République Algérienne Démocratique etPopulaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de

La Recherche Scientifique

Université Dr. Yahia Farés de Médéa

FACULTE DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique

Mémoire de Fin d'Etude Master 2
En Génie Électrique

Option : Energies Solaire et éolienne

Thème

Analyse Technico-Economique d'une Centrale Photovoltaïque Reliée au Réseau Electrique 1.2 MW Boughezoul/Ksar El Boukhari/Médéa

Présenté par

- **BESSERI Redhouane**
- **YOUSFI Ahcène**

Proposé et dirigé par : M^er^ Ferrai Ahmed

Promotion 2017

Remerciements

J'adresse tout d'abord nos remerciements les plus sincères, au Dr. FERRAY Ahmed, qui a très volontiers accepté d'être le promoteur de ce projet. Sa grande connaissance dans le domaine, ainsi que son expérience, ont joué un rôle important dans la conception de ce travail.

Nos remerciements s'adressent également à l'équipe Condor, Mr BENAMARA Toufik, le Directeur de l'unité de Condor Bordj Bou Arreridj et Mr SEBAA Billel, le chef du projet de la Centrale Photovoltaïque 1.2 MW Boughezoul/Ksar El Boukhari/Médéa. Leurs judicieux concours, dans les différentes étapes du projet, ont contribué grandement à l'élaboration de ce travail.

J'associe volontiers, les Drs. HASSANI Djamel, HANINI Noureddine Et HOUASIN Hamza dans l'expression de nos reconnaissances, pour leurs supports dans l'étude et l'analyse statistiques des données récoltées, ainsi que le Dr. BOUHADA Mounir pour sa collaboration amicale.

A tous ceux qui ont contribué à ce travail.

DEDICACE

Je dédie ce travail de fin d'études à :

· Mes parents, grâce à leur collaboration, qui mon inscrit à l'école et m'ont soutenu au prix de sacrifices inoubliables ;

· Ma femme et mes trois filles Djazzia, Ibtissem et Hadile, qui m'ont soutenu au prix de mille et une privations dans mon engagement pour le développement ;

· Mes chères sœurs, Dalila et Souad, pour leurs soutiens et encouragements ;

· Mes nièces Neïla et Mounia, ainsi que mon neveu Akram qui m'ont appris le sens de la vie ;

. Mon collaborateur le plus proche qui, avec son sens de l'humain, est pour moi un soutien inestimable ;

. Mon cher collègue de travail, HAMZA Omar.

· A toutes les africaines et tous les africains conscients de l'urgence de changement de mentalité pour le développement du continent ;

BESSERI Redhouane.

DEDICACE

Je dédie ce travail de fin d'études à :

· Mes parents, grâce à leur collaboration, qui mon inscrit à l'école et m'ont soutenu au prix de sacrifices inoubliables ;

·Ma femme et mes quatre enfants Zakaria, Sérine, Mohamed Amine et Lina, qui m'ont soutenu au prix de mille et une privation dans mon engagement pour le développement ;

· Mes chères sœurs et frères, pour leurs encouragements ;

. Mon collaborateur le plus proche qui, avec son sens de l'humain, est pour moi un soutien inestimable ;

. Mes chers collègues de travail, BENHADJER Tayeb, GHRABLI Sid Ahmed, SKENDER Bachir, LAKHAL Mokhfi, BENOUARED Djafer.

YOUSFI Ahcène.

Résumé

ملخص

يمكن للحل الكهروضوئي، سواء كان مستقلا أو متصلا بشبكة الكهرباء، أن يساهم بشكل كبير في توازن الطاقة، من الناحية الاقتصادية، يبقى هذا الحل مكلفا، على الرغم من ميل أسعار الخلايا الشمسية إلى الانخفاض. هذا الهدف من خفض التكاليف من خلال التحجيم الأمثل للنظام وإدارة الطاقة الكافية اخترنا نظام تحويل الطاقة الضوئية دون نظام تخزين مع بيانات واقعية التحجيم الأرصاد الجوية من موقع واحد من القياس التي اعتبرناها هو نفس موقع الإنتاج، استنادا إلى تاريخ من أشعة الشمس ودرجة الحرارة في السنوات الأخيرة (2010-2012) للتأكد من أن وظيفة الارتباط (موقع القياس / موقع الإنتاج) محددة بشكل جيد. بعد دراسة المفاهيم المختلفة لتكنولوجيا الخلايا الشمسية، ونحن مهتمون في النموذج العملي التي يشيع استخدامها من قبل كوندور مع نموذج CEM320M-72 مع ثلاثة الثنائيات باي باس، تم تطوير الخصائص الرئيسية تحت إضاءة مختلفة ودرجات الحرارة عن طريق المحاكاة في البيئة مع PVSYST 6.43، وهذا الأخير يؤثر بقوة على كفاءة تحويل الطاقة. وهكذا قمنا بتطوير دراسة النموذج العام المقترح مع كل هذه العناصر من التحويل، والتي تتكون من، مجموعات الكهروضوئية، ومحول AC/DC (بف ثلاث مراحل العاكس) نوع بس 800-57-1000 من الشركة المصنعة ABB التي أن يكون الجهد الناتج أقرب إلى الجيبية من تلك التي تنشأ من العاكس التقليدي، من أجل ضمان للمستهلك نوعية واستمرارية الخدمة. وقد شوهد أن العاكس يسلم الجهد التضمين، وهذا هو السبب في أننا اقترحنا أيضا تحسين النظام، ثم يتم الحصول على الجهد عند إخراج هذا الجهاز التي يمكن استخدامها لشبكة متصلة والتي يمكن حقنها في وشبكة توزيع الجهد المنخفض العامة. وقد تم إجراء تحليل اقتصادي لنظام إنتاج الشبكة لدينا.

وتستند دراستنا على عرض نتائج المحاكاة من محطة توليد الطاقة الكهروضوئية 1.2 ميغاواط مترابطة لشبكة الكهرباء في مدينة بوغزول الجديدة، وذلك باستخدام واحدة تكنولوجيا الكريستال السيليكون وحدة مع ثلاثة بدائل:

- 1 البديل: التوزيع مع 01 مجال الكهروضوئي
- البديل الثاني: التوزيع مع 03 تحت الحقول الكهروضوئية
- البديل الثالث: التوزيع مع 05 تحت الحقول الكهروضوئية

ووفقا لشركة توزيع الكهرباء والغاز لمديرية المدية (سابقا سونلغاز) بشأن تقسيم الشبكة الكهرباء، تنتمي منطقة بوغزول إلى منطقة كهرباء قصر البخاري، التي تنتمي بدورها إلى مديرية التوزيع المدية.

Résumé

Abstract

The photovoltaic solution, whether autonomous or connected to the electricity grid, can contribute significantly to the energy balance, from an economic point of view, this solution remains costly, despite the tendency of the prices of solar cells to decline. This goal of cost reduction through optimal system sizing and adequate energy management we have chosen a photovoltaic energy conversion system without a storage system with realistic meteorological sizing data from one Site of measurement that we considered it is the same production site, based on a history of sunshine and temperature in recent years (2010-2012) to ensure that the correlation function (site of measurement / production site) is well identified. After studying the different concepts of solar cell technology, we are interested in the practical model commonly used by Condor with a CEM320M-72 model with three bay-bass diodes, the main characteristics under different illuminations and temperatures were developed by simulation in the environment with PVSYST 6.43, the latter strongly influencing the conversion efficiency of energy. Thus we have developed the study of the general model proposed with all these elements of conversion, which is constituted by, a GPV, a DC / AC converter (PV three-phase inverter) type PVS 800-57-1000 of the manufacturer ABB whose To have an output voltage closer to the sinusoid than that originating from the conventional inverter, in order to assure the consumer a quality and continuity of service. It has been seen that the inverter delivers a modulated voltage, which is why we have also proposed the improvement of the system, a voltage is then obtained at the output of this device that can be used for a connected network and that can be injected into the network Low-voltage distribution public. An economic analysis was done for our network production system.

Our study is based on a presentation of the simulation results of a 1.2 MW PV power plant interconnected to the power grid at the new Boughezoul city, using a single crystal silicon module technology with three variants:
- 1st variant: Distribution with 01 PV field
- 2nd variant: Distribution with 03 under PV fields
- 3rd variant: Distribution with 05 under PV fields

According to the electricity and gas distribution company of Médéa (Ex. Sonelgaz) concerning the decomposition of the electricity grid, the Boughezoul region belongs to the Electricity District of Ksar El Boukhari, which in turn belongs to the management of distribution of Medea.

Résumé :

La solution photovoltaïque que ce soit autonome ou connecté au réseau électrique, peut contribuer de manière significative au bilan énergétique, d'un point de vue économique, cette solution reste couteuse, malgré la tendance de baisse des prix des cellules solaires, c'est dont cet objectif de diminution du coût par un dimensionnement optimal du système et une gestion adéquate de l'énergie que nous avons choisi un système de conversion d'énergie photovoltaïque, sans système de stockage, avec des données de dimensionnements météorologiques réalistes à partir d'un site de mesure que nous l'avons considéré c'est le même site de production, et cela à partir d'un historique d'ensoleillements et de températures des dernières années (2010-2012) afin de s'assurer que la fonction de corrélation (site de mesure /site de production) est bien identifier. Après l'étude des différents concepts de la technologie des cellules solaire ne nous sommes intéressés au modèle pratique communément utilisé par Condor avec un modèle CEM320M-72 à trois diodes bay-bass, les caractéristiques principales sous différents éclairements et températures ont été développés par simulation dans l'environnement par PVSYST 6.43, ces derniers influents fortement sur le rendement de conversion d'énergie. Ainsi nous avons développés l'étude du modèle générale proposés avec tous ces éléments de conversion, qui y est constituée par, un GPV, un convertisseur DC/AC (onduleur de tension triphasés) type PVS 800-57-1000 du fabricant ABB dont le but d'avoir une tension de sortie plus proche de la sinusoïde que celle issue de l'onduleur classique, afin d'assurer au consommateur une qualité et continuité de service. On n'a vu que L'onduleur délivre une tension modulée, c'est pourquoi nous avons proposé aussi l'amélioration du système, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pour un réseau connecté et pouvant être injectée dans le réseau public de distribution basse tension. Une analyse économique a été faite pour notre système de production avec réseau.

Notre étude est basée sur une présentation des résultats de simulation d'une centrale PV d'une puissance de 1.2 MW interconnectée au réseau électrique à la nouvelle ville Boughezoul, en utilisant une technologie de modules au silicium monocristallin avec trois variantes :

- 1er variante : Répartition avec 01 champ PV
- 2ème variante : Répartition avec 03 sous champs PV
- 3ème variante : Répartition avec 05 sous champs PV

D'après la société de distribution de l'électricité et du gaz de Médéa (Ex. Sonelgaz) concernant la décomposition du réseau Electrique, la région de Boughezoul appartient au District Electricité de Ksar El Boukhari, qui est de son tour appartient à la direction de distribution de Médéa.

Sommaire

Chapitre I : Généralités sur l'énergie Solaire photovoltaïque.

I.1.Introduction :……1

I.2.L'énergie solaire :……1

I.3.Principes de calcul de l'énergie solaire :……1

I.3.1.La latitude ϕ :……1

I.3.2.La longitude ψ :……2

I.3.3.L'altitude : ……2

I -4-Détermination de la direction du soleil :……2

I-4-1.Coordonnéshorizontales :……3

I.4.2.Coordonnées équatoriales :……4

I.5.Détermination de la position d'un plan quelconque :……5

I.6.Temps solaires :……6

I-6-1-Temps solaire moyen :……6

I -6-2-Temps solaire vrai :……6

I-6-3-Équation du temps :……7

I -6-4-Temps universel TU :……8

I-6-5-Temps légal TL :……8

I.7. La durée et le taux d'insolation :……9

I.8. Notions préliminaires sur le rayonnement solaire :……10

I.8.1. Rayonnement direct :……10

I.8.2. Rayonnement diffus:……10

I.8.3. Rayonnement réfléchi :……10

I.8.4. Rayonnement global :……10

I.9. Terminologie « photovoltaïque » - les dates importantes :……11

I.10. Cellules photovoltaïques :……12

I.10.1. Type des cellules photovoltaïques :……12

I.10.2. Principe de fonctionnement d'une cellule au silicium cristallin :……15

I.11. Module photovoltaïque :……17

I.12. Panneau photovoltaïque :……18

I.13. Modélisation d'une cellule photovoltaïque :……18

I.13.1. Modèle de cellule :……18

I.13.2. Propriétés du panneau photovoltaïque en générateur :……22

I.14. Influence de l'éclairement et de la température……25

I.14.1. Influence de l'irradiation :……25

I.14.2. Influence de la température :……25

I.15. Conclusion :……26

Chapitre II : Les Constituants des systèmes photovoltaïques

II.1.Introduction……27

II.2. Les centrales solaires……27

II.3. Les composants d'une centrale photovoltaïque……27

II.3.1.Les panneaux solaires (capteurs)……28

II.3.2. Les types de panneaux……30

II.3.3. Les systèmes de stockage……31

II.3.3.1. Les caractéristiques principales d'une batterie ……31

II.3.3.2. Types d'accumulateurs ……33

II.3.4.Système de régulation……36

II.3.5. La diode anti-retour/diode By-pass……40

II.3.6. Système de conversion……41

II.3.7 La Charge……..45

II.4. Dimensionnement d'un champ PV [27]……..46

II.5. Les différents types de systèmes photovoltaïques……..47

II.5.1.Système autonome……..47

II.5.2.Système hybride……..47

II.5.3.Systèmes raccordés au réseau……..48

II.6. Comparaison des systèmes photovoltaïques :……49

II.7. Principe de raccordement :……..50

II.8. Eléments d'une installation PV……..51

II.9.Les pertes dans le système PV [34].....51

II.10. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque :……..54

II.11. Avantages et inconvénients d'une installation PV :……..56

II.12. Conclusion :……..57

Chapitre III : Dimensionnement d'Une Centrale PV Raccordée Au Réseau -Aspects Technique Et Economique -

III.1. Introduction ……..58

III.2. Dimensionnement d'une centrale PV……..58

III.2.1 Présentation de logiciel de simulation PVSYST……58

III.3. Site d'implantation ……..62

III.3.1. Données géographiques ……63

III.3.2. Données météorologiques ……63

III.3.3. Trajectoire du soleil ……..64

III.3.4. Simulation d'une centrale PV de puissance 1.2 MW avec
Le logiciel PVSYST 65
III.3.4.1. Orientation des modules PV 65
III.3.4.2. Schéma de la centrale PV 66
III.4. Paramètres de simulation 67
III.4.1. Caractéristiques du module PV (Annexe A) 67
III.4.2. Caractéristiques de l'onduleur (Annexe B) 67
III.4.3. Répartition avec 1 champ PV (annexe C) 68
III.4.4. Répartition avec plusieurs sous-champs PV
03 sous champs (annexe D) 69
III.4.5. Répartition avec plusieurs sous-champs PV
05 sous champs (annexe E) 71
III.5. Résultats de simulation Technique 74
III.5.1 Résultats de simulation avec 1 champ PV.....74
III.5.2. Résultats de simulation avec 3 sous-champs PV 82
III.5.3. Résultats de simulation avec 5 sous-champs PV 90
III.6. Résultats de l'Evaluation Economique 99
III.6.1. Résultat de l'Evaluation Economique avec 1 champ PV 99
III.6.2. Résultat de l'Evaluation Economique avec 3 sous-champs PV.....100
III.6.3.Résultat de l'Evaluation Economique avec 5 sous-champs PV 101
III.7. Conclusion 102

Liste des figures

Figure (I.1) : Repérage d'un site sur la surface terrestre 2

Figure (I.2) : Coordonnées horizontales 3

Figure (I.3) : Coordonnées équatoriales.....4

Figure (I.4) : Variation de la déclinaison en fonction du jour de l'année.....5

Figure (I.5) : Paramètres du capteur.....6

Figure (I.6) : Variation de l'équation de temps en fonction du jour de l'année.....8

Figure (I.7) : Rayonnement solaire.....11

Figure (I.8) : Structure d'une cellule photovoltaïque…….....16

Figure (I-9) : Caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque……....16

Figure (I.10) : Câblage des cellules dans un module.....17

Figure (I.11) : Panneau photovoltaïque 18

Figure (I.12) : Schéma équivalant d'une cellule photovoltaïque.....19

Figure (I.13) : Ensemble de cellules composé d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2cellules en série.....22

Figure (I.14) : Caractéristiques I(V) d'une cellule et du groupement de cellules 23

Figure (I.15) : Caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule.....24

Figure (I.16) : Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'irradiation.....25

Figure (I.17) : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la Température.....25

Figure (II.1) : Schéma général d'une installation photovoltaïque…….28

Figure (II.2) : Panneau solaire [13]…….....28

Figure (II.3) : Boite de dérivation [13]……..29

Figure (II.4) : Panneaux photovoltaïques orientables…….....30

Figure (II.5) : Panneaux photovoltaïques fixes…….…….30

Figure (II.6) : Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire…….....31

Figure (II.7) : Caractéristique charge et décharge d'une batterie [22]……....32

Figure (II.8) : Construction d'une batterie monobloc [17]……..34

Figure (II.9) : Les Accumulateurs au Nickel-cadmium [17]……...36

Figure (II.10) : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [19]……37

Figure (II.11) : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [19]…….38

Figure (II.12) : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur [22]…….39
Figure (II.13) : un panneau solaire déconnecté……..40
Figure (II.14) : trois panneaux solaires déconnectés……...41
Figure (II.15) : Onduleur modulaires……..44
Figure (II.16) : Onduleurs centralisés……..44
Figure (II.17) : classification des onduleurs PV connectés au réseau [30]……..45
Figure (II.18) : Système photovoltaïque avec stockage [24]……...47
Figure (II.19) : Système d'alimentation autonome hybride
Photovoltaïque/ groupe électrogène [25]…….48
Figure (II.20) : Système photovoltaïque raccordé au réseau [25]…….....48
Figure (II.21) : coffret de raccordement [31]……53
Figure (III.1) : Désignation du projet dans PVSYST ..……59
Figure (III.2) : Configuration du système dans PVSYST ……60
Figure (III.3) : Conditions de dimensionnement champ/onduleur
dans PVSYST ……...61
Figure (III.4) : Diagramme de pertes ……...62
Figure (III.5) : Trajectoire du soleil à Alger
(Lat.35.7° N, long. 2.9° E, alt. 683m) ……...65
Figure (III.6) : Positionnement des systèmes de panneaux PV
(plan incliné fixe) ……..66
Figure (III.7) : Schéma simplifié d'une centrale PV raccordée
au réseau (PVSYST) ……66
Figure (III.8) : Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance
du module à base de cellules au silicium monocristallin ……..67
Figure (III.9) : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur) ……...75
Figure (III.10) : indice de performance de la centrale PV……76
Figure (III.11) : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux ……..78
Figure (III.12) : distribution annuelle de l'irradiance incidente ……..79
Figure (III.13) : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV ……...79
Figure (III.14) : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV ……80
Figure (III.15) : Distribution de la tension du champ PV ……81
Figure (III.16) : Énergie utile produite par la centrale PV
(à la sortie de l'onduleur) ……83
Figure (III.17) : indice de performance de la centrale PV ……...84

Figure (III.18) : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux ……..86
Figure (III.19) : distribution annuelle de l'irradiance incidente ……..87
Figure (III.20) : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV ……..88
Figure (III.21) : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV ……89
Figure (III.22) : Distribution de la tension du champ PV ……...89
Figure (III.23) : Énergie utile produite par la centrale PV
(à la sortie de l'onduleur) ……...91
Figure (III.24) : indice de performance de la centrale PV ……..92
Figure (III.25) : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux ……94
Figure (III.26) : distribution annuelle de l'irradiance incidente ……95
Figure (III.27) : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV ……96
Figure (III.28) : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV ……...97
Figure (III.29) : Distribution de la tension du champ PV ……..98
Figure A.1 : Influence de la température sur la caractéristique I (V) ……103
Figure A.2 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V) ……...104
Figure A.3 : caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système ……...104
Figure B.1 : caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système ……105
Figure C.1 : configuration d'un système qui a un seule champ ……106
Figure D.1 : configuration avec 3 sous-champs sur PVSYST ……...107
Figure D.1 : configuration avec 5 sous-champs sur PVSYST ……...108

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Evènement notables dans l'histoire du photovoltaïque …….....12
Tableau I.2 : Les caractéristiques électriques de ce module
photovoltaique ''BP SX 150'' ……..... 24
Tableau III.1 : données géographiques du site de Boughezoul – Médéa ……..63
Tableau III.2 : Données météorologiques du site de BOUGHEZOUL-MEDA ……64
Tableau III.3 : Paramètres de simulation d'une centrale PV
(technologie silicium monocristallin) avec 1 champ PV ……..68
Tableau III.4 : Paramètres de simulation de 3 sous-champs
(technologie silicium monocristallin) ……70
Tableau III.5 : Paramètres de simulation de 5 sous-champs
(technologie silicium monocristallin) ……73
Tableau III.6 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV
Connectée au réseau ……..74
Tableau III.7 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière …….77
Tableau III.8 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée
au réseau avec 03 sous-champs ……..82
Tableau III.9 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière …….....85
Tableau III.10 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV
Connectée au réseau avec 05 sous-champs …….90
Tableau III.11 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière ……..93
Tableau III.12 : Evaluation Economique d'une centrale PV connectée
au réseau avec 1 champ PV …….99
Tableau III.13 : Evaluation Economique d'une centrale PV connectée
au réseau avec 3 sous-champs ……100
Tableau III.14 : Evaluation Economique d'une centrale PV
connectée au réseau avec 5 sous-champs ……...101

Liste des abréviations

TSV : est le temps solaire vrai.

