile à prédire et dépend de certaines caractéristiques aquifères et du rythme de pompage. Chaque puits ou forage doit être testé avant d'installer la pompe afin de déterminer son niveau de tirage.
- Il est possible d'incorporer des batteries pour régulariser le débit sur une période de temps plus longue. Il est alors possible d'ajouter une pompe plus petite qui puisera l'eau en plus petite quantité, d'une manière plus adaptée au tirant d'eau.
- Afin d'augmenter le rendement de la pompe solaire fonctionnant au fil du soleil (c'est-à-dire sans batterie), il est possible d'ajouter un adaptateur d'impédance (*maximum power point tracking*). Cet adaptateur permettra à la pompe de fonctionner à son point de charge maximal en diminuant la tension et en augmentant l'intensité de sortie provenant du champ PV lors de faible ensoleillement.
- Le moteur d'une pompe solaire peut être un moteur à courant continu ou à courant alternatif. Les moteurs à courant continu se branchent directement sur le champ photovoltaïque et sont, en général, plus simples à utiliser que les moteurs à courant alternatif. Mais les pompes cc ont habituellement des balais de commutation qui doivent être changés périodiquement, ce qui n'est pas facile pour les pompes immergées. Certains types de moteurs cc sont à commutation électronique et n'ont pas de balai. Les moteurs à courant alternatif requièrent l'emploi d'un onduleur pour leur fonctionnement photovoltaïque. Mais les moteurs ca ne requièrent pratiquement pas de maintenance et s'avèrent souvent plus efficaces que les moteurs cc.

IV-13-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré que la puissance hydraulique extraite du système de pompage photovoltaïque fonctionnant au fil du soleil dépend du :

- Système de captage : générateur photovoltaïque
- Onduleur
- Groupe motopompe
- Tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

Il est clair que la puissance mécanique délivrée par le moteur asynchrone dépend :

- Aux pertes Joules dans les résistances
- A la désadaptation entre le moteur et le générateur PV.

La quantité journalière d'eau pompé dépend de :

- L'éclairement maximal sur le site
- La hauteur manométrique totale

Donc à partir de ce modèle, on peut calculer la quantité journalière d'eau pompée dans les autres sites.

CHAPITRE V

Analyse économique des coûts des systèmes de pompage photovoltaïque



V-1-INTRODUCTION

L'analyse économique d'un système de pompage photovoltaïque permet de dégager deux types d'information : les coûts actualisés du système et les coûts annuels qu'elle engendre.

Ainsi, il est indispensable de connaître certains coûts représentatifs de l'installation, une étude technico-économique succincte relative à notre système de pompage est effectuée. La première partie de cette étude est consacrée à l'évolution des équipements composant le système de pompage. Dans la deuxième partie, nous avons évalué le coût relatif à l'environnement de l'installation. La dernière partie de cette étude économique aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque [13].

V-2-CALCUL DU COÛT DE LA POMPE SOLAIRE

Du point de vue d'un investisseur ou d'un financier, le calcul du coût d'une pompe doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer sa viabilité sur une certaine période de temps, ramenés à une valeur actualisée. Ceci permet de comparer les coûts sur une base commune avec d'autres options et ainsi de trouver le choix le plus économique. Le principe de base de cette analyse économique consiste à établir les coûts suivants, en valeur actualisée sur la durée de vie du système [14] :

- coût d'investissement initial de l'installation,
- coûts annuels d'exploitation et de maintenance,
- coûts de remplacement des équipements,
- valeur de rachat du système.

V-2-1-Equipement et matériels solaires :

Sont les principaux composantes du système photovoltaïque : c'est-à-dire les modules photovoltaïque, les onduleurs, le moto- pompe et les diverses accessoires utilisé dans l'installation (câbles, boîtiers, ...).

V-2-2-Etude technique et réalisation :

Pour tout projet de réalisation et d'installation d'un système de pompage photovoltaïque, il faudrait ajouter les frais dus à l'étude de prospection et visite du site.

V-2-3-Travaux de génie civil :

Les frais relatifs aux travaux de génie civil (réalisation du puits ou du forage, socles pour les structures, réalisation du bassin ou du réservoir d'eau).

