الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Électrotechnique

Option :

Energies Solaires et Eolienne

THEME :

Contribution a la conception et l'analyse technoéconomique d'un système photovoltaïque relie au réseau

Proposé et dirigé par :

Mr : Ahmed ferrai

Préparé et présenté par,

AHMED BENSADA

LOGGANI ZENATTI

Résumé

ملخص :

تتعلق دراستنا بالتحليل التقني واقتصادي لنظام كهر وضوئي متصل بشبكة كهرباء ذات جهد منخفض، يهدف إلى تغذية الكهربائية لعمارة مكونة من عشرة شقق، موقع الدراسة في مدينة المدية وقد أعدت هذه الدراسة عن طريق برنامج PVsyst.

الكلمات المفتاحية :

نظام كهرو ضوئي، الطاقة الشمسية، شبكة كهربائية، PVsyst .

Résumé :

Notre étude concerne l'analyse techno-économique d'un système photovoltaïque raccordée au réseau électrique basse tension, destine à alimenter un bâtiment résidentiel, compose de dix habitations. Situe au Médéa, cette étude a était établi par le logiciel PVsyst.

Les mots de clé :

Système photovoltaïque, énergie solaire, réseau électrique, PVsyst.

Abstract :

Our stady concerns the technical and economic analysis of a phtovoltaic system, connected to a low voltage electric grid for supplying a residential building, composed of ten houses and located at the site of Médéa. This Study was established by « PVsyst » software.

The Key world :

The phtovoltaic, Solar Energy, power supply, PVsyst

.

Liste des figures :

Page

Figure I.1 : la photosphère 24

Figure I.2 : Structure du soleil 25

Figure I.3 : Le spectre du rayonnement solaire 26

Figure I.4 : La structure de l'atmosphère 27

Figure I.5 : Schéma du bilan énergétique planétaire présentant l'effet de l'atmosphère 28

Figure I.6 : Normes de mesure du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil 29

Figure I.7 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, période 1992-2002 30

Figure I.8 : Schématisation de la latitude 31

Figure I.9 : La position du soleil observée d'après l'origine O. 33

Figure II.1 : Structure d'une jonction NP avant et après contact 41

Figure II.2 : Comportement d'une jonction soumise à un flux lumineux 42

Figure II.3 : Structure et diagramme énergétique d'une cellule éclairée 42

Figure II.4 : circuit équivalent d'une cellule solaire idéale 43

Figure II.5 : Caractéristique I(V) d'une cellule solaire à l'obscurité et sous éclairement 44

Figure II.6 : Circuit équivalent à deux diodes de la cellule solaire réelle 46

Figure II.7 : Architecture d'une cellule solaire à jonction $n^{+}p$ 47

Figure II.8 : Répartition des matériaux dans le marché photovoltaïque 48

Figure II.9 : Rendement de conversion photovoltaïque de différents semi-conducteurs en fonction de la largeur de leur bande interdite 48

Figure II.10 : lingot de Silicium monocristallin 49

Figure II.11 : cellule de laboratoire la plus performante 49

Figure II.12 : structure de silicium multi cristallin 50

Figure II.13 : Progression des rendements de conversion dans les industries des cellules à base de silicium multicristallin. Source NREL USA 50

Figure II.14 : Procédés de croissance de silicium en ruban 51

Figure II.15 : Cellule solaire à base de silicium amorphe à structure p-i-n..... 52

Figure II.16 : Différentes voies d'obtention de films de silicium sur substrats étrangers..... 53

Figure II.17 : cellule à base de Tellurure de Cadmium CdTe 54

Figure II.18 : Cellule à base de matériaux organiques(a) et à colorants (b) 55

Figure II.19 : Cellule solaire multi jonction 56

FigureIII.1 : les composants d'un système autonome 58

Figure III.2 : Le module photovoltaïque 59

Figure III.3 : Caractéristique courant-tension d'un groupement série..... 59

Figure III.4 : Caractéristique courant-tension d'un groupement parallèle 60

Figue III.5 : Principe de fonctionnement d'une batterie..... 62

Figure III.6 : Schéma de la relation entre et l'état de charge..... 66

Figure III.7 construction d'une batterie monobloc..... 68

Figure III.8 : Schéma d'un Régulateur de type série..... 71

Figure III.9 : Schéma d'un Régulateur de type shunt..... 72

Figure III.10 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM..... 73

Figure III.11 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM..... 73

Figure III.12 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) 74

Figure III.13 : Les différents types d'onduleur 78

Figure III.14 : Schéma de protection parafoudre..... 81

Figure IV.1 : schéma fonctionnel du modèle énergétique d'une installation PV ……83

Figure IV.2 : Vue satellite du site Bâtiment à Médéa…….……..84

Figure IV.3 : L'irradiation moyenne par mois reçu par la ville de MEDEA sur son plan D'inclinaison optimale 32°…….……..85

Figure IV.4 : Température moyenne de Médéa l'année 2016…….…….86

Figure IV.5 : les dimensions du module photovoltaïque……..88

Figure IV.6 : fenêtre principal de logiciel PVSYST…….89

FIGURE IV.7 : système autonome……...90

FIGURE IV.8 : production normalisées(KWp)……91

FIGURE IV.9 : performance du batterie modèle 12 /100Ah……92

FIGURE IV.10 : performance de controller MMPT convertisseur……..93

FIGURE IV.11 : consommation journaliers de bâtiment…….94

FIGURE IV.12 : répartition journalière de la charge électrique……...94

FIGURE IV.13 : schéma de la rentabilité du système PV autonome…….104

FIGURE IV.14 : schéma de principe de la configuration d'injection du surplus D'énergie.106

FIGURE IV.15 : Architecture d'un système PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production……..107

FIGURE IV.16 : schéma d'un diagramme des pertes pour le système PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production……108

FIGURE IV.17 : schéma de principe de configuration d'injection total d'énergie……114

FIGURE IV.18 : schéma d'un diagramme des pertes pour le système PV injectée total au réseau……..117

FIGURE IV.19 : schéma de la rentabilité du système PV raccordée au réseau……123

Liste des tableaux

Page

Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil 24
Tableau I.2 : Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol 37
Tableau IV.1 : les cordonnes géographique du Médéa.....84
Tableau IV.2 : Irradiation globale à Médéa.....85
Tableau IV.3 : la température moyenne de Médéa.....86
Tableau IV.4 : Les caractéristiques du module photovoltaïque.....86
Tableau IV.5 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.....87
Tableau IV.6 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.....87
Tableau IV.7 : estimation de la consommation électrique d'un bâtiment…….90
Tableau IV.8 : L'investissement initial total……..101
Tableau IV.9 : La durée de vie des équipements……....102
Tableau IV.10 : L'amortissement global de l'installation PV……..….103
Tableau IV.11 : L'entretien global annuel……..104
Tableau IV.12 : La rentabilité de l'installation PV autonome……105
Tableau IV.13 : utilisation de l'énergie et besoins de l'utilisateur…….107
Tableau IV.14 : Bilans énergétique d'un système PV relie au réseau……..…..115
Tableau IV.15 : investissement initial de système……..122
Tableau IV.16 : l'amortissement initial de système……122
Tableau IV.17 : l'entretien global de système……122
Tableau IV.18 : La rentabilité de l'installation PV raccordée au réseau……...…….124
Tableau IV.19 : le cout de l'énergie entre les systèmes PV……125

Nomenclature

AM : Air Mass (Masse d'Air)

Φ(λ) : Intensité de la radiation incidente hors atmosphère.

$\mathbf{E_{ph}}$: Energie du photon.

h : Constante de Planck.

ν : Fréquence de la radiation.

c : Vitesse de la lumière.

λ : Longueur d'onde.

$\mathbf{I_{obs}}$: Courant d'obscurité.

$\mathbf{I_s}$: Courant de saturation de la jonction.

m : Facteur d'idéalité de la jonction.

$\mathbf{I_{ph}}$: Photocourant.

$\mathbf{I_{cc}}$: Courant de court-circuit.

$\mathbf{V_{co}}$: Tension de circuit ouvert.

$\mathbf{P_{max}}$: Puissance maximale.

η : Rendement.

FF : Facteur de forme.

$\mathbf{R_s}$: Résistance série.

$\mathbf{R_p}$: Résistance parallèle.

$\mathbf{I_p}$: Courant du champ photovoltaïque.

$\mathbf{I_b}$: Courant de la batterie.

$\mathbf{I_u}$: Courant d'utilisation ou charge.

Φ : Latitude.

L : Longitude.

δ : Déclinaison solaire.

TSV : Temps solaire vrai.

TL : Temps local.

ω : Angle horaire.

h : Hauteur du soleil.

a : Azimut du soleil.

G : Rayonnement global sur un plan incliné.

R_b : facteur d'inclinaison du rayonnement direct.

q: Charge de l'électron.

K : Constante de BOLTZMAN.

I_r : Irradiation journalière moyenne.

P_c : Puissance crête du champ PV.

CJM : Consommation journalière moyenne.

V_{ins} : Tension d'installation.

Nm : Nombre de modules PV.

Ns : Nombre de modules série.

Np : Nombre de modules parallèle.

C_{bat} : Capacité nécessaire des batteries.

PDD : Profondeur de décharge maximale.

N_{bat} : Nombre de batteries.

N_{bs} : Nombre de batteries mises en série.

N_{bp} : Nombre de batteries mises en parallèle.

I_{rs} : Courant de sortie du régulateur.

ρ : Résistivité propre du matériau.

L:Longueur du câble.

S : Section du câble

I_{max} : courant maximal.

ΔV : chute de tension

CUEPE: University center for the Study of Energy Problems

A_{Tot} : L'amortissement total.

$\mathbf{E_{Tot}}$:L'entretien et la maintenance totale.

C:le coût de l'investissement initial de chaque composant,

N:Durée de vie active du composant.

$\boldsymbol{Rt_1}$:Sont les coefficients d'estimations du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial des composants.

$\mathbf{C_{bat}}$: La capacité de la batterie

MPPT : Maximum Power Point Tracker

DC : Direct current (courant continu)

AC : Alternative current (courant alternatif)

PV : Photovoltaïque

EVA : Ethylène-vynil- acétate

SOC : l'état de charge de la batterie

GPV : générateur photovoltaïque

EQE : Rendement quantique externe de la cellule

CAR : couche anti-reflet

ASA : Agence Spatiale Allemande

Table des matières

Remerciements……ii
Dédicaces…….....iv
Résumé……vii
Liste des figures……ix
Liste des tableaux……..xii
Nomenclature……xv
Table des matières…….....xix

Introduction générale.....2

Chapitre I : Notions sur le gisement solaire 4

I.1 Introduction 5

l.2 Intensité de La lumière 5

I.2.1 Ressource solaire.....5

I.2.2 Constante solaire…….. .7

I.3 Spectre solaire 8

l.4 Effet de l'atmosphère 8

I.4.1 Structure de l'atmosphère 9

I.4.2. Composition de l'atmosphère……...10

l.5 Masse d'air.....11

l.6 Gisement solaire 11

I.6.1 Gisement solaire au niveau mondial 11

I.6.2 Gisement solaire Algérien.....12

I.6.3 Eclairement énergétique : E ou G (ou Irradiance).....13

I.6.4 Irradiation ou rayonnement 13

I.6.5 Modèles de coordonnées solaires 13

a)Angle solaire ……13

b)Latitude (φ)……13

c)Longitude (λ)…… 14

d)Déclinaison :.....14

e)Angle horaire du soleil……...14

f)Azimut solaire α ou (ψ)……..14

g)La hauteur angulaire du soleil h…….15

h)L'orientation 15

i)L'inclinaison 16

j)L'angle d'incidence……...……..16

I.7 Modèle de rayonnement solaire……...17

I.7.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal 17

a)Rayonnement direct……...……17

b)Rayonnement diffus……...17

c)Rayonnement réfléchi……17

d)Rayonnement global (φ_G)……..17

I.7.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné 17

a)Rayonnement direct……...……17

b)Rayonnement diffus……...18

c)Rayonnement réfléchi……18

d)Rayonnement global incliné……..18

I.8 Notion d'albédo 19

I.9 Temps solaire 20

I.9.1 Temps universel TU 20

I.9.2 Temps solaire moyen 20

I.9.3 Temps solaire vrai (TSV) 20

I.9.4 Equation du temps 20

Conclusion 21

Chapitre II : Conversion photovoltaïque 22

II.1 Introduction 23

II.2 Jonction sous éclairement 23

II.3 Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale 25

II.3.1 Caractéristique Courant-Tension d'une cellule photovoltaïque 25

II.3.2 Paramètres photovoltaïques 26

a)Courant de court-circuit…….26

b)Tension de circuit ouvert……..……26

II.3.3 Puissance maximale 27

a)Rendement.....27

b)Facteur de forme……27

II.4 Modélisation électrique de la cellule solaire réelle.....27

II.5 Réponse spectrale d'une cellule photovoltaïque.....28

II.6 Architecture de la cellule solaire.....29

II.7 Différentes filières du photovoltaïque 29

II.7.1 Filières de Silicium en couches massives 30

a)Silicium monocristallin……..30

b)Silicium multi cristallin……..…..32

II.7.1.3 Silicium en rubans autosupportés 32

II.7.2 Filière de silicium en couches minces 33

a)Silicium amorphe, poly cristallin et microcristallin……...33

b)Filière des cellules tandem et triples……..35

II.7.3 Filière non-Silicium 35

a)Filière utilisant autres matériaux émergeants en couches minces……..35

b)Filière des cellules à matériaux organiques……...36

II.8 Filière des cellules multi jonctions 37

Conclusion.....38

Chapitre III : Composants d'un système photovoltaïque 39

III.1 Introduction 40

III.2 Le module photovoltaïque 40

III.3 Assemblage des cellules photovoltaïques.....41

III.4 Assemblage de cellules en série 41

III.5 Assemblage de cellules en parallèle 42

III.6 Caractéristique électrique d'un module 42

a)La puissance crête……..42

b)Le rendement de conversion……..42

III.7 Le champ photovoltaïque 43

III.8 Types de systèmes photovoltaïques..... 43

III.8.1 Systèmes non autonomes ou « grid connected » 43

III.8.2 Systèmes autonomes ou « stand-alone » 43

III.9 Système du stockage..... 43

III.9.1 Principe de fonctionnement des batteries 44

III.9.2 principaux Caractéristiques d'une batterie 44

a)Capacité nominale……..44

b)Capacité en Ah……...44

c)Capacité en Wh……..44

d)Rapports de chargement et déchargement…….44

e)Température……...44

f)La durée de vie……...……45

g)La profondeur de décharge……45

h)La tension d'utilisation……..45

i)Le rendement……..45

j)Le taux d'autodécharge……..45

k)Tension utilisation……45

III.9.3 Modélisation de stockage 46

a)Modèle de charge de la batterie……...…..46

b)Modèle de la décharge de la batterie……...…..46

c)Tension de la batterie……47

d)Courant de batterie……48

e) Rendement de la batterie……...48

III.9.4.Types d'accumulateurs 48

a)-Les Accumulateurs au plomb acide……..48

a -1)- Composition d'une batterie solaire plomb-Acide……48

b) Les Accumulateurs au Nickel- Cadmium.....50

III.9.5 Entretient des batteries 50

III.10 Régulateur solaire 51

III.10.1 Régulation de décharge 52

III.10.2 Régulation de la charge 52

III.10.2.1 Régulations de charge série 52

III.10.2.2 Régulateur de charge de type shunt 53

III.10.2.3 Régulateur de charge de coupure 54

III.10.2.4 Régulateur de charge à découpage 54

III.10.2.5 Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracker) 54

a)Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC……..….54

b)Méthode de poursuite du point de puissance maximale……56

b.1)Les méthodes indirectes……..56

b.2)Les méthodes directes…….57

III.11 Convertisseurs 57

III.11.1 Convertisseur continu- continu 57

III.11.2 Convertisseur continu-alternatif 57

III.11.2.1 Convertisseur rotatif 58

III.11.2.2 Convertisseur statique 58

a)-Les contraintes d'utilisation d'un convertisseur……...58

b)-Les onduleurs connectés au réseau……...59

b.1)-L'onduleur central…….59

b.2)-Les onduleurs strings ou de rangée……..…60

b.3)-Les onduleurs intégrés aux panneaux PV……..60

III.12 Câbles solaires.....61

III.12.1 Câbles électriques 61

III.12.2 Câblage de liaison 61

III.13 Parafoudre 61

III.13.1 Parafoudre DC 62

III.13.2 Parafoudre AC 62

Conclusion 63

CHAPITRE IV : système photovoltaïque relie au réseau……..…….. 64

IV.1 Introduction 65

IV.2 Cahier des charges 66

IV.2.1 Site d'implantation…….66

IV.2.2 Situation géographique du lieu……...…..66

IV.3 Gisement solaire du lieu……...……...67

IV.4 Température moyenne de lieu……...68

VI.5 Orientation et l'inclinaison des panneaux……68

IV.6 Dimensionnement de panneau……..69

IV.6.1Puissance crête du champ……...69

IV.6.2 La surface disponible pour les panneaux……...70

IV.7 Dimensionnement d'un système PV avec logiciel PVsyst…….71

IV.7.1definition……71

IV.7.2L'analyse d'un système photovoltaïque autonome (STAND-ALONE)…….72

IV.7.2.1l'énergie de consommation par jour (Wh/jour)……...72

IV.7.3Résultats du PVsyst……...…….73

IV.7.3.1systeme de stockage……..……...73

IV.7.3.2CONTROLELLE MPPT……..……...73

IV.7.3.3Les besoins énergétique journaliers……74

IV.7.3.4Le rapport de simulation d'un système autonome avec le logiciel PVsyst……...76

IV.8 Coût et économie de l'installation……..83

IV.8.1Calcul des coûts sur la durée de vie……..83

IV.8.2Calcul de l'investissement initial total……..83
IV.8.3Calcul de l'amortissement total……...83
IV.8.4Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total……85
IV.8.5Rentabilité de l'installation……...86
IV.9 l'analyse d'un système PV raccordée au réseau (grid-connected)…….88
IV.9.1-installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production…...89
IV.9.1.1 Résultats du PVsyst……...……..90
IV.9.1.2 L'utilisation de l'énergie……...90
IV.9.1.3 Les pertes d'énergie…….91
IV.9.1.4 Le rapport de simulation d'un système raccorde au réseau avec injection des excédents de production avec le logiciel PVsyst……...…92
IV.9.2 : installation PV raccordée au réseau avec injection total de l'énergie produite ……...……...94
IV.9.2.1Résultats du PVsyst……..….95
IV.9.2.2 Les pertes d'énergie…….96
IV.9.2.3 Le rapport de simulation d'un système raccorde au réseau avec injection total de production avec le logiciel PVsyst 97
IV.9.2.4 : Coût et économie de l'installation PV raccordée au réseau : 102
IV.9.2.4.1 : Calcul de l'investissement initial total……102
IV.9.2.4.2 : Calcul de l'amortissement total……...102
IV.9.2.4.3 : L'entretien global annuel…….102
IV.9.2.4.4 : Rentabilité de l'installation……..103
IV .10 : comparaison entre le système autonome et relie au réseau……...…104
Conclusion……..107
Conclusion générale……108
Bibliographie……...……110
Annexes……...116

Introduction générale

L'énergie est un élément déterminant pour le développement économique. Elle contribue non seulement a l'amélioration de l'éducation, de la sante, et des conditions de vie mais aussi au développement d'activités économiques et la création de valeurs. Elle contribue au développement rural en aidant à fixer les populations attirées par les grandes villes. De récentes estimations ont montre qu'actuellement prés de 2,2 milliards d'individus ne sont toujours pas raccordes aux réseaux d'électricité (soit environ 44% de la population mondial), pour la plupart situes dans les pays du tiers monde. La forte croissance de la population prévue dans les années à venir (11 milliards d'individus a la fin de ce siècle devrait encore augmenter les besoins.

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

Aujourd'hui, nous d'épandons la plupart du temps des combustibles fossiles non renouvelables qui ont été et continuerons à être une cause importante de pollution et pollution et changement de climat. Contrecoup l'émission des gaz à effet de serre est l'un des effets Secondaires indésirables des énergies fossiles.

Parmi les principales ressources d'énergie renouvelable, on distingue l'énergie solaire (l'énergie que transporte le rayonnement solaire).la conversion d'énergie solaire par l'effet photovoltaïque , destinée principalement a l'alimentation en électricité d'équipement industriels et d'appareils domestiques, est très répondue.

Elle est mise en œuvre dans des projets photovoltaïque autonomes a faible consommation et dans les réalisations de centrales électro-solaires adaptées aux sites isoles ou raccordées au réseau électrique local. Généralement les technologies solaires continueront de s'améliorer, de ce fait réduisant les couts, particulièrement a l'échelle économique. En conséquence les panneaux photovoltaïques sont descendus en cout environ de 30$/w approximativement a 3$/w dans les trois dernières décennies mais le cout de système global est autour

de 6$/w, qui est toujours trop élevé pour concurrencer autre ressources d'énergie électrique.

Cependant Les systèmes photovoltaïques raccordées au réseau sont devenus rentables telle que Les systèmes photovoltaïques intégrée au toit au aux façades des bâtiments (BIPV).

L'objectif de ce travail est l'étude technique et économique d'un système photovoltaïques relie au réseau électrique basse tension destine a alimenter un bâtiment résidentiel. Cette étude sera réalisée a l'aide du logiciel bien connu **PVsyst.**

Notre mémoire s'échantillonne en quatre chapitres et s'achemine comme suite. Difficile de dimensionner une installation photovoltaïque sans préalablement estimer la quantité du rayonnement reçue par le site d'installation : c'est le commencement de toute installation solaire. C'est dans cette perspective que le premier chapitre se porte sur le gisement solaire. Les gisements solaires du monde en générale et celui de l'Algérie y seront détaillés ; ainsi que d'autres notions indispensables sur le gisement solaire.

Le deuxième chapitre se portera essentiellement sur la conversion photovoltaïque. Le composant le plus important de ce phénomène physique est la cellule photovoltaïque, dans ce chapitre on donnera ses principales caractéristiques.

L'assemblage de plusieurs cellules donne naissance au module PV dont leur association à leur tour constitue un champ PV ce qui est l'objet du troisième chapitre. Ce dernier contiendra aussi le reste des équipements rudimentaires pour un système PV, tels que les batteries, l'onduleur, le régulateur, le câblage, et le parafoudre.

Quant au quatrième et dernier chapitre, il s'accentue sur les résultats de l'étude techno-économique avec le logiciel de dimensionnement PVsyst. Ce chapitre s'achèvera par la détermination du coût ainsi que la rentabilité du système PV.

Nous clôturerons ainsi notre travail par une conclusion générale.

I.1 Introduction :

Provenant du soleil, le rayonnement solaire, avec une vitesse de 300000 km/s, fait un trajet de $1{,}5.10^{11}$ m en 8 minutes environ avant d'atteindre la terre, afin d'illuminer nos journées, de favoriser le cycle de l'eau et de permettre la photosynthèse ; bref, la vie sur terre serait tout simplement impossible sans ce rayonnement. Il a même eu le mérite d'être cité dans le glorieux Coran, encore mieux, Allah (Dieu) a juré par lui dans beaucoup de chapitres du Saint Coran comme le chapitre 91 Ach-chams (le soleil) « Par le soleil et par sa clarté ! ».
Sa distribution spectrale présente un maximum pour une longueur d'onde d'environ 0.5μm. [1]
Dans ce chapitre nous nous intéresserons dans un premier temps à la source du rayonnement solaire et de sa composition, puis au gisement solaire mondial et algérien.

l.2 Intensité de La lumière :

I.2.1 Ressource solaire :

Le soleil est considéré comme étant une gigantesque bombe thermonucléaire dont la puissance, émise sous forme de photons, représente un chiffre considérable : 3,82.10 26 Watts. Chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes, c'est le résultat de la combustion de 596 millions de tonnes par seconde d'hydrogène convertis en 592 millions de tonnes par seconde d'hélium, cette réaction est faite comme suite : 4 noyaux d'atomes d'hydrogène fusionnent pour fournir 1 noyau d'atome d'hélium avec la libération d'une énergie de 25000 mégawatts par gramme et par seconde (100 milliards de bombes à hydrogène de 1 mégatonne). Chaque cm^2 de sa surface émet une énergie de 6 kilowatts. Mais la terre ne reçoit que les 5 milliardièmes (5.10 -9) de cette puissance.
Pour être plus précis, nous dirons que cette énergie provient du centre ; la pression comprime les noyaux d'hydrogène et permet ainsi la fusion. A ne pas confondre la fusion avec la fission, qui casse les noyaux dans une bombe atomique. La fusion d'un gramme d'hydrogène libère 140 milliards de calories, la calorie étant la quantité de chaleur nécessaire pour faire passer un gramme d'eau de 15°C à 16°C et cela correspond à 0,14 W/cm^2.
Le transfert d'énergie du centre vers la surface s'effectue par rayonnement et par convection. La zone de convection est limitée par la photosphère, épaisse de 200 km, et appelée ainsi parce que presque la totalité du rayonnement visible provient d'elle. Elle a une apparence granuleuse, provoquée par la turbulence de la partie supérieure de la zone de convection.
La durée de vie d'une granule peut aller de 10 minutes à plus de 10 heures, selon la taille qui peut atteindre des dizaines de milliers de kilomètres carrés (figure ci-dessous). [2]

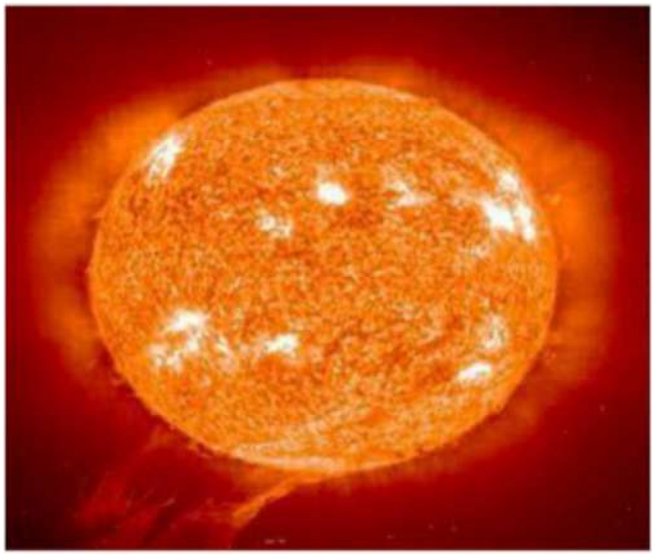


Figure I.1 : la photosphère [2]

Le flux d'énergie émis par soleil peut être décrit de façon approximative par le rayonnement thermique d'un corps noir à 5760 K : la densité de puissance rayonnée par le soleil est approchée par la loi de Stefan.

$$\varphi soliel = \sigma T^4 \qquad \text{I.1}$$

AVEC : $\begin{cases} T = 5760\ K \\ \sigma = 5{,}67.10^{-8} S.I \end{cases}$ Constante de Stefan – Boltzman

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous [3].

Diamètre (km)	14×10^5
Masse (kg)	2×10^{30}
Surface (Km^2)	$6{,}09 \times 10^{12}$
Volume (Km^3)	$1{,}41 \times 10^{18}$
Masse volumique moyenne (kg/m^3)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (km)	$2{,}5 \times 10^{47}$

Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil [3]

Le soleil n'est pas une sphère homogène, on peut y distinguer trois régions principales :

a. L'intérieur, contient 40% de la masse du soleil, c'est là ou se crée l'énergie par réaction thermonucléaire. La température atteint plusieurs millions de degrés, et la pression un milliard d'atmosphères.

b. La photosphère est la partie visible du soleil, c'est une couche opaque et très mince, épaisse d'environ 300 km, elle est responsable de la quasi-totalité du rayonnement qui nous parvient. Cette couche est divisée en trois zones, le noyau, la zone radiative et la zone convective.
c. La chromosphère et la couronne solaire constituent l'atmosphère du soleil, elles sont des régions à faible densité où la matière est très diluée. Cette couche est caractérisée par un rayonnement émis très faible, bien que la température y est très élevée (un million de degrés) [3].

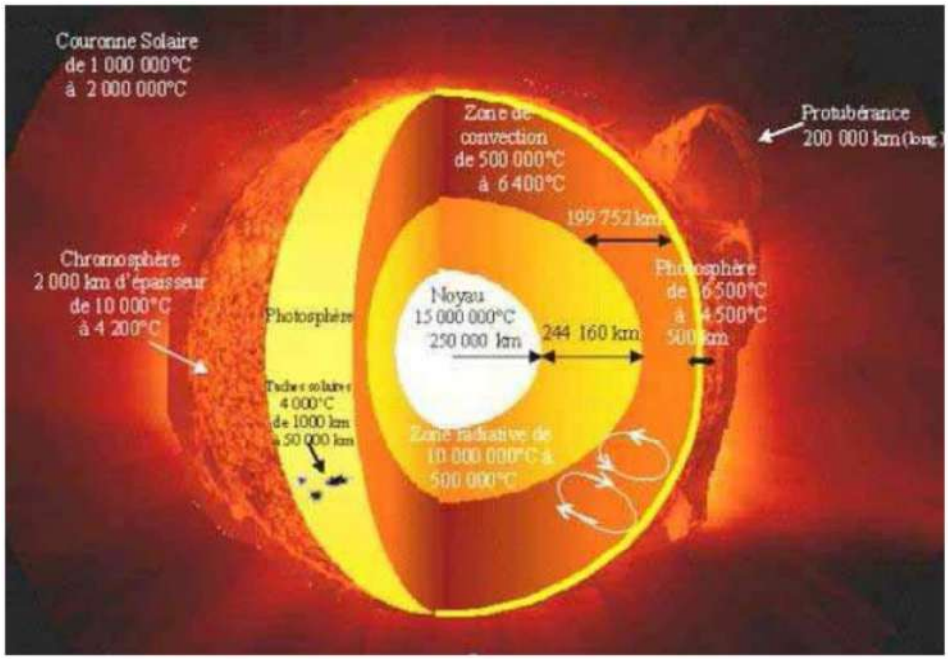


Figure I.2 : Structure du soleil [3]

I.2.2 Constante solaire :

Lorsque le flux intercepte selon la normale, une surface extérieure à l'atmosphère, sa densité vaut en moyenne 1350 W/m² environ. Cette grandeur est appelée constante solaire. [4]
Il est nécessaire de s'intéresser d'abord aux variations de l'éclairement en incidence normale (c'est à dire suivant un plan perpendiculaire à la direction du soleil) en haut de l'atmosphère (éclairement hors atmosphère), afin de mesurer l'impact des variations cycliques de position de la terre par rapport au soleil sur le rayonnement solaire.
Du fait de la trajectoire légèrement elliptique de la terre autour du soleil, la distance entre les deux varie de ±1,7 % au cours de l'année, et cet éclairement normal hors atmosphère varie autour de sa moyenne annuelle, appelée constante solaire. Le niveau maximal (1415 W/m²) est atteint le jour du périhélie (3 ou 4 janvier) et le niveau minimal (1320 W/m²) est atteint le jour de l'aphélie (5juillet).Grâce à la mise en orbite de satellites dotés d'outils de mesures modernes, une mesure fiable de 1367 W/m² ±0,5% a été réalisée [5].

I.3 Spectre solaire :

Le spectre solaire est la distribution spectrale en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence ; l'énergie de chaque photon est reliée à la fréquence υ ou à la longueur d'onde λ par la formule suivante :

$$E = hv = h\frac{c}{\lambda} \qquad \text{I.2}$$

h : est la constante de Planck

C : étant la vitesse de propagation.