TSM : est la différence entre le temps solaire moyen

Et : l'équation du temps

TU : Temps universel

TL : Temps légal

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

CIS : cuivre indium

CdTe : le tellure de cadmium

TiO2 : l'oxyde de titane

ZnO : l'oxyde de zinc

CdSe : le séléniure de cadmium

PV : photovoltaïque

VDR : protection parafoudre

FT : Facteur de transposition

PWM : régulateur avec pulse de modélisation (Pulse With Modulation)

MLI : Modulation en largeur d'impulsion

MPPT : le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire (Maximum Power Point Tracking)

AC : courant alternatif

DC : courant continu (CC).

UV : ultra violet

EArray : énergie produite par le champ photovoltaïque proportionnelle aux valeurs

GlobInc : énergie incidente

Pnom : puissance nominal

Ond. : Onduleur

Perf. : Performance

PVsyst : logiciel de dimensionnement.

Liste des Nomenclatures

φ : La latitude du lieu

ψ : La longitude

γ : La hauteur du capteur

α : Azimut du capteur

β : L'inclinaison

δ : La déclinaison

Isc : Courant de court-circuit (obtenu pour ***V=0***)

Vco : Tension en circuit ouvert (obtenu pour ***I=0***)

I : Courant fourni par la cellule.

V : Tension aux bornes de la cellule

I_D : Courant de diode.

Iph : Photo courant, dépendant de l'intensité de l'irradiation.

Ip : Le courant dérivé par la résistance parallèle.

I_0 : Courant de saturation de diode, dépendant de la température

Isc : Le courant de court-circuit de référence

Voc : La tension de circuit ouvert

V_T : La tension thermique

I_{SCR} : Courant de court-circuit de référence.

Rp : Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant

Rs : Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts

G : L'irradiation solaire en W/m2

q : Charge d'électron $1.602*10^{-9}$ C

K : Constante de Boltzmann $1.381*10^{-23}$ J/K

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

T : La température effective de la cellule en kelvin.

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

T_R : La température de référence, 298k (25°C).

Eg : L'énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV) pour le silicium poly- cristallin à 25°C

I_R : Le courant traversant la résistance R.

I_b : Le courant traversant la batterie.

Ip : Le courant provenant du champ PV.

Ie : Le courant délivré par le transistor.

I : Le courant traversant la diode Zener.

Pc : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

Ir : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m-2.jour-1).

Ec : Energie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur

Introduction Générale

Introduction générale :

L'énergie est l'un des moteurs de développement des sociétés, elle est aussi le pilier de l'économie moderne. Elle est l'étincelle qui permet l'accomplissement de toute activité humaine. Ses sources se sont diversifiées au cours du temps afin de satisfaire les besoins toujours en augmentation de l'industrie et des consommateurs.

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par l'ensemble de cellules dites photovoltaïques (PV), basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque, qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière (une énergie suffisante). La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules (PV) en série/parallèle donne lieu à un module photovoltaïque Bien que l'énergie photovoltaïque soit connue depuis de nombreuses années comme source pouvant produire de l'énergie électrique allant de quelques milli watts au mégawatt, elle reste encore à un stade peu connu et ne se développe pas encore dans de grandes proportions, notamment à cause des coûts trop élevés des capteurs. De plus, plusieurs problèmes techniques doivent être résolus pour amener ces systèmes à un degré de maturité suffisant pour en faire des produits industriels à part entière. Les problèmes concernent autant le matériau de conversion photovoltaïque, qui reste cher à synthétiser, que la chaine de conversion, qui présente beaucoup de pertes lors d'une utilisation mal adaptée. Il existe d'autres problèmes extérieurs comme la température, le site d'implantation et le problème d'ombrage. Plusieurs lois de commande spécifique ont été développées, permettant d'optimiser la production d'énergie photovoltaïque afin d'assurer un meilleur rendement de conversion.

C'est dans ce cadre que se situe actuellement un marché pour une nouvelle forme de générateurs photovoltaïques raccordés au réseau, qui sont la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain. En effet, les centrales PV raccordées au réseau permettent d'éviter le problème de stockage par batteries qui sont, de plus, très chères pour l'installation.
Dans ce cas, les surplus de production sont injectés dans le réseau qui agit comme un réservoir d'énergie. La diminution du coût des centrales photovoltaïques passe nécessairement par le choix d'une technologie adéquate aux besoins de l'utilisateur.

Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie. Une installation d'un système PV nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.

Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïque nécessaire, la quantité de batteries, le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

Le dimensionnement des centrales PV est donc nécessaire avant tout projet photovoltaïque. Les centrales PV sont classés selon leur puissance : les microcentrales ayant une puissance inférieure à 1MW et les grandes centrales (centrales diesel) avec une puissance supérieure à 1MW.

Dans ce travail, nous avons effectué le dimensionnement d'une centrale PV d'une puissance de 1.2 MW, interconnectée au réseau en utilisant le logiciel PVSYST (version 6.43) développé par l'université de Genève. Pour mener à bien ce travail, notre mémoire comporte trois chapitres :

Dans Le premier chapitre nous présentons premièrement la définition de l'énergie solaire suivie de la construction des cellules photovoltaïques. Puis nous nous intéressons à présenter le principe de fonctionnement. Enfin nous abordons les différents types des cellules photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté les centrales photovoltaïques en détaillant leurs composantes. Les critères de choix d'une centrale PV sont également présentés.

Dans le troisième chapitre, Nous avons ensuite présenté le logiciel PVSYST que nous avons utilisé pour le dimensionnement de la centrale PV raccordée au réseau, et détaillé les différentes pertes dans le système PV. Dans le quatrième chapitre, nous présentons les résultats que nous avons obtenus lors de la simulation d'une centrale PV de puissance 1.2MW, interconnectée au réseau.

Chapitre I
Généralités Sur l'Eenergie Solaire Photovoltaique

I.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous présentons premièrement la définition de l'énergie solaire suivie de la construction des cellules photovoltaïques. Puis nous nous intéressons à présenter le principe de fonctionnement. Enfin nous abordons les différents types des cellules photovoltaïques.

I.2. L'énergie solaire :

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (KWc /m^2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- L'énergie solaire thermique : qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.
- L'énergie solaire photovoltaïque : qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon [1].

I.3. Principes de calcul de l'énergie solaire :

Avant d'entrer dans le calcul de l'irradiation solaire, certains principes de base et définitions méritent d'être rappelés, notamment plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite (Figure I-1) [15]**.**

I.3.1.La latitude φ :

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

Φ varie de -90°à +90°

Tel que :

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

I.3.2.La longitude ψ :

Permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une ligne Nord-Sud de référence appelée le méridien Greenwich.

Ψ varie de -180° à +180°

Tel que :

$\psi > 0$ à l'est du méridien de Greenwich

$\psi < 0$ à l'ouest du méridien de Greenwich.

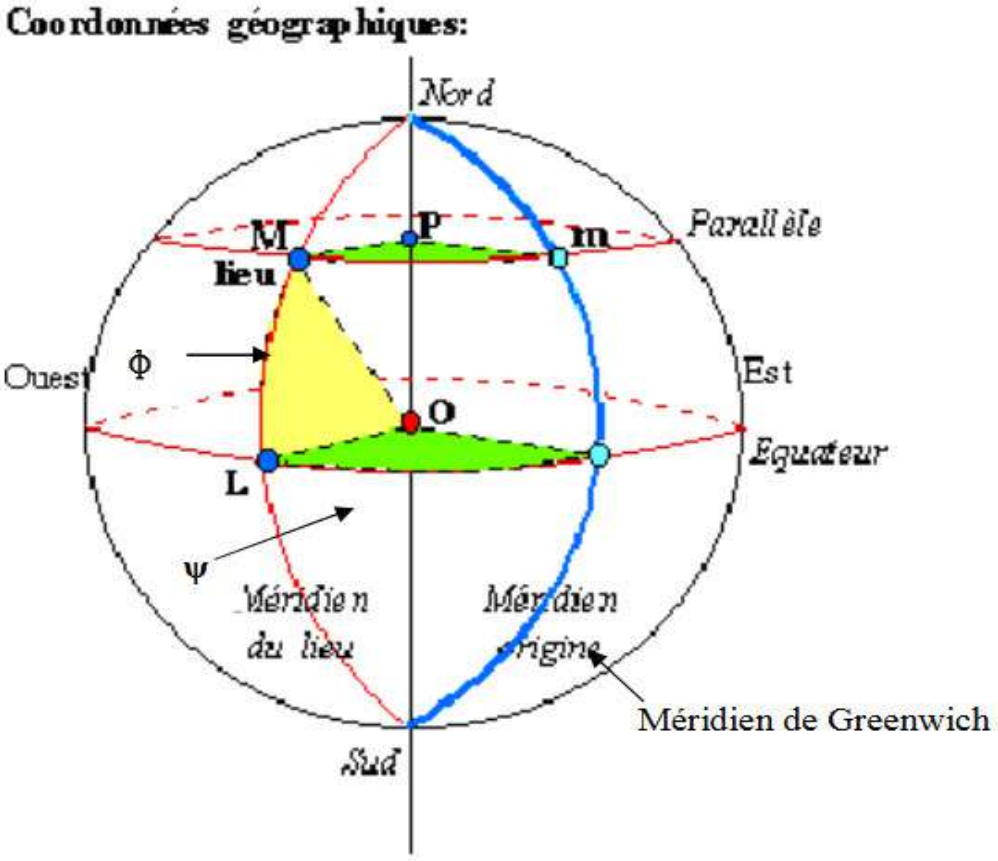


Figure (I.1) : Repérage d'un site sur la surface terrestre

I.3.3. L'altitude :

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

I.4.Détermination de la direction du soleil :

Pour un lieu donné on repère la direction du soleil de deux manières :

- ✓ par rapport au plan horizontal du lieu désigné par les coordonnées horizontales liées à un point donné de la Terre.
- ✓ par rapport au plan équatorial de la terre désigné par les coordonnées équatoriales

I.4.1. Coordonnés horizontales :

a- L'azimut du soleil (a)

C'est l'angle que fait sur le plan horizontal la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle (a) est noté avec les mêmes conventions que l'azimut du plan α Figure (I-2) [17].

b- La hauteur du soleil (h)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante Figure (I-2) [17].

$$\sin(h) = \cos(\delta).\cos(\varphi).\cos(H) + \sin(\varphi).\sin(\delta) \qquad (I.1)$$

Varie entre 90° et -90°

-Zénith : h = +90°

-Nadir : h = -90°

h > 0 correspond au jour
h < 0correspond à la nuit
h = 0 correspond au lever et au coucher du soleil

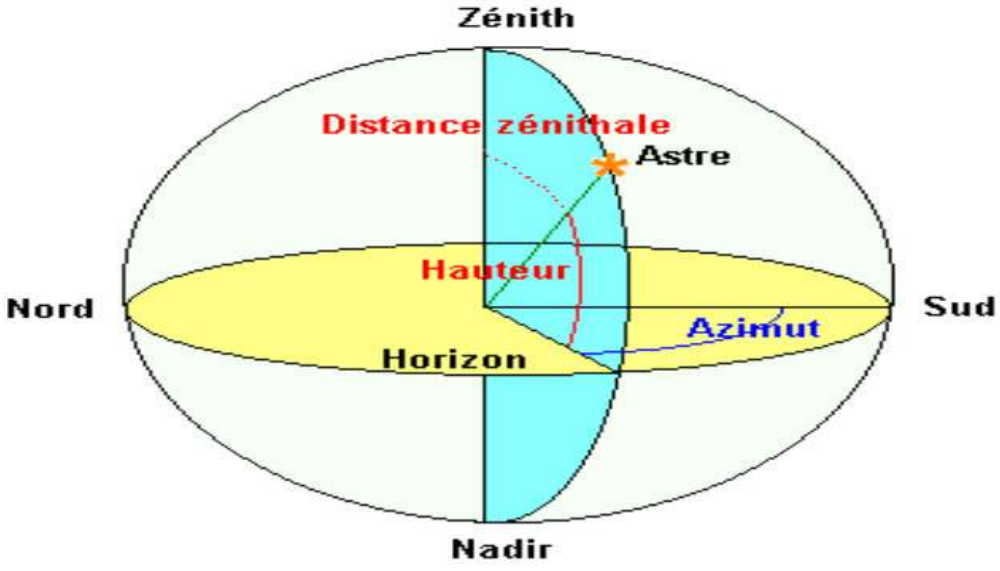


Figure (I.2) : Coordonnées horizontales [16].

I.4.2.Coordonnées équatoriales :

- **L'angle horaire (H)**

C'est l'angle que font sur le plan équatorial les projections de la direction du soleil et de la direction du sud pour le lieu considéré figure (I-3). Il rend compte de la rotation quotidienne de la terre autour de l'axe des pôles et on a la relation :
1 heure de temps = 15° d'angle horaire [18].

H < 0 le matin
H > 0 après midi
H = 0 à midi

- **La déclinaison du soleil δ**

C'est l'angle de la direction du soleil avec le plan équatorial figure (I-3).

δ varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta o \leq \delta \leq \delta o$

Avec $\delta o = 23°27'$

La déclinaison δ (N), en fonction du jour de l'année, est représentée par la formule approchée suivante [18] :

$$\sin(\delta) = 23.45 \sin\left(\left(\frac{\mathbf{2.Pi}}{\mathbf{365}}\right).(\mathbf{284} + \mathbf{N})\right) \quad \textbf{(I.2)}$$

La déclinaison varie sinusoïdalement au cours de l'année .Elle est maximum (23.27') le 22 juin, au solstice d'été ; minimum (23.27'), le 21 décembre, au solstice d'hiver
Aux périodes de solstice, les variations de la déclinaison sont :
La déclinaison est nulle le 21 mars et le 23 septembre, aux équinoxes de printemps et d'automne, périodes de variation rapide de la déclinaison faibles d'un jour à l'autre.

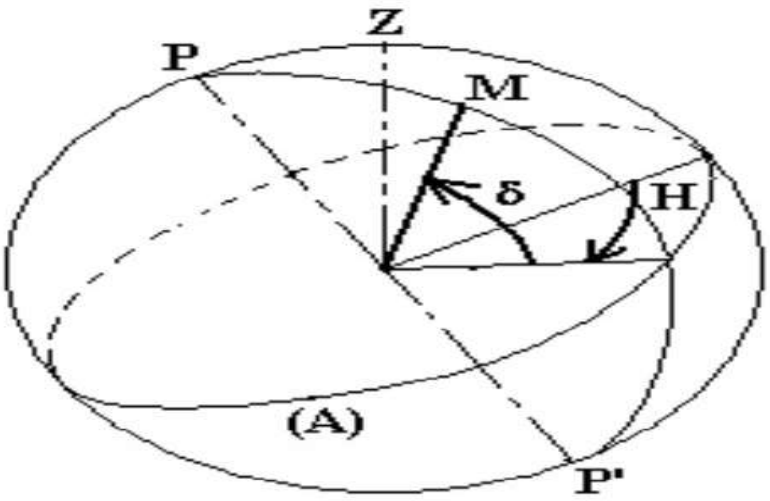


Figure (I.3) : Coordonnées équatoriales [18]

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure (I.4).

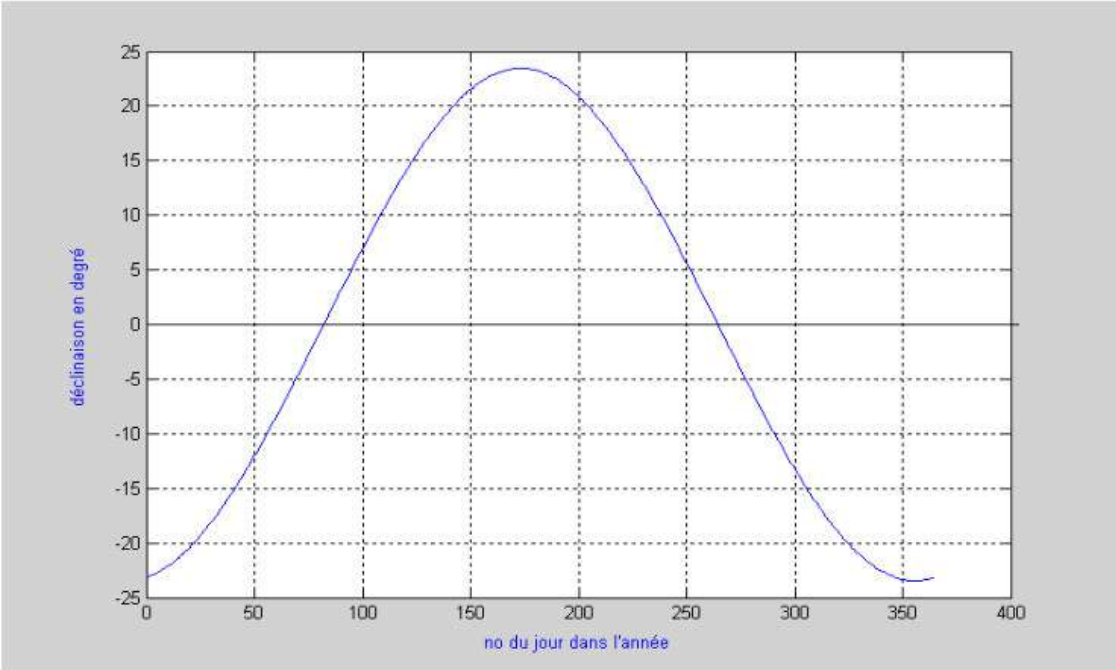


Figure (I.4) : Variation de la déclinaison en fonction du jour de l'année

I.5.Détermination de la position d'un plan quelconque :

Un capteur quelconque est défini par deux angles (γ, α) :

- **La hauteur du capteur γ :**

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal.