V-3-Coûts initiaux

Les coûts initiaux comprennent les dépenses effectuées lors de l'installation du système de pompage, c'est-à-dire les composants du système de pompage, leur transport et leur installation, ainsi que les coûts de génie civil associés à une pompe en milieu rural. Ces derniers peuvent inclure le réservoir, le forage (ou le puits) et le système de distribution (bornes-fontaines, canalisation, etc.). Des frais généraux couvrant les frais de conception, de surveillance du chantier et la marge bénéficiaire du vendeur sont également inclus dans les coûts initiaux. Ce sont ces dépenses qui doivent être payées et éventuellement financées par l'acheteur. Le tableau 8.1 présente les différents éléments qui font partie des coûts initiaux pour deux options de pompage.

V-3-1-Installation :

Dans le cadre de l'installation sur site, une équipe de techniciens (installateurs) spécialistes est directement mise en place. Le poste relatif au montage, à l'installation et à la mise en service du système photovoltaïque peut être évalué à 8 % du coût global de l'installation. Il représente l'ensemble des frais occasionnés à la réalisation et l'installation de la centrale sur le site prévu [19].

Durant cette durée de vie, le système ne nécessite pas une très grande maintenance. Le générateur ne nécessite pas de maintenance sauf quelques interventions de nettoyage de sa surface exposée au soleil des dépôts de poussières. Ainsi donc, la maintenance annuelle du système se limite à la maintenance du sous système de pompage.

Dans le cas des pompes centrifuges et les moteurs alternatifs asynchrones qui sont robustes et nécessitent moins de maintenance, le taux de maintenance est estimé à 2% du coût total de l'installation initial.

V-3-2-Coûts récurrents

Les charges récurrentes peuvent se diviser comme suit :

- **les frais de fonctionnement**
 - rémunérations des fontainiers, gardiens éventuels,
 - dépenses pour petites réparations : fuites d'eau, maçonnerie, etc.,

- **les frais d'entretien et de réparation**

– coût d'intervention du personnel qualifié assurant la maintenance du système et la réparation éventuelle des composants (main-d'œuvre et déplacements) ;

- **les frais de renouvellement**

– coût des composants à renouveler durant la durée de vie du système. Pour le pompage solaire, ces composants se limitent à l'onduleur et au groupe motopompe dont les durées de vie sont estimées à 7 ans. Les frais de renouvellement du générateur sont souvent considérés comme nuls sur une durée de vie de 20 ans. Pour le pompage diesel, ces composants incluent, outre le boîtier de contrôle et le groupe motopompe, la génératrice elle-même ;

- **les frais de financement**

– frais annuels lorsque les coûts initiaux doivent être payés par un emprunt à la charge des usagers.

Ces frais interviennent à des moments différents durant la vie du système ; ils ont donc des valeurs très différentes de celle qu'elles ont présentement. De plus, alors que certains frais sont plus ou moins périodiques et peuvent être ramenés à des annuités, d'autres charges représentent des dépenses exceptionnelles qui ne se produisent que quelques fois durant la vie du système. L'opération d'actualisation des coûts permet de ramener ces frais sur une base commune en leur donnant une valeur actualisée.

V-4-Évaluation des coûts du système de pompage

Le calcul des coûts sur la durée de vie du système de pompage permet de comparer différentes options de pompage. L'évaluation de ces coûts par rapport au volume d'eau pompée donne une indication de leur viabilité par rapport au service qu'elles fourniront. Afin de déterminer le coût sur la durée de vie des différentes options, les données suivantes sont nécessaires [14] :

Paramètres économiques

1. Taux d'investissement
2. Taux d'inflation
3. Taux d'actualisation net

Paramètres de fonctionnement

1. Type de système de pompage
2. Durée de vie du système en années
3. HMT en mètre
4. Volume d'eau requis par jour en m^3/j
5. Culture (population) desservie
6. Ensoleillement en kWh/m^2-j
7. Puissance du générateur PV
8. Puissance du groupe électrogène (ou source d'appoint)



Coûts et durée de vie (ou période) des composants

1. Investissement initial ou annuités
2. Remplacement des composants
3. Frais annuels de fonctionnement (salaire, etc.)
4. Coût annuel de la maintenance
5. Coût annuel de la source d'énergie extérieure
6. Valeur de rachat des équipements à la fin de la période