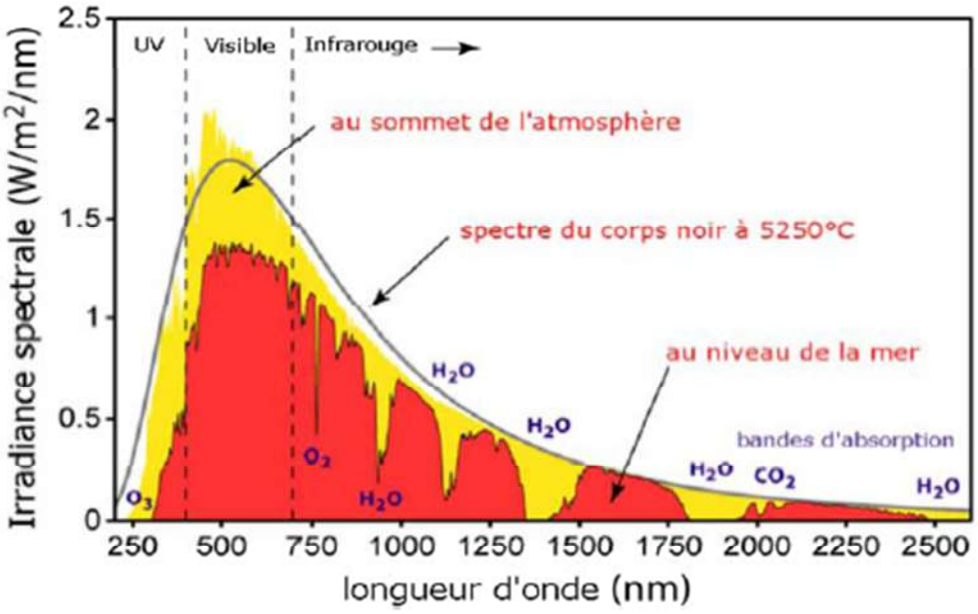


Figure I.3 : Le spectre du rayonnement solaire [6]

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de AM0. Sa distribution en énergie est répartie en [6] :

Ultraviolet UV	$0.20 < \lambda < 0.38$ µm	6.4%
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78$ µm	48.0%
Infrarouge IR	$0.78 < \lambda < 10$ µm	45.6%

l.4 Effet de l'atmosphère :

Le rayonnement solaire directement réfléchi vers l'espace est environ 30 % ; le reste subit, en traversant l'atmosphère, une atténuation et une modification de spectre suite à des phénomènes complexes d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi, la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet tandis que la vapeur d'eau absorbe une partie du rayonnement infrarouge.

Le rayonnement global au sol est donc fonction de la composition et de l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux au cours de la journée. [7]

I.4.1 Structure de l'atmosphère :

L'atmosphère est formée de cinq parties :

- la troposphère qui s'étend de 10 à 12 km d'altitude ; et la température diminue de 6.5 °C par km, pour atteindre - 56 °C à la base de la couche suivante.
- la stratosphère de 12 à 55 km où la température augmente de -56 °C à 0 °C jusqu'à la stratopause. C'est elle qui contient une mince couche d'ozone.
- la mésosphère épais de 50 à 85 km, la température y diminue à nouveau de 0°C à -90 °C.
- l'ionosphère (confondue avec la thermosphère) elle s'étend jusqu'à 700km d'altitude et la température augmente considérablement pour atteindre 1500 °C. C'est elle qui contient les couches réfléchissantes pour les ondes radio (couches d'Heavyside) ;
- l'exosphère au-delà de 700 km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidéral [9].

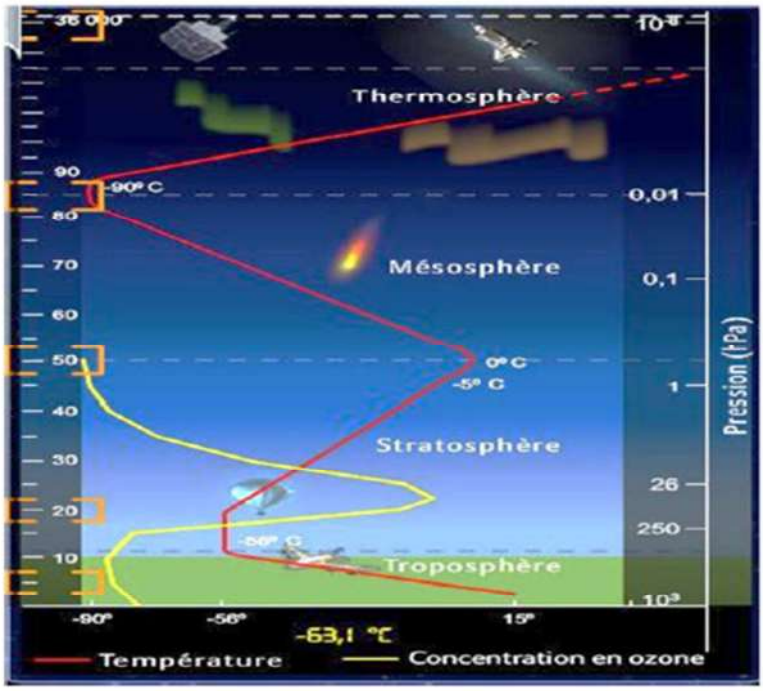


Figure I.4 : La structure de l'atmosphère [6]

I.4.2. Composition de l'atmosphère :

L'atmosphère est composé de : 78 % d'azote, 21 % d'oxygène, 0.9 % d'argon, 0.03 % de CO2 et des traces d'autres gaz, avec de la vapeur d'eau dans la troposphère et une mince couche d'ozone dans la stratosphère dont le rôle est si important dans l'absorption des rayons ultraviolets les plus durs. C'est dans la troposphère que l'essentiel des modifications subies par le rayonnement solaire se fait. Et ces modifications se font par diffusion, absorption, diffraction, réfraction par des gaz de température et de densité croissante.

La masse gazeuse totale traversée est de 10 tonnes /m² ; elle équivaut à 7.8 km d'atmosphère ramenée aux conditions de température et de pression dites normales : T=0°C ; p=1 013 mbar. Si ces gaz étaient tous ramenés aux conditions normales, on aurait 6.2 km d'azote, 1.7 km d'oxygène, 74 m d'argon, 30m de vapeur d'eau, 24 m de CO2 , 14 cm de Néon, 4 cm d'Hélium, quelques mm de Krypton, de méthane de NO et de NO 2 et seulement 5 mm d'ozone. [9]

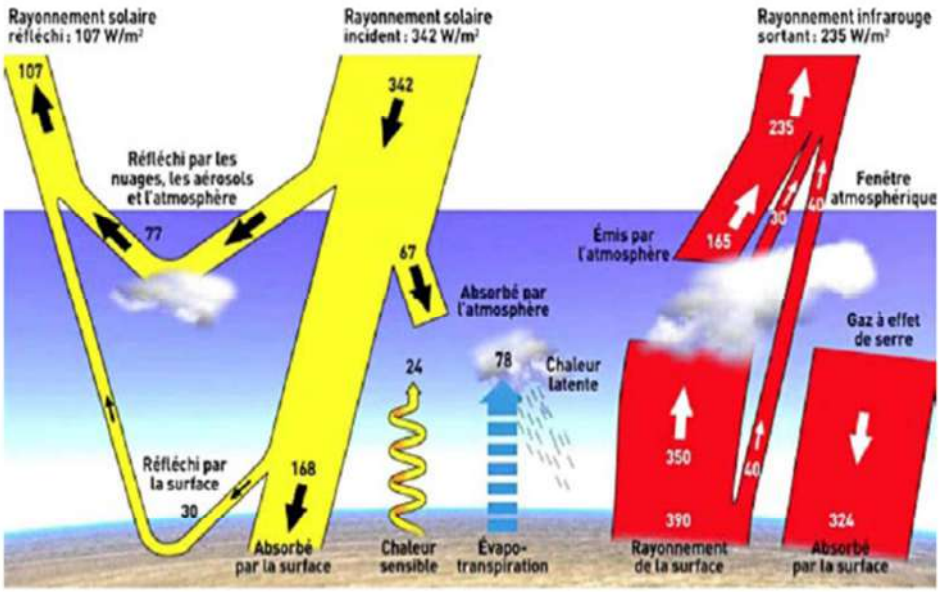


Figure I.5 : Schéma du bilan énergétique planétaire présentant l'effet de l'atmosphère [6]

l.5 Masse d'air :

Afin de comparer et d'unifier les performances des cellules photovoltaïques élaborées dans les différents laboratoires du monde, il a été indispensable d'introduire la notion d'Air Mass (AM).

Elle quantifie la quantité de puissance absorbée par l'atmosphère en fonction de l'angle θ du soleil par rapport au zénith. En s'élevant en altitude cette masse diminue. Hors atmosphère elle est donc nulle, On l'appelle AM0 (Air Mass Zéro). La masse d'air unité AM1 (Air Mass 1) désigne le trajet optique unité pour un lieu situé au niveau de la mer et l'AM1.5 est la norme utilisée pour la lumière sur terre, en supposant un angle de 45 degrés.

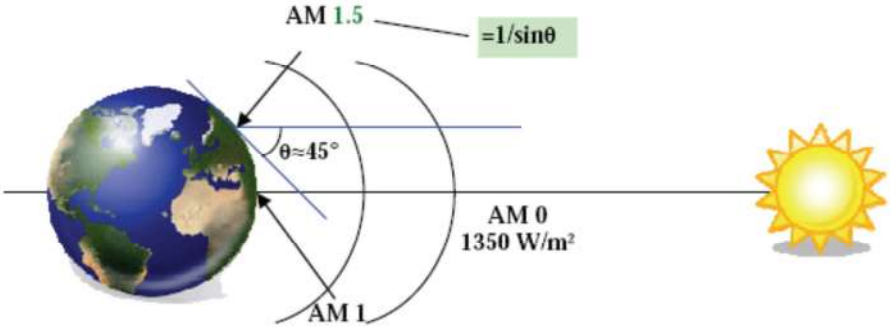


Figure I.6 : Normes de mesure du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [4]

l.6 Gisement solaire :

L'ensemble des données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée en un lieu donné est appelé gisement solaire. Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique. Dans les systèmes d'exploitation de l'énergie solaire, le besoin de données d'insolation est d'une importance capitale aussi bien dans la conception et le développement de ces systèmes que dans l'évaluation de leurs performances. L'existence d'une solide et fiable base de données est une nécessité pour au moins la survie économique des installations de collection et de conversion de l'énergie solaire.

I.6.1 Gisement solaire au niveau mondial :

Chaque année la surface de la terre reçoit 1,6.10 18 kWh (équivalent à une puissance continue de 180 10 6 GW), 30% sont directement réfléchis dans l'espace, 45% sont absorbés, convertis en chaleur et rayonnés dans l'infrarouge. Les 25% restant alimentent les cycles hydrologiques (24%) et la photosynthèse (0,06%) soit l'équivalent d'une moyenne de 45.10 6 GW. L'énergie rayonnée au sol vaut environ 720.10 15 kWh. L'énergie reçue à la surface de la terre varie selon les régions, par m², de 1100 kWh à 2300 kWh/an, soit une puissance moyenne (répartie sur l'année, en tenant compte des alternances jour-nuit et des périodes nuageuses) de 120 à 260 W par m² et une puissance crête de plus de 1 kW/m².

Cette énergie peut être directement transformée en chaleur avec un excellent rendement ou, encore, en électricité mais dans des conditions nettement moins bonnes. Une partie de cette énergie sert à la photosynthèse : 950.10 12 kWh, ce qui conduit à la production lente de matières combustibles comme le bois ou les fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel).

Les combustibles fossiles à la différence du bois sont le fruit d'une longue accumulation et ne peuvent être considérés comme renouvelables. Il aura fallu des dizaines de millions d'années pour constituer les réserves de combustibles que nous aurons mis moins de deux siècles à consommer [12].

I.6.2 Gisement solaire Algérien :

L'ASA (Agence Spatiale Allemande), suite à une évaluation par satellites, a conclu, que 1'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit : 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque, 35 TWh/an pour l'éolien et 169.000TWh/an pour le solaire thermique. L'ensoleillement annuel moyen est évalué à 2000 heures, avec une moyenne d'ensoleillement de 6,57 kWh/ m2/jour. Avec un territoire composé de 86% de désert saharien et de par son positionnement géographique, 1 'Algérie possède le champ solaire le plus important au monde. Si on devait comparer le solaire au gaz naturel, le potentiel solaire algérien est équivalent à un volume de 37 000 milliards de mètres cubes, soit plus de 8 fois les réserves de gaz naturel du pays, à la différence que le potentiel solaire est renouvelable, contrairement au gaz naturel [13].

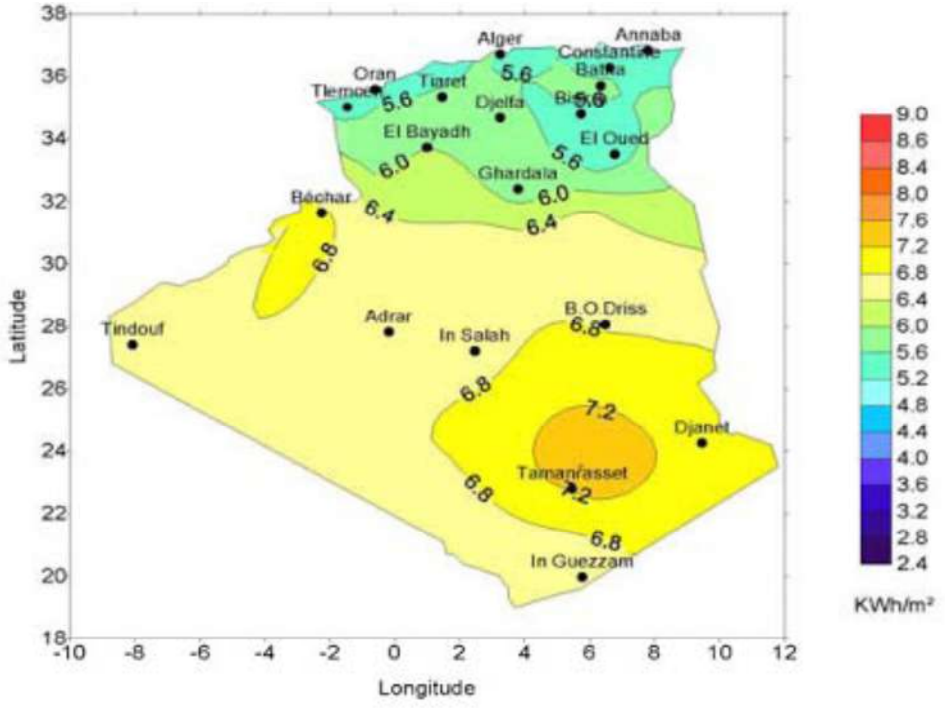


Figure I.7 : Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale, période 1992-2002 [13]

I.6.3 Eclairement énergétique : E ou G (ou Irradiance) :

L'irradiance G (W/m²) est la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface.

$$E = \frac{d\phi}{s} \qquad \text{I.3}$$

Φ: le flux lumineux
S : la surface

I.6.4 Irradiation ou rayonnement :

C'est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en J/m 2 (joule par mètre carré). L'ISES (international Solar Energies Society) recommande le symbole H, d'autres unités plus courantes sont le Wh/m2 (wattheure par mètre carré).

I.6.5 Modèles de coordonnées solaires :

a) Angle solaire :

L'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local est appelé angle solaire. La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (donc un tour de 360° en 24 heures). [14]

b) Latitude (φ) :

On définit l'angle de latitude comme étant l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur, est indiquée en tant que latitude de 0°, le pôle nord par latitude +90° et le pôle sud par la latitude -90°. Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude peut ainsi être comprise entre -90° et +90°. [16]

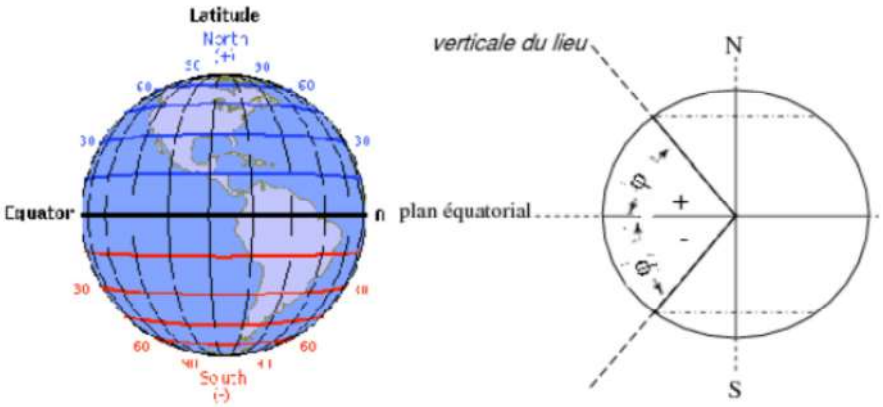


Figure I.8 : Schématisation de la latitude [17]

c) Longitude (λ) :

On appelle la longitude d'un lieu, l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et +180°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest. [16]

d) Déclinaison :

La déclinaison correspond à l'angle formé par le vecteur soleil-terre avec le plan équatorial. Elle est due à l'inclinaison de l'axe des pôles terrestre par rapport au plan écliptique, ce qui est traduit par les différentes saisons. Au cours de l'année, elle varie entre - 23,45° et +23,45°. Elle est nulle aux équinoxes de printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre), maximale au solstice d'été (22 juin) et minimale au solstice d'hiver (22 décembre). La variation journalière de la déclinaison est d'environ de 0,5°. Elle est calculée par une équation simple approximative : [11]

$$\sigma = 23{,}45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + n)\right) \qquad \text{I.4}$$

n: le nombre de jours

e) Angle horaire du soleil :

L'angle horaire du soleil noté (ω) correspond au déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course de l'est à ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures) [19].

On peut aussi dire qu'il repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture. C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En un jour solaire ω varie de -180° à +180° ce qui correspond à 24h : [1]

$$\omega = 15\left(\text{heuresUTC} - 12\frac{\lambda}{15}\right) \qquad \text{I.5}$$

λ: longitude

f) Azimut solaire α ou (Ψ) :

On appelle azimut solaire l'angle compris entre le méridien du lieu et le plan vertical

passant par le soleil. La connaissance de l'azimut est importante pour le calcul de l'angle d'incidence des rayons sur une surface non horizontale, l'azimut nul, correspond à la direction sud dans l'hémisphère nord et la direction nord dans

l'hémisphère sud. L'orientation Est correspond à l'azimut α = - 90°, et l'orientation Ouest à α = + 90° [14]

$$\sin\alpha = \left(\frac{\cos\delta \sin\omega}{\cos h}\right) \qquad \text{I.6}$$

Où φ: Latitude du lieu
δ : La déclinaison du soleil
ω : L'angle horaire du soleil

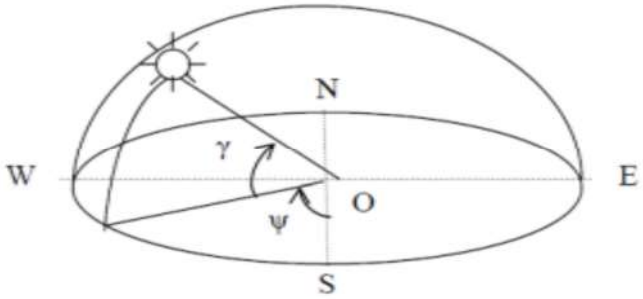


Figure I.9 : La position du soleil observée d'après l'origine O. [14]

g) La hauteur angulaire du soleil h :

C'est l'angle formé par le plan horizontal du lieu d'observation avec la direction du soleil. Cette hauteur durant le jour peut varier de 0° (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

La hauteur angulaire du soleil h est alors donnée par la formule :

$$\sin h = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega \qquad \text{I.7}$$

Où $\boldsymbol{\varphi}$: Latitude du lieu
δ : La déclinaison du soleil
ω : L'angle horaire du soleil

h) L'orientation :

L'orientation d'un capteur quelconque est définie par deux angles γ et α:
- La hauteur du capteur γ correspond à l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du capteur γ varie entre- 90° et + 90° :

γ >0 le plan est tourné vers le haut.
γ<0 le plan est tourné vers le bas.
γ=+90° le plan est horizontal et tourné vers le haut.
γ=- 90° le plan est horizontal et tourné vers le bas.
γ= 0 le plan est vertical.

- L'azimut du capteur α:

L'azimut quant à lui est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du Sud :

L'azimut du capteur α varie entre - 90° et + 90° :

α>0 le plan est orienté vers l'Ouest.

α<0 le plan est orienté vers l'Est.

α= 0 le plan est orienté vers le Sud.

α= - 90° le plan est orienté vers l'Est.

α= +90°le plan est orienté vers l'Ouest. [10]

i) L'inclinaison :

L'inclinaison c'est l'angle que fait le capteur avec le plan horizontal. L'angle d'inclinaison

d'un capteur s'exprime par :

$$\beta = 90 - \gamma \qquad \text{I.8}$$

• β > 90°

Pour un plan tourné vers le bas.

• β < 90°

Pour un plan tourné vers le haut

• β = 0° Pour un plan horizontal tourné vers le bas.

• β = 90° Pour un plan verticale. [19]

j) L'angle d'incidence :

L'angle d'incidence noté *i* n'est d'autre que l'angle entre les rayons du soleil et la normale au plan. On parle souvent d'incidence normale lorsque i= 0, c'est-à-dire les rayons sont perpendiculaires au capteur. En effet l'angle d'incidence s'écrit, en fonction de la position du soleil (h, α) [19]

$$\cos(i) = \cos\beta \sin h + \sin\beta \cos h \cos(\alpha + \alpha_\rho) \qquad \text{I.9}$$

$$\cos(i) = \cos\beta \sin z + \sin\beta \cos z \cos(\alpha + \alpha_\rho) \qquad \text{I.10}$$

α: L'angle que fait la projection de la normale à capteur sur plan horizontal avec l'axe Sud-Nord

z : l'altitude du lieu

I.7 Modèle de rayonnement solaire :

I.7.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

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

a) Rayonnement direct :

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

$$S_H(i) = 1367.\mathrm{C(j)}.\sin\left(\mathrm{h(i)}.\exp\left(\frac{-\mathrm{T_L}}{0{,}9\times 9{,}41\times \mathrm{M(i)}}\right)\right) \qquad \text{I.11}$$

Avec :

SH : Flux direct horizontal.

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

h(i) : Hauteur du soleil.

TL : Facteur de trouble.

M(i) : Nombre d'aire masse.

b) Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heur i est statistiquement donné par : [1]

$$D_H(i) = \frac{1367}{3}.C(j) - \sin[h(i) - 2].exp\left[-0{,}5log^2\left(\frac{T_C}{22.M(i)^{-0{,}65}}\right)\right] \qquad \text{I.12}$$

c) Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (neige, sable.). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ)

$0 \leq \xi \leq 1$

d) Rayonnement global (φ_G) :

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi : [1]

$$\varphi_G = S + D + R \qquad \text{I.13}$$

I.7.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface incliné rapport à l'horizontale avec l'angle B reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi :

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

a) Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude, le flux est défini par :
R_b: Rapport de flux direct
S_B: Flux direct pour un plan d'inclinaison
S_H: Flux direct horizontale
ω : Angle horaire du soleil.
δ: Déclinaison du soleil
Alors le flux direct pour le plan incliné B : [21]

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

b) Rayonnement diffus :

Le flux à une inclinaison B et l'attitude capté par une surface orientée face au Sud-est donné par le modèle suivant :
Pour l'heure i : utilisons le modèle « WILLMOTT »

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

Avec :

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

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

$K_T(i)$: Coefficient de sérénité
$\theta(i)$: Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

c)Rayonnement réfléchi :

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

$$R_B = \emptyset_{GH}\left[\xi.\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right)\right] \qquad \text{I.19}$$

Avec :
$\emptyset_{GH}$: Flux global horizontal
ξ : Albédo du sol

d) Rayonnement global incliné :

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

$$\emptyset_{GH} = S_B + D_\beta + R_B \qquad \text{I.20}$$

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

$\emptyset_{GB} = R.\emptyset_{GH}$ I.21

R : Rapport du flux global.

D'où

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

Avec :

R_b : Rapport du flux direct

Quand on connait le flux global et les composants du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan : [21]

$\emptyset_G = R.\emptyset_{GH}$ I.23

I.8 Notion d'albédo :

L'albédo désigne la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchie par un obstacle. Ce terme est généralement réservé au sol et aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflecteur pour le rayonnement considérée et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, le corps noir possède un albédo nul [7].

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0,03 à 0,1
Forêt	0,05 à 0,2
Sol cultivé	0,07 à 0,14
Pierres et rochers	0,15 à 0,25
Champs et prairies	0,1 à 0,3
Sol nu	0,15 à 0,4
Neige ancienne	0,5 à 0,7
Neige fraîche	0,8 à 0,95

Tableau I.2 :Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol [7]

I.9 Temps solaire :

I.9.1 Temps universel TU :

Il correspond au temps civil moyen du méridien de Greenwich (méridien origine) appelé encore GMT (Greenwich Mean Time) : [21]

$$\mathrm{TU} = \mathrm{TSM} - \left(\frac{\boldsymbol{\lambda}}{15}\right) \qquad \text{I.24}$$

Où : $\boldsymbol{\lambda}$: est la longitude.
$\boldsymbol{\lambda} > 0$; pour les villes situées à l'Est de Greenwich.
$\boldsymbol{\lambda} < 0$; pour les villes situées à l'Ouest de Greenwich.
TU = TSM ; pour le méridien de Greenwich.

I.9.2 Temps solaire moyen :

Puisque la vitesse de la terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année, on définit donc un temps solaire moyen pour avoir un temps qui " s'écoule " à vitesse constante (celui mesuré par les horloges) :

$$TSM = TSV - \frac{Et}{60} \qquad \text{I.25}$$

I.9.3 Temps solaire vrai (TSV) :

Le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud) a été nommé temps solaire vrai, on note TSV. Le temps solaire vrai est donc un temps local puisqu'il est lié directement à la rotation de la terre sur elle-même.

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \qquad \text{I.26}$$

I.9.4 Equation du temps :

On appelle équation du temps (Et), la différence entre l'heure vraie, telle qu'elle résulte du temps solaire, et l'heure moyenne, telle est déterminée par le temps moyen.
Équation du temps = Temps solaire moyen - Temps solaire vrai

$$\mathrm{Et} = \mathrm{TSM} - \mathrm{TSV} \qquad \text{I.27}$$

L'équation du temps est la résultante de deux effets :
a) l'équation du centre due à l'excentricité de l'orbite terrestre (la trajectoire de la terre est une ellipse que l'on veut ramener à un cercle sur la sphère céleste).

b) la réduction à l'équateur due à l'obliquité de l'écliptique (la terre ne tourne pas dans son plan équatorial autour du soleil) puisque l'on mesure le passage du soleil au méridien du lieu par rapport au plan équatorial terrestre dans lequel il faut donc le ramener. Ainsi, l'équation du temps donne le nombre de minutes après le midi moyen pour que l'on soit au midi vrai, par exemple : si l'équation du temps est égale à +8 minutes, alors il sera midi vrai à 12h 8mn du temps moyen.[19]
Ainsi la variation de ET durant l'année est donnée par la formule suivante : [11]

$$Et = 0.258\cos x - 7.416\sin x - 3.648\cos 2x - 9.228\sin 2x \qquad \text{I.28}$$

Avec :

$$x = \frac{360(N-1)}{365.25} \qquad \text{I.29}$$

Où l'angle x est défini en fonction du numéro du jour n. Le décompte commence à partir du 1er janvier où N=1.

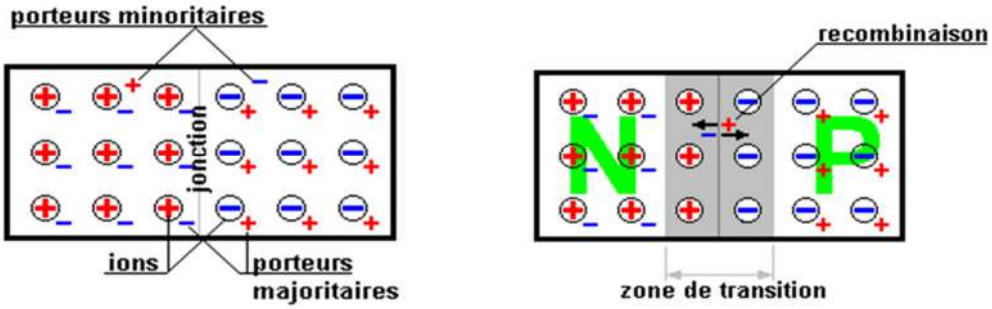
Conclusion :

Ce chapitre nous a permis de savoir le nécessaire sur les notions de base sur le gisement solaire. Nous avons étudié le bilan énergétique, le gisement solaire mondial et algérien, les coordonnées solaires, les différents composants du rayonnement solaire (rayonnement direct, rayonnement diffus, rayonnement réfléchi), l'albédo ainsi que le temps solaire.

II.1 Introduction :

En effet, si l'on considère la lumière comme une onde, en augmentant son intensité et en attendant suffisamment longtemps, on devrait pouvoir fournir suffisamment d'énergie au matériau pour en libérer les électrons.
L'expérience montre que l'intensité lumineuse n'est pas le seul paramètre, et que le transfert d'énergie, provoquant la libération des électrons, ne peut se faire qu'à partir d'une certaine fréquence.

L'interprétation d'Einstein concernant l'absorption d'un photon, permettait d'expliquer parfaitement toutes les caractéristiques de ce phénomène [20]. Les photons de la source lumineuse possèdent une énergie caractéristique déterminée par la fréquence de la lumière
La structure d'une cellule photovoltaïque est représentée par une jonction PN. L'étude théorique de cette cellule repose sur la connaissance des mécanismes de transfert qui ont lieu au sein de cette jonction.
La jonction provient de la juxtaposition de deux régions semi-conductrices, une dopée avec des impuretés de type N (type donneurs) et l'autre de type P (type accepteurs).Si les deux régions sont de même nature on parle d'homo jonction, dans le cas contraire on parlera alors d'hétérojonction.
Lorsque le contact est établi les électrons et les trous diffusent de part et d'autre de la jonction, créant ainsi une zone appelée zone de charge d'espace ZCE aussi nommée zone de transition, elle a une largeur de quelques microns et une concentration en porteurs libres quasiment nulle.



Avant contact Après contact

Figure II.1 : Structure d'une jonction NP avant et après contact.[20]

II.2Jonction sous éclairement :

Quand une jonction est éclairée, des paires d'électron trou sont créées par les photons dont l'énergie est supérieure à la largeur de la bande interdite du matériau ($E_{ph}>E_g$), (voir figure II.2).Après la pénétration des photons munis d'une énergie suffisante dans le semi-conducteur, ils créent des photoporteurs en

excès entraînant l'augmentation du courant inverse de saturation proportionnelle au flux lumineux. Cet effet se manifeste physiquement, de deux manières :

- La photoémission : c'est la sortie de l'électron hors du matériau photosensible mais il ne peut sortir que s'il est excité près de la surface.
- La photoconductivité : l'électron est libéré à l'intérieur du matériau. Il contribue à la conductivité électrique du matériau.

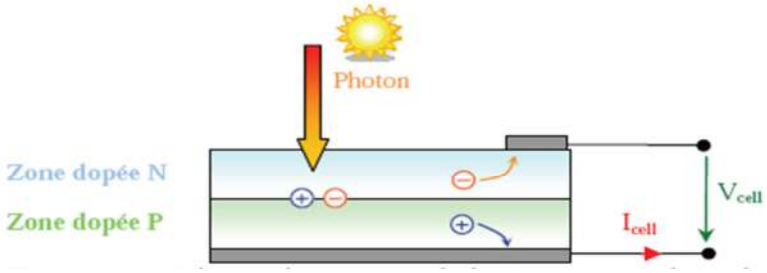


Figure II.2 : Comportement d'une jonction soumise à un flux lumineux.[20]

Dans une jonction soumise à flux lumineux, il y a existence de trois courants, deux sont dus à la diffusion des porteurs dans les régions neutres P et N et le troisième à la génération (voir figure II.3(b)).
Dans les régions neutres les porteurs minoritaires diffusent. Ceux qui atteignent la zone de charge d'espace, sont propulsés par le champ électrique vers la région où ils deviendront majoritaires. Ils contribuent à la création d'un courant de diffusion.