γ > 0 plan tourné vers le haut

γ < 0 plan tourné vers le bas

γ varie entre -90°et +90° :

γ = -90° plan horizontal tourné vers le haut

γ = -90° plan horizontal tourné vers le bas

γ = 0 plan vertical

- **Azimut du capteur α :**

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

α > 0 vers l'ouest
α < 0vers l'est
α = 0 plan Sud

α varie entre -90°et +90° :

α = -90° plan Est orienté vers le nord
α = 180°plan Nord orienté vers le nord
α = +90°plan Ouest orienté vers l'ouest

- **L'inclinaison β**

L'inclinaison β du capteur par rapport au plan horizontal est donnée par :

$$\beta = 90 - \gamma$$

Dans la figure (I-5) présente les paramètres du capteur.

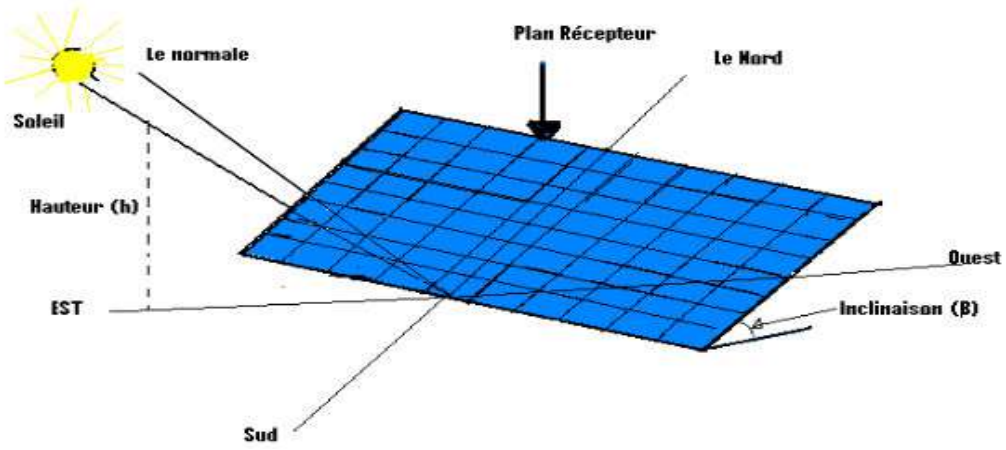


Figure (I.5) : Paramètres du capteur

I.6.Temps solaires :

I.6.1.Temps solaire moyen :

La vitesse de la terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année. Pour avoir un temps qui s'écoule à vitesse constante celui mesuré par les horloges, on définit donc un temps solaire moyen TSM. Le temps solaire moyen est basé sur un soleil moyen fictif qui se déplacerait à vitesse constante tout au long de l'année. C'est le temps qui sépare en moyenne deux passages successifs du soleil au méridien du lieu, la journée solaire moyenne a une durée de1 jour = 24h 00m 00s.La durée d'un jour solaire moyen est de 24 heures quel que soit le jour de l'année [15].

I.6.2.Temps solaire vrai :

Le temps solaire vrai ou apparent noté TSV c'est le temps indiqué sur les cadrans solaires. Il est basé sur le jour solaire apparent, qui est la durée entre deux retours successifs du Soleil au méridien local. Cette durée varie tout au long de l'année pour deux raisons :

- ✓ L'inclinaison de l'axe de la Terre par rapport au plan de l'écliptique.
- ✓ L'excentricité de l'orbite de la Terre.

À cause de ces particularités, les jours solaires apparents sont plus courts en mars et septembre qu'en juin et décembre.
Par définition le temps solaire vrai TSV en un lieu c'est l'angle horaire en ce lieu et à cet instant est donné comme suit :

$$TSV = 12 + (H/15) \quad \textbf{(I.3)}$$

Avec :

TSV est en heures.
H est en degrés.
TSV = 12h pour la valeur nulle de l'angle horaire (c'est-à-dire midi).

L'écart entre TSV et TSM varie selon la date, mais est nul en moyenne. L'expression de cet écart porte le nom de "Equation du temps" [15].

I-6-3-Équation du temps :

La différence entre le temps solaire moyen et le temps solaire apparent est appelée l'équation du temps. Sur Terre, elle varie entre 17 minutes en moins et 14 minutes en plus :

$$Et = TSV - TSM \quad \textbf{(I.4)}$$

L'équation du temps peut être approchée par la formule suivante [19] :

$$Et(N) = 9.87 \sin 2N' - 7.53 \cos N' - 1.5 \sin N' \quad \textbf{(I.5)}$$

Avec :

Et est exprimée en minutes

N' = (360/365)(N -81) exprimée en radians

N numéro du jour de l'année (N = 1 le premier janvier).

La variation de l'équation du temps au cours de l'année est représentée par la Figure (1.6).

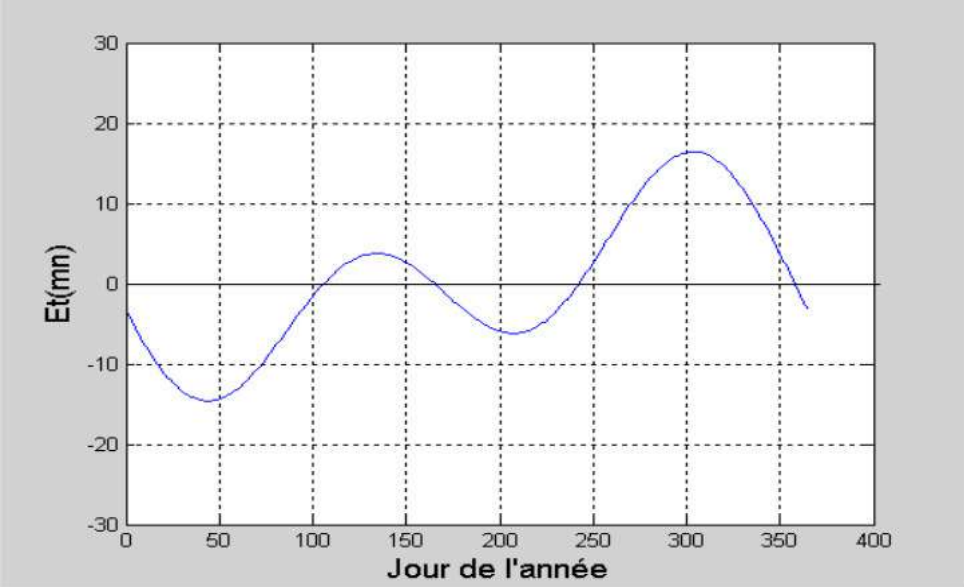


Figure (I.6) : Variation de l'équation de temps en fonction du jour de l'année

I.6.4.Temps universel TU :

C'est le temps solaire moyen du méridien fondamental (méridien de Greenwich).Pour un lieu de longitude ψ on a :

$$\mathrm{TSM} = \mathrm{TU} + \frac{\psi}{15} \qquad \textbf{(I.6)}$$

Avec : ψ en degrés

I.6.5 Temps légal TL :

C'est l'heure officiel d'un état ; c'est l'heure du fuseau horaire. La terre est divisée en 24 fuseaux de 15°de large centré sur les méridiens dont la longitude est multiple de 15 :

$$\mathrm{TL} = \mathrm{TU} + \mathrm{DE} \qquad \textbf{(I.7)}$$

Avec :

DE décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich

$$\mathrm{DE} = \mathrm{TL}(\text{pour midi TU}) - 12 \qquad \textbf{(I.8)}$$

Exemple :
En Algérie il est 13h à midi TU (12) alors :
DE = 13 –12 = 1 h
Donc on voit la relation entre l'heure lue sur la montre et la position du soleil (TSV ou angle horaire H).

En récapitulant toutes les relations précédentes on aura :

$$\begin{cases} \mathbf{TSV} = 12 + (\frac{\mathbf{H}}{\mathbf{15}}) \\ \mathbf{TSM} = \mathrm{TSV} - (\frac{\mathbf{Et}}{\mathbf{60}}) \\ \mathbf{TU} = \mathrm{TSM} - (\frac{\psi}{\mathbf{15}}) \\ \mathbf{TL} = \mathrm{TU} + \mathrm{DE} \end{cases} \quad (\mathbf{1.9})$$

D'où

$$\begin{cases} \mathbf{TU} = 12 + \left(\frac{\mathrm{H}}{\mathbf{15}}\right) - \left(\frac{\mathbf{Et}}{\mathbf{60}}\right) - (\frac{\psi}{\mathbf{15}}) + \mathrm{DE} \\ \mathbf{H} = + \left(\frac{\mathrm{Et}}{\mathbf{15}}\right) + 15.(TL - 12 - DE) \end{cases} \quad \mathbf{(I.10)}$$

$$\begin{cases} \mathbf{TL} = \mathrm{TVS} - \left(\frac{\boldsymbol{Et}+\mathbf{4}\psi}{\mathbf{60}}\right) + \mathrm{DE} \\ \mathbf{TSV} = \mathrm{TL} - \mathrm{DE} + \left(\frac{\boldsymbol{Et}+\mathbf{4}\psi}{\mathbf{60}}\right) \end{cases} \quad (\mathbf{I.11})$$

I.7. La durée et le taux d'insolation :

Par ciel claire et pendant la durée de jour d'ensoleillement S_0 (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement S d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale [3].

Le taux d'insolation est donné par l'expression :

$$\sigma = \frac{S}{So} \quad \mathbf{(I.12)}$$

La durée maximale S_0 est calculée par l'expression suivante [16]

$$So = \left(\frac{2}{15}\right)\cos^{-1}(-\tan\varphi.\tan\delta) \quad \mathbf{(I.13)}$$

Avec :

δ : La déclinaison

φ : La latitude du lieu

I.8. Notions préliminaires sur le rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2µm) à l'infrarouge lointain (0.5µm). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise [2]. Pour tenir compte de la distance traversée par les rayons, il est nécessaire d'introduire une notion de masse d'air (AM) elle correspond à la longueur relative du parcours à travers l'atmosphère terrestre traversée par le rayonnement solaire direct. La masse d'air est exprimée un multiple du trajet parcouru en un point au niveau de la mer, le soleil étant directement à l'aplomb [5].

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales *(Fig. I. 7).*

I.8.1. Rayonnement direct :

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. [6]

I.8.2. Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. [6].

I.8.3. Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...).Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ε) $0 \leqslant \varepsilon \leqslant 1$ [2].

I.8.4. Rayonnement global :

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

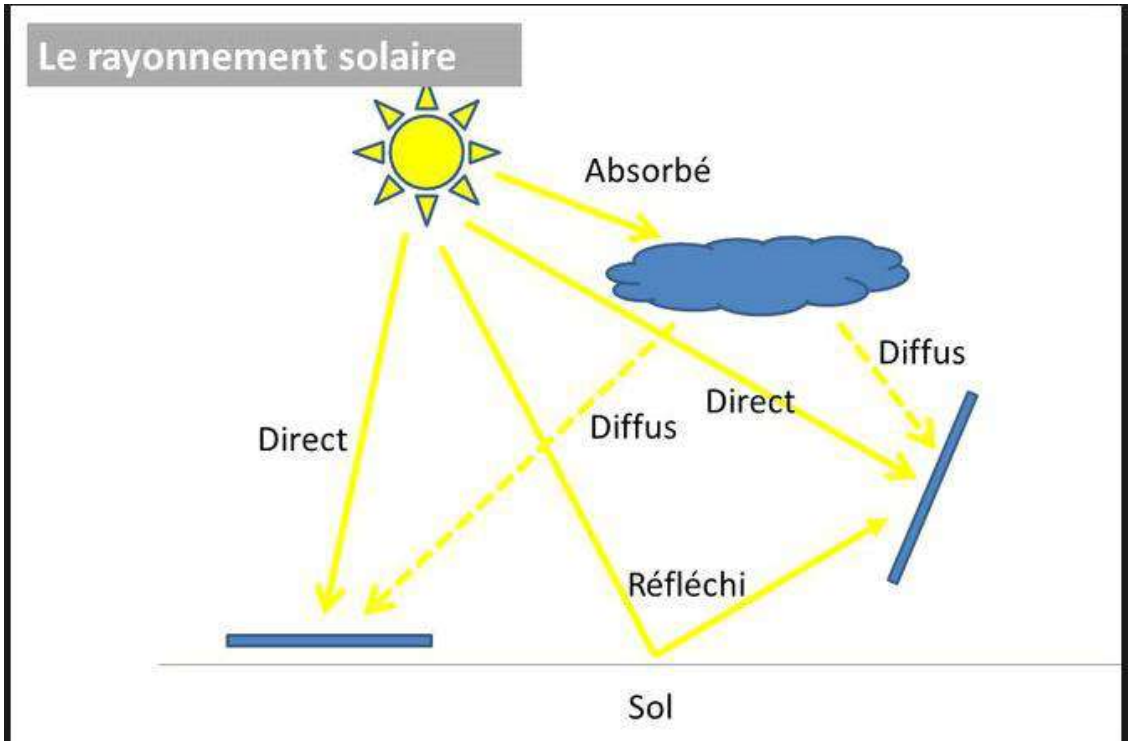


Figure (I .7) Rayonnement solaire.

I.9. Terminologie « photovoltaïque » - les dates importantes :

Le terme « photovoltaïque » vient du grec «phos, photo» qui désigne la lumière et de «voltaïque», mot dérivé du physicien italien Alessandro VOLTA, connu pour ses travaux sur l'électricité. Une cellule photovoltaïque est donc une machine à produire de l'électricité sans mouvement circulaire, sans vapeur d'eau sous pression, sans turbine, sans refroidissement (sauf dans le cas des systèmes à concentration). Dès qu'elle est éclairée par de la lumière, elle se met à fonctionner. Le Tableau 1 résume les événements importants de l'histoire du photovoltaïque [7].

1839	Le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque
1883	Fritts réalise des cellules solaires de grande surface à base de Se
1954	Des rendements de 6% sont obtenus : Si (Bell Lab, USA) and Cu2S/CdS (Air Force, USA)
1955	Hoffman électroniques (USA) propose des cellules Si à 2 % de rendement à $1500/W
1958	Kearns et Calvin ont démontré l'effet photovoltaïque d'une cellule à base de MgPh
1970	Première cellule solaire à hétérostructures GaAs élaborée par Alferov, Andree et al. en URSS
1973	Première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université Delaware, USA ; à base de Cu2S
1980	La première cellule à base de Cu2S/CdS délivrant un rendement > 10%
1982	Première unité de production de 1 MW (Californie, USA) avec des cellules Arco Si
1985	Les cellules à base de Si donnent un rendement > 20% sous le rayonnement solaire
1994	Des rendements > 30 % avec des cellules à concentration multijonctions à base de GaInP/GaAs (NREL, USA)
1996	Les cellules solaires hybrides à colorants atteignent un rendement de 11% (EPFL, Switzerland)
1998	Cellules couches minces Cu(InGa)Se2 atteignent un rendement de 19% (NREL, US)
2002	Le photovoltaïque installé mondial cumulatif atteint 2000 MW
2007	Cellules solaires organiques en structure tandem avec un rendement de 6,5 % (UCSB, USA)
2008	Un rendement homologué de 5,9% sur une surface active de 2 cm² obtenu par Heliatek, BASF et l'Institut de photovoltaïque appliquée (IAPP) de l'Université technique de Dresde (Allemagne)
2009	Cellule polymère simple jonction avec un rendement de 6,1 % à base de PCDTBT et PC70BM (UCSB, USA)
	Cellule polymère simple jonction avec un rendement de 7,4 % à base de PBDTTT-CF et PC70BM (Solarmer Energy Inc., University of California, University of Chicago, USA)

Tab.I.1 : Evénements notables dans l'histoire du photovoltaïques [7].

Cellule solaire et photopile sont des termes équivalents qui désignent généralement des capteurs de petite taille, utilisés soit tels quels, soit en assemblage dans un panneau solaire, ou module photovoltaïque.

Quant au mot photogénérateur, il regroupe l'ensemble de ces composants d'énergie lumière en électricité, c'est pourquoi nous l'utiliserons pour les exposés d'ordre général [8].

I.10. Cellules photovoltaïques :

Les cellules solaires sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque» [2], car le soleil est la source lumineuse la plus intense de notre planète, et la plupart des applications sont en plein air. Mais certains préfèrent l'expression énergie lumière, pour insister sur le fait que toute source de lumière, même artificielle (ampoules, tubes fluorescents…), peut générer de l'électricité à travers une cellule solaire [8].

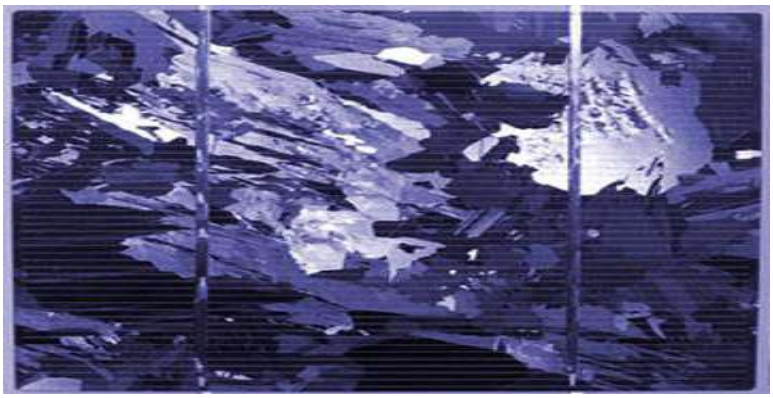
I.10.1. Type des cellules photovoltaïques :

Dans cette partie, nous présentons les déférentes cellules photovoltaïques en donnant leurs caractéristiques principales selon le type de matériaux utilisés.

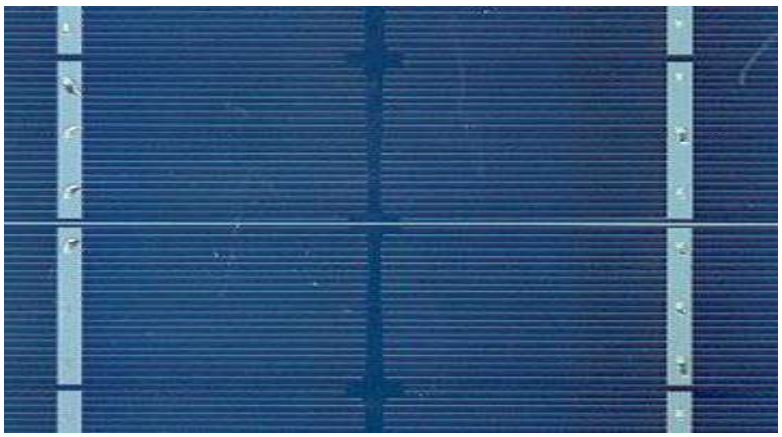
a) Cellules inorganiques :

- **Cellule silicium**

Le silicium polycristallin présente une couleur grise. Il est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium, d'orientation et de tailles différentes.