Couverture des charges récurrentes

Nous avons vu que les charges récurrentes se divisent principalement en frais de fonctionnement, en frais d'entretien et de réparation et en frais de renouvellement des composants. L'utilisation de l'eau par un groupe restreint d'utilisateurs doit assurer, au minimum, le paiement de ces charges récurrentes. La production journalière de la pompe doit donc être valorisée

V-5-ESTIMATION DES BESOINS EN EAU DES CULTURES

a) Analyse de la charge :

Afin de pouvoir analyser la charge, nous devons procéder par un calcul de la HMT en premier.

Niveau statique	Rabatt	Niveau dynamique	Hauteur Réservoir	Perte Tuyaux	HMT
$N_s(m)$	$RS(m)$	$N_d(m)$	$H_r(m)$	$P_c (%)$	m
12	24	36	3	10%	42,9

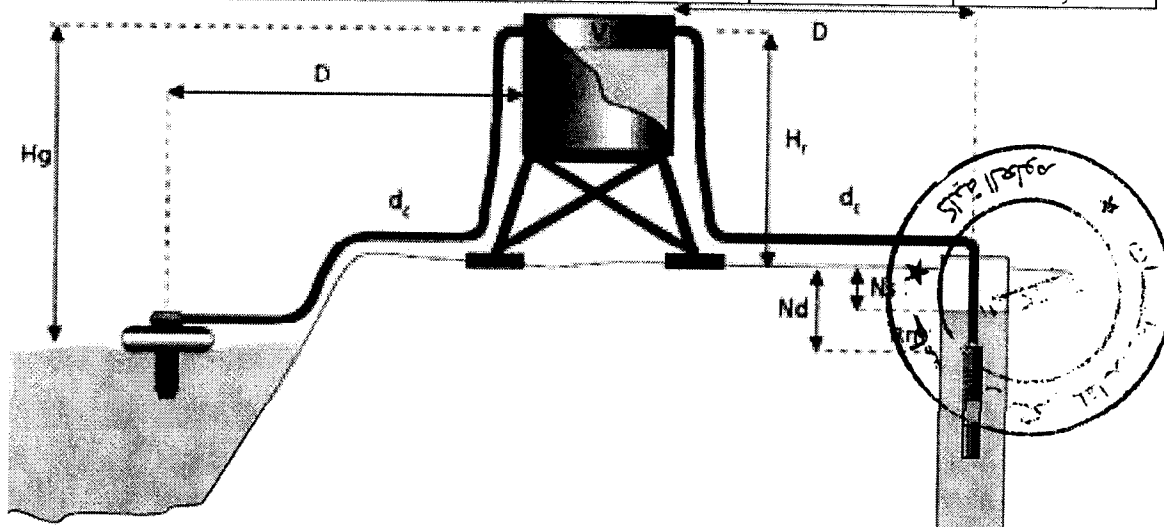


Figure 4 : Données de base d'une pompe.

b) Définition des conditions du site

Le site que nous avons choisi pour notre étude est celui de Tlemcen, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Lieu : Tlemcen
- Altitude: 0,816Klm
- Albédo : 0,2
- Latitude: 34,56°
- Inclinaison du panneau solaire : 35°