Par contre, dans la zone de charge d'espace, les paires électron-trou sont directement dissociées par le champ électrique, l'électron est propulsé vers la région n et le trou vers la région p et donnent naissance à un courant de génération. Ces deux contributions créent un courant I_{ph} appelé *photocourant* qui s'ajoute au courant inverse de la jonction.

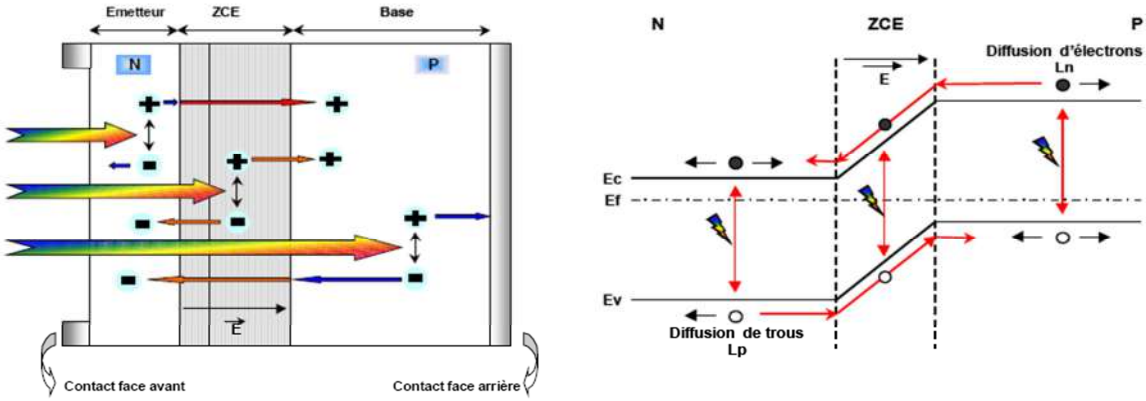


Figure II.3 : Structure et diagramme énergétique d'une cellule éclairée [21].

Le courant total dans une jonction soumise à un faisceau de photons sera égal à la différence entre deux courant l'un de l'obscurité et l'autre du à l'effet photoélectrique, son expression est donnée par :

$$I = I_{obs} - I_{ph} = I_s\left(exp\left(\frac{qV}{mkT}\right) - 1\right) - I_{ph} \qquad \text{II.1}$$

II.3Modélisation d'une cellule photovoltaïque idéale :

La cellule photovoltaïque fonctionne comme une diode à jonction. Elle peut être équivalente à un générateur de courant débitant un photocourant ($_{Iph)}$ mis en parallèle avec une diode (voir figure II.4).

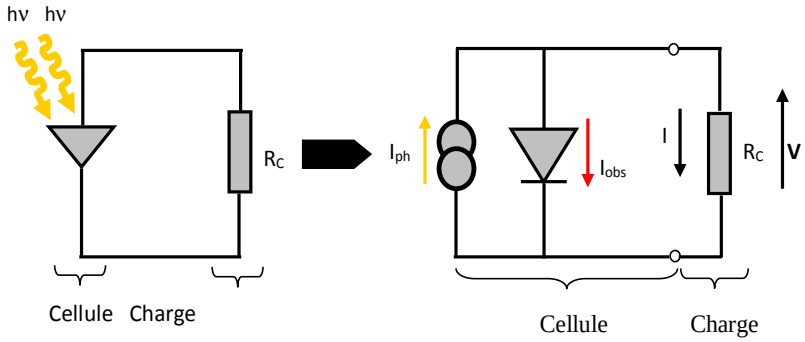


Figure II.4 : circuit équivalent d'une cellule solaire idéale.[20]

II.3.1 Caractéristique Courant-Tension d'une cellule photovoltaïque :

Afin de caractériser une cellule solaire il faut tracer sa caractéristique courant-tension sous éclairement.
Sachant que la caractéristique d'une jonction à l'obscurité passe par l'origine des coordonnées et que le produit I×V est positif, celle d'une jonction éclairée est décalée vers les courants négatifs d'une quantité égale au photocourant I_{ph}. Par conséquent, il y a une région pour laquelle le produit V×I est négatif : dans ce cas la cellule photovoltaïque produit de l'énergie électrique (voir figure II.5).

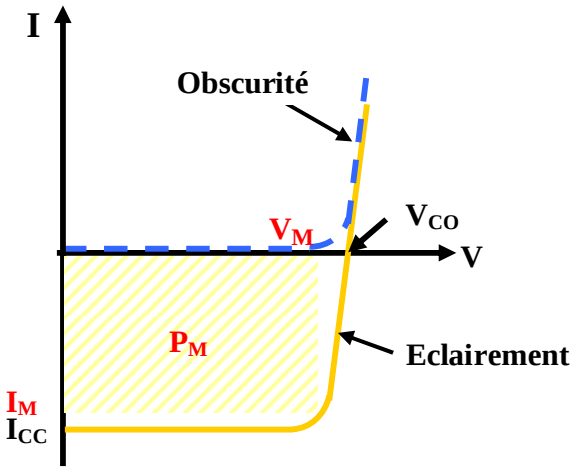


Figure II.5 : Caractéristique I(V) d'une cellule solaire à l'obscurité et sous éclairement [20]

II.3.2 Paramètres photovoltaïques :

a) Courant de court-circuit :

Si les deux électrodes sont en court-circuit à travers un ampèremètre, les électrons traînés par un champ interne de la jonction produiront un courant de court-circuit Icc qui correspond au photocourant Iph généré parle rayonnement. Pour une distribution spectrale donnée, ce courant est proportionnel à l'irradiation du flux lumineux.

R_L=0

$$V = 0 \Rightarrow I_{cc} = I_{ph} \qquad \text{II.2}$$

b) Tension de circuit ouvert :

Si la cellule est laissée en circuit ouvert, les porteurs générés par le rayonnement, séparés par le champ interne vont s'accumuler de part et d'autre de la jonction induisant une polarisation de la jonction dans le sens passant. Cette polarisation entraîne un courant de diode dans le sens direct égal et opposé au photocourant.

La tension alors mesurée aux bornes des électrodes est appelée tension de circuit ouvert Vco, c'est la tension qu'il faudrait appliquer à la diode dans le sens passant pour générer un courant égal au photocourant.

La tension de circuit ouvert V_{co} (aussi appelée force électromotrice de la pile) est donnée par :

I=0⇒

$$V_{co} = \frac{mkT}{q} Ln\left(\frac{I_{cc}}{I_S} + I\right) \qquad \text{II.3}$$

II.3.3 Puissance maximale :

Elle correspond au produit de la tension maximale et du courant maximal :

$$P_{max} = V_M . I_M = \frac{K_B T}{q} . I_{ph} ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \qquad \text{II.4}$$

a) Rendement :

Il est défini par le rapport entre l'énergie électrique qu'elle fournit et l'énergie du rayonnement visible ou invisible qu'elle reçoit, il est donné par la formule :

$$\eta = \frac{V_M I_M}{P_{solaire}} \qquad \text{II.5}$$

$P_{solaire}$ = puissance du rayonnement incident.

b) Facteur de forme :

Le facteur de forme détermine la qualité de la cellule solaire il est défini comme étant le rapport de la puissance maximale P_M que peut débiter une cellule solaire sur le produit
$I_{CC}.V_{CO}$, soit :

$$FF = \frac{P_M}{V_{co} I_{cc}} = \frac{V_M I_M}{V_{co} I_{cc}} \qquad \text{II.6}$$

Sa valeur est limitée à 0.89 du fait du caractère exponentiel de la caractéristique courant-tension de la cellule solaire. Un facteur de forme égal à 1 correspondrait en effet à une caractéristique I(V) parfaitement rectangulaire (cas idéal).

II.4 Modélisation électrique de la cellule solaire réelle :

Le lien fait entre le fonctionnement de la cellule solaire et celui d'un générateur de courant, produisant un courant I_{ph} auquel se soustrait le courant de la diode en polarisation directe, n'est qu'une représentation simplifiée du fonctionnement idéal de la cellule.
En pratique, vu les résistances (résistivité des électrodes et des interfaces métal-semi-conducteur), vu les pertes ohmiques (dues à la résistivité des régions neutres) générant une résistance non négligeable par rapport à celle de charge

(notée R_s), vu les courants de fuite apparaissant aux bords de la cellule, il est nécessaire de tenir compte d'une nouvelle composante notée par une résistance parallèle R_P.
La modélisation de la cellule solaire réelle se fait par l'introduction d'une deuxième diode (voir figure II.6).
La première diode modélise le phénomène de génération/recombinaison des porteurs dans la zone de charge d'espace. La seconde modélise la diffusion des porteurs dans les régions neutre n et p et son influence sera d'autant plus grande que le matériau présentera une bonne longueur de diffusion

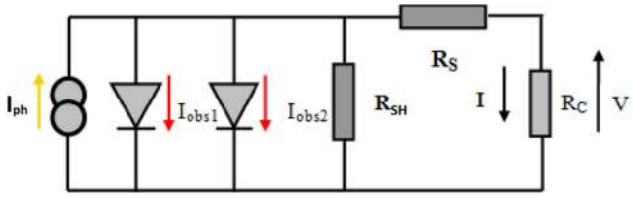


Figure II.6 : Circuit équivalent à deux diodes de la cellule solaire réelle.[20]

Le courant total au sein de la cellule photovoltaïque est donc donné par la relation.

$$I = I_{Ph} - I_{S1}\left(exp\left(\frac{q(V-R_SI)}{m_1KT}\right)-1\right) - I_{S2}\left(exp\left(\frac{q(V-R_SI)}{m_2KT}\right)-1\right) - \frac{V-R_SI}{R_P} \quad \text{II.7}$$

II.5 Réponse spectrale d'une cellule photovoltaïque:

La réponse spectrale (RS) d'une cellule solaire est le rapport entre le courant généré et la puissance lumineuse incidente, en fonction des différentes longueurs d'onde formant le
rayonnement solaire incident. Elle est donnée par la relation :

$$S = \frac{q^{\lambda}}{hc} EQE$$

EQE représente le rendement quantique externe de la cellule, c'est-à-dire le rapport du nombre de porteurs générés sur le nombre de photons incidents.
Pour une longueur d'onde donnée, le rendement quantique externe est égal à 1 si chaque photon crée un électron. On peut alors accéder au comportement et à l'efficacité de chaque région constitutive de la cellule.
En raison de la variation du coefficient d'absorption du silicium en fonction de la longueur d'onde, l'émetteur (surface de la cellule) collecte les photons de courte longueur d'onde alors que la base prend compte des photons de grande longueur d'onde.

II.6Architecture de la cellule solaire :

L'architecture des dispositifs photovoltaïques modernes est complexe. Pour cela nous allons essayer d'en simplifier la description.
La cellule solaire est faite d'une jonction p^+n ou n^+p, la région fortement dopée et proche de la surface éclairée constitue l'émetteur. Alors que la région moyennement dopée constitue la base de la cellule.
Le contact métallique supérieur est en forme de doigts et a pour but la collecte d'une grande partie des porteurs photo générés. Tandis que la base est entièrement métallisée (voir figure II.7).
Cependant, la quantité de photons pénétrant dans la cellule solaire dépend de la réflectivité de la surface.
Elle caractérise la quantité de photons réfléchie d'où une perte du rayonnement incident. Pour y remédier, une couche anti-reflet CAR est déposée sur toute la surface de la cellule.
Son rôle est d'adapter l'indice optique entre le milieu extérieur et la cellule pour réduire les pertes par réflexion du flux des photons incidents.

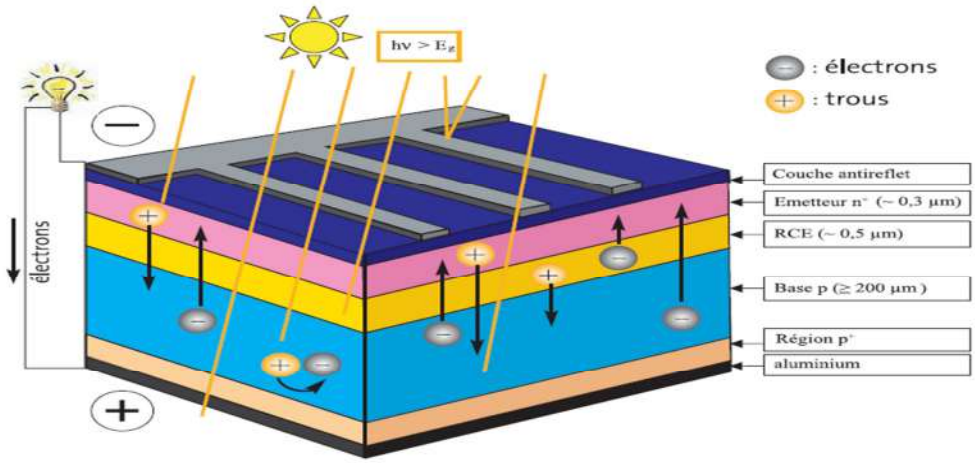


Figure II.7 : Architecture d'une cellule solaire à jonction n^+p[22].

II.7Différentes filières du photovoltaïque :

Différents matériaux sont utilisés dans le marché du photovoltaïque, chacun d'eux présente des avantages et des inconvénients, ils sont classés ainsi :

- filière de cellules à base de silicium massif.
- filière de cellules couches minces.
- filière de cellules à base de silicium mince.
- filière non silicium :
- filière de cellules en couches minces de type CdTe, CIS.
- filière de cellules à base de matériaux organiques.

- filière de cellules multi jonctions.

La répartition de ces filières sur le marché photovoltaïque est représentée par la figure II.8.

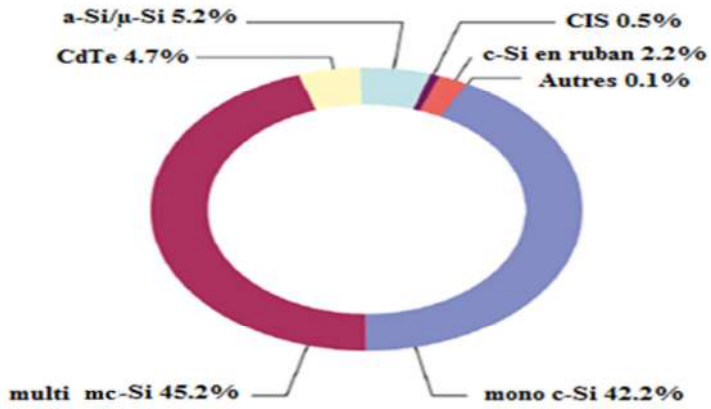


Figure II.8 : Répartition des matériaux dans le marché photovoltaïque [23]**.**

Comme le montre la figure II.9les rendements de conversions photovoltaïques varient selon le type du matériau.

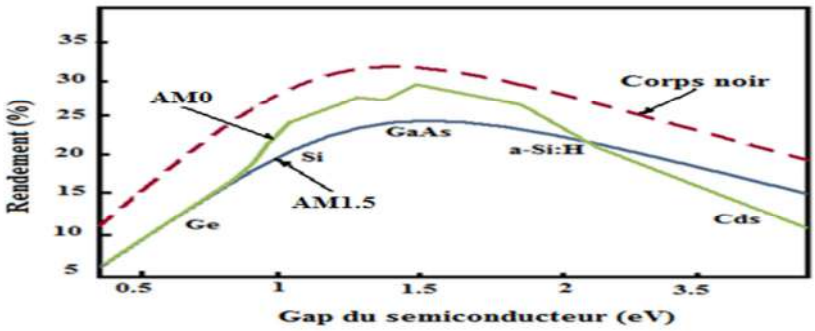


Figure II.9 : Rendement de conversion photovoltaïque de différents semi-conducteurs en fonction de la largeur de leur bande interdite [24].

II.7.1 Filières de Silicium en couches massives :

A) Silicium monocristallin :

Le matériau le plus utilisé dans l'industrie du photovoltaïque est le **Silicium**. Il présente plusieurs avantages

- Il est l'élément le plus abondant dans la croute terrestre (20%) après l'oxygène.
- Il n'est pas toxique.
- Il a un oxyde naturel SiO_2 qui trouve ses applications dans la micro-électronique.
- Il peut être dopé facilement en y introduisant des impuretés.

Le Silicium n'existe pas à l'état libre mais sous forme de composés sous forme de dioxyde de Silice (dans le sable, le quartz…), Il est généralement obtenu par sa réduction dans un four électrique ce qui donne un matériau pur d'environ 98% [25].

Le silicium monocristallin est obtenu par le procédé de tirage Czochralski (CZ) ou de purification par fusion de zone (FZ). Le produit fini se présente sous forme de lingot devant être nettoyé, traité chimiquement et découpé en plaquettes d'épaisseur souhaitée (voir figure II.10).
Cette structure est la forme de silicium qui autorise le meilleur rendement de conversion photovoltaïque allant de 15 à 20 %. Cependant, son prix très élevé limite son utilisation.



Figure II.10 : lingot de Silicium monocristallin [20]

La cellule record en silicium monocristallin fut obtenue par les équipes de Martin Green de l'Université de New South Walles (Australie). (Voir figure II.11).

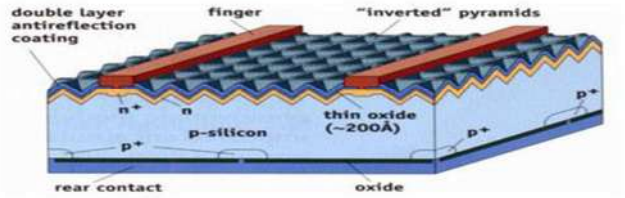


Figure II.11 : cellule de laboratoire la plus performante [26].

B) Silicium multi cristallin :

Il a été introduit dans le photovoltaïque dans les années 1970 en raison de son faible coût. Sa structure est représentée par des monocristaux séparés les uns des autres par des zones perturbées.



Figure II.12 : structure de silicium multi cristallin[20]

Les rendements de conversion industriels ont augmenté de 8 à 10% avant 1980 à 17% pour de grandes plaquettes de 10×10 ou 15×15 cm^2 (figure II.12). L'industrie des cellules à base de silicium multi cristallin n'est pas très répandue à cause des grosses pertes de matière lors du découpage des lingots. Leur progression est représentée par la figure II.13.

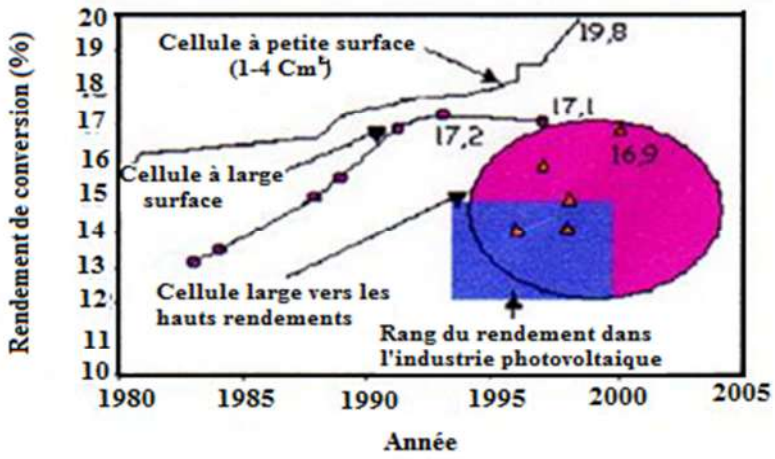


Figure II.13 : Progression des rendements de conversion dans les industries des cellules à base de silicium multicristallin. Source NREL USA [27].

II.7.1.3 Silicium en rubans autosupportés :

Le silicium en rubans autosupportés est obtenu par capillarité entre deux lèvres de carbone par croissance sur un film ou une maille de carbone. Son l'intérêt principal est d'éviter les pertes de découpe des lingots.

Ces rubans ont connu un très grand développement dans les années 90 au niveau de la recherche et certains sont arrivés jusqu'à la conception de chaînes de production préindustrielles.

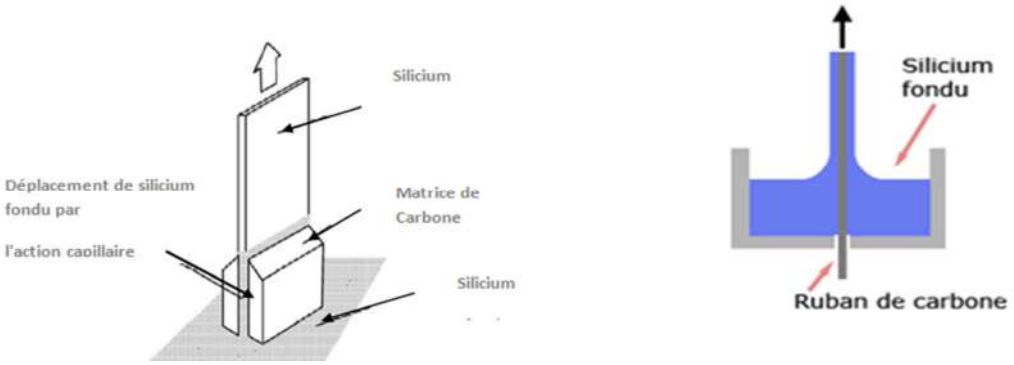


Figure II.14 : Procédés de croissance de silicium en ruban [28].

Mais ces techniques sont lentes (vitesse de quelques dizaines de cm/min) et demandent beaucoup d'argent ce qui a réduit leur utilisation et leur production à 3.2 % de la production mondiale.

II.7.2 Filière de silicium en couches minces :

a) Silicium amorphe, poly cristallin et microcristallin :

Actuellement les cellules photovoltaïques en couches minces sont à la une, leur technique de fabrication consiste à déposer une couche mince de silicium de 10-40 µm d'épaisseur sur divers substrats : quartz, céramique ou métal.
Un rendement maximal de conversion de 21,5 % a en effet été obtenu par l'équipe de Zhao sur une cellule de 47 µm d'épaisseur, Ce résultat est proche du rendement de conversion record de 24,7 % obtenu avec la même technologie sur des plaques de silicium plus épaisses.
Mais il a été obtenu avec une structure PERL nécessitant un très grand nombre d'étapes technologiques. La voie de report de couches minces sur substrats économiques a donc été envisagée et de nombreuses solutions sont aujourd'hui proposées.
Depuis 1975, des recherches intensives ont été entreprises pour utiliser du silicium non cristallisé ; à l'état amorphe, dont les liaisons pendantes sont saturées par hydrogénation. Ce matériau présente trois avantages majeurs : un fort coefficient d'absorption ce qui autorise de très faibles épaisseurs, une faible consommation énergétique durant le cycle de production avec un temps réduit et

une aptitude à être déposé en grandes surfaces unitaires de l'ordre du m^2 d'un seul tenant.
Par contre deux points faibles sont le rendement de conversion et la dégradation sous lumière (instabilité dite de Steabler-Wronski), qui sont de mieux en mieux surmontés par les artifices technologiques.
La première commercialisation a concerné le marché des calculettes solaires par Sanyo au début des années 80. Les améliorations successives du procédé ont contribué à faire passer en 20 ans le rendement industriel de 4% à 8%. Plus récemment les rendements en laboratoire ont pu atteindre les 20 % grâce à l'utilisation des structures PIN (voir figure II.15).

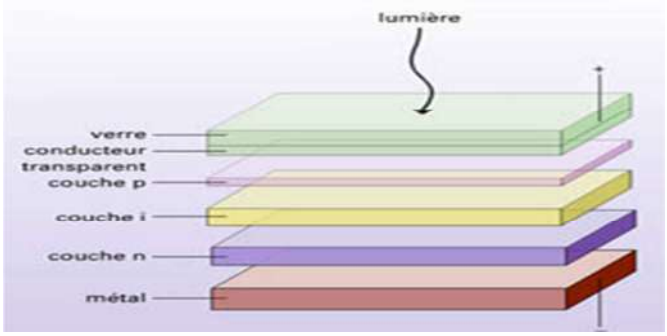


Figure II.15 : Cellule solaire à base de silicium amorphe à structure p-i-n[27]

Ces couches devraient permettre d'obtenir des rendements de conversion du même ordre de grandeur que ceux d'une cellule sur matériau massif. Ensuite les études se sont dirigés vers l'utilisation de silicium polycristallin « pc-Si » à larges grains déposés sur substrats résistants à haute température (graphite ou céramique). Les rendements de conversion étaient alors de l'ordre de 15%.

L_G : de 0.1 à 100µm L_G : de 0.1 à 10 mm

T : 450 à700°C T : supérieure à 700°

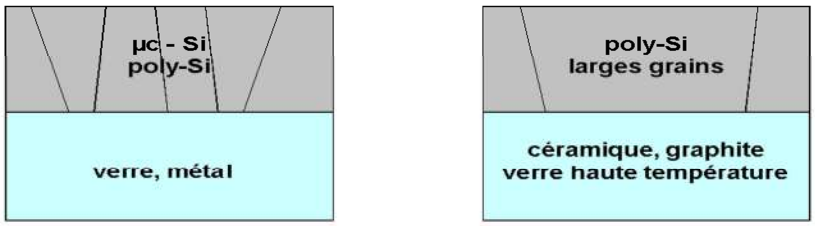


Figure II.16 : Différentes voies d'obtention de films de silicium sur substrats étrangers [29].

Depuis, la recherche s'est orientée vers la fabrication de cellules basées sur le silicium microcristallin « µc-Si », avec une taille de grains L_G<1µm, élaboré sur verre. Les rendements de conversion obtenus étaient voisins de 10 %.

b) Filière des cellules tandem et triples :

Pour améliorer les performances du silicium en couches minces, des architectures double et triple jonctions ont été développées. Aujourd'hui elles présentent une mise en œuvre plus simple, mieux maitrisée et donnant de meilleurs rendements stabilisés [29].

II.7.3Filière non-Silicium :

a) Filière utilisant autres matériaux émergeants en couches minces :

Les recherches intensives entreprises depuis de nombreuses années sur d'autres matériaux que ceux à base de silicium ont enfin abouti vers la fin de cette décennie, au stade de l'industrialisation

Deux options ont été mises en œuvre : la filière ***CdTe*** et la filière ***CIS*** ($CuInSe_2$). Toutes ces filières ont permis d'obtenir des cellules ayant des rendements supérieurs à 16 % au laboratoire. Elles semblent représenter une alternative à la technologie cristalline, mais elles occupent une part négligeable du marché (environ 0,4%) à cause de la toxicité du cadmium.

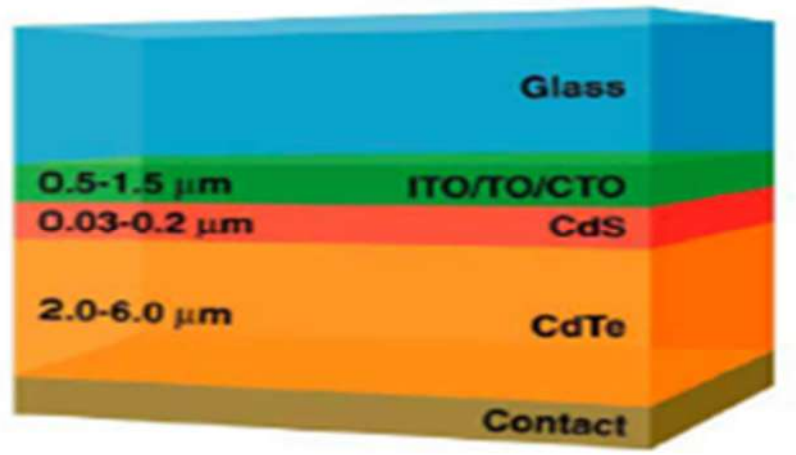
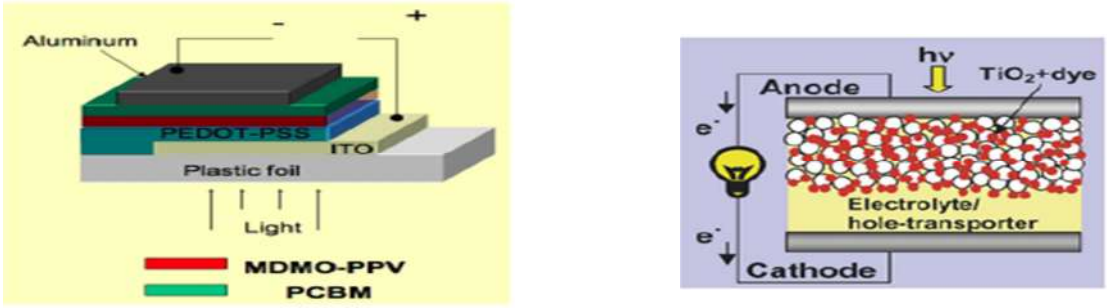


Figure II.17 : cellule à base de Tellurure de Cadmium CdTe[28].

b) Filière des cellules à matériaux organiques :

Utilisées d'abord dans le domaine de l'optique, les matériaux organiques suscitent l'intérêt du fait de leur faible coût de fabrication.
En une dizaine d'années, les avancées scientifiques et technologiques se sont accélérées, menant à l'essor de l'électronique organique dont les premiers produits sont apparus récemment sur le marché (diode électroluminescente (OLED), transistors, écrans…).
Ces cellules sont composées d'une poudre de cristaux TiO_2 associées à un électrolyte et à un colorant qui absorbe la lumière [27] (figure II.18). Cette technologie en est encore au stade expérimental. Aujourd'hui, la filière des énergies renouvelables et du solaire photovoltaïque se penche sur ces matériaux prometteurs. En Europe, aux Etats-Unis ou en Chine, des équipes de chercheurs travaillent dessus. Des industriels se positionnent également de manière ambitieuse sur le sujet.
L'intérêt est avant tout économique : les produits organiques coûtent moins cher que le silicium. Mais ce n'est pas la seule raison ; étant donné que ces matériaux sont solubles, on peut les obtenir sous forme liquide (encres, peintures) et donc les imprimer sur des matériaux divers.
Cela ouvre de nouvelles possibilités : en particulier la possibilité de réaliser des cellules solaires flexibles. Ainsi, les cellules solaires organiques pourraient être utilisées pour des applications particulières : écrans flexibles, recharge de téléphones cellulaires ou d'ordinateurs portables...



(a) (b)

Figure II.18 : Cellule à base de matériaux organiques(a) et à colorants (b) [28]**.**

II.8 Filière des cellules multi jonctions :

Aujourd'hui la plupart des cellules sont organisées à l'aide d'une simple jonction, ce qui induit à une perte de photons. En d'autres termes la réponse photovoltaïque d'une simple jonction est limitée. Afin de limiter ces pertes, les chercheurs ont pensé à un système à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant différents gaps d'énergie (voir figure II.19). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversions très importants.

Les semi-conducteurs III-V aussi appelés semi-conducteurs à grand gap sont également utilisés dans cette catégorie de cellules. Ils sont fabriqués à partir d'un élément de la colonne III du tableau périodique des éléments (bore, aluminium, gallium, ...) et d'un autre de la colonne V (azote, phosphore, arsenic, antimoine...).

Leurs rendements peuvent atteindre 40% mais elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur cout de fabrication très élevé. Leur utilisation donc reste spatiale.