Le silicium monocristallin ainsi obtenu, sous forme de lingots circulaires, est constitué d'un seul type de cristal et présente une couleur uniforme.



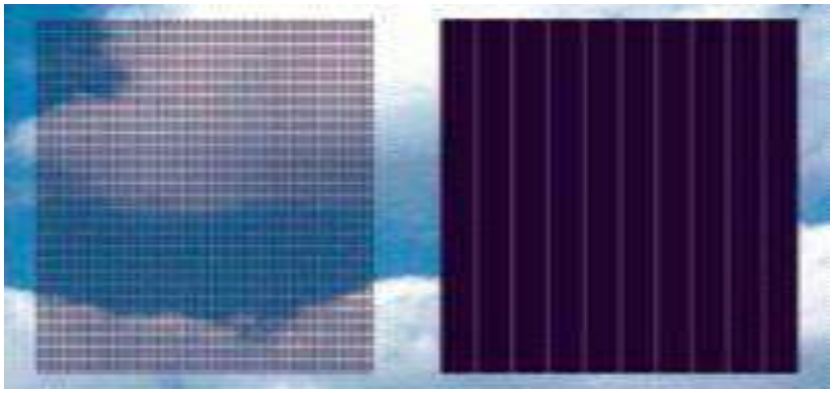
Le silicium monocristallin, plus élaboré que le silicium polycristallin, présente un rendement (conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique) supérieure. Sa production demande cependant une plus grande dépense énergétique [9].

- **Cellules en couches minces** :

D'autres filières sont en cours de développement dans le secteur photovoltaïque inorganique comme les cellules dites de seconde génération composées de couches minces de matériaux inorganiques.

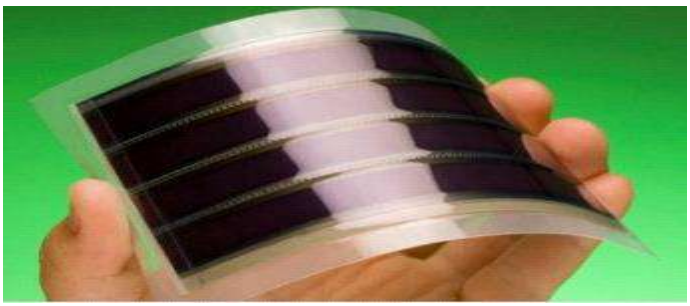
Les matériaux photo actifs les plus utilisés en couche minces sont le silicium amorphe (a-Si), le disélénium

de cuivre indium (CIS), le tellure de cadmium (CdTe). L'avantage principal des cellules photovoltaïques composées de couches minces de matériaux inorganiques est le faible coût de production par rapport à celui des cellules composées de silicium épais [10].



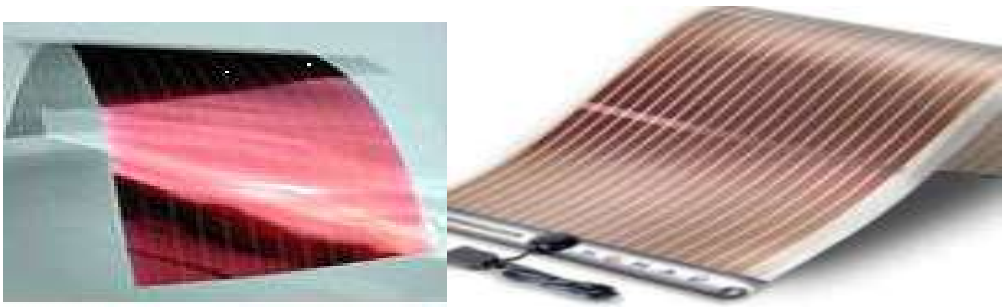
b) Cellules de Grätzel :

La couche active de ces cellules est composée d'une matrice poreuse de nano-cristallites d'oxyde métallique semi-conducteur (TiO2, ZnO, SnO2, Nb2O5) recouverte d'une monocouche de colorant (complexe de ruthénium ou de dit etrabutylammonium). En absorbant les photons le colorant va libérer un électron dans la bande de conduction de l'oxyde métallique. Le colorant oxydé va être ensuite réduit par l'électrolyte liquide qui est en général une solution d'iodure (I_2). Ces cellules ont un coût de production un peu plus élevé que les cellules photovoltaïques tout polymère mais les rendements de conversion photoélectriques avoisinent les 10% [10].



c) Cellules organiques :

Les cellules connaissent un développement rapide et leur rendement de conversion ont franchi récemment la barre des 8%. Les matériaux les plus répondus dans le domaine du photovoltaïque organique à base de polymères est le mélange poly (3-hexylhtiophene) (P3HT) le 6,6-phenyl-C61-butyric acide méthyl ester(PCBM) [11].



d) Cellules hybrides :

Les cellules hybrides sont composées d'un semi-conducteur organique et d'un semi-conducteur inorganique comme l'oxyde de titane (TiO2), l'oxyde de zinc (ZnO) ou le séléniure de cadmium (CdSe). Le principal avantage de ces cellules par rapport aux cellules organiques est l'absence de 6,6-phenyl-C61-butyric acide méthyl ester (PCBM) ou de fullerène (C60) qui sont les matériaux les plus sensibles à l'oxygène, ce qui permet d'améliorer nettement la stabilité des cellules à l'air ambiant. De plus ces cellules bénéficient des qualités des matériaux organiques comme la souplesse et la facilité de mise en forme et des qualités des matériaux inorganiques comme les mobilités élevées des charges électriques [10].



I.10.2. Principe de fonctionnement d'une cellule au silicium cristallin :

Le but des cellules photovoltaïques est de convertir l'énergie lumineuse provenant du Soleil en énergie électrique. Ceci se fait en trois étapes *(Fig. I. 8)* [12] :

- Absorbation des photons de la lumière solaire.
- Conversion de l'énergie reçue par les photons en énergie électrique (particules électriques libres).
- Collecte les particules dans un circuit électrique externe.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant, d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

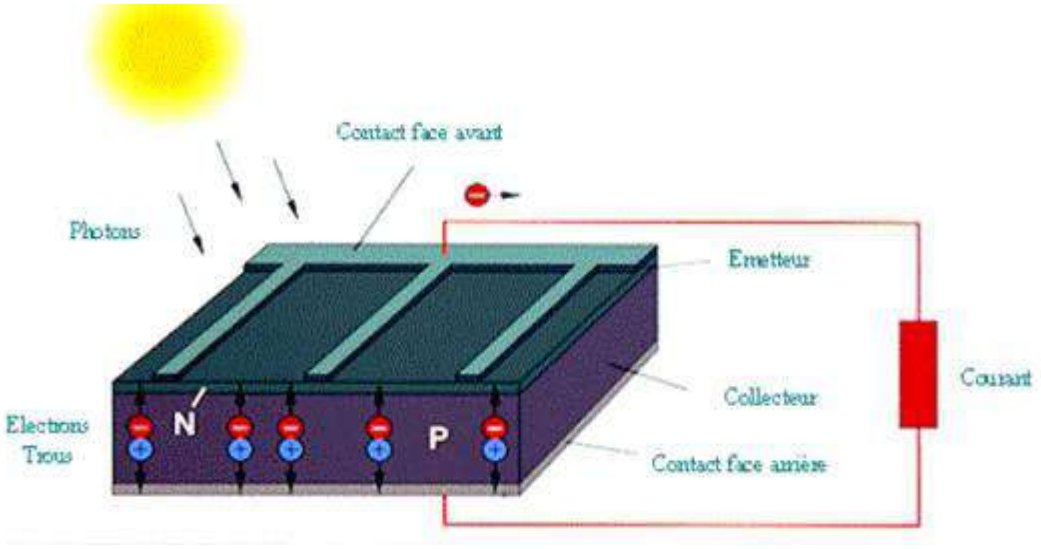


Figure I.8. Structure d'une cellule photovoltaïque

En résumé, technologiquement, un capteur PV est proche d'une diode PN de par sa constitution, les matériaux utilisés, et les phénomènes physiques identiques mis en œuvre. Le comportement d'une cellule PV peut donc se modéliser comme celui d'une mauvaise jonction PN autant en statique qu'en dynamique lorsque cette dernière n'est pas éclairée. Pour tenir compte du courant engendré par l'éclairement de la cellule et des différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique, trois termes sont ajoutés *I*sc, *R*s et *R*p [13].

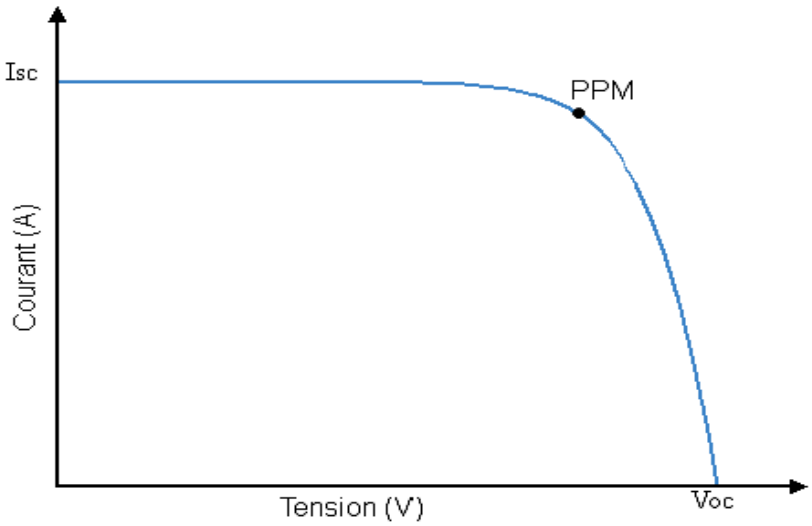


Figure I.9. Caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque

A partir de la caractéristique **I** (**V**) figure(I.9) sous éclairement de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule et notamment :

- Isc : Courant de court-circuit (obtenu pour ***V=0***)
- Vco : Tension en circuit ouvert (obtenu pour ***I=0***)
- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale de la cellule).

I.11. Module photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire. La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins connectés en série *(Fig. I.10)* [14].

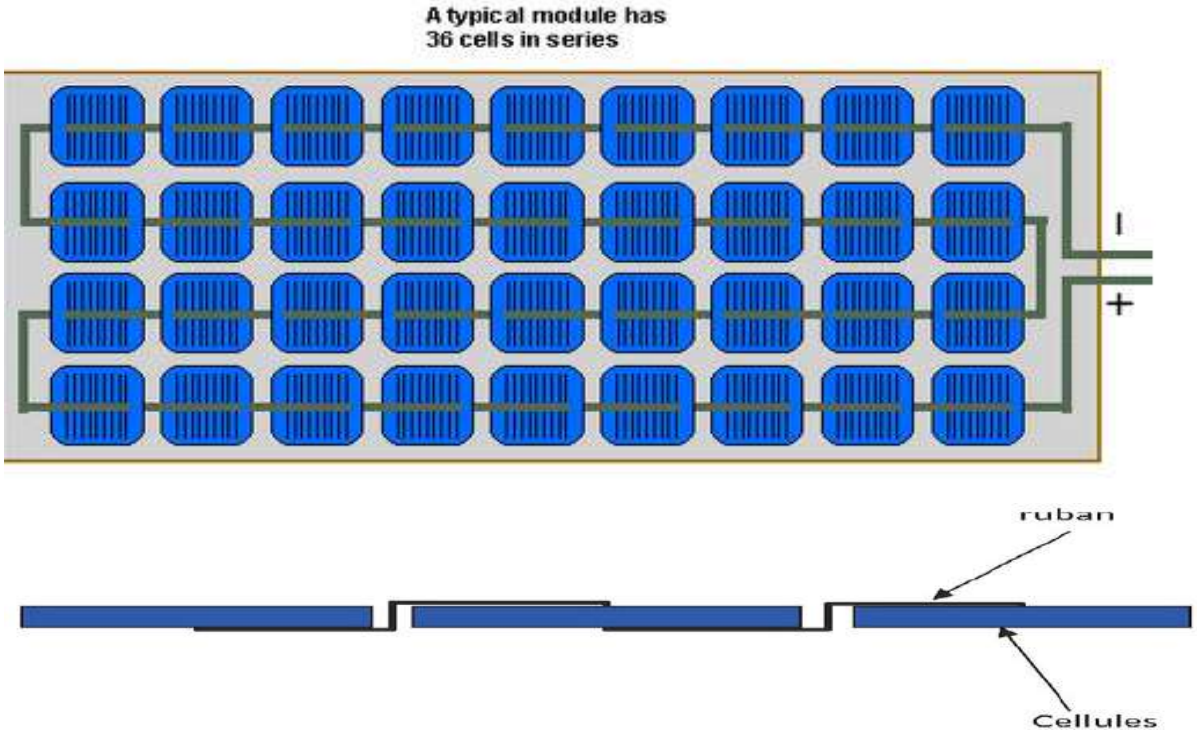


Figure I.10. Câblage des cellules dans un module

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques.
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur [2].

I.12. Panneau photovoltaïque :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique *(Fig. I. 11)* [2].

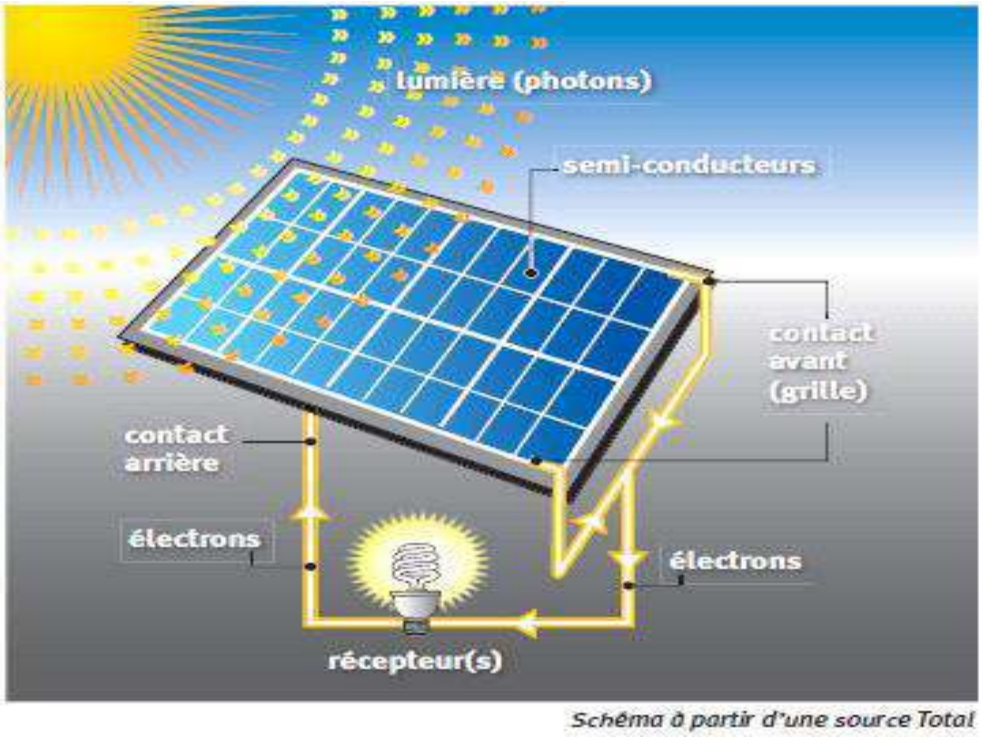


Figure I.11. Panneau photovoltaïque

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boite de dérivation qui regroupe le tous, Alors cette boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie.

I.13. Modélisation d'une cellule photovoltaïque :

I.13.1. Modèle de cellule :

Les solutions analytiques donnent une compréhension intuitive des cellules solaires et de leurs performances. Elles sont limitées dans leurs précisions en raison des nombreuses hypothèses simplificatrices effectuées. Il est plus direct de résoudre les équations sans la nécessité de faire autant d'hypothèses simplificatrices avec des codes de calcul utilisant la méthode des différences ou éléments finis pour résoudre les équations concernant des matériaux semi-conducteurs constitutifs des cellules solaires. La simulation numérique permet une analyse de

la configuration et des conditions de fonctionnement pour laquelle des expressions analytiques simples ne sont pas adaptées.

Une cellule photovoltaïque à un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode figure(I.12). Le modèle est complété par une résistance série *Rs* due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt *Rp* qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule

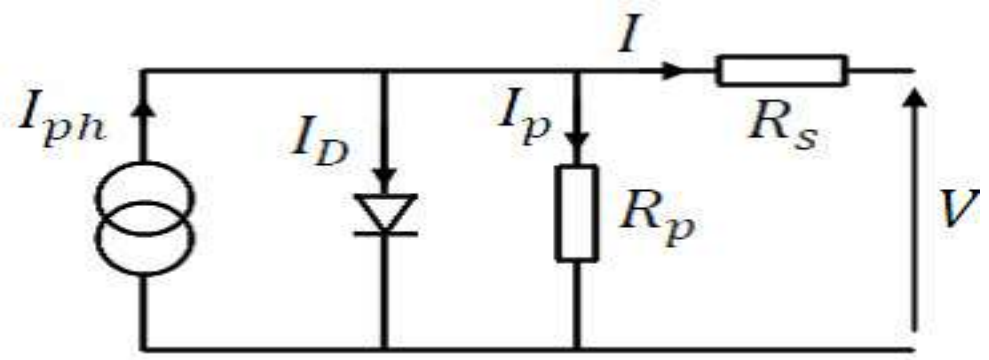


Figure I.12. Schéma équivalant d'une cellule photovoltaïque

En notant :

$$I = \mathrm{I}ph - \mathrm{ID} - \mathrm{I}p \qquad \textbf{(1.14)}$$

$$ID = I_{\mathrm{o}}\left[\mathrm{e}xp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_{\mathrm{T}}}\right) - 1\right] \qquad \textbf{(I.15)}$$

$$Ip = \frac{V+I.Rs}{Rp} \qquad \textbf{(I.16)}$$

$$I_{\mathrm{o}} = Isc/\left[\mathrm{e}xp\left(\frac{Voc}{nV_{\mathrm{T}}}\right) - 1\right] \qquad \textbf{(I.17)}$$

$$Isc = Isc\mathrm{R}\left(\frac{G}{1000}\right) \qquad \textbf{(I.18)}$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \qquad \textbf{(I.19)}$$

I : Courant fourni par la cellule.
V : Tension aux bornes de la cellule
I_D : Courant de diode.
Iph : Photocourant, dépendant de l'intensité de l'irradiation.
Ip : Le courant dérivé par la résistance parallèle.
I_0 : Courant de saturation de diode, dépendant de la température
Isc : Le courant de court-circuit de référence
Voc : La tension de circuit ouvert
V_T : La tension thermique
I_{SCR} : Courant de court-circuit de référence.
Rp : Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant

Rs : Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts
G : L'irradiation solaire en W/m2
q : Charge d'électron $1.602*10^{-9}$ C
K : Constante de Boltzmann $1.381*10^{-23}$ *J/K*
n : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.
T : La température effective de la cellule en kelvin.

$$I = Iph - I_o\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V+I.Rs}{nV_T} \qquad \textbf{(I.20)}$$

La photopile réelle à une résistance série *Rs* dont l'influence est plus forte lorsque l'appareil fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle *Rp* ayant une influence plus grande dans la région de fonctionnement en source de courant.