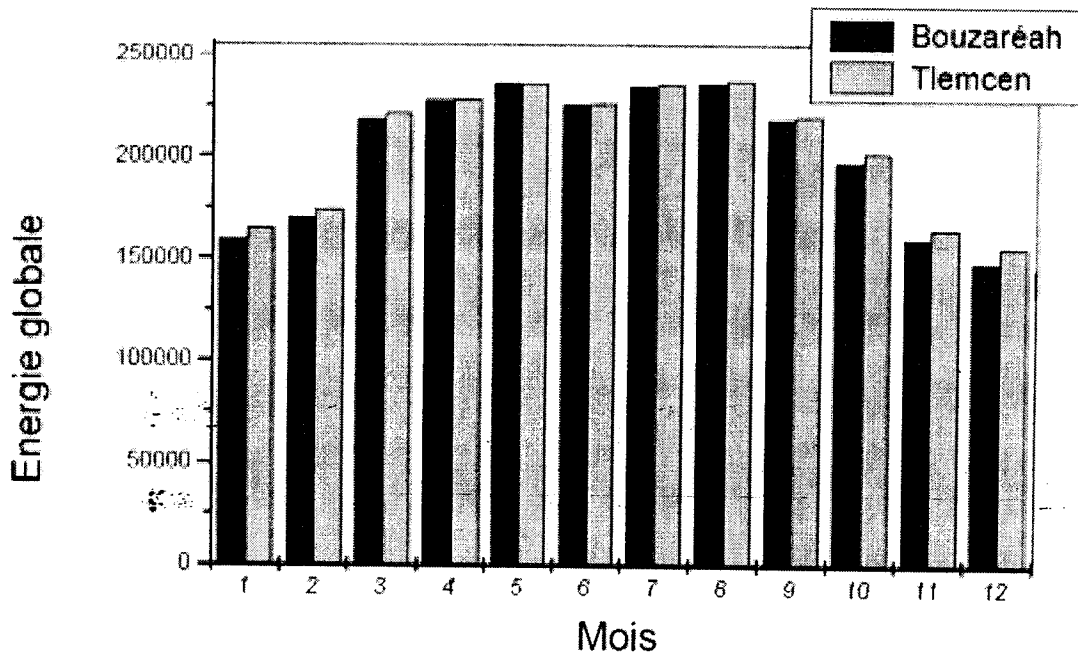


Figure.5 : Evaluation de l'énergie mensuelle globale pour un capteur TEL sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah [15].

On choisit le jour de l'année le plus cours et où l'ensoleillement maximal est le plus faible, et qui est le 21 décembre.

Ensoleillement = 4,9kWH/m²

Pour notre exemple on a choisi les trois cultures fréquentes dans notre région pendant tout l'année qui sont : tomate, pomme de terre et oignon[20].

Pour la tomate :

Selon notre dimensionnement, pour un hectare de tomates, le débit de cette culture sera de 1780 à 1800 m³ pour 100 jours avec un rendement de 300q/h ; et l'irrigation de celles-ci se fait chaque deux jour pour un débit de 36 à 40 m³ , donc le débitjournalier requis sera en moyenne de 20 m³ par jour.

Pour la pomme de terre :

Selon notre dimensionnement, pour un hectare de tomates, le débit de cette culture sera de 1780 à 1800 m³ pour 120 jours avec un rendement de 600 à 650 q/h ; et l'irrigation de celles-ci se fait chaque deux jour pour un débit de 30 m³, donc le débit journalier requis sera en moyenne de 15 m³ par jour.

Pour l'oignon :

Selon notre dimensionnement, pour un hectare de tomates, le débit de cette culture sera de 2000 m³ pour 120 jours avec un rendement de 1200 à 1230 q/h ; et l'irrigation de celles-ci se fait chaque deux jour pour un débit de 34 m³, donc le débit journalier requis sera en moyenne de 17 m³ par jour.

V-6- INSTALLATION SANS BATTERIES :

Les systèmes photovoltaïques sans batterie servent habituellement à alimenter une charge unique, comme une pompe ou un moteur, à laquelle convient mieux une autre forme de stockage d'énergie que l'électricité (par exemple : réservoir d'eau surélevé) ou encore qui a besoin d'énergie pendant le jour seulement [17].

La pompe choisie est une pompe immergée à courant alternative avec un débit de 7.5 m³/heur (HMT 34m) et une puissance absorbée de 1,1KW, le pris de cette pompe est de 37800 DA.

Les panneaux solaires utilisés sont de 80watt avec un prix unitaire de 25850DA et le support doublé de 6900 DA.

Dimensionnement du générateur solaire:

Le facteur de conversion a pour valeur en général 0,6 (sans unité).

La formule de base pour la détermination de la puissance crête nécessaire pour un système photovoltaïque à courant continu est donnée comme suit [21]:

$$P_c \text{ (en Wc)} = [E_j \text{ (en Wh/j)}] / [E_{ns} \text{ (en kWh/m}^2\text{.j)} \times K]$$

$$\text{Ou } E_j = P \times T ;$$

P: Puissance des équipements en watts;

T: Durée d'utilisation par jour en heures;

E_{ns}: Ensoleillement du site d'installation (en kWh/m².j).