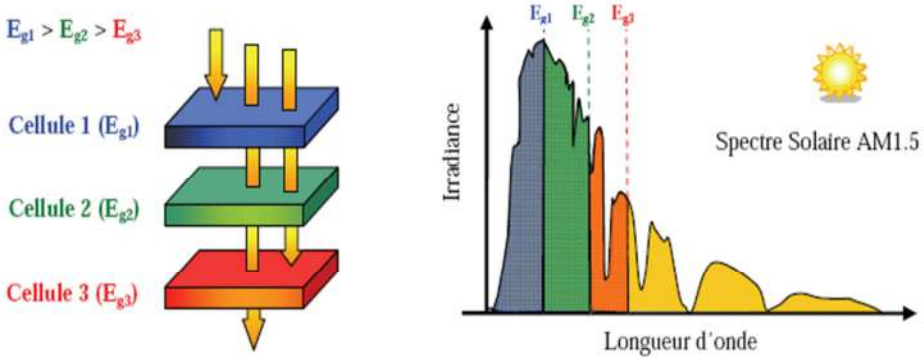


Figure II.19 : Cellule solaire multi jonction[28]

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les principales notions sur la conversion photovoltaïque à travers l'étude théorique de la jonction et des mécanismes de transfert d'énergie.

Ceci nous a permis de mieux comprendre les étapes de conversion et de tirer les principaux paramètres photovoltaïques.

III.1 Introduction :

La radiation solaire incidente est convertie en puissance électrique par le générateur photovoltaïque. En général, il existe deux types d'installations :
Les installations raccordées au réseau électrique c'est-à-dire non autonomes ou « gridconnected ». Dans ces systèmes, les récepteurs de puissance AC sont connectés au générateur par l'intermédiaire d'un onduleur (convertisseur DC/AC) parfois bidirectionnel (redresseur/onduleur). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public et les demandes de puissance qui dépassent la capacité de production du générateur sont à la charge du réseau.
- les installations non raccordées au réseau c'est à dire autonomes ou « stand-alone », qui sont le but de cette étude, ces installations doivent satisfaire la demande de la charge en tout temps. La puissance à la sortie du générateur photovoltaïque n'est pas suffisante à elle seule donc l'autonomie du système doit être assurée par un système de stockage d'énergie. En général, ces installations comprennent quatre éléments :
-Un ou plusieurs modules PV.
-Le système de régulation.
-Une ou plusieurs batteries
-L'onduleur.
Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque « stand-alone », et le principe de fonctionnement de chaque élément le constituant.

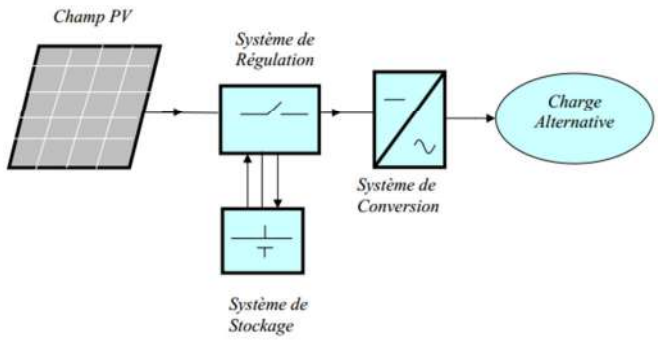


Figure III.1 : les composants d'un système autonome. [20]

III.2Le module photovoltaïque :

Un module solaire photovoltaïque est un générateur électrique de courant continu constitué donc d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement.

Comme le montre la figure II.2 les modules photovoltaïques assurent la protection des cellules des agents atmosphériques par encapsulation dans un polymère EVA (éthyléne-vynil- acétate) et aussi la connexion électrique entre elles et avec l'extérieur.
Les modules sont ensuite interconnectés et montés sur un support métallique incliné d'un angle spécifique pour former un champ solaire [30].

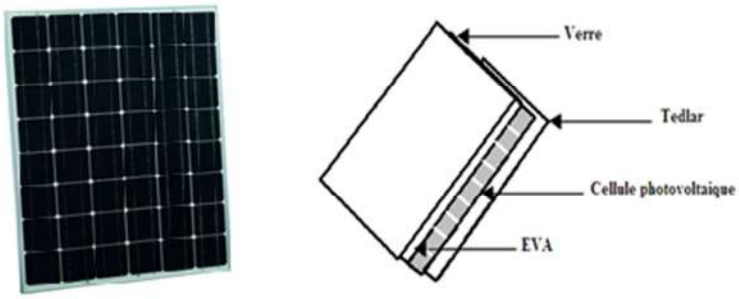


Figure III.2 : Le module photovoltaïque.[30]

III.3Assemblage des cellules photovoltaïques :

L'assemblage des cellules photovoltaïques se fait de deux manières soit par un assemblage série pour augmenter la tension de sortie soit parallèle pour augmenter l'intensité du courant.

III.4 Assemblage de cellules en série :

Elle est généralement la plus utilisée pour les modules photovoltaïques du marché, elle permet d'augmenter la tension de l'ensemble des cellules et d'accroitre la puissance. Cependant le courant de court-circuit reste le même que pour une seule cellule.

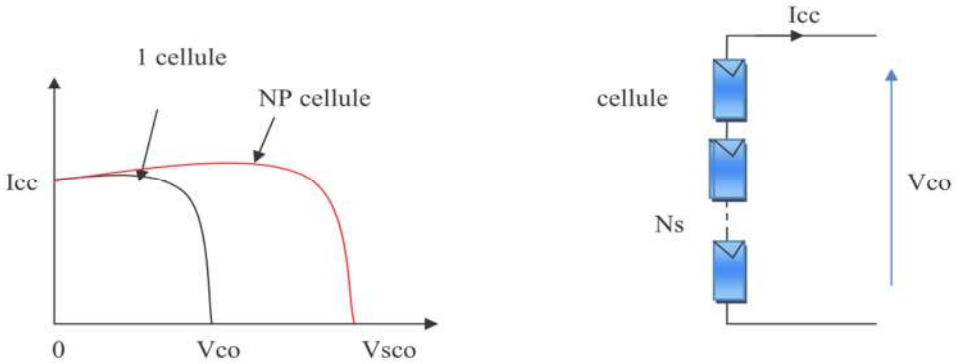


Figure III.3 : Caractéristique courant-tension d'un groupement série [30].

III.5 Assemblage de cellules en parallèle :

L'association en parallèle de 'n' cellules photovoltaïques est possible et permet d'augmenter le courant de sortie qui est égal à la somme des courants de chaque cellule, cependant la tension de circuit ouvert reste la même que celle d'une seule cellule comme le montre la figure ci-dessous :

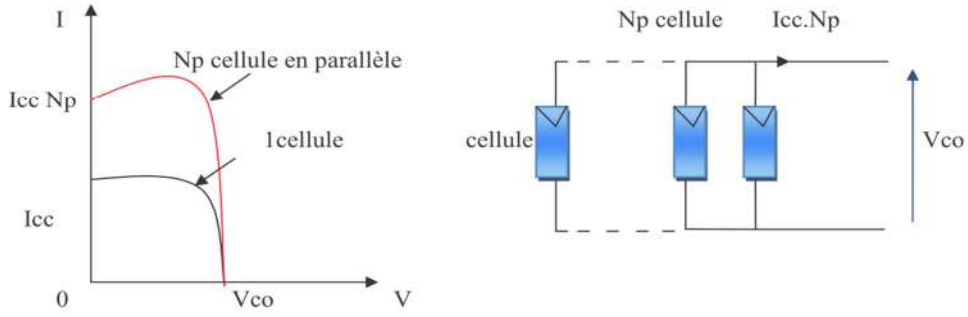


Figure III.4 : Caractéristique courant-tension d'un groupement parallèle [30].

III.6 Caractéristique électrique d'un module :

La caractéristique courant-tension d'un groupement quelconque de cellules photovoltaïques sera semblable à la courbe I(V) d'une seule cellule de base.
Il en sera de même pour tout le réseau de caractéristiques. En conséquence, toute la théorie de la cellule reste valable pour un groupement de cellules.

a) La puissance crête :

C'est la puissance maximale d'un élément ou d'un ensemble photovoltaïque, travaillant dans des conditions de température et d'ensoleillement normalisées, une irradiation de 1000W/m² et une température de 25°C. La puissance crête est exprimée en watt-crête (Wc),

b) Le rendement de conversion :

Le rendement de la conversion est le rapport entre l'énergie produite par le module PV et le flux lumineux reçu sur une surface précise. Il est donné par :

$$\eta = \frac{P_{opt}}{S\phi} \qquad \text{III.1}$$

P_{opt}: la puissance électrique optimale délivrée par le module photovoltaïque exprimée en watt.
ϕ: Le flux reçu en W/m².
S : la surface effective du générateur photovoltaïque en m^2.

III.7 Le champ photovoltaïque :

Actuellement, la valeur de la puissance d'un module va de quelques Watt crêtes à quelques dizaines de Watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et/ou en parallèle plusieurs modules.
Un champ photovoltaïque est donc constitué de modules reliés électriquement. Les chutes de tension dans les conducteurs qui assurent l'interconnexion doivent être négligeables.
En se basant sur ces suppositions, la caractéristique I-V d'un générateur est obtenue directement de celle des cellules.

III.8 Types de systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques transforment directement le rayonnement solaire incident en électricité, il existe cependant deux types de systèmes : autonomes et non autonomes [1] :

III.8.1Systèmes non autonomes ou « gridconnected » :

Ce type de générateur est relié à un réseau de distribution électrique, les consommateurs standard de puissance AC sont connectés au générateur à travers un onduleur (convertisseur DC/AC). Le surplus d'énergie du générateur photovoltaïque est injecté au réseau public.

III.8.2 Systèmes autonomes ou « stand-alone » :

Aussi appelé installation isolée, ces générateurs ne sont pas connectés au réseau, mais doivent assurer la couverture de la demande des utilisateurs à tout moment. L'autonomie du système est assurée par un système de stockage d'énergie.

III.9 Système du stockage :

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. Or la production d'énergie par les systèmes PV est très fluctuante et dépend énormément des conditions météorologiques. C'est pourquoi il faudra penser à stocker cette énergie pour la restituer pendant la nuit et les jours 'sans soleil' et pour mieux adapter le générateur PV en fixant la tension du système. Le système de stockage est un élément crucial de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation. Vu l'importance du stockage électrochimique de

l'énergie solaire, nous avons mené dans cette partie, une étude théorique des différents types de batteries qu'on rencontre sur le marché. [31]

III.9.1 Principe de fonctionnement des batteries :

La batterie est un dispositif qui fournit (restitue) de l'énergie électrique après avoir été stockée sous forme d'énergie chimique, ce sont de générateurs électroniques.

Elles sont constituées de deux électrodes, plaque positif (anodes) et plaque négatif (cathode) immergées dans un électrolyte [1]

L'anode est réducteur qui sera oxydée pour générer des électrons et la cathode est oxydant qui sera réduit en captant l'électron, l'électrolyte a pour rôle d'assurer le bon déplacement des ions (électrons). Donc c'est l'accumulation et les restitutions dues à la réaction d'oxydoréduction (redox), qui gère le transfert d'ions entre les électrodes.

Dans une batterie, l'accumulateur est désigné par la charge et la restitution d'énergie par la décharge. Dans le cas de batterie au plomb le dioxyde de plomb (pbo_2) est utilisé comme matière active dans l'électrode positive et le plomb (pb) pour négatif comme indique la figure (III.5).

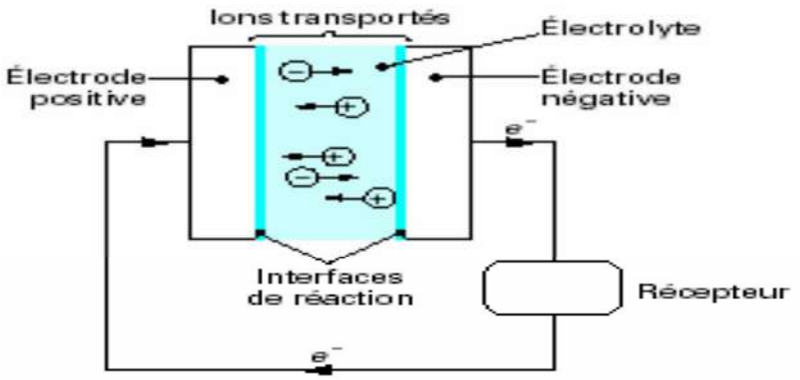


Figure III.5 : Principe de fonctionnement d'une batterie[20]

III.9.2 principaux Caractéristiques d'une batterie :

a) Capacité nominale :

C'est la quantité maximum d'énergie que contient une batterie (sous température idéale de 25 °C). Elle s'exprime en Ampère heure (Ah). Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure, ou 50 A pendant 4 heures, ou 4 A pendant 50 heures. La capacité s'exprime en Ah ou en Wh et revêt suivant son unité.

b) Capacité en Ah :

Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. [1]

c) Capacité en Wh :

Elle est encore appelée capacité énergétique et représente l'énergie que peut fournir la batterie pendant un intervalle de temps donné. Elle est fonction de la capacité en Ah, de la tension de fonctionnement de l'accumulateur et de la profondeur de décharge autorisée. Précisons que cette dernière grandeur permet la détermination de la quantité d'énergie que peut fournir la batterie.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que

d) Rapports de chargement et déchargement :

Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite. [31]

e) Température :

Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

f) La durée de vie :

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

g) La profondeur de décharge :

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de du 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle [32]. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Les fabricants de batteries de nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucuns dommages. La profondeur de la décharge affecte généralement même les batteries de cycle profond et plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

h) La tension d'utilisation :

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge. [32]

i) Le rendement :

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

j) Le taux d'autodécharge :

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

k) Tension utilisation :

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge

III.9.3 Modélisation de stockage :

a) Modèle de charge de la batterie :

Quand la puissance du générateur PV est plus grande que la charge, les batteries sont à l'état de charge, la capacité des batteries au temps t peut être décrite par [33]

$$C_{bat} = C_{bat}\,(t-1).(1-\sigma) + P_{pv}(t).n_{Bat} \qquad \text{III.2}$$

$C_{Bat}(t)$ et $C_{Bat}(t\text{-}1)$ sont les quantités de la charge et de la décharge de la batterie au temps (t) et (t-1) respectivement,σest le taux horaire de la charge spontanée, P_{Pv} est puissance du générateur n_{Bat}est le rendement de la batterie.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est de (0.65-0.85 selon le courant chargeant), par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie pris égal à 1.

b) Modèle de la décharge de la batterie :

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut être exprimée comme suit :[34]

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1).(1-\sigma) - P_{PV}(t) \qquad \text{III.3}$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes

$$C_{Batmin} \leq C_{Bat}(t) \leq C_{Batmax} \qquad \text{III.4}$$

Ici, la capacité maximale de la batterie prend la valeur de la capacité nominale de la batterie ($C_{Bat.max} = C_{Bat.N}$) est déterminée par la profondeur de la charge (DOD) :

$$C_{Bat.min} = DOD.C_{Bat.N}\,. \qquad \text{III.5}$$

La valeur maximal de l'état de charge (SOC) est égal à 1, et le minimum est déterminé par le maximale de profondeur de décharge.

$$SOC_{min} = 1 - DOD \qquad \text{III.6}$$

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si DOD prend les valeurs de 30-50%.

La capacité de stockage dépend de la charge et son autonomie peut être estimée par la relation suivante [35] :

$$C_{Bat} = \frac{E_c.N_a}{V_b.DOD} \qquad \text{III.7}$$

C_{Bat}: capacité de stockage de la batterie

E_C : énergie consommée

N_a : nombre de jour autonomie

V_B : la tension de la batterie

DOD : profondeur de décharge

c) Tension de la batterie :

Le modèle suivant décrit la relation entre la tension et l'état de charge, ce modèle se basé sur le schéma électrique suivant :

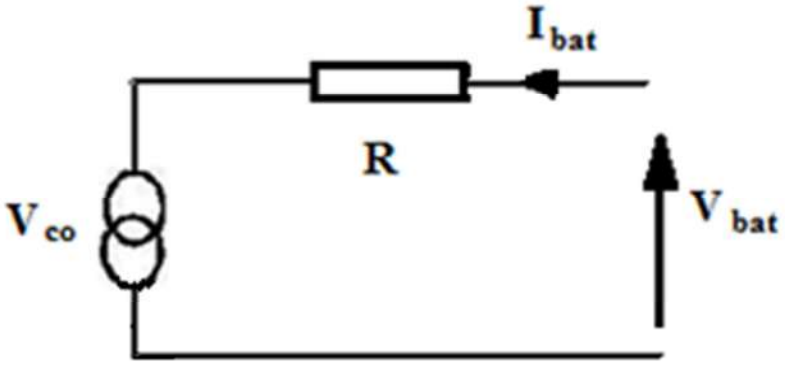


Figure III.6 : Schéma de la relation entre la tension et l'état de charge[32]

Pour n batteries en série, nous pouvons écrire l'équation :

$$V_{Bat} = n_b.V_{CO}(t) + n_b I_{bat}(t) R_{bat} \qquad \text{III.8}$$

$V_{co}(t)$: la tension de circuit ouvert au temps t

R_{bat} est la résistance interne de la batterie.

d) Courant de batterie :

Quand la puissance du générateur PV est plus grandes que la charge, les batteries sont à l'état de charge, le courant des batteries au temps t peut être donné par [36] :

$$I_{Bat} = \frac{P_{PV}(t)}{V_{Bat}(t)} \qquad \text{III. 9}$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas subvenir à la charge, le courant décharge des batteries.

$$I_{Bat} = -\frac{P_{pv}(t)}{V_{Bat}(t)} \qquad \text{III.10}$$

e) Rendement de la batterie :

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante : [37]

$$n_{Bat} = \frac{P_{fournie}}{P_{genie}} \qquad \text{III.11}$$

En pratique, le rendement est considère constant égale à 85%, Donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrit comme suit :

$$P_{fourni} = n_{Bat}.P_{incit} \qquad \text{III.12}$$

(P_{genie} : $puissance\ du\ générateur$).

III.9.4.Types d'accumulateurs :

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont Inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage Électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le Système photovoltaïque sont [38] :

a)- Les Accumulateurs au plomb acide :

La batterie au plomb acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de son coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications ou la fiabilité est vitale.

a-1)- Composition d'une batterie solaire plomb-Acide :

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une

pâte d'oxyde de plomb marquetée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

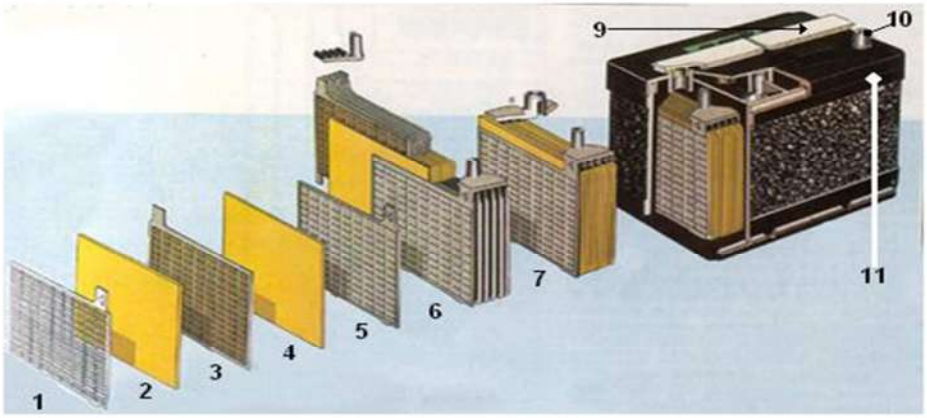


Figure III.7 construction d'une batterie monobloc [38]

Avec :
1 : Grille. 2 : Séparateur. 3 : Plaque positive. 4 : Plaque négative. 5 : Barrette. 6 : Faisceau négatif. 7 : Elément complet. 8 : Pont.9 : Rampe de bouchons.10 : Borne.11 : Bac.

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie. [37] Peut être l'alliage est en plomb avec 2-6% d'Antimoine. Moins la contenance en Antimoine sera grande, moins résistante sera la batterie pendant le processus de charge. Une petite quantité d'Antimoine réduit la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge, et par conséquent la consommation d'eau. D'autre part, une plus grande proportion d'Antimoine permet des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui implique une plus grande durée de vie des batteries.

Ces batteries plomb-Antimoine sont de type de "cycle profond". Le Cadmium et le Strontium sont utilisés à la place de l'Antimoine pour fortifier la grille. Ceux-ci offrent les mêmes avantages et inconvénients que l'Antimoine, mais réduisent en outre le pourcentage d'autodécharge quand la batterie n'est pas en utilisation. Le Calcium fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge. Toutefois, le Calcium réduit la profondeur de décharge recommandée dans non plus de 25%. D'autre part, les batteries de plomb- Calcium sont de type "cycle peu profond".

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont [1] fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes. Les séparateurs peuvent être des feuilles individuelles ou des "enveloppes". Les enveloppes sont des manchons, ouverts

par en haut, qui sont uniquement placés sur les plaques positives. Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Des plaques plus grandes, ou en plus grand nombre, entraînent une plus grande quantité d'ampères heure que la batterie peut fournir. Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension varie entre 1,7 et 2 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement, et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85%.(pour plomb- Acide) Une batterie est constituée par plusieurs cellules ou des éléments reliés en série, interne ou externe, pour augmenter le voltage à des valeurs normales aux applications électriques. Pour cette raison, une batterie de 6 V est composée de trois cellules, et une de 12 V de 6. Les plaques positives d'une part, et les négatives de l'autre, sont interconnectées au moyen de terminaux externes dans la partie supérieure de la batterie. Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol pour éviter le refroidissement de l'électrolyte par l'intermédiaire de support de bois, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser le repérage de niveau de l'électrolyte. Les liaisons entre les éléments doivent être dimensionnées de manière à avoir une chute de tension très faible quel que soit le régime.

b) Les Accumulateurs au Nickel- Cadmium :

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium. La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages : [37]

-Très bonne résistance mécanique.

- Possibilité de supporter des décharges profondes.

- Pas d'émanations toxique à partir de l'électrolyte.

- Ne craint pas de gel

III.9.5 Entretient des batteries :

Il n'y a que quelques règles simples à respecter

- Ne pas les surcharger
- Ne pas les laisser décharger

- Combattre ou éviter la sulfatation
- Avoir toujours suffisamment d'électrolyte

La durée de vie des batteries dépend principalement de la profondeur de décharge journalière.

III.10Régulateur solaire :

La tâche principale d'un régulateur est d'une part protéger l'accumulateur contre la décharge profonde, la surcharge, le court-circuit et les surtensions. D'autre part protéger les autres composants et l'installation du système.

Les circuits d'un régulateur sont composés d'une partie de puissance, d'une partie de commande, la signalisation et une partie protection.

* La partie de commande englobe des circuits intégrés, des résistances et des transistors. Cette partie sert pour la commande des interrupteurs électroniques reliant la batterie au panneau pour la phase de charge.

* La partie de puissance est généralement composée par de transistors avec leurs radiateurs, de triacs, de relais et des diodes anti-retour pour contrôler la décharge de la batterie.

En effet, dans une application solaire, c'est presque toujours la batterie qui vit le moins longtemps si l'on n'y prend pas garde. Et améliorer la durée de vie d'une batterie consiste à empêcher :

- La surcharge : évite que la tension dépasse un certain seuil ;
- La décharge profonde : évite que la batterie ne soit vidée de plus de 60 à 70% de sa charge.

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

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit. Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- La protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation. [39]

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension prérégler : seuil haut et seuil bas.

Il existe plusieurs types de régulateurs :

III.10.1 Régulation de décharge :

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension préréglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil.

III.10.2 Régulation de la charge :

La régulation de la charge effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb.

Trois différentes méthodes de contrôle de charge sont généralement utilisées : les types série, shunt et le MPPT (Maximum Power Point Tracker).

III.10.2.1 Régulations de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante : Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieur à la tension de la diode Zener U_Z, le courant délivrer par le panneau charge la batterie à travers un transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance.

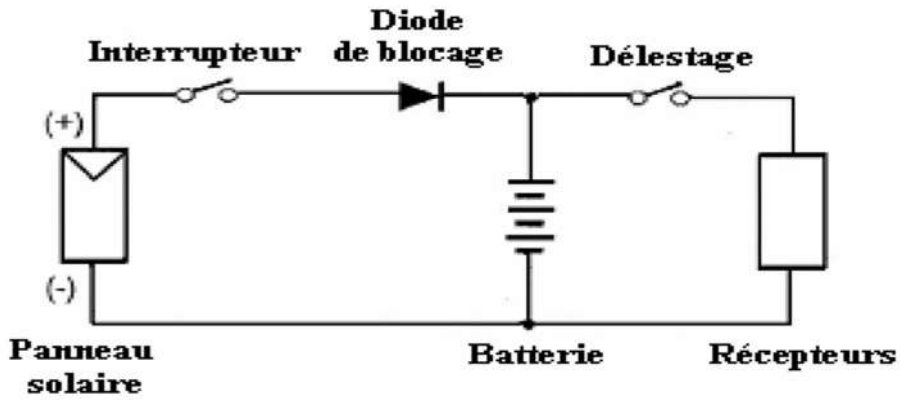


Figure III.8 : Schéma d'un Régulateur de type série [32]

III.10.2.2 Régulateur de charge de type shunt :

Pour les régulateurs de type shunt, le courant de charge des batteries est dévié vers une résistance et un court-circuit est effectué au niveau des modules solaires en fin de charge.

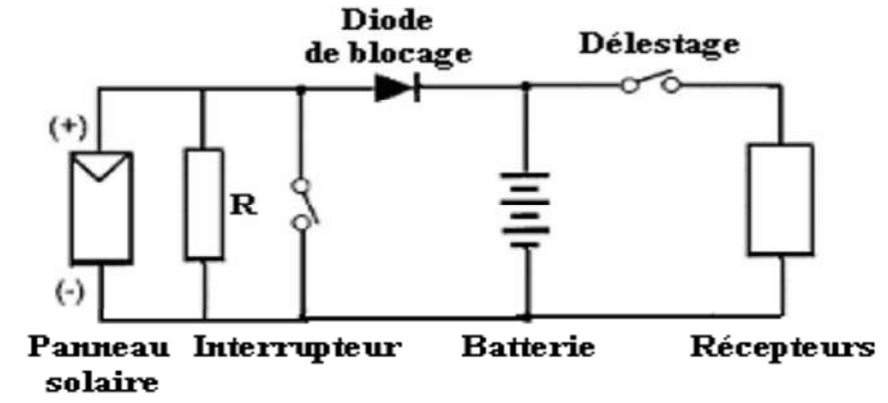


Figure III.9: Schéma d'un Régulateur de type shunt [32]

III.10.2.3 Régulateur de charge de coupure :

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie.

III.10.2.4 Régulateur de charge à découpage :

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu - continu qui délivre à la batterie sa tension de floatting chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut.

III.10.2.5 Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracker) :

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

la charge. Les figures (III.7 et III.8) représentent la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur.

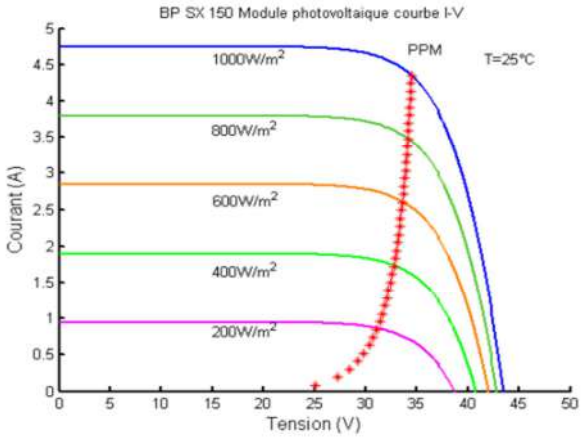


Figure III.10 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM.[38]

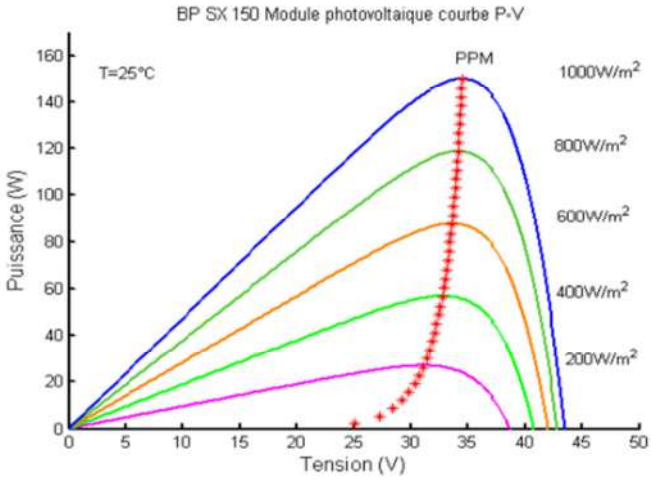


Figure III.11 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM.[38]

a) Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC :

La Figure III.9 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation (DC-DC) entre le (GPV) et la charge. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie pour stocker de l'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de la tension (ballast, ...). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande (MPPT) (Maximum Power Point Tracking) qui permet de rechercher le (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche (MPPT) peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisie et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associe.

De nombreuses recherches sur les commandes (MPPT) ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche du (PPM) selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Les commandes (MPPT) développées, sont toutes basées sur une commande extrémale de type Perturbe & Observe, (P&O).

A partir de l'évaluation ou de la mesure de la puissance fournie par le générateur, ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du (PPM). Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie. [38]

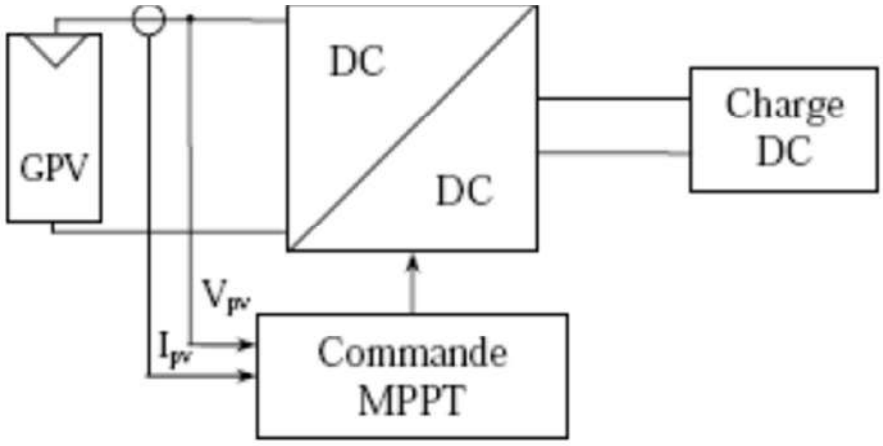


Figure III.12 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur (DC-DC) [38]

b)Méthode de poursuite du point de puissance maximale :

Dans un système électrique comprenant une source et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente ce qui est le plus important. Dans le cas du photovoltaïque, cette démarche est plus complexe du fait que la caractéristique des cellules dépend fortement de l'ensoleillement et de la température ambiante, entre autres. Il faut trouver un dispositif permettant de fonctionner à tout moment suivant le point de fonctionnement optimal. Ces dernières années plusieurs dispositifs ont été développés, aussi élaborés les uns que les autres. Les différentes méthodes de maximisation de puissance sont classées en deux catégories : les méthodes indirectes et les méthodes directes. [38]

b.1)Les méthodes indirectes :

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement…) mais aussi des équations

mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum.

b.2) Les méthodes directes :

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV.

III.11Convertisseurs :

Le convertisseur est un appareil qui sert à transformer une tension continue pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Donc à partir de cette définition on énumère deux types différents d'appareils électroniques placés entre générateur photovoltaïque et charges :

- Convertisseur continu-continu qui fait office d'interface entre générateur et charge pour transférer de l'un à l'autre le maximum de puissance.
- Les convertisseurs continus alternatifs qui transforment l'énergie de type continu fournie par le panneau ou le stockage en énergie de type alternatif.