La caractéristique de la photopile représentée sur la figure (I.12) dépend de ses caractéristiques internes (*Rs, Rp*) et des facteurs externes comme l'irradiation et la température. Dans les modèles photovoltaïques, on suppose généralement que Iph=*Isc* parce que dans la photopile réelle, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée [4].

Donc l'équation (I.16) devienne :

$$I = Iph - I_o\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right) - 1\right] \quad \textbf{(I.21)}$$

Calcul de la résistance série dans le point

$$dI = 0 - I_o\frac{dV+dI.Rs}{nV_T}\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right)\right] \quad \textbf{(I.22)}$$

$$Rs = -\frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_o exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right)} \quad \textbf{(I.23)}$$

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

$$\mathcal{X}n + 1 = \mathcal{X}n - \frac{f(\mathcal{X}n)}{f'(\mathcal{X}n)} \quad \textbf{(I.24)}$$

Où :

$\boldsymbol{f}'(x\text{n})$: Le dérivé de la fonction $\boldsymbol{f}$ $(x\text{n})$

$\mathcal{X}n$: La présente itération.

$\mathcal{X}n + 1$: L'itération suivante.

Ainsi, on se pose que *Iph= Isc*, l'équation (I.21) devient sous la forme suivante :

$$f(I) = Isc - I - I_o\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right) - 1\right] = 0 \quad \textbf{(I.25)}$$

En remplaçant dans l'équation(I.24), on calcule le courant (*I*) par les itérations [11] :

$$I\,n+1 = I\,n - \frac{Isc - I - I_o\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right) - 1\right]}{-1 - I_o\left(\frac{Rs}{nV_T}\right)\left[exp\left(\frac{V+I.Rs}{nV_T}\right)\right]} \quad \textbf{(I.26)}$$

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

$$Isc(T) = Isc_{\mathrm{R}}(T_{\mathrm{R}}).[1 + \alpha(T - T_{\mathrm{R}})] \qquad \textbf{(I.27)}$$

$$I_{\mathrm{o}}(T) = I_{\mathrm{o}}(T_{\mathrm{R}}).\left(\frac{T}{T_{\mathrm{R}}}\right)^{\frac{3}{n}}.\left[exp\left(\frac{-q.Eg}{nK}\right).\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{\mathrm{R}}}\right)\right] = 0 \qquad \textbf{(I.28)}$$

Où

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

T_R : La température de référence, 298k (25°C).

E_g : L'énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV) pour le silicium poly-cristallin à 25°C

I.13.2. Propriétés du panneau photovoltaïque en générateur :

Pour un éclairement homogène et une même température, en associant des cellules PV identiques en série on augmente la tension (la tension résultante est la somme des tensions de chaque cellule). Si on les associe en parallèle, on augmente le courant résultant (l'intensité résultante est la somme des intensités de chaque ligne de cellules), on peut ainsi constituer un générateur PV adapté aux applications visées.

Comme pour la cellule simple, les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque dépendent de la température et de l'éclairement et de façon générale, de son environnement (orientation et inclinaison, état de surface, ombres partielles).

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit *ICC* et de la tension à vide VC0 sont plus ou moins importantes. A titre d'exemple, la figure (I.13) présente la caractéristique d'une cellule et d'un ensemble de cellules composé d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2 cellules en série figure (I.13).

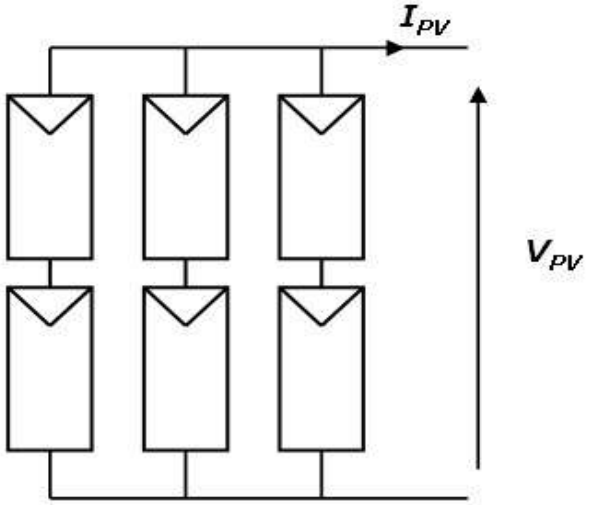


Figure.(I.13) : Ensemble de cellules composé d'une association de 3 branches en parallèle ayant chacune 2cellules en série

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule et que l'irradiation et la température soient uniformes.

Nous pouvons décomposer la caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque en 3 zones (figure I-14) :

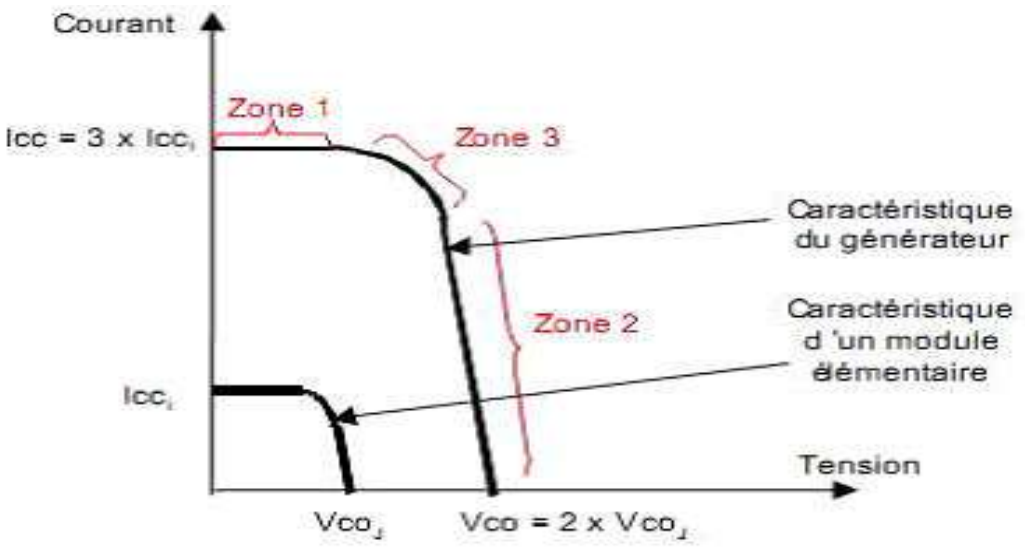


Figure (I.14) : Caractéristiques I(V) d'une cellule et du groupement de cellules

- Une zone assimilable à un générateur de courant *ICC* proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par 1/*Rp* (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension *VC0* d'impédance interne équivalente à *RS* (Zone 2),
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de *RS* à *Rp* (Zone3).

C'est dans la Zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance maximale, caractérisé par le couple (*IMP*, *VMP*), et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale (*PMAX*) disponible dans les conditions considérées (figure I.15) [9].

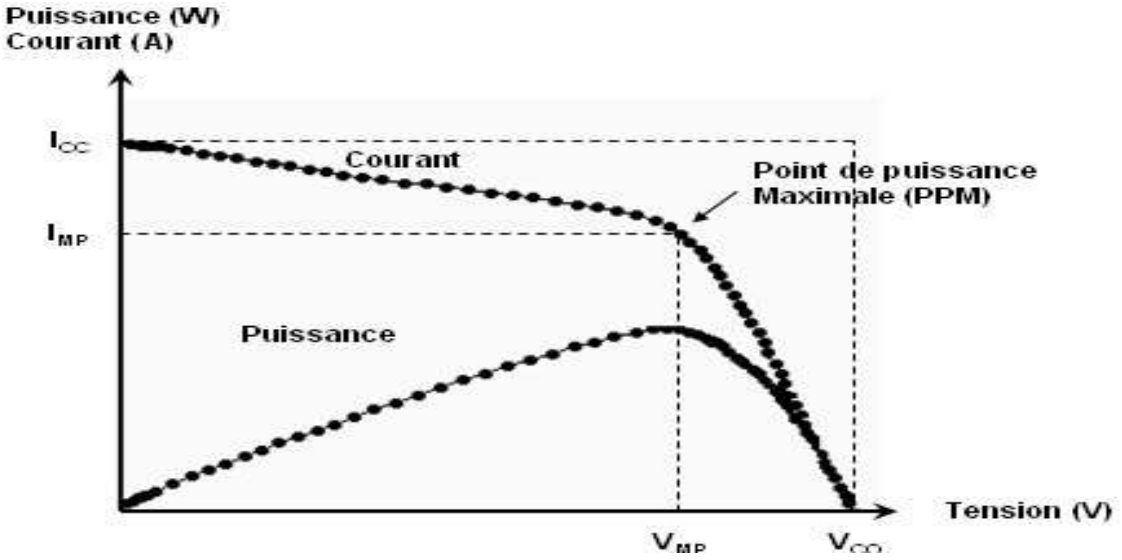


Figure (I.15) : Caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule

Le Watt crête (*Wc*) caractérise la puissance d'un panneau photovoltaïque. La puissance crête représente la puissance délivrée par le panneau au point de puissance maximum [10].

Cette unité est utilisée généralement pour la comparaison du rendement et du prix des produits photovoltaïques. Elle est généralement donnée dans les documents constructeurs dans le STC (1000w/m², 25°C et AM1.5).

EXMEPLE

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP SX 150 de BP Solaire. La série SX de BP Solaire fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur.

Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W [3].

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque à la température 25^0 et l'irradiation1000W/m^2 sont données dans le tableau suivant :

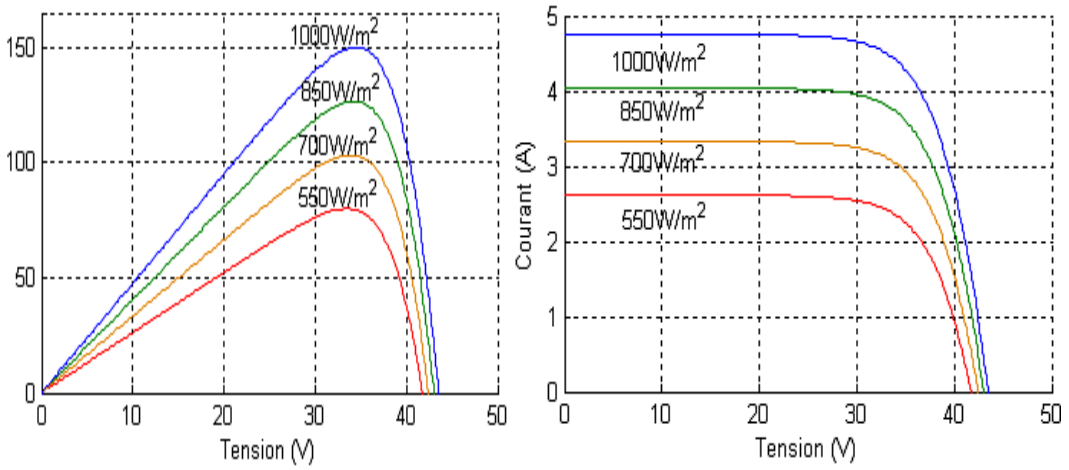
Puissance maximale P_{max}	150 W
Tension nominale V_m	34.5 V
Courant nominale I_m	4.35 A
Courant de court-circuit I_{sc}	4.75 A
Tension à circuit ouvert V_{oc}	43.5 V

Tableau .I.2 : Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque "BP SX 150"

I.14. Influence de l'éclairement et de la température :

Les caractéristiques d'un panneau dépendent de l'éclairement et de la température. Selon la technologie du générateur photovoltaïque, les variations des paramètres seront différentes.

I.14.1. Influence de l'irradiation :



Figure(I.16) Evolution de la caractéristique (I-V) et

(P-V) du module en fonction de l'irradiation

Le courant *Isc* varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. On remarque dans la figure (fig.I.16) que le courant optimal est très sensible à l'éclairement. Par contre la tension optimal varie très peut avec l'éclairement.

I.14.2. Influence de la température :

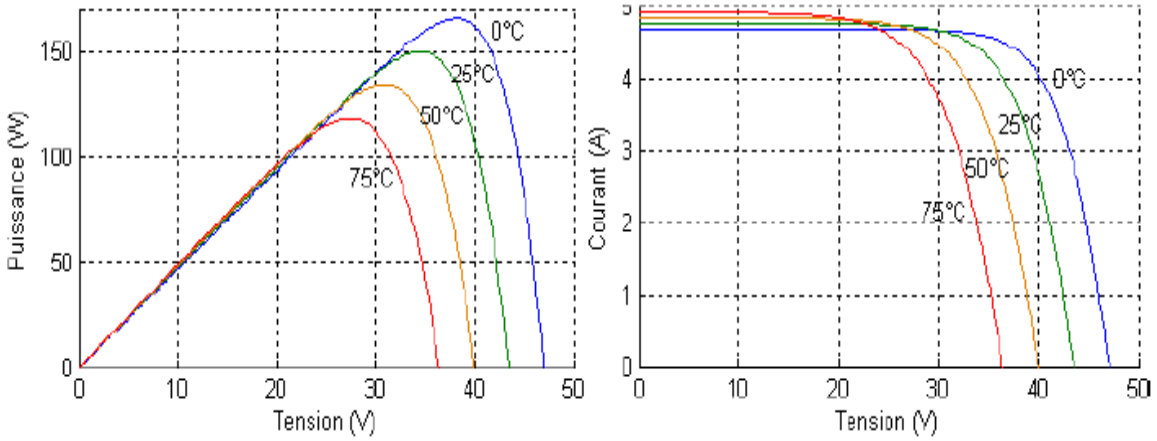


Figure (I. 17) : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V)

du module en fonction de la Température

Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court-circuit diminue dans des proportions moindres (Fig.I.17). La diminution du courant de saturation est la principale cause de la chute de courant à basse température.

Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante.

I.15. Conclusion :

Le monde de la conversion photovoltaïque connaît depuis quelques années une évolution profonde associé à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans l'énergie solaire et la constitution d'un système photovoltaïque et nous avons exploré le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées ainsi que les différents types des cellules photovoltaïques.

Les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température. Le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement.

Chapitre II
Les Constituants des Systèmes Photovoltaique

II.1. Introduction :

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques est présentée. Cette étude comprend la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, leurs problèmes produits, leurs compositions et les critères de choix d'un système photovoltaïque

II.2. Les centrales photovoltaïques :

Les centrales photovoltaïques utilisent le rayonnement solaire pour produire de l'électricité .Une centrale solaire photovoltaïque est composée de plusieurs champs de panneaux solaires comportant un grand nombre de cellules photovoltaïques convertissant directement l'énergie lumineuse en électricité.

L'inconvénient des centrales solaires photovoltaïques est qu'elles ne peuvent pas produire d'électricité la nuit. Pour pallier à ce problème, on a deux solutions :

- soit on stocke durant le jour une partie de la chaleur apportée par le fluide non vaporisable dans un accumulateur (cette chaleur sera libérée durant la nuit et exploitée pour produire de l'électricité) ;
- soit on utilise des carburants fossiles comme le gaz par exemple pour chauffer le liquide non vaporisable. Pour cela, on installe dans la centrale une chaudière à gaz qui prend le relais des miroirs la nuit et qui s'arrête au matin.

II.3. Les composants d'une centrale photovoltaïque :

L'ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles, constitue le module photovoltaïque. Plusieurs modules sont groupés pour former un système (ou une centrale) photovoltaïque qui comprend d'autres composants comme le régulateur, l'onduleur et la batterie pour un site isolé (autonome).

Afin de bien comprendre le fonctionnement d'un système photovoltaïque, il est utile d'en analyser les principaux composants (Figure II.1). Les informations présentées ne se veulent pas exhaustives mais doivent permettre de comprendre le rôle et l'utilité de chacun des composants, ainsi que de leur emplacement respectif.

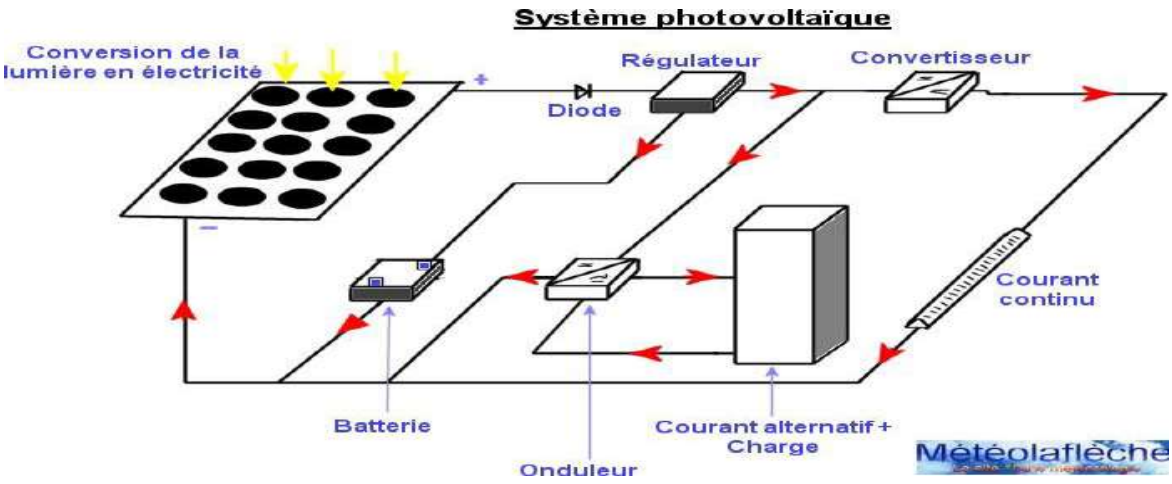


Figure (II.1) Schéma général d'une installation photovoltaïque

II.3.1.Les panneaux solaires (capteurs)

Le champ solaire se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise (Figure II.2). Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure(II.2) Panneau solaire [43]

Pour chaque champ on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boite de dérivation qui regroupe le tous, comme l'illustre la figure (II.3), Alors cette boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie



FigureII.3.Boite de dérivation [43].

La boite de dérivation est composée également d'un circuit imprimé sur lequel se trouvent :

- Des diodes Schottky série, placées sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêche aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules. Par exemple une boite à 4 entrées de 24 Volts sera constituée de deux branches de deux modules, il y aura donc deux diodes qui permettront de constater le fonctionnement de chaque branche.
- Une protection parafoudre (Transil ou VDR) en sortie de la boîte. Le câblage de ces boites permet d'avoir une sortie en 12, 24 ou 48 volts selon les modules, elles sont équipées de deux à douze entrées, selon les tensions de sortie. La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :
- des besoins en électricité ;
- la taille du panneau ;
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation ;
- La saison d'utilisation.

La puissance délivrée par un panneau est importante dans les heures d'ensoleillement maximales, ce qui nécessite un élément de stockage.