K : Facteur de conversion appliqué pour tenir compte de différentes pertes (modules, batteries, convertisseur)

N.B. Il faut tenir compte du rendement de l'onduleur pour les systèmes à courant alternatif:

P_c (courant alternatif) = P_c (courant continu) / Rendement onduleur (Rendement onduleur ~ 0.8 à 0,9)

Après calcul, on trouve : $P_c = 1403 \text{ Wc}$

Pour l'adaptation de notre système (débit de 20 m^3 par avec jour) on aura besoin de 18 panneaux solaires de 80W (465.300 DA), ce qui implique 9 supports (62.100 DA).

Un onduleur de 3,8KW d'une valeur de 190.000 DA et on ajoute 4 câbles (SLL-004-A, SLL-004-B) de 350 da chacun et un tuileau (PEHD) de refoulement d'une valeur de 7.600 DA.

Le cout total des équipements est donc de 593.200DA sans les frais de l'installation qui représente 8% du cout global.

V-7-POUR UNE INSTALATION AVEC BATTERIES :

On a trouvé sur le marché national des batteries de 12V120AH. La capacité de la batterie est déterminée par l'expression [21] :

$$C (\text{Ah}) = [(A \times D) / (L \times U)]$$

D est la demande énergétique quotidienne

$$C (\text{Ah}) = [(3 \times 3300) / (0.8 \times 12)] = 1031,25 \text{ Ah}$$

L étant la limite de décharge profonde de la batterie, généralement 60 à 80%.

A étant l'autonomie souhaitée à priori. Exprimée en jours, elle vaut généralement de quelques jours à deux semaines. Elle correspond au nombre de jours pendant lesquels la demande énergétique doit être couverte sans apports solaires.

N.B : C (courant alternatif) = C (courant continu) / Rendement onduleur.

$$C(\text{Ah}) = 1289,06 \text{ Ah}$$

On choisira donc une batterie 12V dont la capacité est proche de 1290 Ah

Donc on aura une association de 11 batteries en série 12V/120AH d'une valeur de 11.000 DA l'unité ce qui nous donne 121.000DA et on ajoute ainsi 11 régulateurs de charges d'une valeur unitaire de 1.300DA ce qui nous couteras 14.300 DA.

Donc le coût global des équipements est de 728.500 DA.

V-8-POUR LE DIMENSIONNEMENT D'UN BASSIN :

Selon notre dimensionnement, pour un bassin surélevé d'une capacité de 40 m^3 (soit deux jours d'autonomie) avec une dimension en mètres de (8L x 5D x 1H) et une construction en béton armé coutera environ 287.300 DA.

Ce qui nous donne un cout global d'investissement de 1.186.800 DA [22].

V-9-Le coût de l'entretien :

Les hypothèses retenues pour le calcul du coût moyen annuel de l'entretien sont les suivantes [18] :

- _ Remplacement de composants : 5 % tous les ans,
- _ Remplacement de modules : 10 % tous les 05 ans,
- _ Remplacement du moto- pompe : 100 % tous les 07 ans,
- _ Réparation de l'onduleur : 50 % tous les 05 ans,
- _ Entretien génie civil : 1 % tous les 05 ans,

Dispositifs et caractéristiques de panneaux solaires :

Panneau solaire de 80 watt

Caractéristiques électriques	
Type de cellules	125*125mm
Puissance maximum	80W
Tolérance	±5%
Tension maximum de puissance	17,2V
Courant maximum de puissance	4,65A
Tension de circuit ouvert	21,6V
Courant de court-circuit	5A
Longueur	1196mm
Largeur	541mm
Profondeur	35mm

Tableau des équipements

Equipements solaires	nrb	Prix Unitaire (DA)	Prix (DA)
Générateur (80W)	18	25.850	465.300
Motopompe	1	37.800	37.800
Onduleur	1	19.000	19.000
Batteries	11	11.000	121.000
Accessoires			85.500
total			728.500