III.11.1 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 maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point Tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95 % Ce système a deux inconvénients pour un PV de faible puissance :

- Prix élevé ;
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

III.11.2 Convertisseur continu-alternatif :

Pour alimenter les appareils qui fonctionnent en courant alternatif, il faut interposer un convertisseur entre la batterie et ces appareils. Les convertisseurs les plus utilisés transforment le courant continu issu de la batterie en courant alternatif 220 V/50 Hz ou 380 V/50 Hz. Il existe deux principaux types de convertisseurs CC/AC (continu – alternatif).[38]

III.11.2.1 Convertisseur rotatif :

Ils sont constitués d'un moteur à courant continu couplé à un alternateur. Le prix est d'autant plus élevé que l'on exige un courant alternatif stable en tension et fréquence ; ce qui est rarement le cas pour les appareils domestiques.

Ils utilisent une technologie éprouvée, mais ancienne, ou peu de progrès sont possibles. Ils sont supplantés progressivement par les convertisseurs statiques. Ces équipements ne sont disponibles que pour les puissances assez élevées.

Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances). [32]

III.11.2.2 Convertisseur statique :

Le convertisseur statique nommé onduleur peut être utilisé pour alimenter une charge isolée mais aussi pour raccorder un générateur photovoltaïque au réseau. La déformation de l'onde due aux commutations est susceptible de produire des perturbations plus ou moins gênantes pour les cellules photovoltaïques.

Les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur dépendra des appareils qu'il devra faire fonctionner.

L'onduleur est très sensible aux surcharges. Il est alors préférable d'acquérir un onduleur qui limite le courant de démarrage grâce à un démarreur à fréquence variable.

a)-Les contraintes d'utilisation d'un convertisseur :

Les appareils que le convertisseur doit alimenter possèdent plusieurs caractéristiques qu'il convient à respecter. Il est cependant possible de noter dès maintenant :

- Que la plupart des appareils domestiques ont des tolérances sur la tension d'alimentation que les appareils industriels,
- Que les tolérances sur la tension d'alimentation de ces appareils domestiques sont souvent mal connues, même pour les constructeurs de ces appareils, [1].

Les principales contraintes portent sur :

- La fréquence ;
- La tension ;
- Le taux d'harmoniques.

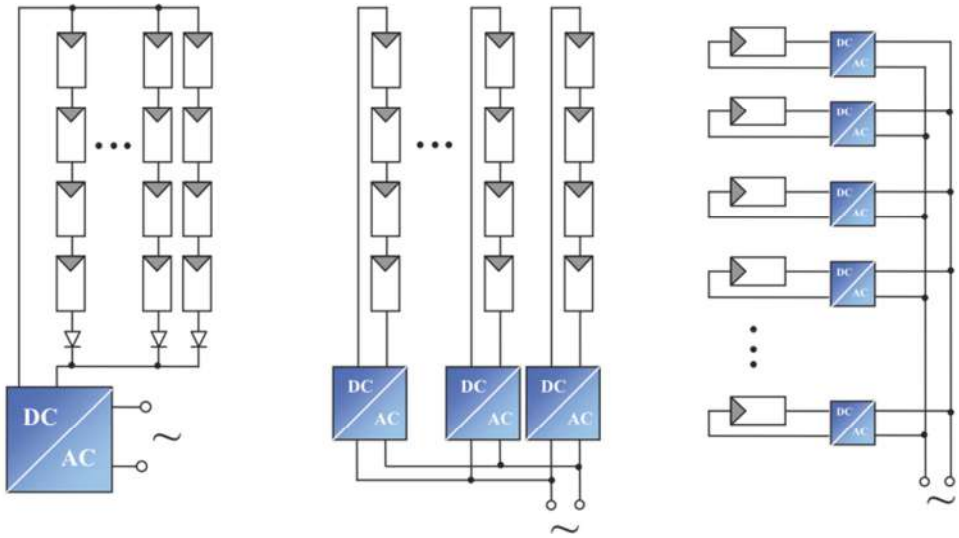
b)-Les onduleurs connectés au réseau :

b.1)- L'onduleur central :

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle- même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres, Figure III.13-a. Le générateur PV de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant. La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance. [38]

Le couplage direct des installations PV avec des onduleurs sans transformateur gagne en importance. En effet, ils sont peu onéreux et offrent un rendement énergétique imbattable (entre 95% et 97% pour les fortes puissances). Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension crête de la tension réseau redressée. Soit, pour une valeur de tension efficace réseau de 250V, une source de tension minimale de 354V est nécessaire pour pouvoir injecter un courant sinusoïdal dans le réseau.

Par conséquent, un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique. L'onduleur central possède de plus en plus souvent au moins un système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures, au vieillissement ou au stress, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production. [39]



a) Onduleur central b) Onduleur string c) Onduleur intégré au PV

Figure III.13 : Les différents types d'onduleur [38]

b.2)- Les onduleurs strings ou de rangée :

L'onduleur String est le plus utilisé. Le plus souvent, huit (ou plus) de modules solaires sont connectés en série.

Comme une seule connexion série est nécessaire, les coûts d'installation sont réduits. Il est important de noter qu'en cas d'ombrage partiel des modules solaires, il n'y a pas de perte, l'emploi de diodes by-pass est fortement recommandé.

Les installations jusqu'à 3 kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur string. Pour une puissance plus élevée, Il est possible de connecter plusieurs onduleurs string en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante. [39]

b.3)- Les onduleurs intégrés aux panneaux PV :

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur, ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de

couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W.

Récemment, on a vu apparaître un nouveau concept hybride se basant sur les avantages chacune des méthodes citées précédemment. Habituellement, les onduleurs strings et intégrés sont reconnus pour leur meilleure réponse aux variations d'ensoleillement et aux inhomogénéités lumineuses mais aussi pour leur facilité d'installation. D'autre part, l'onduleur central est souvent moins cher en termes d'équipement électronique qui est, somme toute, très modeste, il dispose d'un meilleur rendement et est, en plus, plus fiable. Les dernières données correspondant aux onduleurs intégrés aux panneaux s'affranchissent en grande partie des problèmes d'ombrage et optimisent la production d'un GPV de façon remarquable. Il reste encore pas mal de développement technologique pour les rendre aussi fiables que les onduleurs centralisés.

III.12 Câbles solaires :

III.12.1 Câbles électriques :

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes. Un branchement doit être fait par un câble électrique qui sera un câble de qualité, par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm^2, 2.5mm^2 dès que la longueur excède 25m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W [33].

III.12.2 Câblage de liaison :

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5 mm^2 ou plus si la longueur excède 15cm. Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension

III.13 Parafoudre :

A ne surtout pas confondre les parafoudres aux paratonnerres qui protègent contre les effets directs ; les premiers sont des dispositifs de protection des réseaux électriques à courant alternatif contre les surtensions et peu importe

l'origine de celle-ci (foudre, décharge électrostatique manœuvre. Ils sont généralement de deux types : l'éclateur et le parafoudre. L'éclateur est encore

utilisé sur les réseaux de distribution et de transport d'électricité. Il est généralement constitué de deux électrodes, l'une reliée à l'élément à protéger, l'autre à la terre. La distance entre ces deux électrodes est réglable et détermine la tension d'amorçage [40].

Bien que l'éclateur est moins cher, très robuste et très facilement réglable de sorte que ses caractéristiques permet être ajustées suivant sa fonction, il a de nombreux inconvénients(les éclateurs ne peuvent pas éliminer le courant de fuite à fréquence industrielle, niveau d'amorçage est très fluctuant, grande sensibilité aux conditions climatiques,…). Pour cela il est nécessaire en revanche, d'utiliser des parafoudres dès que l'on veut réduire l'isolement des matériels ou améliorer la qualité du service. Ces dispositifs présentent de meilleures caractéristiques de protection, il existe deux types de parafoudres : [41]

- Parafoudre DC.
- Parafoudre.AC

III.13.1 Parafoudre DC :

Ces parafoudres permettent de protéger les modules PV contre les risques de surtensions induites dans le circuit de la partie continue. Les parafoudres peuvent contenir différents composants internes tels que des éclateurs, des varistances ou des diodes d'écrêtage. Ces composants ont pour but de limiter rapidement les tensions apparaissant à leurs bornes.

On définit deux catégories de parafoudres qui dépendent de la localisation.

III.13.2Parafoudre AC :

Pour des raisons équivalentes au parafoudre DC, le parafoudre côté alternatif doit être de type 2 et de courant nominal égale à 20 kA. Certains modèles de parafoudre doivent être manipulés hors tension. Il est alors nécessaire de prévoir un interrupteur-sectionneur associé au parafoudre permettant de couper l'alimentation de l'onduleur. Le parafoudre AC doit être installé. [40]

Au plus près de l'onduleur (une distance inférieure 30m.) le choix s'effectue selon le nombre de pôle du parafoudre. Pour un raccordement monophasé, le parafoudre sera bipolaire et tétra polaire pour du triphasé. Il faut également veiller à ce que sa tension maximale soit supérieure à la tension maximale en sortie de l'onduleur.



Figure III.14 : Schéma de protection parafoudre [40]

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons étudié d'une manière détaillée les composants d'une installation photovoltaïque, depuis le module PV jusqu'au parafoudre en passant par, la batterie, le régulateur, l'onduleur et le câblage. Ce qui nous a permis d'acquérir le savoir nécessaire pour entamer le dimensionnement.

IV.1 INTRODUCTION :

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque exige la connaissance de:

- ✓ La nature de l'installation (autonome, hybride ou en réseau),
- ✓ La quantité d'énergie solaire reçue au site d'installation,
- ✓ Les caractéristiques des panneaux à utiliser,
- ✓ Les caractéristiques des autres sources
- ✓ Les paramètres des étages de conditionnement
- ✓ Le besoin en énergie du site.

L'objectif consiste à déterminer la surface nécessaire en panneaux photovoltaïques en vue de répondre aux besoins en énergie du site. Ainsi le schéma fonctionnel du modèle énergétique d'une installation est le suivant :

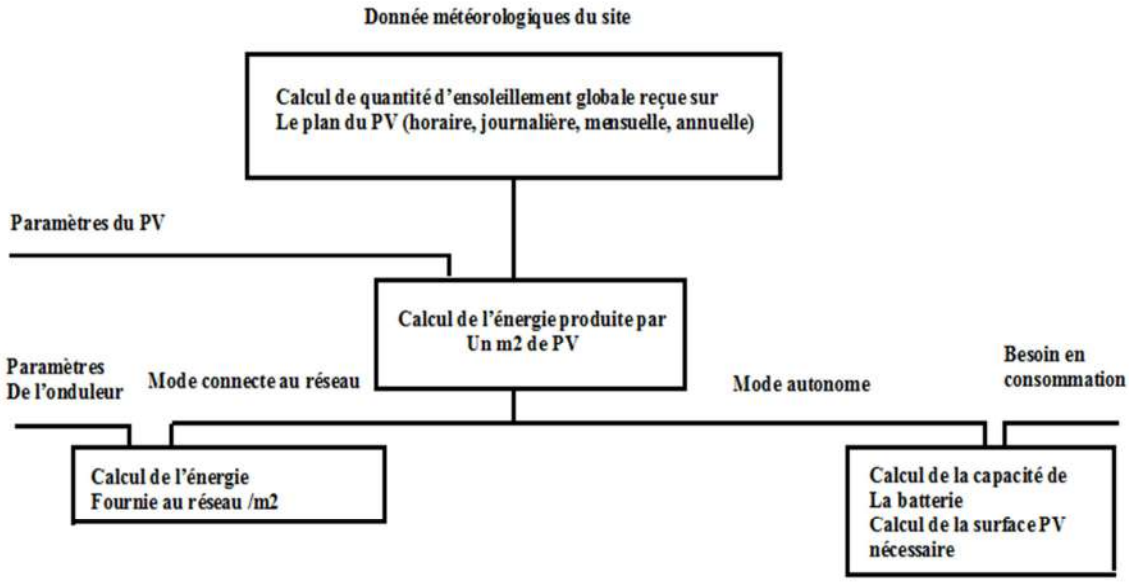


Figure IV.1 : schéma fonctionnel du modèle énergétique d'une installation PV

IV.2 Cahier des charges :

IV.2.1 Site d'implantation :

Pour montrer la fiabilité et la rentabilité d'un système photovoltaïque relie au réseau électrique comparativement aux systèmes autonomes**,** notre point d'intérêt est focalise sur la production électrique de ce système.

On faire notre étude sur la terrasse d'un bâtiment. Ce dernière ce trouve dans une zone urbaine de la wilaya de Médéa.

La figure IV2 nous montre une vue par satellite de l'emplacement de notre bâtiment.



Figure IV.2 : Vue satellite du site Bâtiment à Médéa [43].

IV.2.2 Situation géographique du lieu :

Caractéristique du site	Latitude (°N)	Longitude (°E)	Altitude(m)
Médéa	36 ,17	2,46	942

Tableau IV.1 les cordonnes géographique du Médéa

IV.3 Gisement solaire du lieu :

L'étape essentielle d'ans la conception d'un système de production d'énergie électrique par une source d'énergie renouvelable est la détermination de la taille optimale du système de conversion ,qui dépend essentiellement du gisement énergétique renouvelable disponible ,en effet les donnes climatiques du site .

On utilise le programme **PVGIS** qui nous donne les résultats dans le tableau suivant :

MOIS	Hh	HOPT	H(90)
JAN	2430	3840	3780
FEV	3130	4370	3760
MAR	4640	5580	3900
AVR	5460	5770	3010
MAI	6570	6280	2430
JUIN	7850	7090	2100
JUI	7830	7260	2340
AOUT	7090	7230	3160
SEP	5350	6220	3900
OCT	4210	5680	4600
NOV	2720	4140	3920
DEC	2170	3570	3650
ANNEE	4970	5590	3380

Tableau IV.2 Irradiation globale à Médéa [43] .

AVEC : Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour)
Hopt: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m2/jour)
H(90): Irradiation sur un plan incliné:90deg. (Wh/m2/jour)

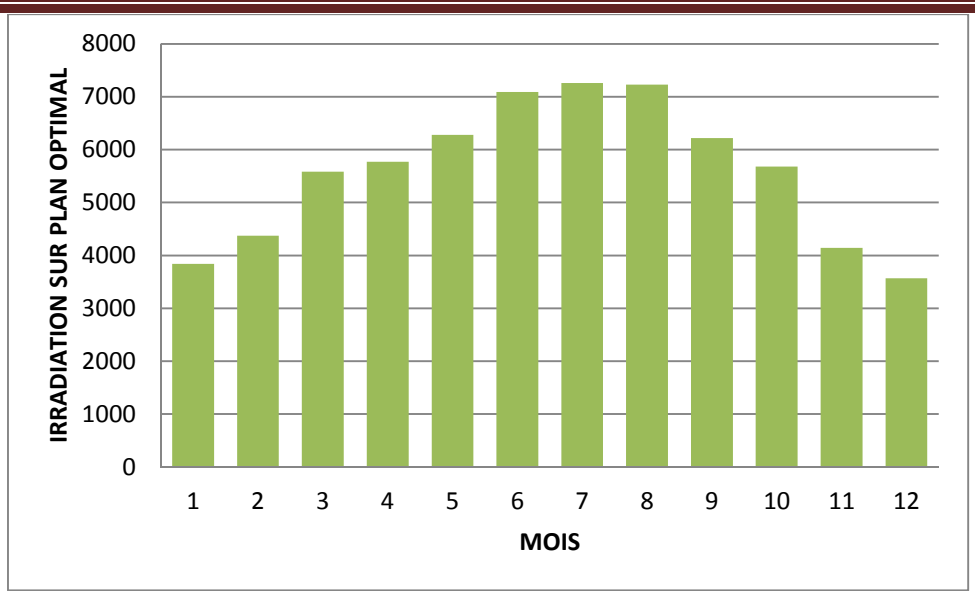


Figure IV.3 : L'irradiation moyenne par mois reçu par la ville de MEDEA sur son plan D'inclinaison optimale 32°

IV.4 Température moyenne de lieu :

On prendre les résultats de1 janvier jusqu'a 31decembre 2016,on utilise le programme **FRANCH.WUNDERGROUND** qui nous donne les résultats dans le tableau suivant :

mois	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Température Moyenne (c°)	**19,06**	**18,83**	**18,97**	**21,43**	**24,42**	**29,2**	**31,71**	**31,16**	**30,07**	**28,77**	**22,2**	**18,48**

Tableau IV.3 : la température moyenne de Médéa[45]

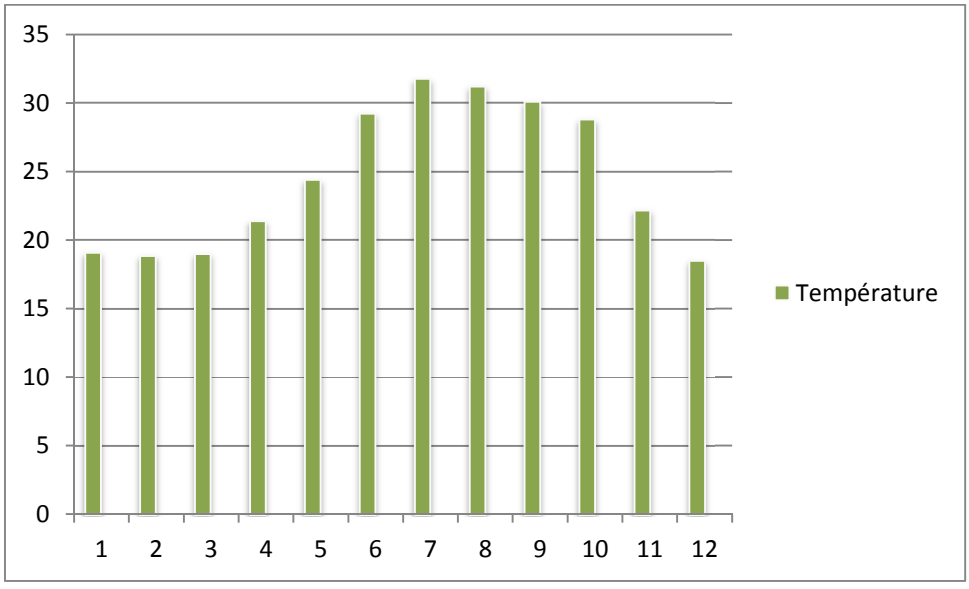


Figure IV.4 Température moyenne de Médéa l'année 2016

VI.5 Orientation et l'inclinaison des panneaux :

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur Leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leur possibilité. On appelle orientation, le point cardinal vers lequel est tournée

Puissance maximale en Watt	p_{max}	190
Tension à vide en volt	V_{co}	32,8
Courant de court-cuit en ampère	I_{cc}	7,82
Tension au point de la puissance max en volt	V_{max}	26,1
Courant au point de la puissance max en A	I_{max}	7,28
Rendement en pourcent	η	20
Prix en dinar	Prix	4339,6

mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ANNEE
Inclinaison optimale en degré	60	52	39	23	11	3	6	18	34	49	58	62	32

la face active du panneau (Sud, Nord, Sud-ouest…). L'inclinaison indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés.
ont montré que le plan incliné 32°est l'angle optimal. Pour cette raison dans notre site les capteurs sont orientés vers le sud et leur inclinaison optimale est de 32° (voir tableau IV.4).

Tableau IV.4 : Inclinaison optimale en degré en fonction du mois

IV.6 Dimensionnement de panneau :

Le module choisi pour notre étude est le module solaire de type Generic polycristallin avec une puissance de 190 watt 54 celles à cause de l'espace disponible sur le site et pour éviter les masques et aussi à cause de sa performance ; ses caractéristiques sont données dans le tableau suivant :

Tableau IV.5 : Les caractéristiques du module photovoltaïque

Le tableau IV.6 nous donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Puissance du champ Photovoltaïque	0 – 500 W_c	500 W_c – 2 Kw	2 kW_c – 10 kW_c	> 10 kW_c
Tension recommandée	**12 VDC**	**24 VDC**	**48 VDC**	**> 48 VDC**

Tableau IV.6 : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques [42]

IV.6.1Puissance crête du champ :

La puissance crête du champ photovoltaïque dépend essentiellement de l'irradiation incidente du lieu.
Elle est calculée de façon à satisfaire les besoins énergétiques durant la période la plus

défavorable de l'année (21 décembre).

Son expression est donnée par : [20]

$$P_C = \frac{CJM}{K.I_r} \qquad \text{IV .1}$$

Où

P_c : puissance crête du champ photovoltaïque.

I_r : irradiation mensuelle moyenne reçue correspondant au mois le plus défavorable.

CJM : consommation journalière moyenne.

K : coefficient de correction. Il tient en compte de l'inclinaison non corrigée de modules suivant les saisons ; du point de fonctionnement des modules ; du rendement moyen de la batterie ; du rendement du régulateur ; des pertes dans les câbles de connexion.

$$P_C = \frac{221040}{0{,}8\times 3{,}57} = 77394{,}95 \text{Wc}$$

$$P_C = 77394{,}95 \text{Wc}$$

En termes d'ampère heure la consommation journalière moyenne est la suivante :

$$P'_C = \frac{CJM}{V_{ins}} \qquad \text{IV .2}$$

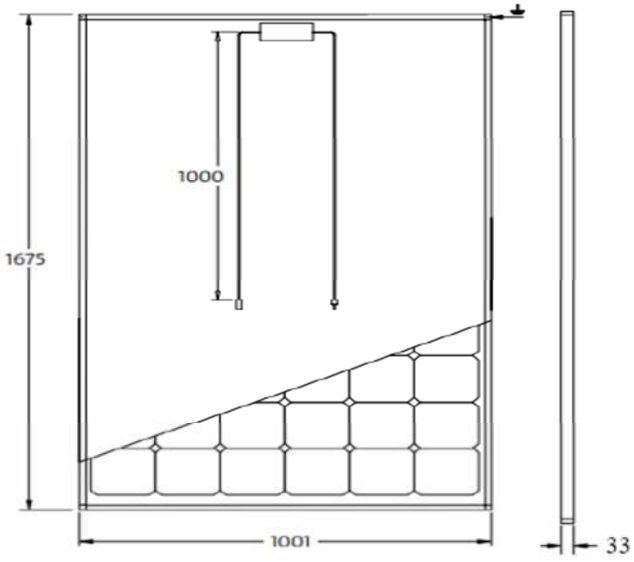
Où Vins est la tension d'installation.

$$P'_C = \frac{221040}{96} = 2302{,}5Ah$$

IV.6.2 La surface disponible pour les panneaux :

Photovoltaïques serons installés sur la terrasse de notre bâtiment donc il est impératif de savoir la surface disponible pour mieux choisir le module.

Figure IV.5 : les dimensions du module



photovoltaïque[44].

Comme le module photovoltaïque a une forme rectangulaire, sa surface est déterminée par

$s = L \times l$ IV.3

L=longueur =1482mm ; l=largeur=992mm

S= 1482 × 992=1470144 mm^2=1,47m^2

La surface du bâtiment est de 200 m2 et en raison de sécurité on enlève 75 m2 alors donc la surface qui reste est de 125 m2

Le nombre module que ce bâtiment peut recevoir est alors de 125÷1,47=85,03 modules, on adonc suffisamment de place pour 85 modules.

IV.7 Dimensionnement d'un système PV avec logiciel PVsyst :

IV.7.1definition :

PVsyst est un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques développé au CUEPE (University center for the Study of Energy Problems) université de Genève- Suisse. Dans sa base de données s'y trouvent des données météorologiques de plusieurs pays ainsi que des données de panneaux, régulateurs, batteries, onduleurs, pompe solaire etc.

C'est aussi un outil pédagogique très utile, PVsyst est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet [46]. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles. C'est un outil très réputé dans le domaine du dimensionnement des installations photovoltaïques. Que cette dernière soit autonome ou reliée au réseau électrique.

Dans ce travail PVSYST est utilisé pouvoir comparer nos résultats et discuter entre un système autonome et relie au réseau.

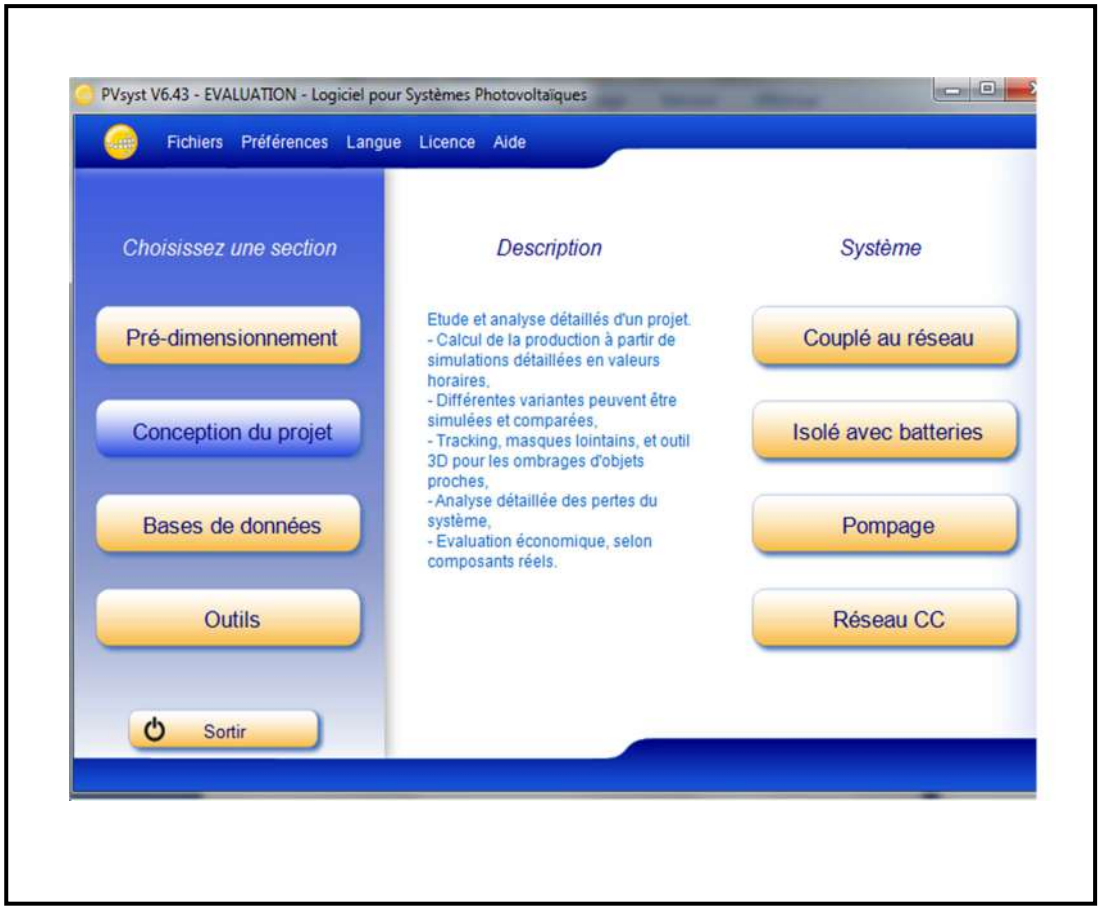
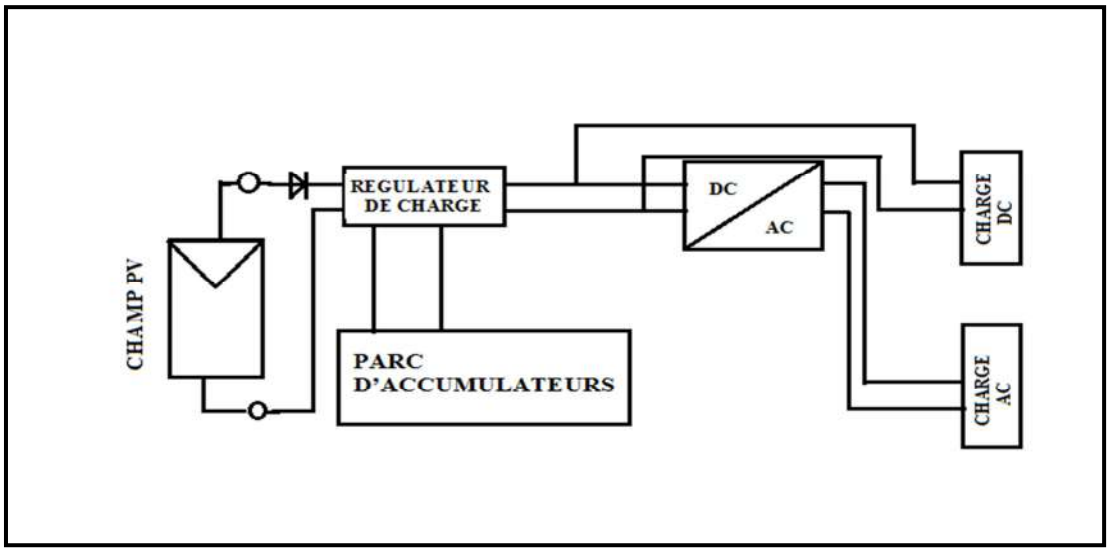


Figure IV.6 : fenêtre principal de logiciel PVSYST

IV.7.2L'analyse d'un système photovoltaïque autonome (STAND-ALONE) :

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre a la demande d'électricité .l'énergie produite par les modules photovoltaïque au cours de la journée peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée dans les accumulateurs, servant la



nuit ou pendant des périodes a ciel couvert ou dans le cas insuffisance d'énergie solaire

Figure IV.7 : système autonome

IV.7.2.1 l'énergie de consommation par jour (Wh/jour) :

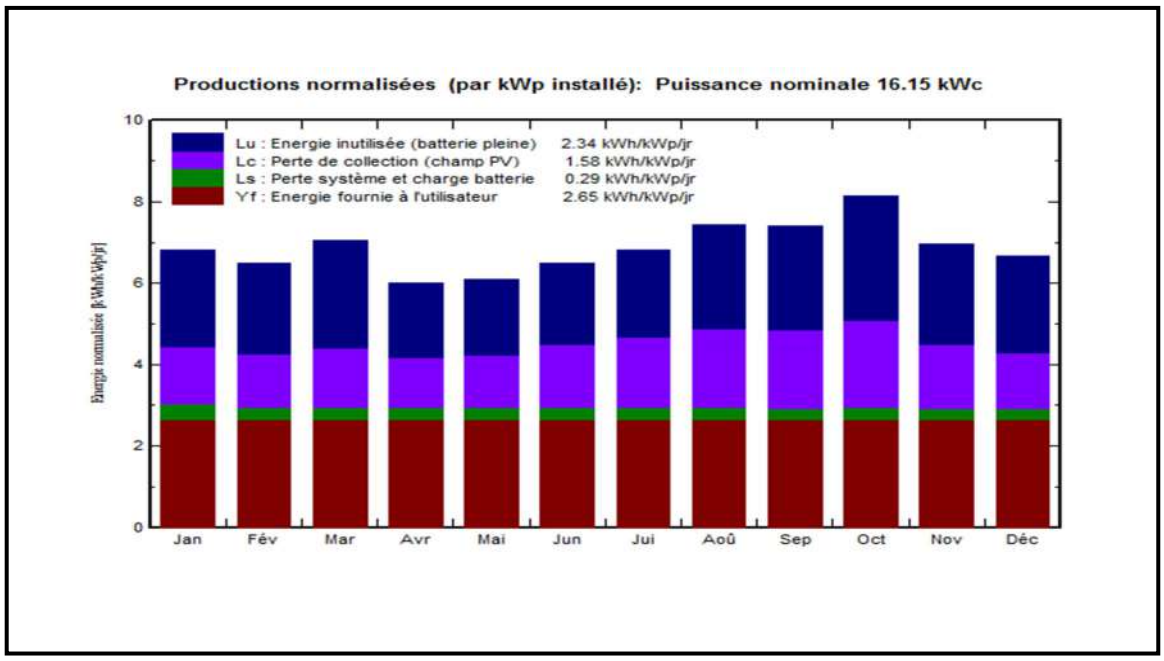
Dans notre cas le but est d'alimenter en énergie un bâtiment compose de 10 habitation. L'estimation de la consommation électrique d'un bâtiment pour le site de Médéa est représentée dans le tableau (VI.8).