II.3.2.Les types de panneaux [44]

A. Panneaux photovoltaïques orientables

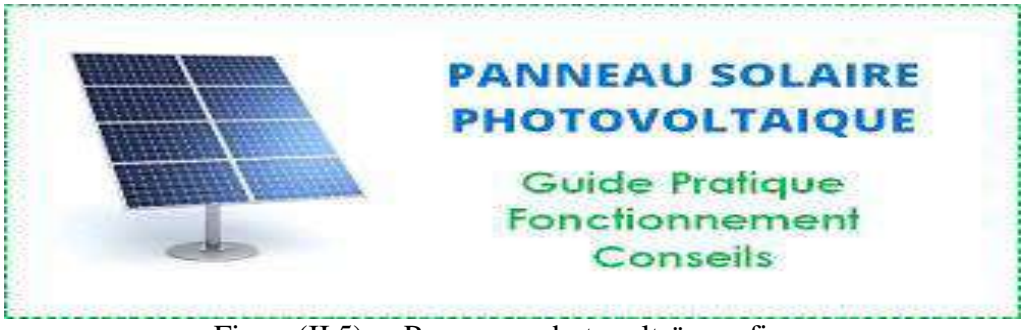
Avec des panneaux orientables, on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour l'été, une autre pour l'hiver. On utilise généralement ce genre de structure pour des applications au sol ou sur des toits plats. Pour ces systèmes à inclinaison variable, il existe un angle d'inclinaison des panneaux par rapport à l'horizontale, qui permet de maximiser la production d'électricité mensuelle comme l'illustre la figure (II.4).



Figure(II.4) Panneaux photovoltaïques orientables

B. Panneaux photovoltaïques fixes

Les panneaux fixes sont installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut et inclinaison). Le rendement optimum est obtenu pour une orientation sud avec une inclinaison de 35°. Dans cette position, un système d'une puissance d'1kWc produit environ 900 kWh par an. Si on s'écarte de cette position, le rendement diminue. Cette diminution du rendement peut être calculée en multipliant le rendement obtenu en position optimale par le facteur de correction pour l'orientation et l'inclinaison choisie (ce qu'on appelle le Facteur de transposition qui tient compte de l'orientation et de l'inclinaison FT) comme l'illustre la figure (II.5).



Figure(II.5) .Panneaux photovoltaïques fixes

C. Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

L'objectif du système de panneaux mobiles est de pouvoir suivre le soleil tout au long de la journée. Pour cela, la structure possède deux degrés de liberté : une rotation horizontale pour régler l'azimut et une rotation verticale pour l'inclinaison comme l'illustre la figure (II.6). Ce système permet aux panneaux photovoltaïques de suivre continuellement la position du soleil pour assurer une production électrique maximum. Ce type de structure permet d'augmenter la production d'électricité par rapport aux panneaux fixes, d'environ25%.



Figure(II.6) Panneaux photovoltaïques mobiles ou suiveur solaire

II.3.3.Système de 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. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [22] :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

II.3.3.1. Les Caractéristiques principales d'une batterie

1- Capacité en Ampère heure :

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. Théoriquement, par exemple, une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A

pendant une heure, ou 50 A pendant 4heures, ou 4 a pendant 50 heures. Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que : [22]

2 - Rapports de chargement et déchargement :

Si la batterie est chargée ou 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.

3- Température :

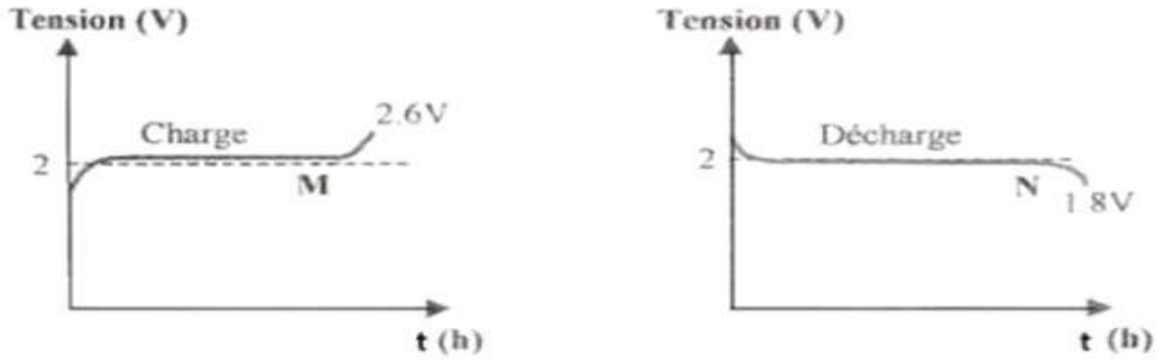
Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie [22].

4- La charge :

Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur (environ 2,2V) ; en fin de charge (point M), on note un accroissement rapide de la tension, les plaques complètement polarisées, la fin de charge est atteinte à 2,6 ou 2,7V [23] (Figure II.7).

5- La décharge :

Durant une assez longue durée d'utilisation, la tension reste remarquablement constante à la valeurde 2V environ. A partir du point N, elle diminue brusquement à 1,8V, il faut alors recharger l'accumulateur [23] (figure II.7).



Figure(II.7) : Caractéristique charge et décharge d'une batterie [22]

6- Profondeur de décharge :

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisée pendant un cycle de charge/décharge. Les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. 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 aucun dommage. Cependant, même les batteries de cycle profond sont affectées. Plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

7- La durée de vie :

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement en 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) [23].

8- La tension d'utilisation :

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

9- Le rendement :

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

10- Le taux d'autodécharge :

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné. La plupart des batteries modernes sont à faible autodécharge, c'est à dire qu'elles perdent moins de 3% de capacité par mois à 20°C [20].

II3.3.2. Types d'accumulateurs :

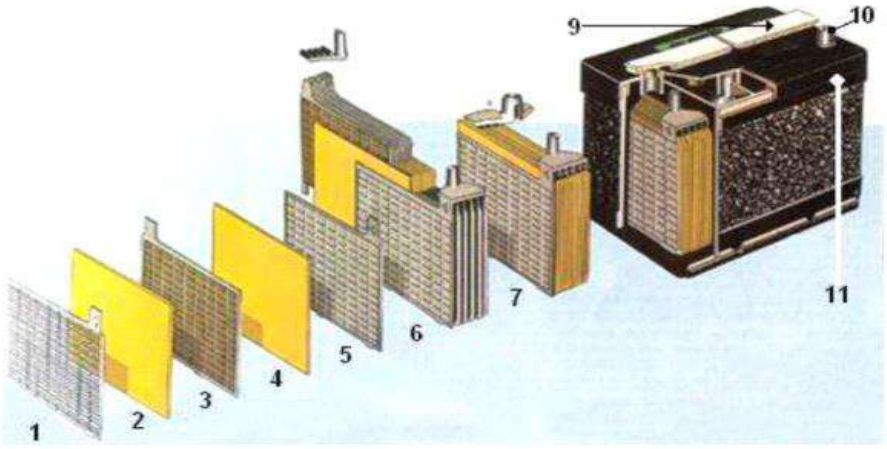
IL existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont [21] :

1. 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 où la fiabilité est vitale [24].

- **Composition d'une batterie solaire plomb-acide [25] :**

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 (Figure II.8). La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.



Figure(II.8) : Construction d'une batterie monobloc [17]

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

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 [25].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".

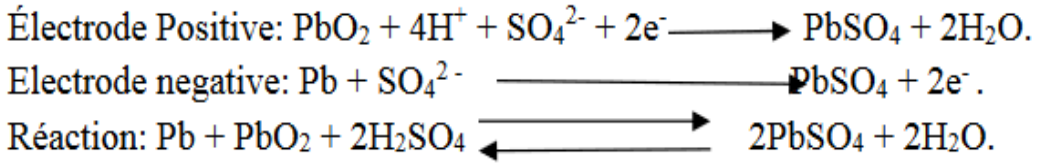
Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles, qui sont fabriqués d'un matériel poreux qui permet le flux de l'électrolyte. Ils sont électriquement non conducteurs, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommes. Les séparateurs peuvent être 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% à85% (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 quelque soit le régime [22].

- **Principe de fonctionnement :**

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons. L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale [40] :



2. Les Accumulateurs au Nickel-cadmium [25] :

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 figure (II.9). 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 :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.



Figure(II.9) : Les Accumulateurs au Nickel-cadmium [25]

II.3.4.Système de régulation :

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.

❖ Technique de régulation

Toute la régulation se fait grâce à la mesure de la tension aux bornes de la batterie. Une batterie déchargée possède une tension faible (autour de 11,4 V pour une batterie de 12V), alors qu'une batterie chargée possède une tension forte (autour de 13,2 V). Le régulateur de charge doit donc avoir une lecture précise de la tension aux bornes de la batterie, afin de savoir si elle se trouve dans une période de fin de charge ou en fin de décharge. C'est pour cela que l'on place toujours le régulateur à proximité des batteries, pour éviter les chutes de tension dues à la distance et pour pouvoir prendre en compte la température environnante [28].

Les régulateurs de charge de système photovoltaïque autonome peuvent se classer en quatre groupes principaux

A- les régulateurs de charge parallèle (shunt)

Le régulateur shunt est bien adapté aux petits systèmes. En fin de charge, il court-circuite le module (il "shunte" le module) afin que la batterie ne reçoive plus de courant et ne soit pas en surcharge. Le courant excédentaire est ainsi dirigé vers une résistance qui dissipe l'énergie produite sous forme de chaleur. C'est une technologie ancienne qui n'est plus vraiment disponible sur le marché car elle ne permet pas de recharger la batterie à plus de70% de sa capacité [28].

La figure II.10 illustre un régulateur de charge shunt :

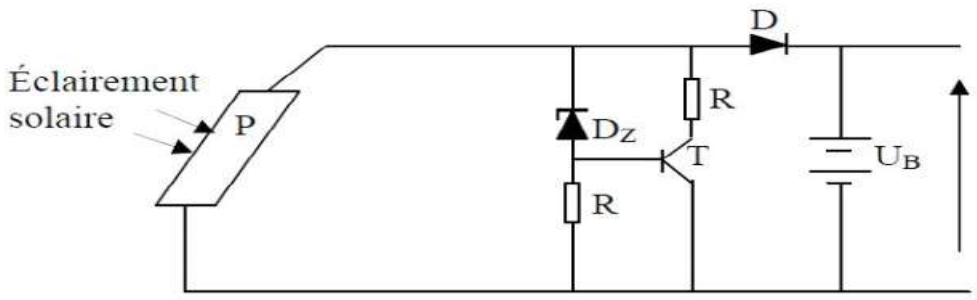


Figure (II. 10) : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [27].

Tant que la tension aux bornes de la batterie est faible, le courant I et la tension U aux bornes de la résistance r seront faibles également, donc le transistor est bloqué.

$$I_R = 0; I_b = I_P - I$$

Le courant délivré par le générateur PV passe dans la batterie, dès qu'on atteint la tension de référence de la diode Zener le courant I et la tension U croient brusquement, ainsi le transistor devient conducteur et délivre un courant Ie ; d'où :

$$I_b = I_P - I - I_e$$

Avec :
I_R : Le courant traversant la résistance R.
I_b : Le courant traversant la batterie.
Ip : Le courant provenant du champ PV.
Ie : Le courant délivré par le transistor.
I : Le courant traversant la diode Zener.

Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur (transistor) et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

B- Les régulateurs de charge série :

Contrairement au régulateur shunt qui dérive le courant vers une résistance, le régulateur série stoppe la circulation du courant en ouvrant le circuit électrique. Les modules restent sous tension, mais les batteries sont à l'abri de la surcharge. Il s'agit également d'une technologie ancienne peu performante. Elle ne permet pas non plus de recharger les batteries au-delà de 70% de leur capacité.

Étant donné que le module produit de l'électricité tant qu'il est éclairé, on ne peut pas stopper la recharge de la batterie autrement qu'en ouvrant le circuit et en créant une dérivation (figureII.11).

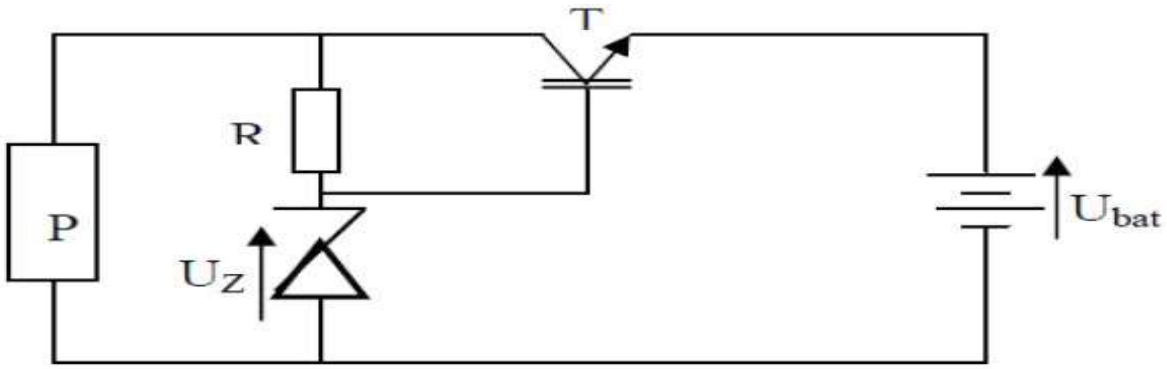


Figure (II .11) : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [27].

Tant que la tension $U_b$aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener Uz, le courant délivré par le panneau solaire charge la batterie à travers le transistor (absence de régulation), dès que la tension de la batterie devient supérieure à celle de la diode Zener, le transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance (apparition de la régulation). Donc, le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant qui provient du champ PV.

C- Régulateur PWM :

Le régulateur PWM (Pulse With Modulation) ou MLI (Modulation en largeur d'impulsion) est un régulateur de génération plus récente qui a permis d'améliorer la recharge des batteries en passant de 70% (avec les anciens régulateurs de type shunt et série) à 100% de leur capacité. C'est le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes [28].

Quand les modules fournissent de l'énergie à une batterie déchargée, le régulateur PWM procède au début de la même manière que les régulateurs shunt ou série, c'est-à-dire qu'il limite le courant de charge de la batterie à un ampérage constant. Plus la batterie se recharge, plus la tension à ses bornes augmente. A partir d'un certain niveau, le régulateur PWM va alors maintenir une tension constante et produire des impulsions de courant. Autrement dit, plusieurs fois par seconde, il va couper et rétablir le courant jusqu'à ce que la batterie soit totalement chargée. Dans un premier temps, les impulsions du régulateur sont longues et presque continues, quand la batterie s'approche de la fin de sa recharge, elles deviennent de plus en plus rares et espacées.

Bien que cette technologie de régulateur soit plus évoluée, elle possède tout de même des similitudes avec les régulateurs shunt ou série. Tant que la surface du module photovoltaïque est éclairée, celui-ci continue de fournir de l'électricité. Pour le déconnecter de la batterie il n'y a que deux solutions : on peut ouvrir le circuit électrique (comme pour les régulateurs série), ou on peut le court-circuiter (comme pour les régulateurs shunt). Les régulateurs PWM utilisent les mêmes techniques que les anciens, à la différence près que ces derniers fonctionnaient en mode tout ou rien (On/Off), alors que le PWM possède un microprocesseur beaucoup plus précis.

D- Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking) :

Régulateur MPPT ou un Tracker MPPT est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire.
Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir une récupération maximum d'énergie, quelque soient la température et l'ensoleillement.

Ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et le deuxième circuit transforme le courant et la tension pour les adapter au type de batterie [32]. Le régulateur MPPT coûte en général beaucoup plus cher qu'un régulateur standard.
C'est pour cette raison que son utilisation n'est pas généralisée, et qu'il n'est pas recommandé pour les petites installations (les pertes ne sont pas assez importantes).
A ces quatre types de circuit on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

E- La régulation de décharge par disjonction automatique :

Le schéma de principe de ce régulateur est représenté sur la figure (II.12), il est constitué d'un comparateur qui compare la tension aux bornes de la batterie à un seuil bas, et transmet l'information à un circuit de commande qui arrête la décharge lorsque la tension de la batterie atteint ce seuil.

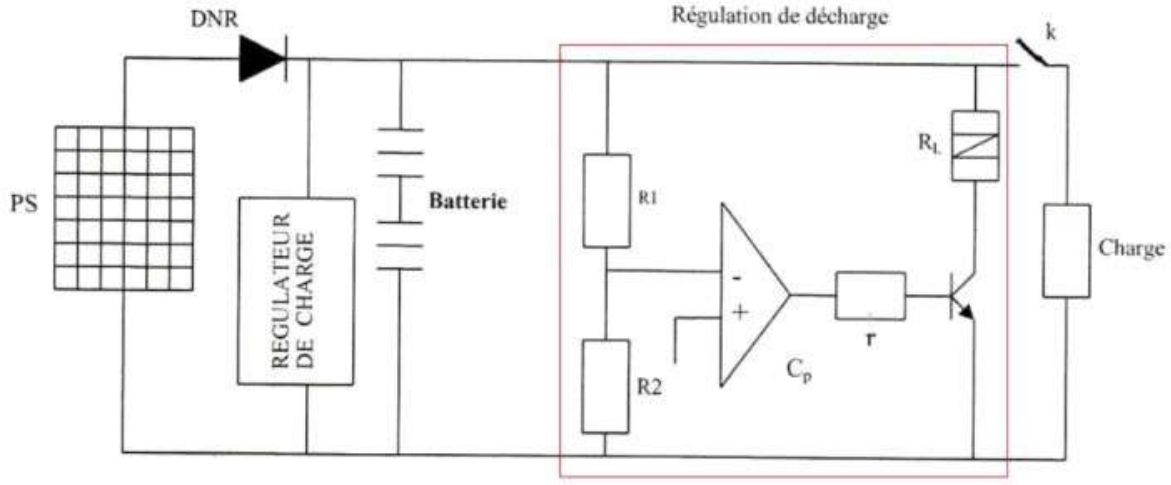


Figure (II. 12) : Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur [45].

II.3.5. La diode anti-retour/diode By-pass :

Lorsqu'une cellule est ombrée, elle ne produit plus d'électricité. Du coup, les autres cellules, dans un élan de générosité, vont l'alimenter en énergie «pour combler» ce manque de production de la cellule ombrée. En réalité, la cellule ombrée passe de génératrice (génère de l'électricité) à réceptrice (reçoit de l'électricité).Ce que les cellules ne savent pas, c'est qu'en alimentant en énergie leur camarade ombrée, ils vont l'user prématurément jusqu'à ce qu'elle se détruise complètement et c'est très rapide .Les constructeurs placent donc des diodes By-pass (Figure II.13).