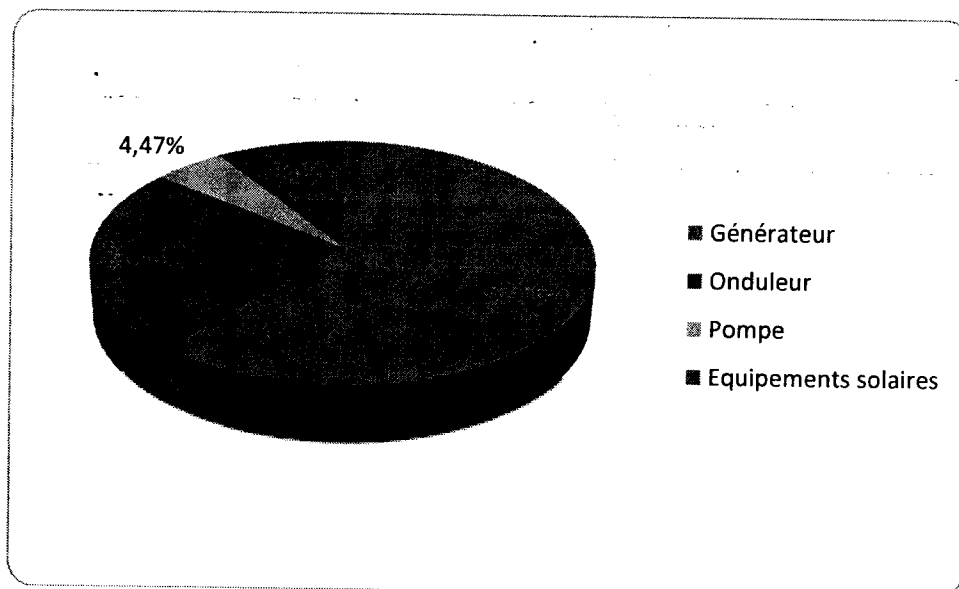
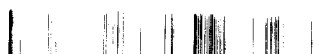


Figure.1 : Distribution des coûts des équipements du système de pompage photovoltaïque sans batterie.



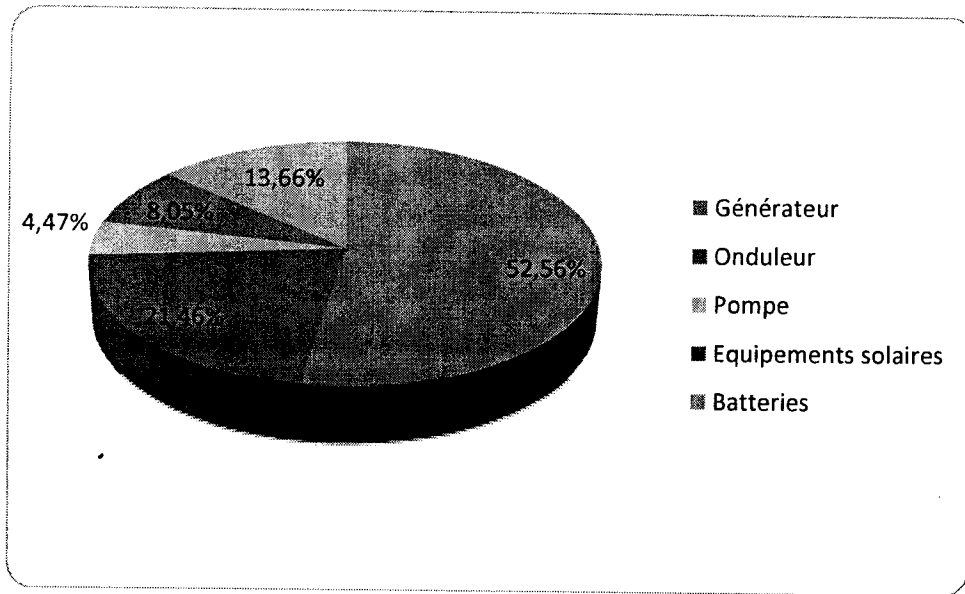


Figure.2 : Distribution des coûts des équipements du système de pompage photovoltaïque avec batterie