EQUIPEMENT	PUISSANCE (W)	NOMBRE	D'UREE D'UTILISATION (HEURE)	CONSOMMATION JOURNALIER MAXIMALE (WH)
Lompe	40	10	6	2400
TV	120	1	8	960
Réfrigérateur	800	1	24	19200
Machine a lavée	400	1	2	800
Outils divers	100	1	4	400
Total pour un habitant				23760
Eclairage extérieure	40	6	6	1440
Total				21960×10+1440=239040

Tableau VI.7 : estimation de la consommation électrique d'un bâtiment

IV.7.3Résultats du PVsyst :

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une surface de 125 m2 sont résumés



ci-dessous :

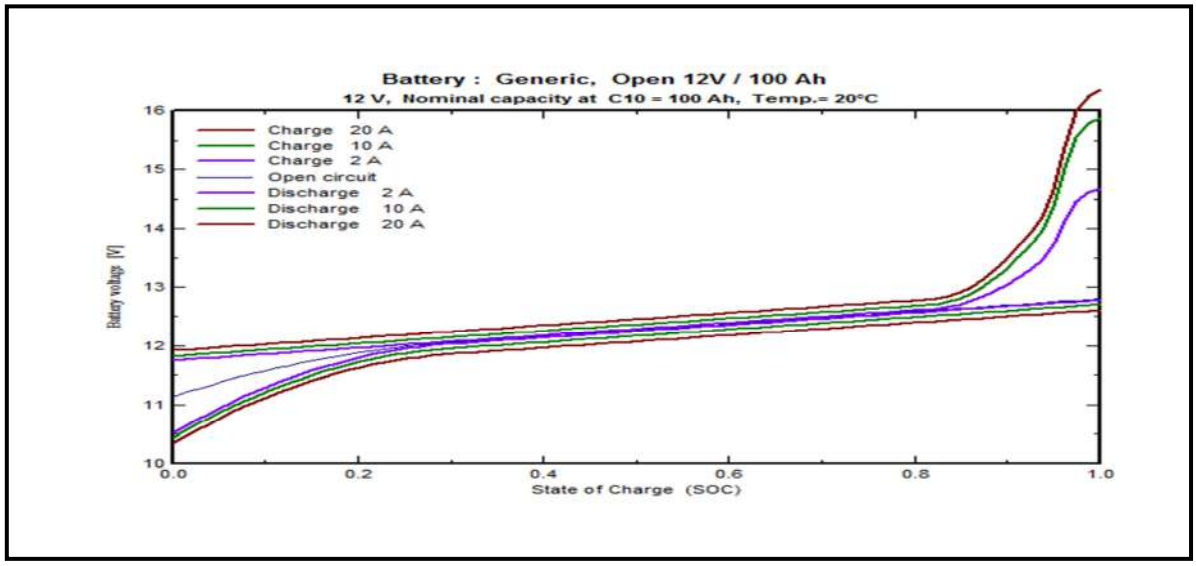
FIGURE IV.8 : production normalisées(KWp)

le champ PV sera constitué de 85 panneaux (silicium Polycristallin) repartis sur une surface de 125 m2 comme suit :

- ✓ 5 modules connectés en série,
- ✓ 17 modules en parallèle.

Pour le logiciel PVsyst, on trouve la puissance du champ PV est égale 16,15kWc, PVsyst utilise des bases de données météorologiques réelles.

IV.7.3.1SYSTEME DE STOCKAGE :



D’après le logiciel PVsyst, notre système de stockage contient de152batteries modèle :12 /100Ah Generic avec une tension de 96v et une capacité nominale de 1900Ah

FIGURE IV.9 : performance du batterie modèle 12 /100Ah

Caractéristique de batterie :

Technologie : Pb-acide, ouverte plaques.

Resistance Interne : r =9,6 mOhm.

Tension nominal : V = 12v.

Capacité nominal : C10 = 100 Ah.

IV.7.3.2CONTROLELLE MPPT :

Modèle (**universal controller with MPPT converter**) avec les caractéristiques suivant :

D’entre :

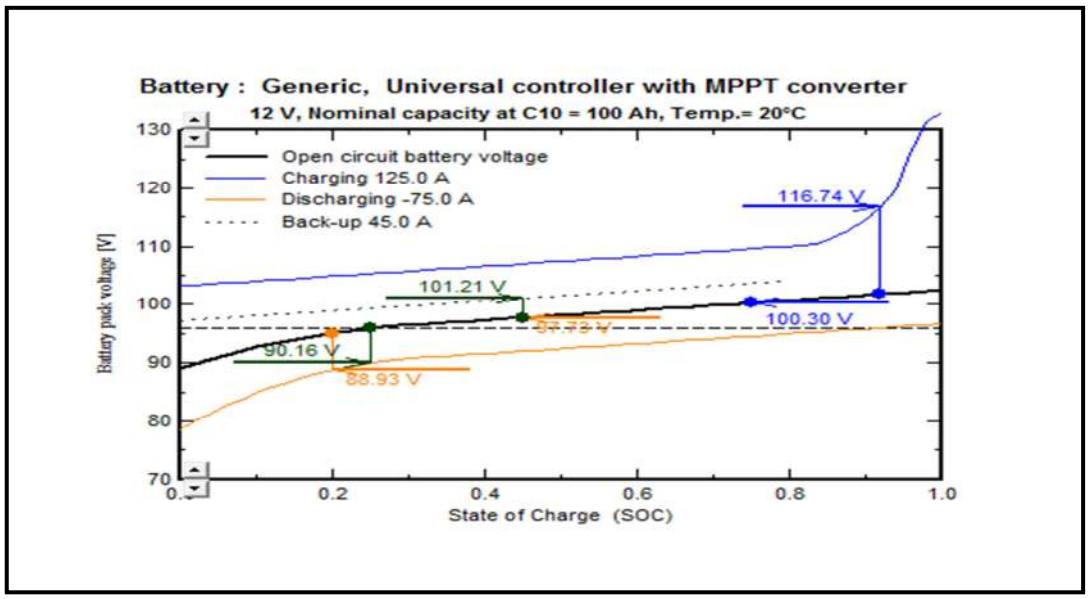
TENSION MINIMAL : Vmin=87v

TENSION MAXIMAL : Vmax=150v

Sortie :

TENSION NOMINAL : Vnom=96v

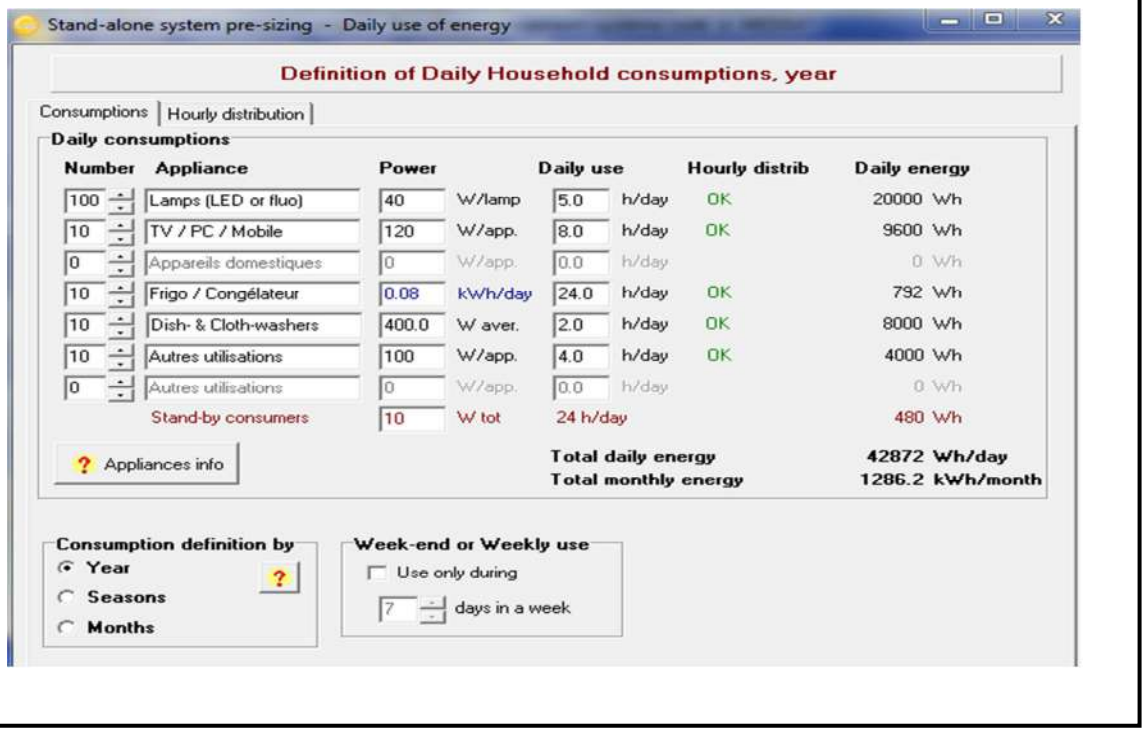
Pnom=12,9kw.



Pmax=14 kw.

Inom=135 A.

Figure IV.10 : performance de controller MMPT convertisseur



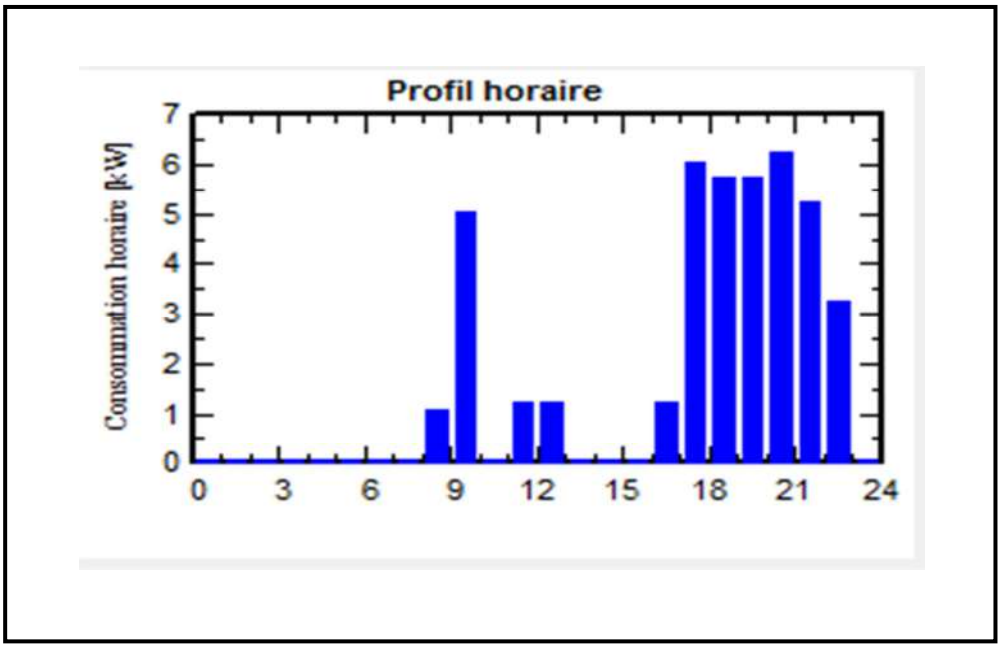
IV.7.3.3Les besoins énergétique journaliers :

L'évaluation précise des besoins en électricité consommée est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé et choisir les appareils dont la consommation est la plus faible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort.

Pour calculer l'énergie de consommation par jour (Wh/jour), on multiplie la puissance en watt de chaque équipement (lampes, PC, etc.) par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour) puis on somme les valeurs trouvées. On fait appel aux tableaux IV.1 3,et IV.14 ci-dessous pour présenter le cahier de charge .et optimiser la consommation journalière de notre bâtiment.

FIGURE IV.11 : consommation journaliers de bâtiment.

FIGURE IV.12 : répartition journalière de la charge électrique



IV.7.3.4Le rapport de simulation d'un système autonome avec le logiciel PVsyst :

PVSYST V6.43			04/06/17	Page 1/6

Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

Site géographique	**MEDEA**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.2°N	Longitude	2.5°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	942 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**MEDEA**	EOROPEAN COMMISION - Synthétique		

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 04/06/17 à 00h53

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV Custom parameters definition	Si-poly	Modèle	**Poly 190 Wp 54 cells**	
		Fabricant	Generic	
Nombre de modules PV		En série	5 modules	En parallèle 17 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	85	Puissance unitaire 190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**16.15 kWc**	Aux cond. de fonct. 14.37 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	116 V	I mpp 124 A
Surface totale		Surface modules	**125 m²**	Surface cellule 112 m²

Facteurs de perte du champ PV

Encrassement du champ			Frac. pertes	3.0 %
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	16 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	0.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Paramètres du système	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Batterie	Modèle	**Open 12V / 100 Ah**		
	Fabricant	Generic		
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	96 V	Capacité nominale	1900 Ah
	Nombre d'unités	8 en série x 19 en parallèle		
	Température	Fixée (20°C)		
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter		
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxi et EURO	97.0/95.0 %		
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation		
	Charge	SOC = 0.92/0.75	I.e. approx.	118.0/99.1 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	I.e. approx.	91.9/96.5 V

Besoins de l'utilisateur : Consomm. domestique moyenne — Constants sur l'année 43 kWh/Jour

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		04/06/17	Page 2/6

Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

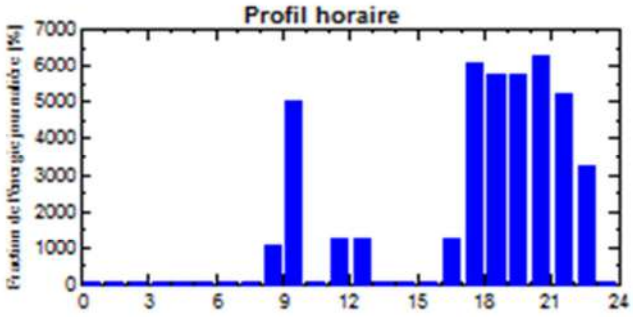
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	85	Pnom total	**16.15 kWc**	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	uverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	152	Tension / Capacité	**96 V / 1900 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	15.65 MWh/an	

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 43 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lamps (LED or fluo)	100	40 W/lampe	5 h/jour	20000 Wh/jour
TV / PC / Mobile	10	120 W/app	8 h/jour	9600 Wh/jour
Frigo / Congélateur	10		24 Wh/jour	792 Wh/jour
Dish- & Cloth-washers	10		2 Wh/jour	8000 Wh/jour
Autres utilisations	10	100 W tot	4 h/jour	4000 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour, 7jours/7	480 Wh/jour
Energie journalière totale				42872 Wh/jour



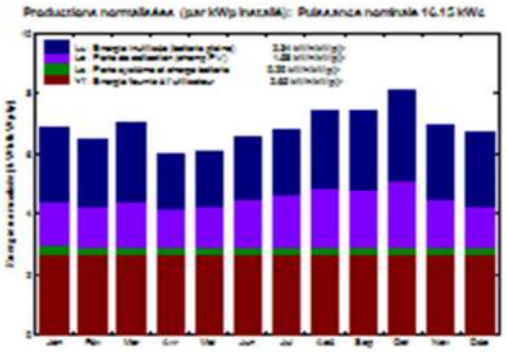
PVSYST V6.43		04/06/17	Page 3/6

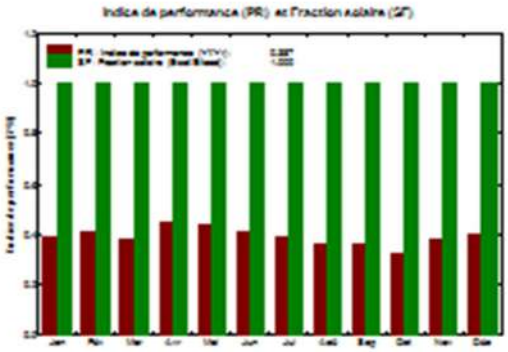
Système isolé avec batteries: Résultats principaux

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°		azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells		Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	85		Pnom total	**16.15 kWc**
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah		Technologie	uverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	152		Tension / Capacité	**96 V / 1900 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		global	15.65 MWh/an
Principaux résultats de la simulation					
Production du système	**Energie disponible**	**30.44 MWh/an**		Productible	1885 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	15.65 MWh/an	En excès (inutilisée)		13.79 MWh/an
	Indice de performance (PR)	38.7 %	Fraction solaire (SF)		100.0 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.0 %	Energie manquante		0.00 MWh/an
Investissement	Global avec taxes	7367896 DZD		Spécifique	456 DZD/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 5.0%, 20 ans)	591219 DZD/an	Coût d'exploitation		0 DZD/an
Coût de l'énergie		**37.8 DZD/kWh**			





Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EAvail MWh	EUnused MWh	EMiss MWh	EUser MWh	ELoad MWh	SolFrac
Janvier	119.0	200.3	2.656	1.001	0.000	1.929	1.929	1.000
Février	133.4	173.0	2.393	1.005	0.000	1.299	1.299	1.000
Mars	179.0	209.4	2.797	1.303	0.000	1.929	1.929	1.000
Avril	197.1	199.2	2.295	0.874	0.000	1.866	1.866	1.000
Mai	194.7	177.7	2.042	0.809	0.000	1.929	1.929	1.000
Juin	212.7	193.4	2.201	0.998	0.000	1.866	1.866	1.000
Juillet	225.1	199.2	2.481	1.072	0.000	1.929	1.929	1.000
Août	204.1	217.0	2.663	1.273	0.000	1.929	1.929	1.000
Septembre	169.8	209.8	2.602	1.209	0.000	1.866	1.866	1.000
Octobre	176.1	208.4	2.650	1.319	0.000	1.929	1.929	1.000
Novembre	134.0	199.2	2.356	1.193	0.000	1.866	1.866	1.000
Décembre	110.7	193.8	2.403	1.193	0.000	1.929	1.929	1.000
Année	2035.7	2396.9	30.437	13.796	0.000	15.643	15.643	1.000

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
EAvail Energie solaire disponible
EUnused Energie inutilisée (batterie chargée)
EMiss Energie manquante
EUser Energie fournie à l'utilisateur
ELoad Besoin d'énergie de l'utilisateur
SolFrac Fraction solaire (EUtile / EBesoin)

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		04/06/17	Page 4/6

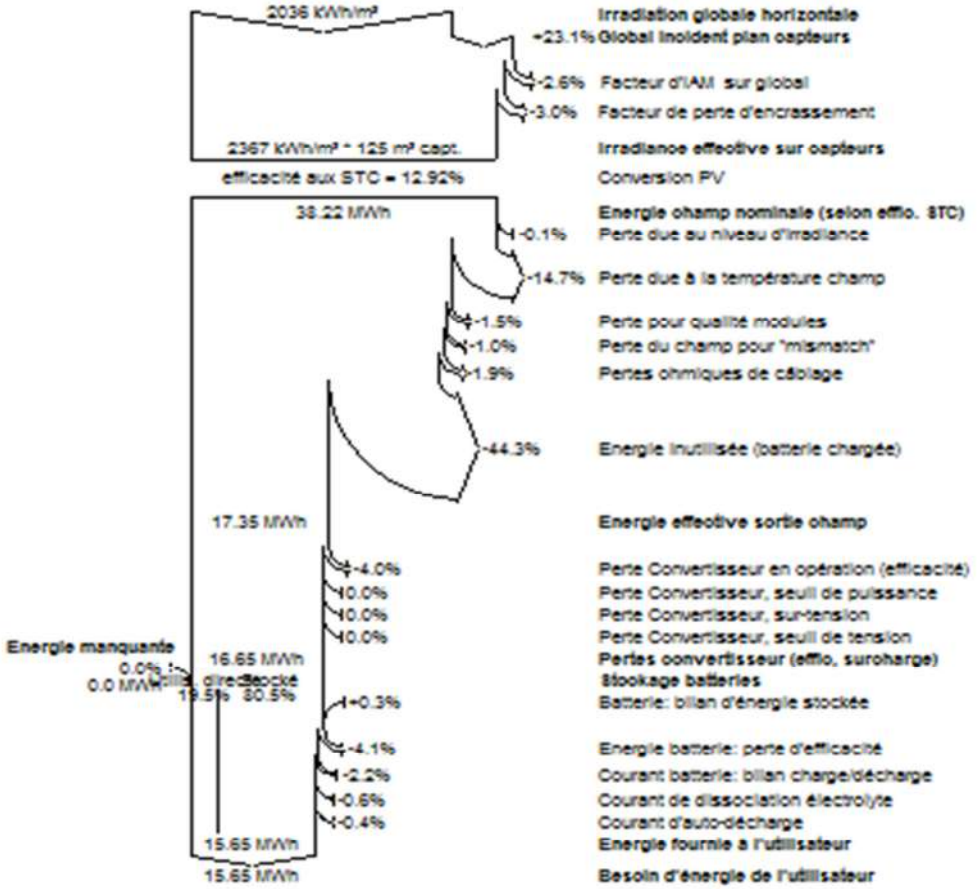
Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°		azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells		Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	85		Pnom total	**16.15 kWc**
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah		Technologie	uverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	152		Tension / Capacité	**96 V / 1900 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		global	15.65 MWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



PVSYST V6.43			04/06/17	Page 5/6

Système isolé avec batteries: Evaluation économique

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	85	Pnom total	**16.15 kWc**
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	uverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	152	Tension / Capacité	**96 V / 1900 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	15.65 MWh/an

Investissement

Modules PV (Pnom = 190 Wc)	85 unités	4340 DZD / unité	368866 DZD
Supports et Intégration		612 DZD / module	52000 DZD
Batteries (12 V / 100 Ah)	152 unités	48750 DZD / unité	7410000 DZD
régulateur / convertisseur			150000 DZD
Construction, câblage, ...			26000 DZD
Moins-value substitution			-1600000 DZD
Investissement brut (sans taxes)			**6406866 DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)		6406866 DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 15.0 %	961030 DZD
Investissement brut (TTC)		7367896 DZD
Subventions		0 DZD
Investissement net (TTC)		**7367896 DZD**
Annuités	(Emprunt 5.0 % sur 20 ans)	591219 DZD/an
Entretien		0 DZD/an
assurance, taxes annuelles		0 DZD/an
Provision remplacement batteries	(durée de vie 9.2 ans)	0 DZD/an
Coût annuel total		**591219 DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie solaire utilisée		15.6 MWh / an
Energie en excès (batterie pleine)		13.8 MWh / an
Coût de l'énergie utilisée		37.8 DZD / kWh

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		04/06/17	Page 6/6

Système isolé avec batteries: CO2 Balance

Projet : **Projet AUTONOMME MEDEA**

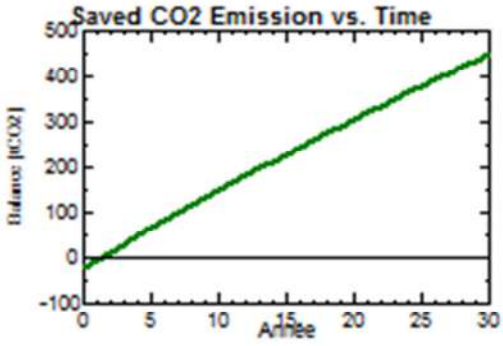
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	85	Pnom total	**16.15 kWc**
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	uverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	152	Tension / Capacité	**96 V / 1900 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	15.65 MWh/an

Produced Emissions	**Total:**	**24.33 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**544.2 tCO2**		
	System production:	30.44 MWh/an	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Algeria
CO2 Emission Balance	**Total:**	**447.9 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	2254 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	9.88 kWc	520 kg
Subtotal [kgCO2]	22265	2067



PvsystEvaluation mode

IV.8Coût et économie de l'installation :

L'analyse économique des solutions photovoltaïques prend de plus en plus d'importance actuellement, vu que cette technologie s'est suffisamment amélioré pour aborder la compétition avec les autres solutions classiques et prouvées dans ce domaine en zones rurales et isolées. Cette analyse économique est aussi capitale pour la prise des décisions d'investissement en toute connaissance de cause, dans le but de quantifier la rentabilité de l'électricité photovoltaïque pour la collectivité, de collationner les prévisions et la réalité des projets et programmes, de motiver les décideurs et les utilisateurs potentiels. [47]

IV.8.1Calcul des coûts sur la durée de vie :

Nous utilisons la méthode dite le calcul des coûts sur la durée de vie (life cycle cost). Le coût global annuel de la valeur actualisée est calculé par l'expression suivante :

$C_{GA} = A_{TOt} + E_{TOt}$ IV.4

A_{TOt} : L'amortissement total.

E_{TOt}: L'entretien et la maintenance totale.

IV.8.2Calcul de l'investissement initial total :

Dans le tableau IV.17, nous avons mentionné les prix en dinar algérien de chaque équipement indispensable à notre système.

Appareils	Nombre	Prix en dinar algérien	investissement en DA
Panneaux	**85**	**4340**	**368900**
Batteries	**152**	**48750**	**7410000**
Onduleur	**1**	**150000**	**150000**
Câbles	/	/	**26000**
Accessoires+ Support	/	/	**52000**
Mains d'œuvres	/	/	**1600000**
Total	/	/	**9606900**

Tableau IV.8 : L'investissement initial total

IV.8.3Calcul de l'amortissement total :

Afin de comparer les coûts sur une base commune avec d'autres options et de trouver le choix le plus économique, le calcul du coût d'un système photovoltaïque doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer sa viabilité sur une certaine période ramenée à une valeur actualisée. Le principe de base de cette analyse économique consiste à établir les coûts suivants précités, en valeur actualisée sur la durée de vie du système. L'opération d'actualisation des coûts permet donc de ramener ces frais sur une base commune en leur donnant une valeur actualisée. [47]

Pour calculer le coût de l'énergie en tenant compte de l'amortissement sur le temps, on prend en compte dans nos calculs, la durée de vie des composants ainsi que les profits réalisés sur toute la durée active du système [14].

L'amortissement annuel total du système A_{tot} est donné par la formule :

$$A_{TOt} = A_{GPV} + A_{OND} + A_{BAT} + A_{CAB} + A_{ACC} \quad \text{IV.5}$$

Pour chaque composant, l'amortissement est calculé de la façon suivante :

Amortissement du générateur photovoltaïque :

$$A_{GPV} = \mathrm{C}_{GPV}/N_1 \quad \text{IV.6}$$

Amortissement de l'onduleur :

$$A_{OND} = \mathrm{C}_{OND}/N_2 \quad \text{IV.7}$$

Amortissement du parc de batterie :

$$A_{BAT} = \mathrm{C}_{BAT}/N_3 \quad \text{IV.8}$$

Amortissement du câblage :

$$A_{CAB} = \mathrm{C}_{CAB}/N_4 \quad \text{IV.9}$$

Amortissement des accessoires :

$$A_{ACC} = \mathrm{C}_{ACC}/N_5 \quad \text{IV.10}$$

Nous remarquons que l'amortissement de chaque composant est de la forme :

$$A = C/N \quad \text{IV.11}$$

Avec : C : le coût de l'investissement initial de chaque composant, N : Durée de vie active du Composant.

On note que les hypothèses retenues, relatives à la durée de vie pour chacun des éléments du système, sont données ci-après.

Equipements	Générateur PV	Batteries	Onduleur	Câblage	Accessoires
Durée de vie (an)	30	10	20	35	20

Tableau IV.9 : La durée de vie des équipements

Dans le tableau IV.10 nous avons calculé l'amortissement global de notre installation

Appareils	Durée de vie	Amortissement en dinar
Panneaux	**30**	**12296 ,66**
Batteries	**10**	**741000**
Onduleur	**20**	**7500**
Câbles	**35**	**742,85**
Accessoires+ Support	**20**	**2600**
Total	**/**	**764139,51**

Tableau IV.10 : L'amortissement global de l'installation PV

IV.8.4Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total :

Le coût de l'entretien est très difficile à évaluer dans le temps. Pour calculer un coût moyen annuel, l'approche la plus raisonnable est basée sur une expérience vécue sur le terrain qui, aussi théorique qu'elle soit, donnerait un ordre de grandeur réaliste.

Le calcul du coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression : [14]

$$E_{TOt} = E_{GPV} + E_{OND} + E_{BAT} + E_{CAB} + E_{ACC} \quad \text{IV.12}$$

Sachant que le coût de l'entretien de chaque composant est calculé comme suit :

- ✓ Le coût de l'entretien du générateur :

$$E_{GPV} = C_{GPV} * Rt_1 \quad \text{IV.13}$$

- ✓ Le coût de l'entretien du stockage :

$$E_{bat} = C_{bat} * Rt_2 \quad \text{IV.14}$$

- ✓ Le coût de l'entretien de l'onduleur :

$$E_{OND} = C_{OND} * Rt_3 \quad \text{IV.15}$$

- ✓ Le coût de l'entretien du câblage :

$$E_{CAB} = C_{CAB} * Rt_4 \quad \text{IV.16}$$

- ✓ Le coût de l'entretien des accessoires :

$$E_{ACC} = C_{ACC} * Rt_5 \quad \text{IV.17}$$

$Rt_1, Rt_2, Rt_3, Rt_4, Rt_5$ Sont les coefficients d'estimations du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial des composants.

L'entretien global annuel est calcule dans le tableau IV.11

Appareils	Amortissement en dinar	Ratio	Entretien en dinar
Panneaux	12296 ,66	2%	7407,62
Onduleur	7500	5%	7500
Câbles	742,85	3%	781,94
Accessoires + Support	2600	1%	520
Batteries	741000	2%	148200
Total	764139,51	/	164409,56

Tableau IV.11 : L'entretien global annuel [14]

IV.8.5Rentabilité de l'installation :

Le coût global annuel est :

C_{GA} = 764139,51+ 164409,56= 928549,07 DA/an

Nous avons calculé la rentabilité sur une période de 20 ans, les résultats sont représentés sur la figure ci-dessous.

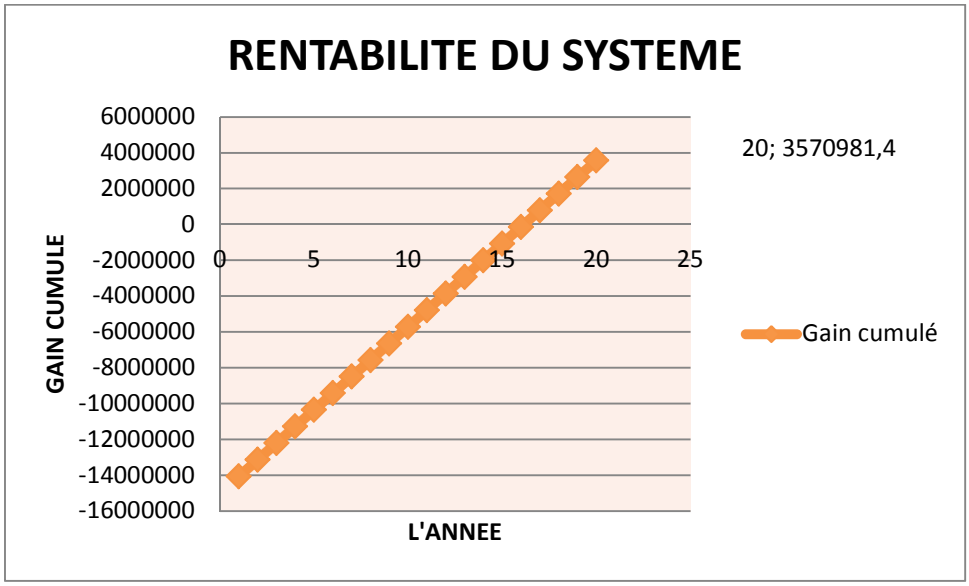


FIGURE VI.13 : schéma de la rentabilité du système PV autonome.