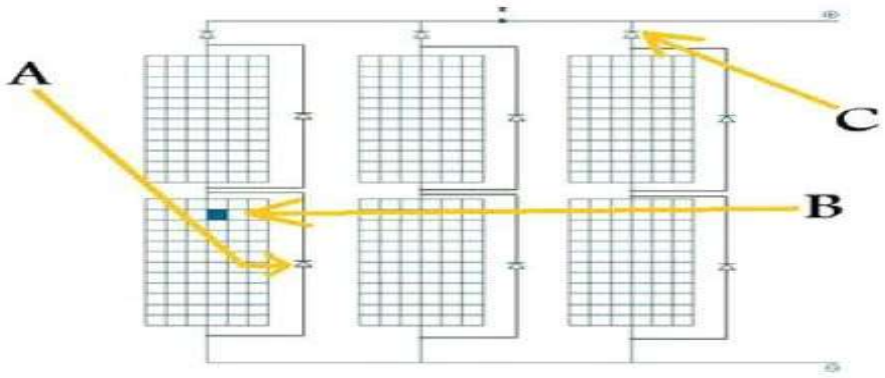


Figure (II.13) : un panneau solaire déconnecté

A : la diode by-pass.
B : la cellule ombrée.
C : la diode anti-retour.

Les diodes by-pass servent à court-circuiter un ensemble de cellules afin d'éviter la destruction de celle qui est ombrée. Ici, ci-dessus, nous avons donc 72 cellules déconnectées de l'installation solaire. C'est un panneau photovoltaïque entier .Cependant, la question qui se pose : que ce passe-t-il dans la figure(II.14) ci-dessous ?

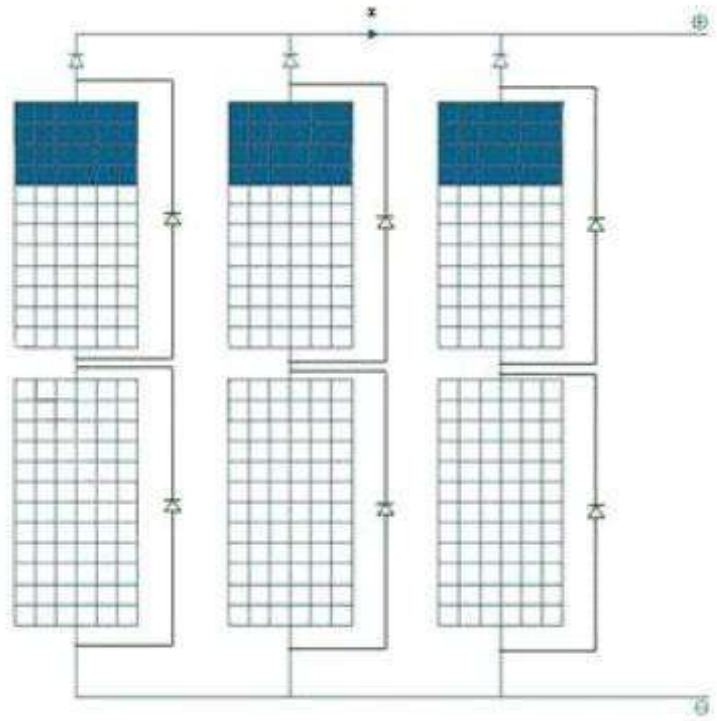


Figure (II. 14) : trois panneaux solaires déconnectés

L'installation solaire photovoltaïque est déconnectée à moitié. Trois panneaux (ceux du bas) fonctionnent normalement, tandis que les trois des hauts sont déconnectés (FigureII.14).D'où la plus grande importance et la nécessité de positionner ses panneaux solaires de telle sorte qu'ils ne soient jamais ombrés à n'importe quelle heure de la journée.

Les diodes anti- retour servent à empêcher les panneaux solaires fonctionnels d'alimenter ceux qui ont étés déconnectés .C'est le même principe que la diode By-pass, sauf qu'au lieu d'agir sur les cellules, on agit sur les panneaux

II.3.6. Système de conversion :

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

L'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil [24]

A- Le convertisseur continu-continu :

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [24].Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking).Son rendement se situe entre 90 et 95%. Ce système présent deux inconvénients pour un système 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.

B- Le convertisseur continu-alternatif (onduleur) :

C'est un dispositif destiné à convertir le courant en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement.

Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques. L'onduleur s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau. Selon la conception technique, un ou plusieurs onduleurs peuvent équiper un seul système photovoltaïque, même de petite taille .La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par deux dispositifs :

Rotatif : c'est un moteur à courant continu couplé à un alternateur, son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW.
- Ses avantages sont : simplicité, onde sinusoïdale, bonne fiabilité.
- Ses inconvénients sont : cherté, faible rendement (surtout pour les faibles puissances).

Statique : on le désigne sous le nom d'onduleur. C'est un dispositif utilisant des transistors de puissance ou des thyristors. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. Les onduleurs peuvent être améliorés à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en PWM (pulse width modulation) qui permettent grâce à la modulation de la longueur des impulsions d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale [24].
Avec ce système, on obtient :
-Un rendement élevé sur une plage du taux de charge.
-De faibles pertes à vide

- **La puissance nominale :**

C'est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de délivrer en fonctionnement permanant. Théoriquement, le choix de la puissance à délivrer doit être la somme des puissances des équipements installés ou à installer, mais en pratique, il est rare que tous les appareils fonctionnent en même temps et le choix de la puissance nominale résultera de la valeur maximale du profil moyen de la consommation.

- **Le rendement :**

C'est un critère très important, car il influe sur le dimensionnement du champ PV et de la batterie. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale), ainsi que la variation de ce rendement varie d'un onduleur à un autre. Le rendement de l'onduleur est aussi donné entre l'énergie consommée par la charge et l'énergie fournie par la source continue.

- **La consommation à vide :**

Une consommation importante à vide va réduire l'énergie emmagasinée par la batterie (cas de nuit) [26].Pour cette raison, il est important de limiter les pertes à un faible pourcentage de la puissance nominale (1 à 5%). Pureté de la tension sinusoïdale pure (220V–50Hz). La moins grande pureté de la tension de sortie est obtenue grâce à : un système de régulation qui tend à maintenir la tension et la fréquence aux valeurs nominales, quelle que soit la tension d'entrée .Un filtrage en sortie de l'onduleur, qui tend à lisser la forme de la tension donc à réduire le taux d'harmoniques.

C- La technologie des onduleurs couplés au réseau :

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau.

IL adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [22].

- **Onduleur modulaires (module inverter) :**

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour les installations les plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant figure(II.15) et figure (II.17-c) [33].

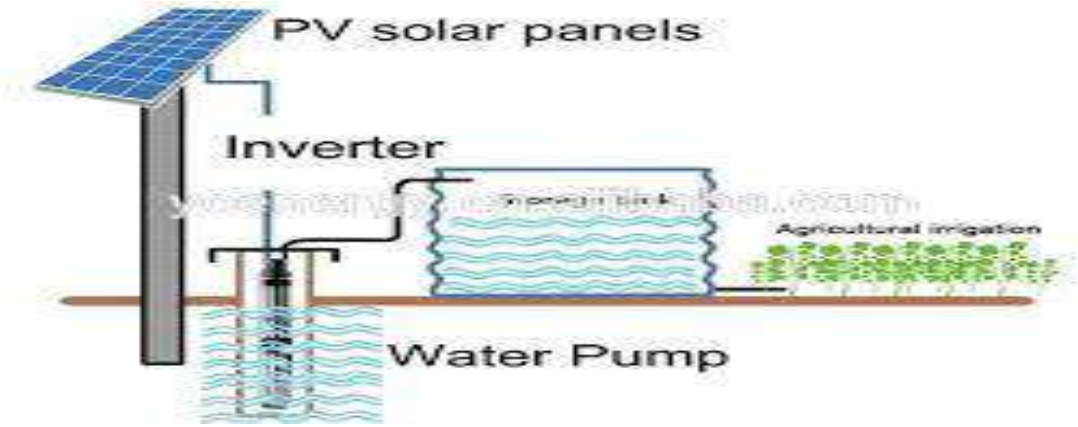


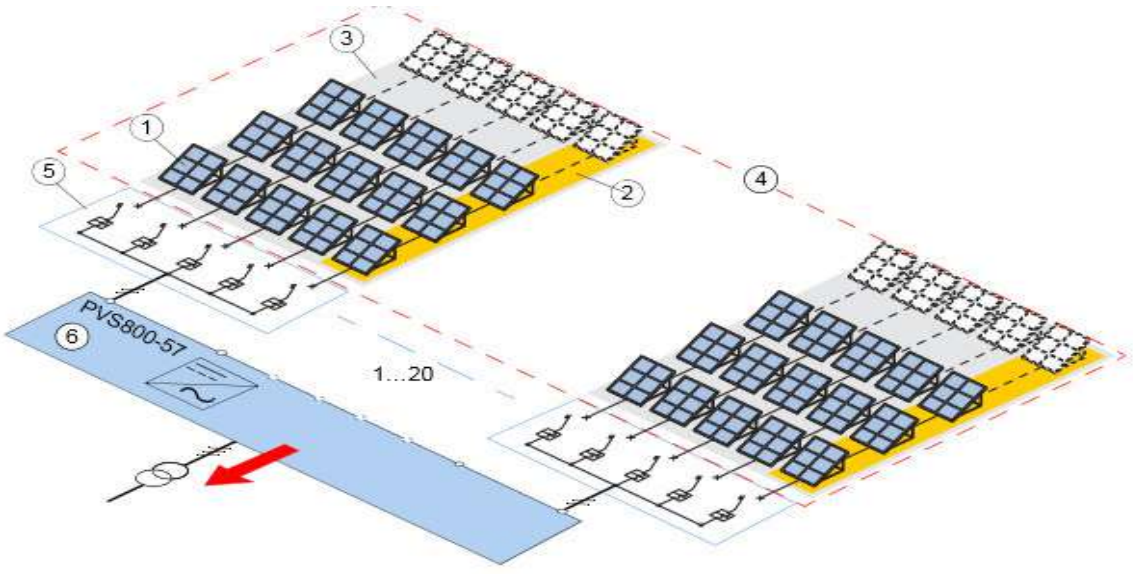
Figure (II. 15) : Onduleur modulaires

- **Onduleurs centralisés (central inverter)**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif (Figure II.16) et (Figure II.17-a).

Le champ de cellules solaires est en règle générale constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle.

Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules solaires connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de modules en série [33].



1 Module photovoltaïque (panneau solaire)
2 Chaîne PV (string)
3 Groupe PV
4 Générateur PV
5 Coffret de jonction PV
6 Onduleur

Figure (II. 16) : Onduleurs centralisés

- **Onduleurs «String» (Rangée) :**

L'onduleur String est le plus utilisé (Figure II.17-b). Le plus souvent, huit (ou plus) 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 de by-pass est fortement recommandé [33].
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.

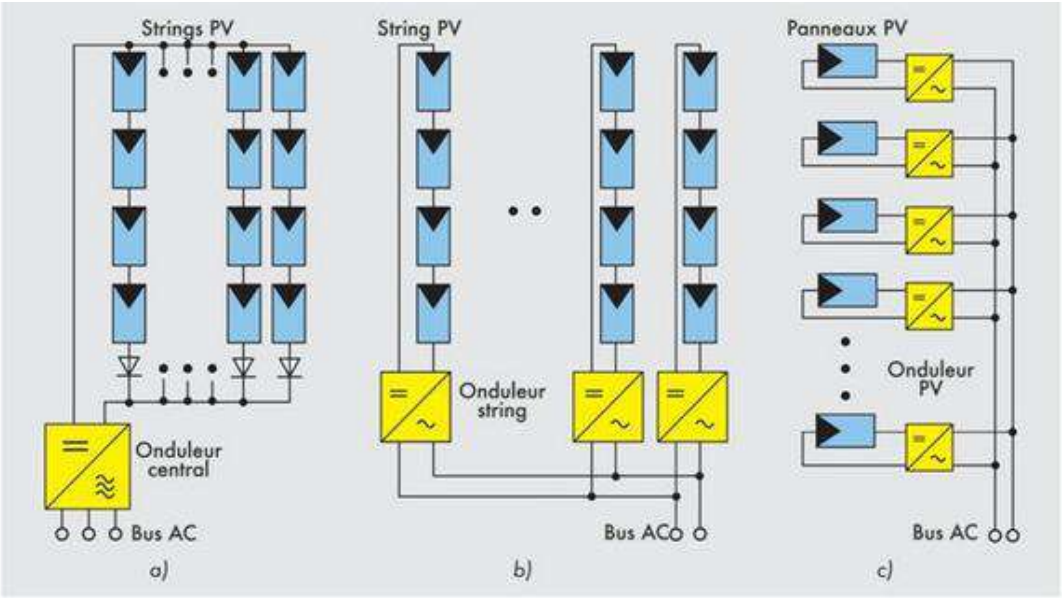


Figure (II. 17) : classification des onduleurs PV connectés au réseau [33].

Ils sont toujours conçus en triphasé. La plupart du temps, les systèmes(PV) sont installés dans les réseaux de distribution basse tension avec une puissance allant jusqu'à 30KVA. Le type du réseau choisi en raccordement, détermine la possibilité du choix de systèmes de surveillance, et la détection en cas d'islanding (défaut).

II.3.7. La Charge :

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système, pouvant être de type continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternatif dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

II.4. Dimensionnement d'un champ PV [31] :

❖ **Dimensionnement d'un générateur photovoltaïque :**

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité.

❖ **Estimation de la puissance crête de la centrale photovoltaïque :**

La puissance crête de la centrale photovoltaïque installée dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [35].

$$Pc = \frac{Ec}{K.Ir} \qquad (II.1)$$

Pc : Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

Ir : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m-2.jour-1).

Ec : Energie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur. Ce coefficient tient compte :

- De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison ;
- Du point de fonctionnement des modules ;
- Du rendement moyen de la batterie (90%) ;
- Du rendement de régulateur (95%) ;
- Des pertes dans les câbles de connexion pour les systèmes avec batterie.

K est en général compris entre 0,55et 0,75. La valeur souvent utilisée dans des calculs du système avec batterie est k=0,65 [37].

II.5. Les différents types de systèmes photovoltaïques :

Les trois genres de systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité ; on les retrouve souvent dans les régions éloignées.

II.5.1.Système autonome :

Il existe des systèmes autonomes au fil du soleil sans stockage et avec stockage :

A-Système au fil du soleil sans stockage [31**] :**

C'est le système le plus simple puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. L'appareil alimenté par ce système ne fonctionnera qu'en présence de la lumière, et dès que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée.

Ce type de système est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière. L'inconvénient de ce système, c'est qu'on ne profite pas toujours

des éclairements les plus élevés : pas de stockage, donc pas de récupération des surplus d'énergie solaire.

B-Système au fil du soleil avec stockage :

Cette installation est constituée essentiellement de trois composants : des modules solaires, la batterie, et le régulateur de charge (figure II.18).La batterie d'un tel système se charge le jour et sert de réservoir d'énergie en permanence ; elle peut recevoir un courant de charge et débiter un courant de décharge de valeur différente sans problème, à un instant donné . Les appareils alimentés sont donc câblés sur la batterie à travers le régulateur de charge, cela pour assurer le chargement optimal de l'accumulateur tel que, lorsque la batterie est pleine, ce dernier coupe la charge pour éviter qu'elle ne souffre de surcharge.

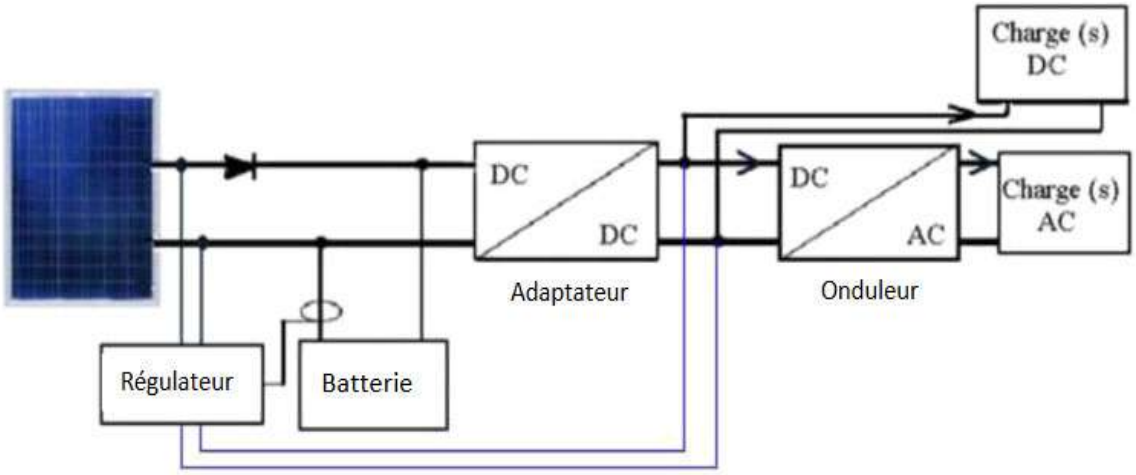


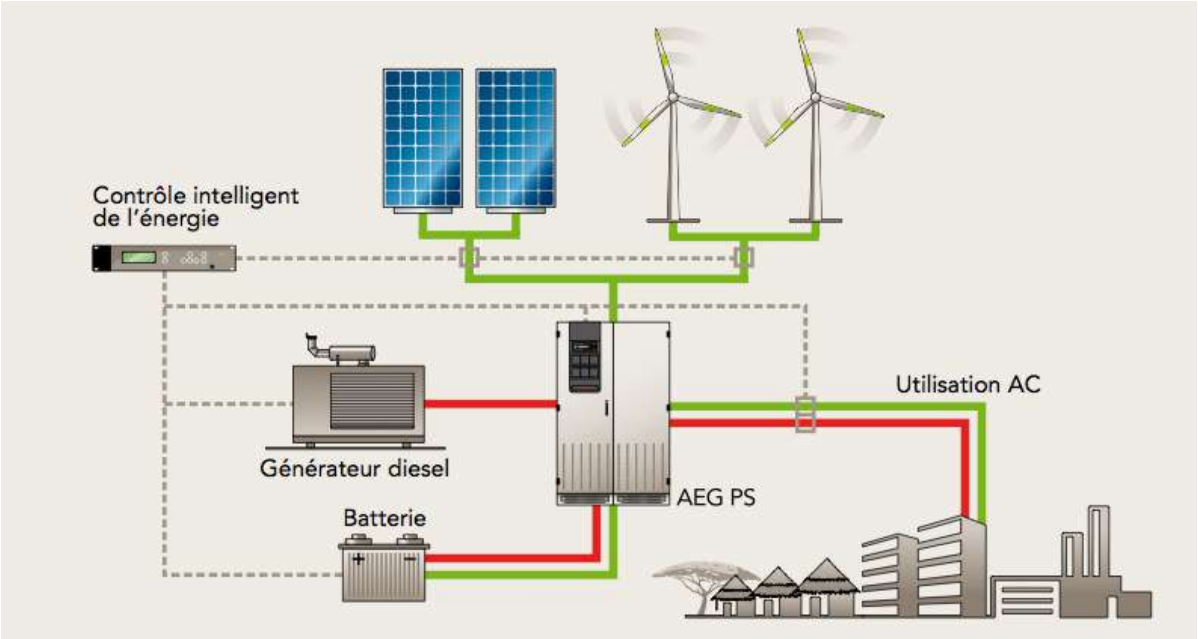
Figure (II. 18) : Système photovoltaïque avec stockage [46].

II.5.2.Système hybride :

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

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Cette autre source peut être un groupe électrogène (appelé aussi ″génératrice″) ou une éolienne (figure II.19).De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie et donc ils permettent en outre de recharger la batterie lors qu'elle est faible.