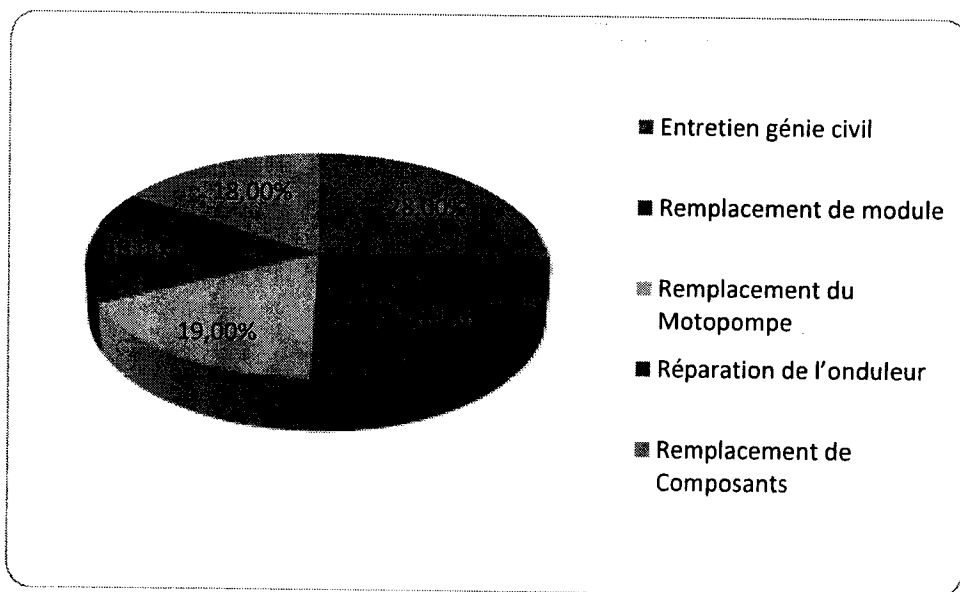


Figure.3 : Distribution des coûts d'entretien du système de pompage photovoltaïque.



*Nous remarquons à l'analyse de ces résultats économiques que :

- Le générateur PV représente 53 % du coût total des équipements comme cela est montré dans Figure.1, et le coût des équipements représente 47 % du coût total du système.

Il est à souligner que ce coût peut varier dans de larges proportions et ceci en fonction de l'année. Il dépend en outre de plusieurs paramètres importants :

- Les visites pour le suivi de cette installation peuvent être très fréquentes, à cela les frais de maintenance et d'entretien peuvent être élevés et par conséquent peuvent faire augmenter le coût réel du mètre cube d'eau.
- Le changement de certains composants du système fait augmenter également le coût du mètre cube d'eau.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a présenté une analyse économique du système de pompage photovoltaïque en tenant compte du coût relatif des composants du système pour trois cultures différents sur le site de Tlemcen ; trois solutions sont envisageables, soit on pompe l'eau pendant la journée pour l'irriguer directement , ou en stocke l'énergie électrique produits par le générateur solaire pendant la journée dans des batteries pour utiliser la pompe à tous moment, ou bien on stocke l'eau pompée pendant la journée dans un bassin surélevé pour ensuite l'irriguer avec gravitation.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Ce projet a porté sur l'étude de simulation des systèmes de pompage photovoltaïque. Ces systèmes se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Dans le premier chapitre, nous avons évoqué le panneau solaire photovoltaïque; à savoir sa fabrication, ses différents composants, associations en série, en parallèle des modules solaires et ces caractéristiques.

Ensuite, nous avons décrit l'effet de l'éclairement et de la température sur les panneaux solaires ; ainsi on a cité l'orientation et le rendement de positionnement.

Dans un second chapitre, nous avons présenté les paramètres essentiels pour l'estimation des énergies captées par les systèmes PV.

Pour le chapitre 3, nous avons présenté les différentes pompes utilisées pour le pompage photovoltaïque et les types de moteurs ; ainsi on a évoqué l'onduleur et rendement du groupe motopompe générateur PV.

Dans quatrième chapitre, nous avons présenté le dimensionnement simple, les besoins en eau et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques avec batterie et sans batterie. Ensuite, nous avons opté pour un calcul des besoins en énergie et en eau pour la culture d'un hectare de tomates sur le site de Tlemcen.

Dans le dernier chapitre, nous avons calculé les coûts du système de pompage photovoltaïque pour trois cultures différentes à Tlemcen.