Nous remarquons que c'est à partir de 16 ans que l'installation devient rentable et au bout de 20 ans l'utilisateur peut faire un gain de plus de 4 million de dinar algérien. Le tableau IV.12 permet d'y voir plus claire.

Coût global annuel	Gain cumulé	Nombre d'année
928549,07	-14071450,9	**1**
928549,07	-13142901,9	**2**
928549,07	-12214352,8	**3**
928549,07	-11285803,7	**4**
928549,07	-10357254,7	**5**
928549,07	-9428705,58	**6**
928549,07	-8500156,51	**7**
928549,07	-7571607,44	**8**
928549,07	-6643058,37	**9**
928549,07	-5714509,3	**10**
928549,07	-4785960,23	**11**
928549,07	-3857411,16	**12**
928549,07	-2928862,09	**13**
928549,07	-2000313,02	**14**
928549,07	-1071763,95	**15**
928549,07	-143214,88	**16**
928549,07	785334,19	**17**
928549,07	1713883,26	**18**
928549,07	2642432,33	**19**
928549,07	3570981,4	**20**

Tableau IV.12 : La rentabilité de l'installation PV autonome

IV.9 l'analyse d'un système PV raccordée au réseau (grid-connected) :

On distingue trois variantes des systèmes photovoltaïques résidentiels raccordées au réseau : Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production ou par injection total de l'énergie produite, et ceci exige le choix de modèle de conditionnement d'énergie.

installation PV résidentiel raccordée au réseau sans injection(autoconsommation), ainsi que des systèmes photovoltaïques non résidentiels connectes au réseau et systèmes photovoltaïques intègres aux bâtiments sont généralement raccordées au réseau.

IV.9.1-installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production :

Le client consomme une partie de sa production et injecte au réseau le solde (surplus) ;(production consommation), alors que la consommation dépasse la production, le client soutire du réseau le solde.

Cette installation est équipée de deux compteurs ,l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la production (compteur de soutirage),l'autre mesurant l' énergie injectée dans le réseaux (compteur d' injection), ce compteur enregistre le courant injecte est installe sur la partie de ligne appartenant au réseaux da distribution publique .ce principe exclut le compteur réversible .

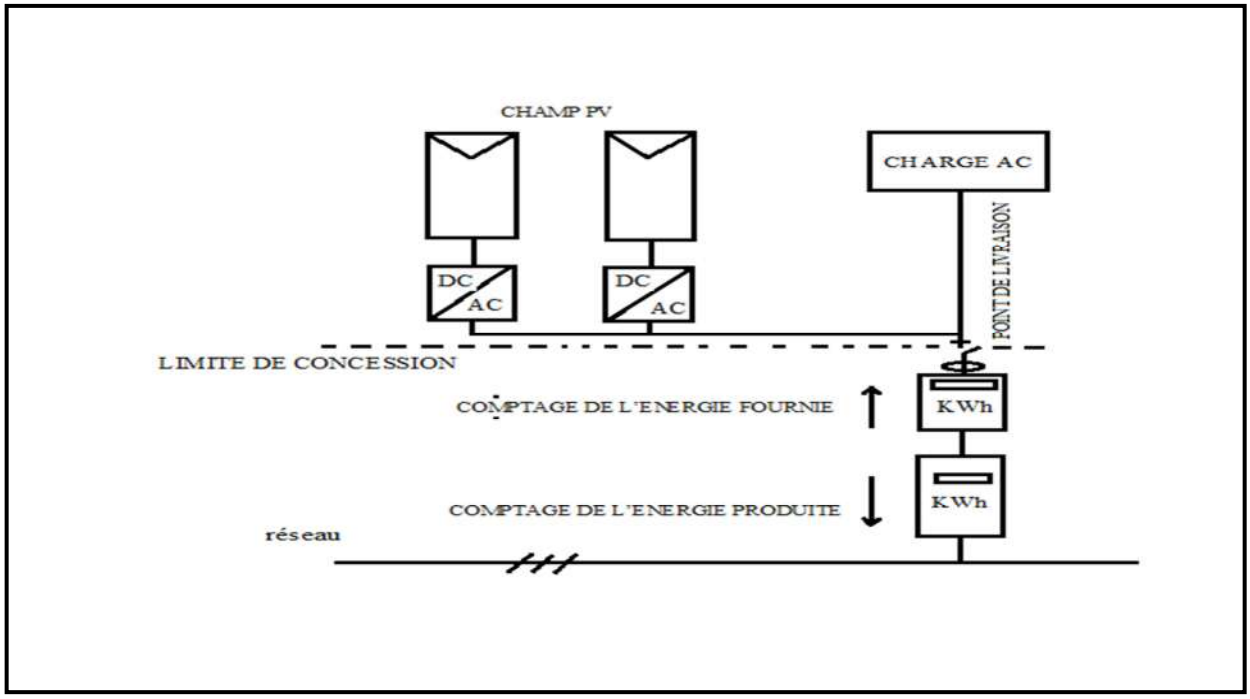


FIGURE VI.14 : schéma de principe de la configuration d'injection du surplus D'énergie

IV.9.1.1 Résultats du PVsyst :

On garde toujours Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une surface de 115 m2 et la même besoins énergétiques de notre bâtiment et le système résumés ci-dessous :

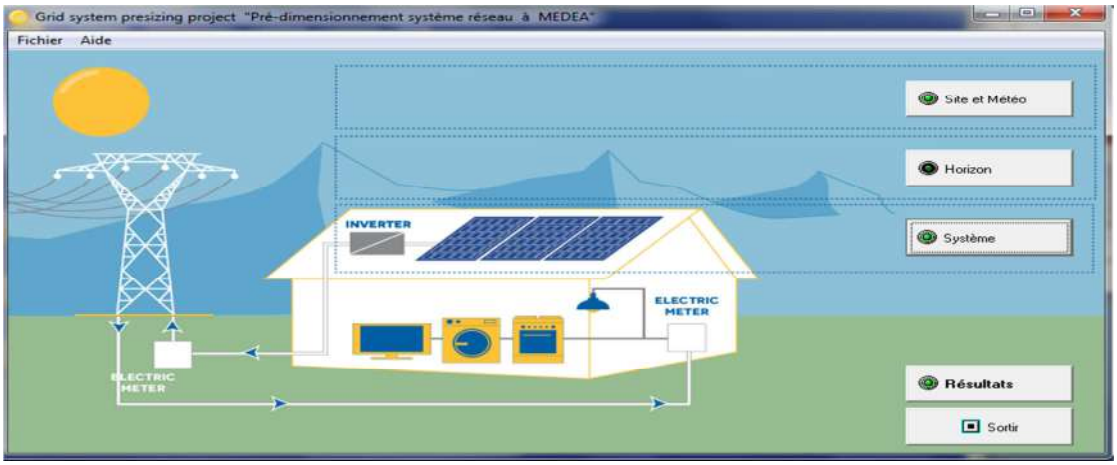


FIGURE IV.15 : Architecture d'un système PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production.

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

	E Avail kWh	E Load kWh	E User kWh	E_Grid kWh	SolFrac
Janvier	2371	1885	590.1	1781	0.313
Février	2069	1702	550.3	1519	0.323
Mars	2461	1885	665.3	1795	0.353
Avril	2055	1824	603.5	1452	0.331
Mai	2188	1885	659.4	1528	0.350
Juin	2176	1824	669.1	1507	0.367
Juillet	2318	1885	700.2	1617	0.371
Août	2477	1885	685.0	1792	0.363
Septembre	2376	1824	628.0	1748	0.344
Octobre	2573	1885	617.1	1956	0.327
Novembre	2288	1824	522.4	1766	0.286
Décembre	2311	1885	521.7	1789	0.277
Année	27661	22192	7412.1	20249	0.334

IV.9.1.2 L'utilisation de l'énergie :

TABLEAU VI.13 : utilisation de l'énergie et besoins de l'utilisateur.

Avec :

EAvail : énergie solaire disponible.

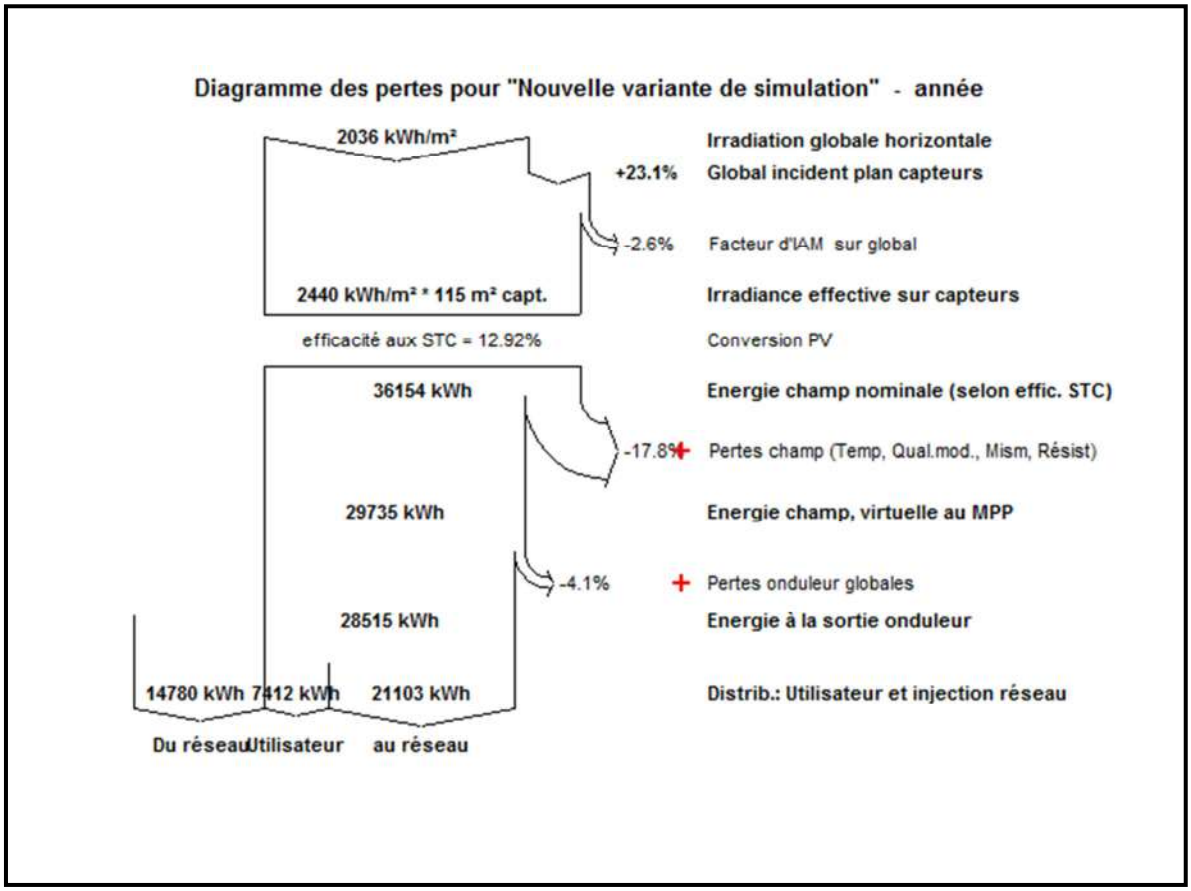
Eload : besoin d'énergie de l'utilisateur.

Euser : énergie fournie a l'utilisateur.

EGrid : énergie injection dans le réseau.

SOL FRAC : fraction solaire (E utile /E Besoins) .

IV.9.1.3 Les pertes d'énergie :



La figure IV.14 représente un diagramme des pertes pour le système bien détaille.

FIGURE VI.16: schéma d'un diagramme des pertes pour le système PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production.

IV.9.1.4 Le rapport de simulation d'un système raccorde au réseau avec injection des excédents de production avec le logiciel PVsyst :

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Site géographique	**MEDEA**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.2°N	Longitude	2.5°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	942 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**MEDEA**	EOROPEAN COMMISION - Synthétique		

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 01/06/17 à 20h15

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV (Custom parameters definition)	Si-poly	Modèle	**Poly 190 Wp 54 cells**	
		Fabricant	Generic	
Nombre de modules PV		En série	13 modules	En parallèle 6 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	78	Puissance unitaire 190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**14.82 kWc**	Aux cond. de fonct. 13.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	301 V	I mpp 44 A
Surface totale		Surface modules	**115 m²**	Surface cellule 102 m²

Onduleur (Custom parameters definition)		Modèle	**4.2 kWac inverter**	
		Fabricant	Generic	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		125-500 V	Puissance unitaire 4.20 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale 12.6 kWac

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ	44 mOhm	Frac. pertes 0.6 % aux STC
Perte de qualité module				Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05

Besoins de l'utilisateur : profil journalier — Constants sur l'année

moyenne 61 kWh/Jour

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	1.80	5.80	0.80	2.00	kW
	2.00	0.80	0.80	0.80	2.00	4.80	6.50	6.50	7.00	6.00	6.00	0.80	kW

Grid power limitation Active Power 14.8 kW Pnom ratio 1.001

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		01/06/17	Page 2/5

Système couplé au réseau: Besoins de l'utilisateur

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

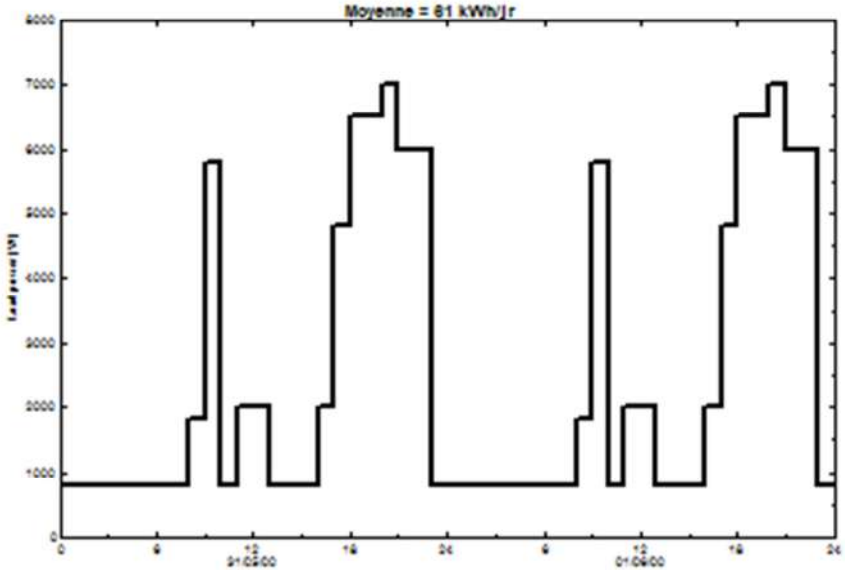
Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**	
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac	
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**	
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Constants sur l'année	global	22.19 MWh/an	

profil journalier, Constants sur l'année, moyenne = 61 kWh/jr

	0 h 12 h	1 h 13 h	2 h 14 h	3 h 15 h	4 h 16 h	5 h 17 h	6 h 18 h	7 h 19 h	8 h 20 h	9 h 21 h	10 h 22 h	11 h 23 h	
Hourly load	0.80 2.00	0.80 0.80	0.80 0.80	0.80 0.80	0.80 2.00	0.80 4.80	0.80 6.50	0.80 6.50	1.80 7.00	5.80 6.00	0.80 6.00	2.00 0.80	kW kW

Besoins de l'utilisateur :profil journalier, Constants sur l'année

Moyenne = 61 kWh/jr



PVsyst Evaluation mode

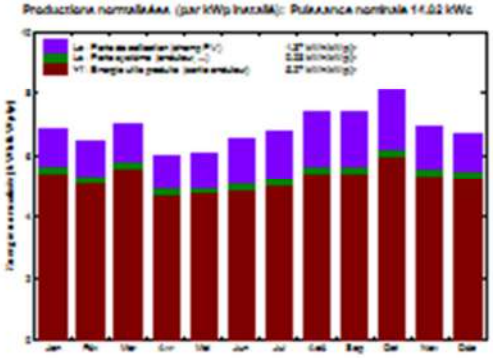
PVSYST V6.43		01/06/17	Page 3/5

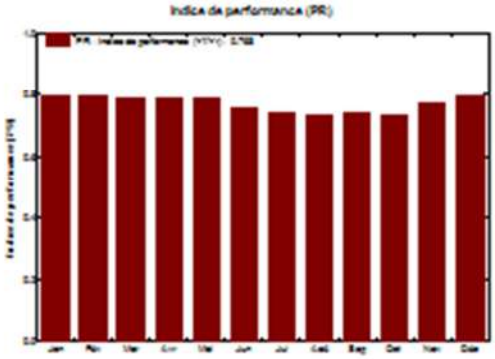
Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : PROGET MEDEA 2017

Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°		azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells		Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78		Pnom total	**14.82 kWc**
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter		Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0		Pnom total	**12.60 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Constants sur l'année		global	22.19 MWh/an
Principaux résultats de la simulation					
Production du système	**Energie produite**	**28.51 MWh/an**		Productible	1924 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	76.8 %	Fraction solaire (SF)		33.4 %





Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
Janvier	119.0	19.10	211.6	206.5	2.590	1.885	0.590	1.899
Février	122.4	18.80	181.6	177.4	2.228	1.702	0.550	1.591
Mars	173.0	18.90	218.4	212.8	2.670	1.885	0.665	1.894
Avril	167.1	21.40	179.5	174.5	2.195	1.824	0.604	1.496
Mai	194.7	24.40	188.7	183.2	2.295	1.885	0.659	1.536
Juin	212.7	29.20	195.2	189.1	2.285	1.824	0.669	1.516
Juillet	225.1	31.70	211.0	204.6	2.430	1.885	0.700	1.624
Août	224.1	31.20	230.1	223.7	2.621	1.885	0.685	1.827
Septembre	186.6	30.10	222.0	216.3	2.538	1.824	0.628	1.808
Octobre	176.1	28.80	251.9	245.8	2.855	1.885	0.617	2.123
Novembre	124.2	22.20	209.1	204.4	2.492	1.824	0.522	1.872
Décembre	110.7	18.50	206.8	201.9	2.537	1.885	0.522	1.917
Année	2035.7	24.56	2506.0	2440.1	29.735	22.192	7.412	21.103

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale — EArray Energie effective sortie champ
T Amb Température ambiante — E Load Besoin d'énergie de l'utilisateur
GlobInc Global incident plan capteurs — E User Energie fournie à l'utilisateur
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages — E_Grid Energie injectée dans le réseau

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		01/06/17	Page 4/5

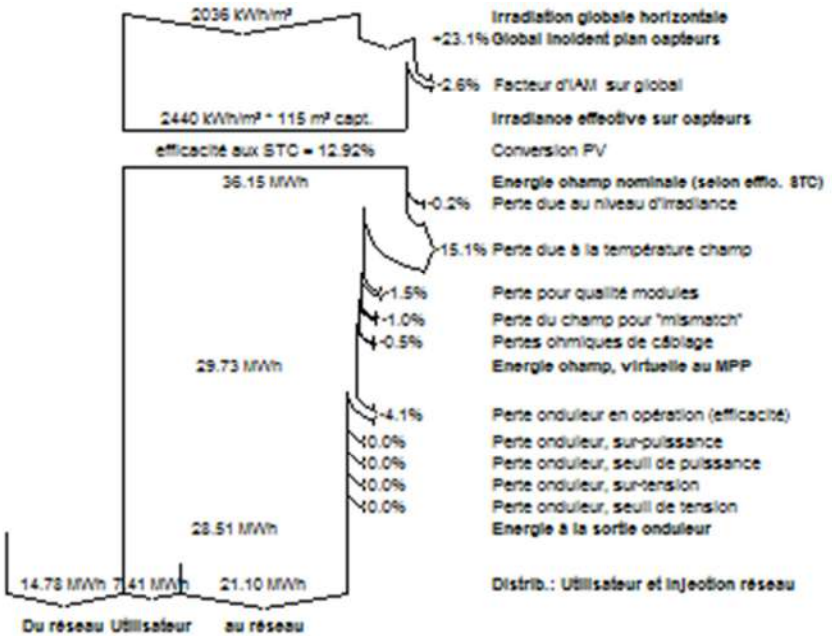
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**	
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac	
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**	
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Constants sur l'année	global	22.19 MWh/an	

Diagramme des pertes sur l'année entière



PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		01/06/17	Page 5/5

Système couplé au réseau: CO2 Balance

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

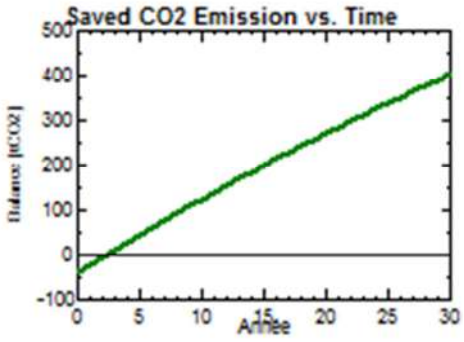
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Constants sur l'année	global	22.19 MWh/an

Produced Emissions	**Total:**	**38.21 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**509.8 tCO2**		
	System production:	28.51 MWh/an	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Algeria
CO2 Emission Balance	**Total:**	**404.2 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	2254 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	14.8 kWc	1210 kg
Subtotal [kgCO2]	33398	4810



PVsyst Evaluation mode

IV.9.2 : installation PV raccordée au réseau avec injection total de l'énergie produite :

Le générateur de production d'origine photovoltaïque est raccordée au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison distinct du point de livraison utilise pour les besoins de soutirage du producteur.

Compare a l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus important de l'installation du l'implorant. Le producteur peut injecte au réseau la totalité d'énergie produite dans le réseau et soutirer au réseau la totalité d'énergie nécessaire a la consommation.

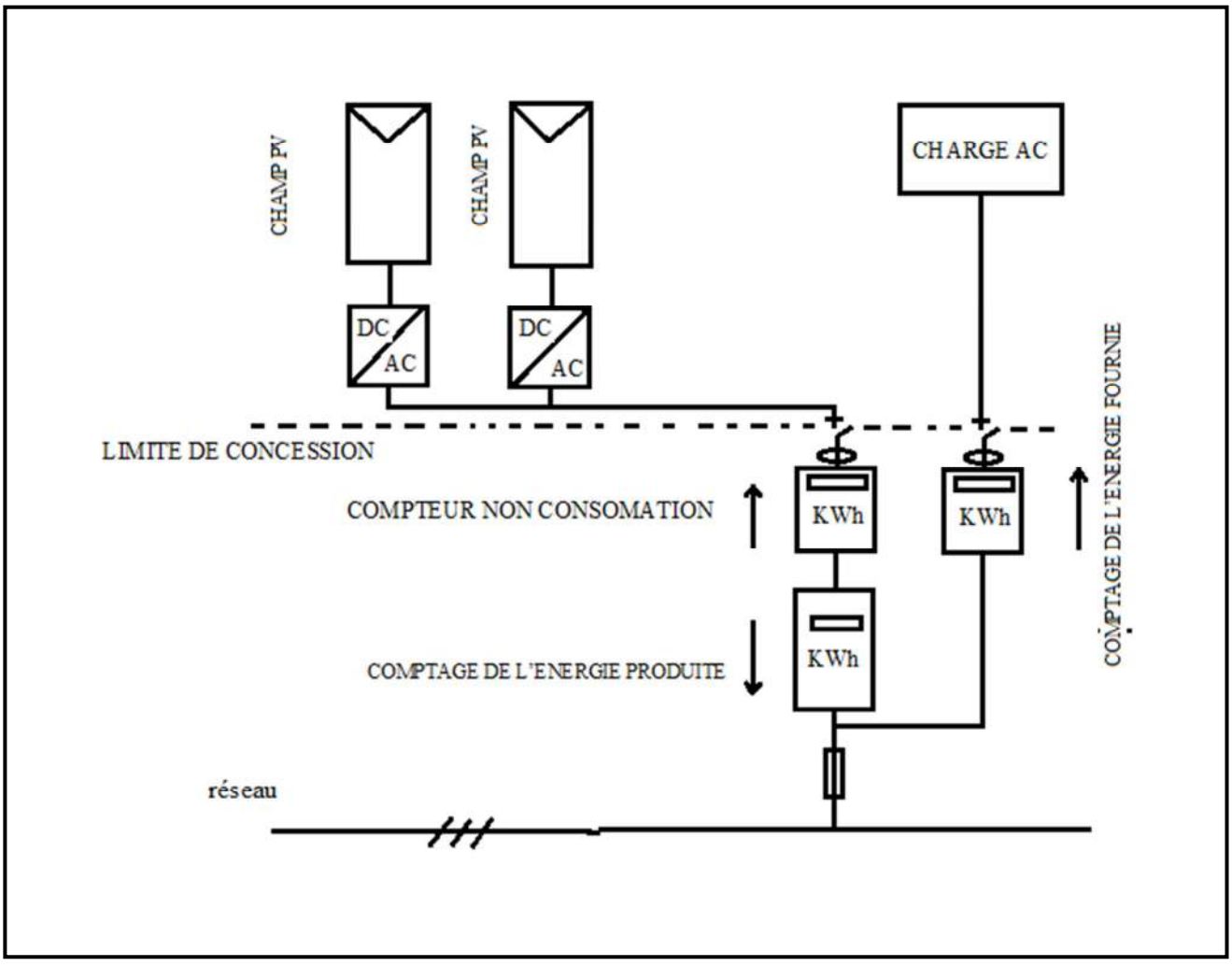


FIGURE VI .17 : schéma de principe de configuration d'injection total d'énergie.

La séparation entre les points de livraison consommation et injection (production) conduit donc a étoiler le branchement en deux parties, avec cependant une seule liaison au réseau BT.

Le branchement produit comporte deux compteurs montes en tête bêche (production et consommation des dispositifs de la chaine PV), pour mieux saisir leurs utilités l'un des compteurs se charge de l'énergie d'origine photovoltaïque produite (comptage énergie produite par le client) et l'autre pour compter l'énergie achetée au fournisseur et consommée par les récepteurs de l'installation (comptage énergie fournie au client), ainsi que le fournisseur d'énergie s'assure que le client ne consomme pas de l'énergie sur la ligne électrique de production (comptage de non consommation).

IV.9.2.1Résultats du PVsyst :

On garde toujours Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une surface de 115 m2 et son besoins énergétiques du bâtiment, on injecte l'énergie totale produite dans le réseau et le système résumés ci-dessous dans le tableau IV.14 :

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Janvier	119.0	19.10	211.6	206.5	2472	2371	10.19	9.77
Février	122.4	18.80	181.6	177.4	2156	2069	10.36	9.94
Mars	173.0	18.90	218.4	212.8	2573	2461	10.27	9.83
Avril	167.1	21.40	179.5	174.5	2154	2055	10.46	9.98
Mai	194.7	24.40	188.7	183.2	2290	2188	10.58	10.11
Juin	212.7	29.20	195.2	189.1	2279	2176	10.18	9.72
Juillet	225.1	31.70	211.0	204.6	2428	2318	10.04	9.58
Août	224.1	31.20	230.1	223.7	2591	2477	9.82	9.39
Septembre	186.6	30.10	222.0	216.3	2483	2376	9.75	9.33
Octobre	176.1	28.80	251.9	245.8	2687	2573	9.30	8.91
Novembre	124.2	22.20	209.1	204.4	2388	2288	9.96	9.54
Décembre	110.7	18.50	206.8	201.9	2409	2311	10.16	9.74

TABLEAU IV.14 : Bilans énergétique d'un système PV relie au réseau.

Avec :

Glob Hor ; irradiation global horizontal.

Tamb : température ambiante.

Glob Inc : global incident plan capteur.

Glob Eff : global ''effectif'', corr. Pour IAM et ombrage.

Earray : énergie effective sortie champ.

E-Grid : énergie injectée dans le réseau.

IV.9.2.2 Les pertes d'énergie :

La figure IV.14 représente un diagramme des pertes pour le système bien détaille.