Les systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au fil du soleil où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur photovoltaïque ou le stockage d'énergie dans les accumulateurs est remplacé par le stockage d'eau dans les réservoirs pour éviter un coût supplémentaire de l'installation.

Pour notre système, on a pris au départ l'inclinaison du panneau solaire à la latitude du site car l'énergie moyenne annuelle fournie par un panneau fixe est maximale pour cette inclinaison. Le générateur photovoltaïque est couplé directement au groupe motopompe (moteur asynchrone et la pompe centrifuge) à l'aide d'un convertisseur CC/CA.

Ainsi nous pouvons faire ressortir de l'étude effectuée que :

- Pour une production d'un mètre cube d'eau à un prix abordable, des conditions doivent être considérées, à savoir :
- Adaptation du générateur photovoltaïque au groupe motopompe.

- Dimensionnement optimal du générateur.
- Bonne connaissance des paramètres radiométriques et ceux inhérents au puits.

Le coût de mètre cube d'eau pompée par le système de pompage semble très intéressant pour les sites isolés.

Globalement, la réduction du coût des systèmes de pompage photovoltaïque peut être obtenue par la satisfaction des deux options suivantes :

- Réduction du coût du watt crête du générateur photovoltaïque.
- Amélioration du rendement des composants du sous-système de pompage (rendement du moteur et de la pompe).

Pour la première option et à l'échelle mondiale, la réduction du coût du watt crête nécessite le développement d'une nouvelle cellule plus performante.

Par contre pour la deuxième option, la réduction du coût sera possible par l'amélioration des rendements du moteur et de la pompe et la réduction de leur coût de fabrication qui est actuellement très élevé.

Enfin quelque soit, la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants du système de pompage, nous resterons confronter à deux types d'estimation :

- La première : sur la demande énergétique qui dans la plupart des cas est assez mal définie, car souvent mal connue et subissant des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.
- La deuxième : sur le gisement solaire au sujet, duquel nous nous heurtons à un manque de données représentatives du site d'implantation.

BIBLIOGRAPHIE

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]: F. Benyarou « Conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Thèse de Doctorat d'état. Université de Tlemcen Juillet 2004.
- [2] : D. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff. « Photovoltaïque Hybride System Sizing and Simulation Tools, PV Horizon, Canada », 2001.
- [3] : A. Betka, « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Thèse de Magister, Centre universitaire Biskra 1997.
- [4] : Wikipedia.org.
- [5] : A. Hamidat, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïques destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation », Thèse de doctorat, Université de Tlemcen 2004.
- [6] : F. Benyarou, « Conversion des énergies », Document de cours (EN01), Université de Tlemcen 2001- 2002.
- [7]: C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Revue énergies renouvelables Vol.6 (2003pp.69-76).
- [8]: A. Benatiallah, « Etude expérimentale et simulation des performances d'une installation photovoltaïque de faible puissance », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 1998.
- [9] : S. Mejdoube, « Simulation et optimisation des paramètres phot solaire », thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2001.
- [10] : P. De Brichambaut « Evaluation énergétique d'un gisement solaire », Tec et Doc 1984.
- [11] : S. Diaf « étude et optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque », Thèse de Magister, Université de Boumerdès, 2002.

- [13] : S. Diaf, « Expérimentation d'un système de pompage photovoltaïque sur site saharien », Thèse d'ingénieur d'état, CDER, 1992.
- [14] : Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller et Bocar Sada Sy, « Le Pompage Photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français.
- [15] : Maouedj Rachid « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et Bouzareah.
- [16] : C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Revue énergies renouvelables Vol.6 (2003pp.69-76).
- [17] : B. Benyoucef, « les énergies renouvelables », cours magister, 2002.
- [18]: B. Bouzidi et A. Malek, « Analyse micro économiques des systèmes énergétiquestation de pompage », 2002.
- [19] : M. Chikh, « Etude analytique conceptuel des systèmes photovoltaïques de puissance adaptés aux sites isolés de l'Algérie », Thèse de magister, CDER, 1994.
- [20] : A.Gaouar, « Professeur en agronomie à l'Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen »
- [21] : http://www.riaed.net/IMG/pdf/Le_dimensionnement_d_un_systeme_PV-2.pdf.
- [22] : Direction du logement et des équipement publique Temcen.