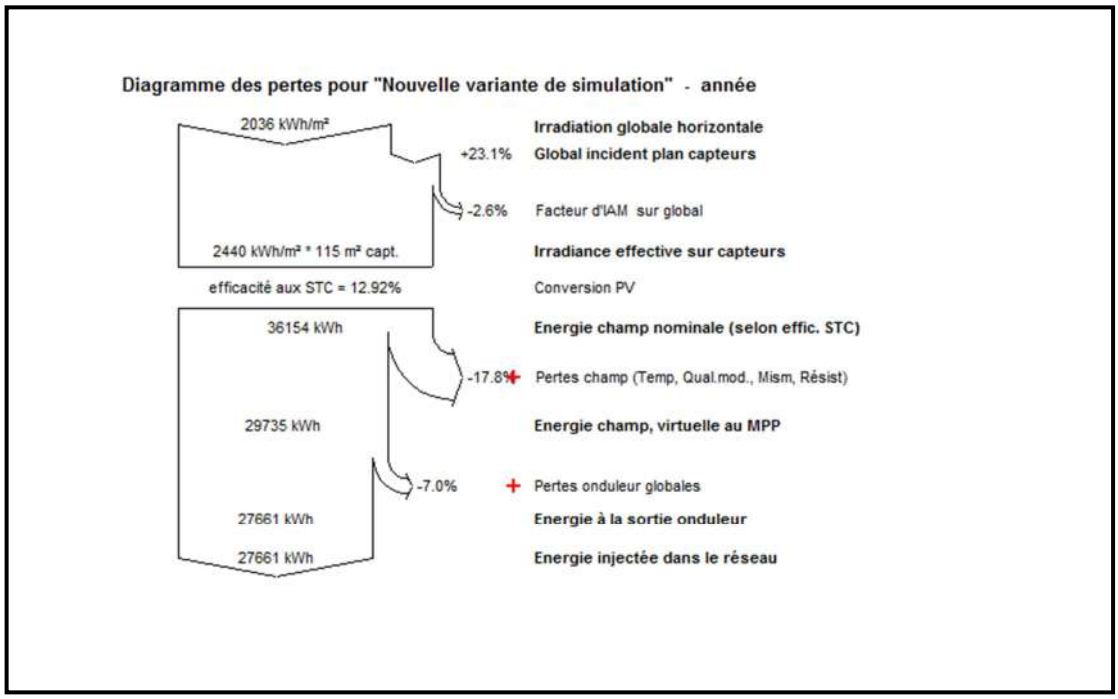


FIGURE IV.18 : schéma d'un diagramme des pertes pour le système PV injectée total au réseau

IV.9.2.3 Le rapport de simulation d'un système raccorde au réseau avec injection total de production avec le logiciel PVsyst :

PVSYST V6.43		02/06/17	Page 1/5

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Site géographique	**MEDEA**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.2°N	Longitude	2.5°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	942 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**MEDEA**	EOROPEAN COMMISION - Synthétique		

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 02/06/17 à 02h05

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-poly	Modèle	**Poly 190 Wp 54 cells**	
Custom parameters definition		Fabricant	Generic	
Nombre de modules PV		En série	13 modules	En parallèle 6 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	78	Puissance unitaire 190 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**14.82 kWc**	Aux cond. de fonct. 13.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	301 V	I mpp 44 A
Surface totale		Surface modules	**115 m²**	Surface cellule 102 m²

Onduleur		Modèle	**4.2 kWac inverter**	
Custom parameters definition		Fabricant	Generic	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		125-500 V	Puissance unitaire 4.20 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale 12.6 kWac

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	44 mOhm	Frac. pertes	0.6 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Grid power limitation	Active Power	10.0 kW	Pnom ratio	1.482

PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		02/06/17	Page 2/5

Système couplé au réseau: Résultats principaux

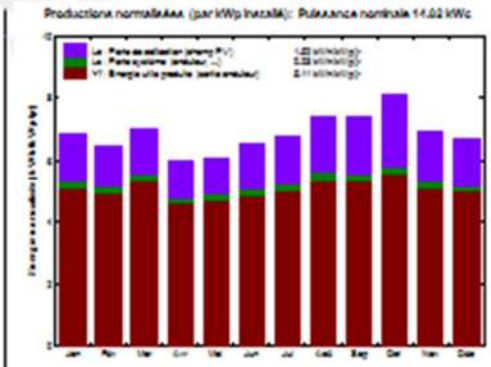
Projet : PROGET MEDEA 2017

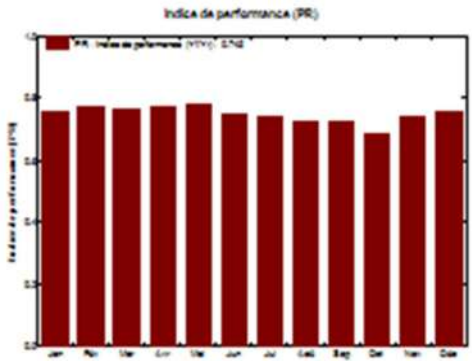
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie produite**	**27.66 MWh/an**	Productible	1866 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	74.5 %		





Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	119.0	19.10	211.6	206.5	2.472	2.371	10.19	9.77
Février	122.4	18.80	181.6	177.4	2.156	2.069	10.36	9.94
Mars	173.0	18.90	218.4	212.8	2.573	2.461	10.27	9.83
Avril	167.1	21.40	179.5	174.5	2.154	2.055	10.46	9.98
Mai	194.7	24.40	188.7	183.2	2.290	2.188	10.58	10.11
Juin	212.7	29.20	195.2	189.1	2.279	2.176	10.18	9.72
Juillet	225.1	31.70	211.0	204.6	2.428	2.318	10.04	9.58
Août	224.1	31.20	230.1	223.7	2.591	2.477	9.82	9.39
Septembre	186.6	30.10	222.0	216.3	2.483	2.376	9.75	9.33
Octobre	176.1	28.80	251.9	245.8	2.687	2.573	9.30	8.91
Novembre	124.2	22.20	209.1	204.4	2.388	2.288	9.96	9.54
Décembre	110.7	18.50	206.8	201.9	2.409	2.311	10.16	9.74
Année	2035.7	24.56	2506.0	2440.1	28.911	27.661	10.06	9.63

Légendes: GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute
GlobEff	Global 'effectif', corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute

PVSYST Evaluation mode

PVSYST V6.43		02/06/17	Page 3/5

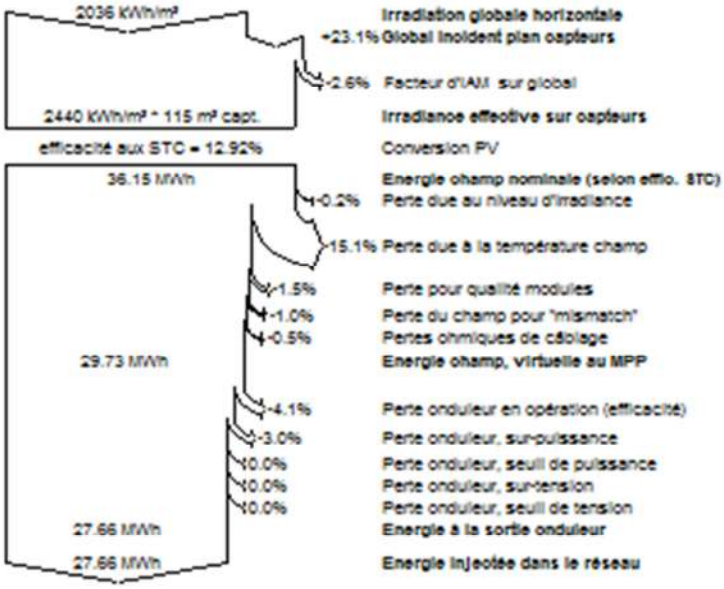
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**	
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac	
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**	
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)				

Diagramme des pertes sur l'année entière



PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		02/06/17	Page 4/5

Système couplé au réseau: P50 - P90 evaluation

Projet : **PROGET MEDEA 2017**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Evaluation de la prévision de probabilité de production

La distribution de probabilité de production du systèmes pour différentes années dépend principalement des données météo utilisées pour la simulation, et dépend des choix suivants:

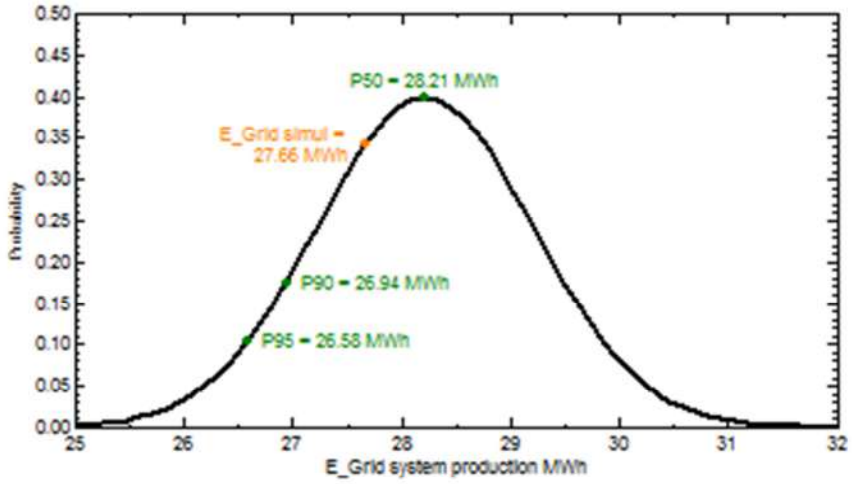
Source des données météo		EOROPEAN COMMISION		
Données météo	Type	Moyennes mensuelles	Synthétique	Moyenne pluri-annuelle
Déviation spécifiée	Changement dans le climat	2.0 %		
Variabilité d'une année sur l'autre	Variance	2.5 %		

La variance de la distribution de prob. dépend aussi des incertitudes sur certains paramètres du système

Déviation spécifiée	Params/modèle du module PV	2.0 %	
	Incertitude efficacité onduleur	0.5 %	
	Incertitudes encrassement et mismatch	1.0 %	
	Incertitude sur la dégradation	1.0 %	
Variabilité globale (météo et système)	Variance	3.5 %	(somme quadratique)

Probabilité de production annuelle	**Variabilité**	**1.00 MWh**
	P50	**28.21 MWh**
	P90	**26.94 MWh**
	P95	**26.58 MWh**

Probability distribution



PVsyst Evaluation mode

PVSYST V6.43		02/06/17	Page 5/5

Système couplé au réseau: CO2 Balance

Projet : PROGET MEDEA 2017

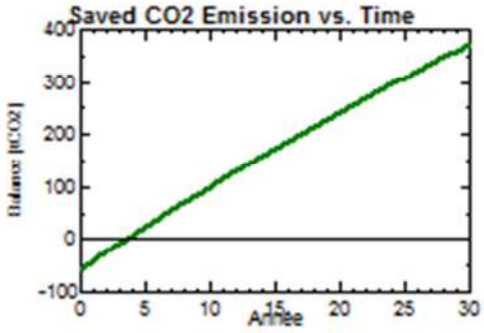
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Poly 190 Wp 54 cells	Pnom	190 Wc
Champ PV	Nombre de modules	78	Pnom total	**14.82 kWc**
Onduleur	Modèle	4.2 kWac Inverter	Pnom	4200 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**12.60 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Produced Emissions	**Total:**	**56.62 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**454.6 tCO2**		
	System production:	27.66 MWh/an	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Algeria
CO2 Emission Balance	**Total:**	**372.5 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	2254 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	23.0 kWc	1210 kg
Subtotal [kgCO2]	51810	4810



PVSYST Evaluation mode

IV.9.2.4 : Coût et économie de l'installation PV raccordée au réseau :

IV.9.2.4.1 : Calcul de l'investissement initial total :

Dans le tableau IV.15, nous avons mentionné les prix en dinar algérien de chaque équipement indispensable à notre système.

Appareils	Nombre	Prix en dinar algérien	investissement en DA
Panneaux	**78**	**4340**	**338520**
Onduleur	**3**	**150000**	**450000**
Câbles	/	/	**26000**
Accessoires+ Support	/	/	**52000**
Mains d'œuvres	/	/	**1600000**
Total	/	/	**2466520**

Tableau IV.15 : investissement initial de système

IV.9.2.4.2 : Calcul de l'amortissement total :

Appareils	Durée de vie	Amortissement en dinar
Panneaux	**30**	**11284**
Onduleur	**20**	**22500**
Câbles	**35**	**742,85**
Accessoires+ Support	**20**	**2600**
Total	/	**37126,85**

Tableau IV.16 :l'amortissement initial de système

IV.9.2.4.3 : L'entretien global annuel :

Est calcule dans le tableau IV.11

Appareils	Amortissement en dinar	Ratio	Entretien en dinar
Panneaux	**11284**	2%	6797,6
Onduleur	**22500**	5%	22500
Câbles	**742,85**	3%	781,94
Accessoires + Support	**2600**	1%	520
Total	**37126,85**	/	30599,54

Tableau IV.17: l'entretien global de système.

IV.9.2.4.4 : Rentabilité de l'installation :

Le coût global annuel est :

C_{GA} = 37126,85+ 30599,54= 67726,39 DA/an

Nous avons calculé la rentabilité sur une période de 20 ans, les résultats sont représentés sur la Figure ci-dessous.

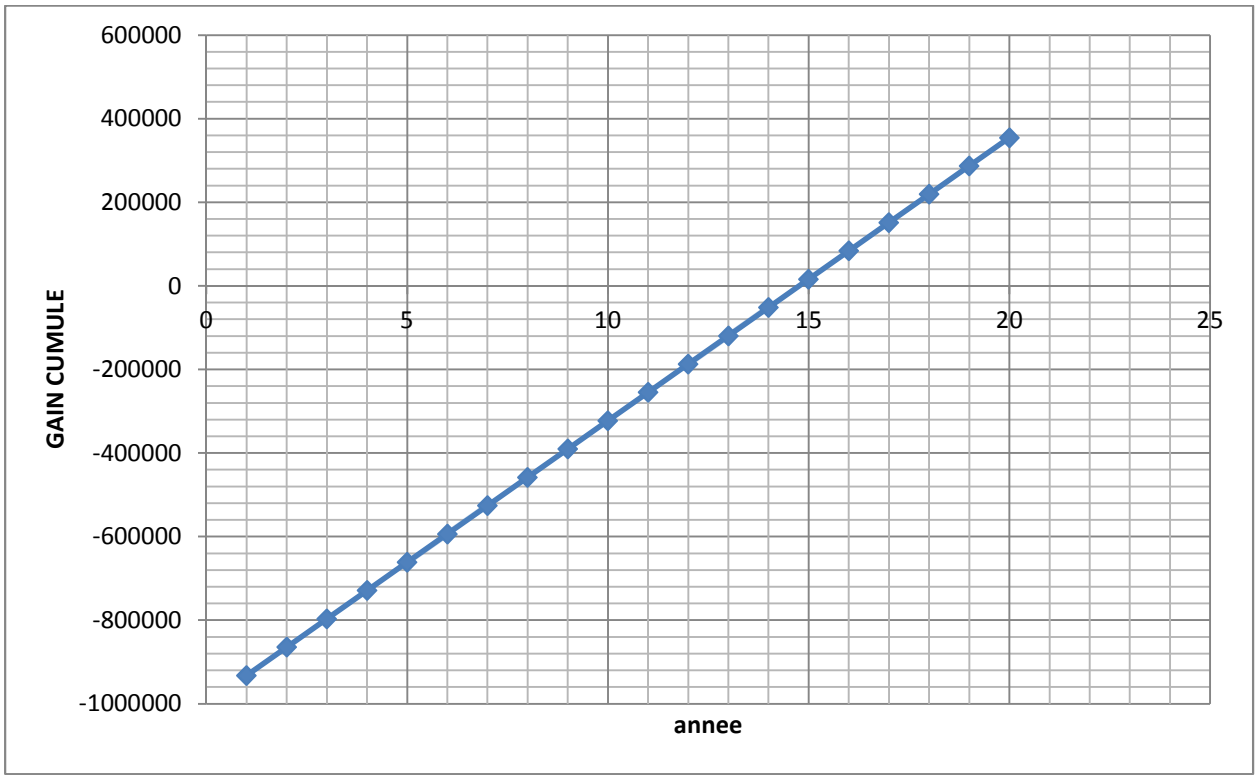


FIGURE IV.19 : schéma de la rentabilité du système PV raccordée au réseau

Nous remarquons que c'est à partir de 16 ans que l'installation devient rentable et au bout de 20 ans l'utilisateur peut faire un gain de plus de 400000 de dinar algérien. Le tableau IV.18 permet d'y voir plus claire.

Coût global annuel	Gain cumulé	Nombre d'année
67726,39	-932273,61	**1**
67726,39	-864547,22	**2**
67726,39	-796820,83	**3**
67726,39	-729094,44	**4**
67726,39	-661368,05	**5**
67726,39	-593641,66	**6**
67726,39	-525915,27	**7**
67726,39	-458188,88	**8**
67726,39	-390462,49	**9**
67726,39	-322736,1	**10**
67726,39	-255009,71	**11**
67726,39	-187283,32	**12**
67726,39	-119556,93	**13**
67726,39	-51830,54	**14**
67726,39	15895,85	**15**
67726,39	83622,24	**16**
67726,39	151348,63	**17**
67726,39	219075,02	**18**
67726,39	286801,41	**19**
67726,39	354527,8	**20**

TABLEAU IV.18 : La rentabilité de l'installation PV raccordée au réseau.

IV .10 : comparaison entre le système autonome et relie au réseau :

Apres la simulation des systèmes PV, on faire une comparaison être les résultats au niveau du cout de l'énergie le tableau IV.19 résume cette comparaison :

Cout de l'énergie	autonome	Relie au réseau Avec besoins	Relie au réseau Son besoins
Energie utilise	**15,6 MWh /AN**	**7412 KWh/AN**	**/**
Energie vendue Au réseau	**Energie en excès : 13,8 MWh/AN**	**20249 KWh/AN**	**27,7 MWh/AN**
Cout annuel	**591219 DZ/AN**	**-67688 DZ/AN**	**-67688 DZ/AN**
Cout de l'énergie	**37,8 DZ/KWh**	**-2,45 DZ/KWh**	**-2,45 DZ/KWh**
Investissement brut	**64068866 DZ**	**-733511 DZ**	**-733511 DZ**

TABLEAU IV.19 : le cout de l'énergies entre les systèmes PV

Conclusion :

Ce chapitre s'est essentiellement porté sur le dimensionnement de bâtiment
au wilaya de Médéa les résultats basé sur le logiciel PVsyst. Une comparaison des résultats du dimensionnement a été faite entre le système autonome et relie au réseau.

Conclusion générale :

Les travaux présentes dans ce mémoire concernent l'étude des systèmes photovoltaïques relies au réseau électrique basse tension de production d'énergie électrique pour l'alimentation électrique d'un bâtiment résidentiel. C est dans l'objectif d'étude technique et économique de tels système que ces travaux s'inscrivent.les système raccordes au réseau permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public et dans certains cas de lui renvoyer l'énergie excédentaire .dans certains cas ; le service public pourrait créditer l'énergie retournée au réseau. Etant donne que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même ; les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins qu'on veuille une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité.

D'après l'analyse faite sur le raccordement de ces systèmes au réseau électrique engendre un profit énergétique considérable (présence permanente d'énergie électrique) .le réseau électrique se comporte comme un moyen de stockage de l'énergie photovoltaïque. Avec la fluctuation du prix de pétrole et l'épuisement de ses ressources ; les systèmes photovoltaïques d'énergie le solaire constituent l'avenir prometteur des technologies d'énergie pour les collectivités de Algérie.

Aujourd'hui il n'existe pas de pays disposant de ressources encore mobilisables qui ne se préoccupe pas de développer son cadre énergétique des lors que tout développement est étroitement lié a l'indépendance énergétique. C'est a dire que le défi de l'autosuffisance énergétique set un enjeu de taille .pour contribuer a la solution aux problèmes d'énergie, il est intéressant de développer des sources décentralisées de ces énergie .dans la recherche de telles solutions, les systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique étudiés ici pourront constituer un moyen très économique pour l'approvisionnement en énergie.

Références bibliographies

[1] BELHADJ, Mohammed. *Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*. Mémoire de Magister, Microélectronique –Photovoltaïque. Bechar : Centre Universitaire de Bechar, institut des sciences exactes, 2008. 69 p.

[2] YACINE, Fouad. *Étude des nouvelles générations de cellules photovoltaïques.* Mémoire de Magister, Rayonnement et Matière. Oran : Université Des Sciences et de le Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf(USTO.MB), 2011, 71 p.

[3] BENKHELIFA, Abdelaziz. *Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur.* Mémoire de Master. Génie chimique. Ouargla : Université Kasdi Merbah Ouargla, 2012, 52 p.

[4] AMY DE LA BRETEQUE, Emmanuel. *Étude du comportement thermique de modules photovoltaïques en vue de la prédiction de leur production électrique sur site.* Thèse de doctorat, Physique, Modélisation et Sciences pour l'Ingénieur. Provence : l'Université de Provence Institut des Systèmes Thermiques Industriels UMR 6595, 2006, 275 p.

[5] Anil Kalyanpur, Marc-Etienne Mercadier, Philippe Blanc. Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique, profil de répartition et volatilité. Environnement et Technique, 2013, pp.54-59. <hal-01184854>

[6] ZAABTA Zakaria, ZAABTA Abdallah. *Dimensionnement et installation d'un système photovoltaïque autonome*. Mémoire de Master. Energie solaire photovoltaïque. Sidi Bel Abbès : Université DjillaliLiabès de Sidi Bel Abbès, 2015, 175p.

[7] ZOUACHE Foudil. *Étude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïque.* Mémoire de Magister. Electronique, Instrumentation. Constantine : Université de Mentouri Constantine, 2009, 80 p.

[8] HASNI Hadjèr. *Caractérisation automatisée d'une cellule solaire.* Mémoire de Master. Physique, Physique Photovoltaïque. Biskra : Université Med Khider Biskra, 2014, 73 p.

[9] ALAIN Ricaud. *Gisement solaire et transferts énergétiques.* Master Energies Renouvelables. Cergy-Pontoise 79p

[10] HARIZ, Abdelkader Abdelhafid. *Etat de l'Art sur les Energies Solaire et Eolienne en Algérie.* Mémoire de Magister. Génie Mécanique, Énergétique. Biskra : Université Mohamed Khider Biskra, 2010, 186 p.

[11] MAHDI Khaled. *Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique.* Mémoire de Magister. Physique, énergies renouvelables. Constantine : Université Mentouri Constantine, 2008.115 p.

[12] MULTON Bernard. *L'énergie sur la terre : analyse des ressources et de la consommation. La place de l'énergie électrique.* Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan. 1998. 10p

[13] BOUREZG Sabiha-Dellîli. *Les opportunités de la technologie CSP « concentratingsolar power » dans la génération d'électricité renouvelable en Algérie.* Mémoire de Magister. Economie de l'énergie, Boumerdes : Université M'hamedBougara-Boumerdes, 2013. 172p

[14] LOUAZENE, Mohamed Lakhdar. *Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla.* Mémoire de Magister. Maîtrise d'Energie, Batna : Université El hadj Lakhdar-Batna, 2008, 93 p.

[15] BENBOUZA, Chaouki. *Production et performance des capteurs hybrides (PV/T) à eau intégrés dans le bâtiment-cas de l'Algérie.* Mémoire de Magister. Thermique du bâtiment et réfrigération, Constantine : Université Constantine1, 2014, 116 p.

[16] BEN GUEHZA, Mohammed Lahkdar. *Impact de l'espace entre les deux vitrages sur le rendement d'un capteur solaire.* Mémoire de Magister. Physique, Energétique, Ouargla Université de KasdiMerbah Ouargla, 2009, 174 p.

[17] NIA, Mohamed. *Etude comparative des méthodes d'estimation du rayonnement solaire.* Mémoire de Magister. Energétique et Mécanique des Fluides. Sétif : Université Ferhat Abbas – Sétif, 2010, 97 p.

[18] BOUDEN, Abdelmalek. *Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque.* Mémoire de Magister. Instrumentation, Composants

électroniques et systèmes. Constantine : Université Mentouri de Constantine, 2008, 102 p.

[19] MANSOUR Salaheddine. *Etude de Dimensionnement optimal d'une station solaire autonome en site isolé.* Mémoire de Master. Physique énergétique et matériaux. Tlemcen : Université Abou BekrBelkaid, 2014, 122 p.

[20] ZINAI Nouzha. *Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes.*Mémoire de Master, Energie solaire photovoltaïque. Sidi Bel Abbès : Université DjillaliLiabes de Sidi Bel Abbès, 2012. 67 p

[21] H. Mathieu, *Physiques des semi-conducteurs et composants électroniques*. Masson 4ème Edition 1998.

[22]Article de A.Schlattl, H.Paternò, *The age of the Sun and the relativistic corrections.* 2002.

[23]H. Neckel, D. Labs, *The solar spectrum between 0.33 and 1.25 mm*.Solar Physics 90. pp. 25-258 1984.

[24]M. Dahbi. *Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome.* Mémoire de magister, option physique énergétique 2007.

[25]M. ORGERET. *Les piles solaires le composant et ses applications.* Edition Masson, 1985.

[26]Etienne Klein. *Sous l'atome les particules*. Collection Dominos, Edition Flammarion 1996.

[27]S.Petibon. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Revue Photon International (Décembre 2010). Toulouse : Thèse de doctorat de l'université de Toulouse 2009.

[28]T.Fogelman, *Manuel d'installation et d'utilisation de systèmes photovoltaïques pour les pays en développement*, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie (AFME).

[29]SARR Aminata., *Simulation du système hybride Photovoltaïque*. Mémoire de doctorat Canada 1998.

[30]BENSEDDIK Othmane, DJALOUD Fathi. *Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque.* Mémoire de Master, Génie

électrique et électronique. Ouargla : Université Kasdi Merbah- Ouargla, 2012. 65 p

[31] N. Achaibou,A Malek , N Bacha *Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV* ; N. spécial (CHEMSS), pp 61-66,2000.

[32] NADJIB Brahami Mohammed « *réalisation d'une unité de production d'énergie électrique solaire pour site isole* » université DJILLALI LIABES DE SIDI BEL ABBES 2015

[33]*batterie and charge control in stand-Alone photovoltaiquesustems fundamentals Application*J.Dunlop&P.E Sandia National laboratories,January

[34] *accumulateur-électrique.*Grandeencyclopédie librairie Larousse 1983 Http//www.esigge.ch/reche98/batterie/explicationd.html

[35] types d'accumulateur https://fr.wikipedia.org/wiki/Batterie_d'accumulateurs

[36]batterie plomb acide https://fr.wikibooks.org/wiki/Batterie-plomb

[37] ABBASSEN Lyes. *Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque*. Mémoire de Magister, Machines électroniques. Tizi Ouzou : université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2011. 136 p.

[38] SINGO AkassewaTchapo. *Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome.* Thèse de Doctorat, Génie Electrique. Nancy : Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010. 133 p.

[39] G. LEBOYER, A. GIRODET, and J.-C. V. BOUNEZOU, "*Les postes THT / HT," Système d'énergie électrique-Guide de référence ;* ELEC *International symposium*, p. 37, 1998.

[40]Parafoudres soulé Gamme proM compact ® 1TXH000012C0302 - Édition janvier 2015

[41] M. Alti NADJIM, *Contribution à l'étude de performances électriques des parafoudres synthétiques sous tension alternative.* Mémoire de Magister, Réseaux électriques. Sétif : université Ferhat Abbas — Sétif. 2012. 79 p.

[42] BOUZID Allal El Moubarek, AZIZI Mohammed. *Dimensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme, Étude de l'onduleur triphasé lié à cette application.* Mémoire d'Ingénieur d'état,

Électrotechnique.Oran :Université des Sciences et de la Technologie d'Oran « Mohamed Boudiaf »2008.126 p

[43]www.PVGIS-SOLAR.com

[44]www.solarwold.fr

[45] www.franch.wunderground.com

[46] AMARA Karima. *Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution moyenne tension*. Mémoire de Magister, Microélectronique. Tizi Ouzou : Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2015. 84 p

[47] B. Bouzidi, A. Malek et M. Haddadi. Rentabilité économique des systèmes de pompage photovoltaïques.Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3 (2006) 187 – 197

Gisement solaire du lieu :
Nous avons évoqué le thème du gisement solaire dans le chapitre I, nous nous concentrons cette fois-ci sur la quantité d'énergie solaire reçue dans la ville Médéa plus précisément au niveau de notre bâtiment. Pour procéder la détermination de cette énergie, nous avons utilisé le modèle mathématique de Lui &Jordan :

Modèle de LIU JORDAN :
Le modèle mathématique de LIU JORDAN permet d'estimer le rayonnement solaire global sur un plan incliné quelconque connaissant ses coordonnées géographiques. Un code de calcul en **Matlab** a été réalisé pour le calcul du rayonnement solaire (voir annexe). Ce rayonnement est égal à la somme de trois rayonnements : direct, diffus et réfléchi, le modèle est décrit comme suit :

$$G = S_h R_b + d\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + (S_h d_h)\rho(\frac{1-\cos\beta}{2})$$

L'irradiation directe est exprimée par :

$$S = S_h R_b$$

Où R_b est le facteur d'inclinaison du rayonnement direct :

$$R_b = \frac{\cos(L-\beta)\cos\delta\cos\omega + \sin(L-\beta)\sin\delta}{\cos L\cos\delta\cos\omega + \sin L\sin\delta}$$

Les deux composantes du rayonnement horizontal sont exprimées par les formules suivantes et d'après le modèle de PERRIN DE BRICHAMBEAUT :

$$S_h = A\sin h\, exp\left[\frac{-1}{C\sin(h+2)}\right]$$

$$d_h = B(\sin h)^{0,4}$$

Les coefficients A, B et C sont des constantes qui tiennent compte de la clarté du ciel, ils sont notés dans le tableau ci-dessous :

Nature du ciel	A	B	C
Ciel très clair	1300	87	6
Ciel moyen	1230	125	4
Ciel pollué	1200	187	5

Calcul de l'irradiation solaire par le modèle de LIU JORDAN

```
Close all
Clear all
clc
%B=0.05 en zone rurale;
%B=0.1 en zone urbaine;
```

```
%B=0.2 en zone industrielle ou polluée;
j=input('donner le nombre de jour j,j=');
B=input('donner le coefficient de trouble atmosphérique B,B=');
phi=input('donner la Latitude phi,phi=');
betai=input('donner linclinisant de capteur betai,betai=');
Tamb=input('donner la température ambiante Tamb [K],Tamb=');
 delta=23.45*sin((0.98*(j+284))*pi/180);%la déclinaison
 Tc=0.0552*(Tamb)^(1.5);% température
Pv=exp((20.3182-(2795/Tc)-3.868*log10(Tc))*log(10));% la pression partielle de vapeur d'eau
exprimée en (mmHg)
TLS=2.4+14.6*B+0.4*(1+2*B)*log(Pv);% facteur de trouble de linke.
wc=(acos(-tan(phi*(pi/180))*tan(delta*(pi/180))))*(180/pi);% l'angle horaire au lever du soleil.
TSl=12-(wc/15);%l'heure solaire au lever du soleil
d=2*wc/15;% durée d'insolation.
TSc=TSl+d;%l'heure solaire au couché du soleil.
k=1;
TS=TSl;
while TS<TSc
   w=15*(TS-12);% angle horaire
h=asin(sin((phi)*pi/180)*sin((delta)*pi/180)+cos((phi)*pi/180)*cos((delta)*pi/180)*cos(w*(pi/1
80)));
D=54.8*sqrt(sin(h))*(TLS-0.5-sqrt(sin(h)));% rayonnement diffus.h
S=(1370*exp(-TLS/(0.9+9.4*sin(h))))*sin(h);% rayonnementdirect.h
I=acos(sin((phi-betai)*pi/180)*sin((delta)*pi/180)+cos((phi-
betai)*pi/180)*cos((delta)*pi/180)*cos(w*pi/180));%le flux reçu(éclairement)w/m2 sur un plan
   ES1=D+S;% rayonnement globale.h
Rs=(cos(I)/sin(h));%facteur d'inclinaison du flux direct
   R=((1-(D/ES1))*Rs)+((D/ES1)*(1+cos(betai)/2))+(B*(1-cos(betai)/2));%facteur d'inclinaison
du flux
   ES(k)=R*ES1;%flux globale incliné reçu par un plan
T(k)=TS;
```

```
   k=k+1;
   TS=TS+(1/60);
end
plot(T,ES,'--')
moy=mean(ES)
```

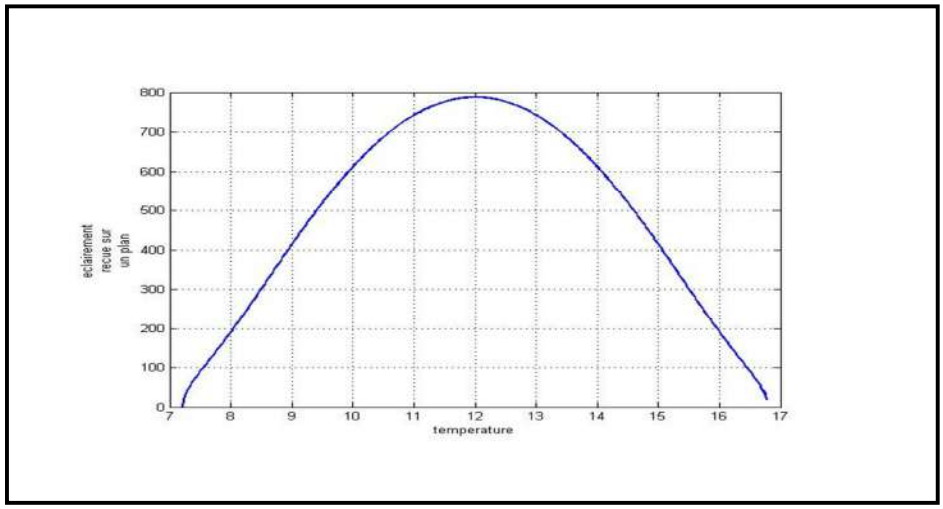


FIGURE : éclairement de Médéa pour le 1^{ere} jour

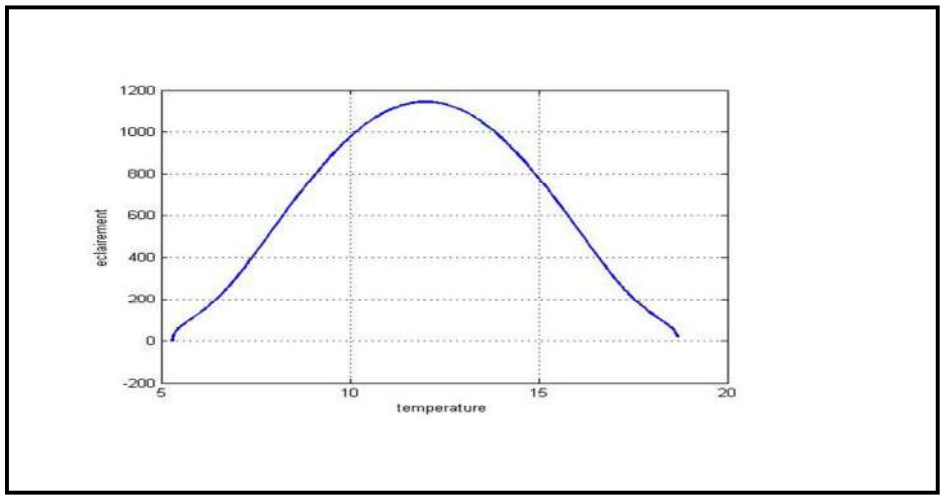


FIGURE : éclairement de Médéa pour le 120^{eme} jour