Un tel système photovoltaïque hybride fournit une grande fiabilité du système et peut représenter la solution adéquate pour les sites isolés ; il convient aussi lorsque la demande en énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout le long de l'année).



Figure(II.19) : Système d'alimentation autonome hybride photovoltaïque/ groupe électrogène [29].

II.5.3.Systèmes raccordés au réseau :

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (figure II.20).Généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.
L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement au réseau local ou national. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif à travers un onduleur. Cet onduleur doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale). Dans certains cas, on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée [31].

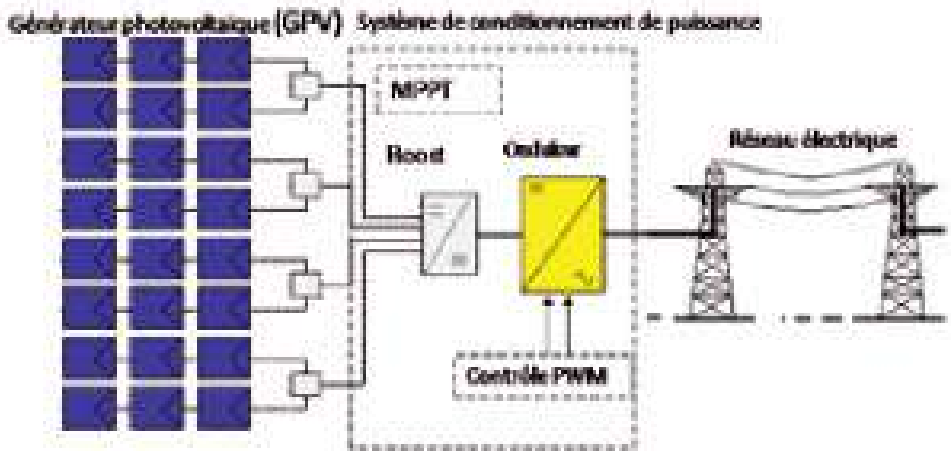


Figure (II. 20) : Système photovoltaïque raccordé au réseau [25]

II.6. Comparaison des systèmes photovoltaïques :

Les centrales photovoltaïques non connectés au réseau peuvent être autonomes (avec ou sans accumulateurs), c'est-à-dire dépendant uniquement de l'énergie solaire, ou hybrides. Les systèmes hybrides allient la technologie PV à une ou plusieurs autres formes de production d'électricité et comprennent habituellement des accumulateurs. Au moment de choisir le genre de système dont on a besoin, on doit tenir compte des facteurs suivants : demande totale, puissance maximale appelée, moments et périodes de l'année de la demande, fiabilité requise et accessibilité du système selon l'endroit où il sera installé.

A- Système autonome :

Comme son nom l'indique, le système autonome est complet et ne comporte aucune source d'énergie d'appoint. Il comprend généralement des accumulateurs.
Dans certains cas, par exemple le pompage de l'eau (notamment pour irriguer les cultures) ou la ventilation d'une serre, on a besoin d'énergie électrique pendant les périodes ensoleillées seulement ; le système autonome sans accumulateurs convient alors. Toutefois, la plupart du temps, la demande d'énergie est indépendante de l'ensoleillement, et le système doit alors comporter des accumulateurs.

Pour s'assurer une provision d'énergie durant l'année à l'aide d'un système alimenté uniquement à l'énergie solaire, il faut donc installer un champ de modules photovoltaïques beaucoup plus gros (donc beaucoup plus coûteux) et l'assortir d'accumulateurs. Ces systèmes sont pratiques dans les endroits isolés, où il n'y a pas de personnel sur place et où il est difficile et coûteux d'aller faire des tournées d'inspection.

Les immobilisations requises sont alors vite compensées par les économies réalisées au titre des frais d'entretien et du ravitaillement en combustible.

On emploie par conséquent des systèmes autonomes avec accumulateurs pour l'électrisation des clôtures de pâturages, et pour les communications, le balisage, les dispositifs d'avertissement et les stations de surveillance ainsi que pour divers usages où la fiabilité et les exigences d'entretien sont des considérations de première importance.

Le système autonome peut aussi convenir dans le cas d'une résidence d'été, d'un voilier ou d'autres usages dont la période d'utilisation correspond à la période d'ensoleillement maximal. Si on considère l'électricité comme un luxe et estime pouvoir supporter les rares instants où le système ne suffira pas à nos besoins, le système autonome peut s'avérer une solution satisfaisante à prix raisonnable.

Toutefois, si on tient à être assuré d'un approvisionnement constant à longueur d'année et si on a facilement accès aux produits consommateurs d'énergie, ce serait sans doute plus avantageux d'installer un système hybride.

B- Système hybride :

Le système hybride allie l'énergie photovoltaïque à celle d'autres sources. En règle générale, il comporte une éolienne ainsi qu'un groupe électrogène d'appoint au diesel, au propane ou à l'essence. Un tel système peut convenir dans le cas d'une résidence ou d'un

immeuble commercial non connecté à un réseau de distribution .Pour celui qui consomme plus de 2,5 kWh d'énergie par jour l'année durant et qui a besoin d'un groupe électrogène, ou qui habite une région où l'ensoleillement est limité pendant de longues périodes, le système hybride constitue probablement un bon choix. La plupart des systèmes hybrides comportent une batterie d'accumulateurs dont provient la charge de consommation.

Les modules maintiennent la charge des accumulateurs tant qu'il y a assez de soleil. Si on assortit une éolienne au système, celle-ci recharge les accumulateurs pendant les périodes venteuses, qui surviennent souvent lorsque le ciel est couvert ou durant la nuit.

Par conséquent, les éléments éoliens et solaires se complètent avantageusement. Le groupe électrogène n'est mis en marche qu'à l'occasion pour charger les accumulateurs durant les périodes nuageuses prolongées, ou sans vent, et quand il est en marche, il tourne à plein régime.

Son rendement et son efficacité énergétique sont donc bien supérieurs ; de plus, il nécessite alors moins d'entretien et il dure plus longtemps. Les systèmes qui comportent à la fois des composantes solaires et éoliennes suffisent souvent aux besoins, sans qu'un groupe électrogène ne soit nécessaire.

C- Centrale raccordée au réseau :

La particularité de l'énergie photovoltaïque raccordée au réseau dans la plupart des cas, la centrale photovoltaïque peut être installée à proximité du lieu de consommation, évitant ainsi les pertes en ligne qui peuvent atteindre 15 % sur les grands réseaux électriques lorsque des centaines de kilomètres séparent les lieux de production et de consommation.

Cette énergie répond bien au concept de la décentralisation .Une centrale photovoltaïque raccordée au réseau fonctionne «au fil du jour » de manière totalement transparente pour l'utilisateur et sans intervention de sa part. Son fonctionnement est particulièrement optimisé. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que si nous voulions une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité [30].

L'énergie photovoltaïque raccordée au réseau est particulièrement bien adaptée à l'intégration dans la plupart des bâtiments quel que soit leur type (habitations, bureaux, entreprises, centres commerciaux,...). Elle est par ailleurs particulièrement souple d'emploi.

II.7. Principe de raccordement :

Dans les pays disposant déjà d'un réseau de distribution électrique, une nouvelle pratique a vu le jour dans le courant des années 80.Elle consiste à compenser les différences entre la production et la consommation grâce à un échange d'énergie avec le réseau.

De cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau ce qui traduit par une diminution de la

demande sur les centrales hydroélectrique, et donc par une «réserve» d'eau qui pourra être mise à profit pendant la nuit, ou lors des périodes de faibles insolations.
La mise en service de centrale photovoltaïque dans un réseau de distribution électrique élargit le rôle de la distribution. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire.

Il s'ensuit que le flux du courant électrique dans les lignes de distribution n'est plus unidirectionnel et que le rapport commercial entre le distributeur et l'usager n'est plus uniquement celui de fournisseur à client.

Il est absolument nécessaire de s'assurer que les conditions de reprise du courant «solaire» souvent très favorables à un moment donné soient garanties au moins pendant la durée d'amortissement de l'installation, ce qui n'est malheureusement pas toujours le cas.

L'étude, l'engineering et la réalisation de centrales photovoltaïques raccordées au réseau demandent au bureau d'ingénieur beaucoup de qualités négociateur et de diplomatie.

Dans les cas, de plus en plus fréquents, de générateurs intégrés à la construction s'ajoute le dialogue permanent avec les architectes et avec tous les corps de métiers impliqués dans cette intégration. Il n'est pas inutile de souligner que le projet d'intégration doit être engagé dès les premiers travaux de l'architecte pour assure les meilleurs résultats.

II.8. Éléments d'une installation PV :

1- Le module :

Les principales caractéristiques des modules et des champs photovoltaïques ont été précisées ci-dessous.

En pratique, le projet devra définir le type de modules par ses dimensions ou par le nombre de cellules qu'il comporte.

Les modules mono et poly cristallin, les plus courants sont composés de 36 cellules disposées en 3*12 ou 4*9.

Les dimensions des modules dépendent de celles des cellules ; de l'ordre de 100*100mm², avec une tendance vers des cellules plus grandes pour les poly cristallins.
Avec l'augmentation de la dimension des centrales photovoltaïques, les constructeurs proposent maintenant des modules composés de plus de cellules, souvent 72 cellules, soit l'équivalant d'un module double.

Les grands modules pour l'intégration, qui sont en quelque sorte des éléments de construction, sont adaptés à leur fonction et sont souvent confectionnés en fonction du projet.

Habituellement toutes les cellules sont connectées en série, mais l'on commence à trouver aussi des modules avec câblages série/parallèle, plus particulièrement dans les modules «sur mesure».

Un module photovoltaïque peut être encadré par un profil métallique ou non, selon le type d'utilisation ou de fixation prévue.
A ce propos, il faut souligner que le cadre renforce la rigidité et quelque fois améliore l'étanchéité du laminât ; en conséquence, il est important de s'assurer de l'étanchéité et de la rigidité des modules sans cadres.

Le module est l'élément producteur dont dépendront la puissance et l'énergie fournie par la centrale photovoltaïque. Il importe de bien s'assurer de la validité des indications du fournisseur qui vont servir de base au dimensionnement.

2- Câblages de champ :

La qualité du câblage DC est un élément déterminant pour assurer la sécurité et l'efficacité de la production d'énergie.

La tension d'essai du câblage et des éléments (modules compris) est égale à deux fois la tension à vide maximale du générateur photovoltaïque.

Le raccordement des modules représente des milliers de boîtiers de connexion dont la fiabilité est primordiale, en outre la commodité de montage n'est pas à négliger.

La plupart des modules courants ont des borniers avec serrage à vis qui devraient être contrôlés régulièrement, mais la tendance à utiliser des connecteurs embrochables apparaît, surtout pour les modèles destinés à l'intégration. On commence à trouver également des boîtiers avec borniers avec contacts à ressort.

Le câblage du champ proprement dit est déterminé d'une part par les critères de miseen série et en parallèle des modules et d'autre part par la disposition géométrique des éléments, lesquels sont souvent préassemblés et pré-câblés par groupes.

La perte d'énergie est proportionnelle au carré du courant, ce qui justifie dans les installations importantes de travailler à des tensions plus élevées.

Les diodes de chaînes en série entraînent des chutes de tension de l'ordre de 0.5 V pour les diodes Schottky et 1.1 V pour les autres, ce qui engendre des pertes de puissance proportionnelles au courant des chaînes.

Les résistances de contact dans les borniers et dans les contacteurs entraînent également des pertes qui ne sont pas négligeables. Les résistances de passage peuvent atteindre 30 à 100 mΩ dans les borniers et 15 à 50 mΩ dans les disjoncteurs. Ces pertes se traduisent par l'échauffement des contacts.

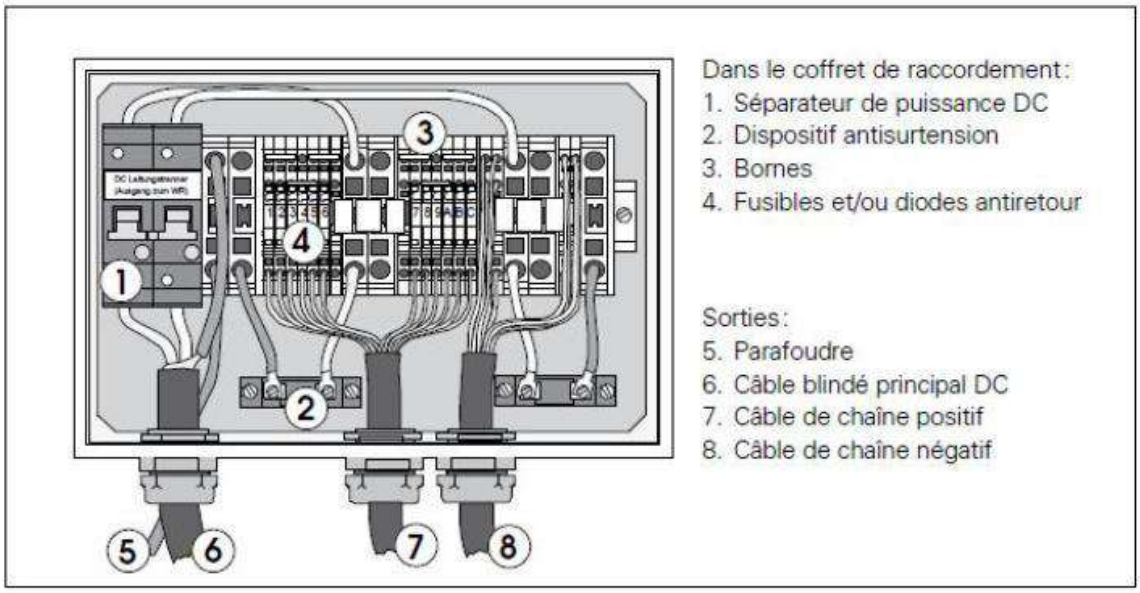
Les protections contre les surtensions avec des varistors ne conduisent normalement que peu de courant, mais avec le vieillissement les courants de fuite peuvent augmenter et sont difficilement mesurables

Le câble du champ n'est normalement pas réalisé sous tube (sauf pour la protection mécanique des passages sur sol) et les câbles doivent être résistants aux UV et comporter

une double isolation. Il existe sur le marché des câbles spécialement fabriqués pour les installations photovoltaïques.

Les coffrets de raccordement (Figure II.21) contiennent normalement les borniers séparés, positifs et négatifs, des arrivées de tous les câbles provenant des chaînes de modules en série. Ils contiennent également les diodes anti-retour et les dispositifs de protections. Il faut rappeler que les fusibles ne protègent pas les circuits PV, du fait que le courant de court- circuit peut être plus faible que le courant normal. Un interrupteur DC n'est pas obligatoire à ce niveau s'il existe à l'entrée de l'onduleur, mais il peut s'avérer fort utile pour isoler des éléments du champ photovoltaïque pendant le montage ou des travaux sur le bâtiment.

Un champ photovoltaïque peut comporter plusieurs coffrets disposés de façons à diminuer les longueurs de câbles et à optimiser les sections.
Les coffrets doivent répondre aux exigences d'étanchéité, ils doivent être largement dimensionnés pour permettre un câblage propre et bien accessible, et construits en matière ininflammable, si possible en métal.



Figure(II.21) : coffret de raccordement [47].

3- Câblage de liaison :

Les coffrets de raccordement, situés à proximité des capteurs, sont reliés au coffret de l'armoire d'entrée de l'onduleur par des câbles blindés, ou sous tubes métalliques.

La liaison sera conduite par le plus court chemin et la pénétration dans le bâtiment ne devra pas compromettre l'étanchéité de l'enveloppe.

Dans la mesure du possible le local pour le montage de l'onduleur sera choisi le plus près possible du champ photovoltaïque.

Certains onduleurs sont livrés dans les armoires étanches, ce qui permet leur montage extérieur, à proximité immédiate des générateurs. Cet avantage est appréciable dans le cas démontage sur toit plat, ou en terrain, mais il est rarement applicable dans les cas d'intégration architecturale des modules. Ici encore, le choix des sections de câble devra garantir une perte maximale de puissance de l'ordre de 1%.

4- Contacteur côté courant continu (DC) :

La plupart des onduleurs, tels que décrits dans le chapitre précédent, sont équipés de tous les dispositifs nécessaires pour assurer la sécurité de fonctionnement et la protection des personnes et du matériel.

Il peut toutefois être nécessaire, ou pratique, de grouper dans une armoire d'entrée avant l'onduleur les câbles provenant de champs séparés, les sectionneurs DC, les dispositifs de protection anti-surtensions.
Le contacteur principal DC doit pouvoir séparer le champ photovoltaïque sous charge.
Il ne faut utiliser que des contacteurs conçus et testés pour commuter du courant continu à la tension nominale. Il ne doit pas être utilisé nominalement pour arrêter le fonctionnement de l'onduleur.

5- Onduleur :

Le local de l'onduleur doit être bien ventilé, de façon à permettre l'évacuation de l'énergie thermique produite par les pertes de transformation.

6- Contacteur côté courant alternatif (AC) :

Même si le point d'injection dans le réseau est relativement éloigné, un disjoncteur AC et les protections de ligne seront montés dans une armoire de sortie, à proximité de l'onduleur. Il ne doit pas être utilisé pour interrompre le fonctionnement de l'onduleur.

7- Injection-comptage :

L'injection dans le réseau s'effectue à travers un tableau de distribution faisant partie de l'installation.

Pour choisir le point d'injection, il faut se rappeler que la centrale photovoltaïque produit un courant de puissance variable, dont le maximum dépend de la puissance installée et des conditions météorologiques. Cette puissance doit pouvoir être absorbée sans pertes par les consommateurs présents au point d'injection ne comportant pas de dispositif particulier, à l'exception d'un sectionneur AC et d'une mise en garde relative à la nature particulière de la ligne. Le tableau au point d'injection comporte également les dispositifs de comptage.

II.9.Les pertes dans le système PV [34] :

A- Pertes dues à l'ombre :

Les ombres portées par le voisinage proche et lointain peuvent influencer de manière non négligeable la productivité de l'ensemble du système photovoltaïque. Lors de la conception du système, il est indispensable que l'installateur identifie précisément les zones d'ombrages pour déterminer la dimension et la configuration optimale. Selon la

technologie, l'impact d'une même ombre sera plus ou moins pénalisant. Certaines d'entre elles sont mieux adaptées aux configurations avec ombrage.

L'ombrage peut également être dû aux conditions météo. Par exemple, l'accumulation de neige dans le bas d'un module peut réduire sa production assez fortement. Heureusement, ces cas-là n'arrivent qu'en hiver lorsque la production potentielle est la plus faible.

B- Pertes dues à la température :

L'efficacité du module et de l'onduleur est inversement proportionnelle à la température de ce même module. En fonction de la technologie utilisée, les pertes d'efficacité seront plus ou moins importantes (Figure II.21). Par exemple, la technologie amorphe (a-Si) présente un coefficient de température moindre que la technologie cristalline (c-Si).

Si les modules sont superposés à la toiture, une ventilation naturelle viendra refroidir les modules photovoltaïques. Dans le cas d'un système intégré, cette ventilation sera plus difficile et les pertes occasionnées par l'augmentation de la température seront plus importantes. Ces augmentations de température influencent la tension d'entrée de l'onduleur et par conséquent la productivité et le rendement de l'onduleur.

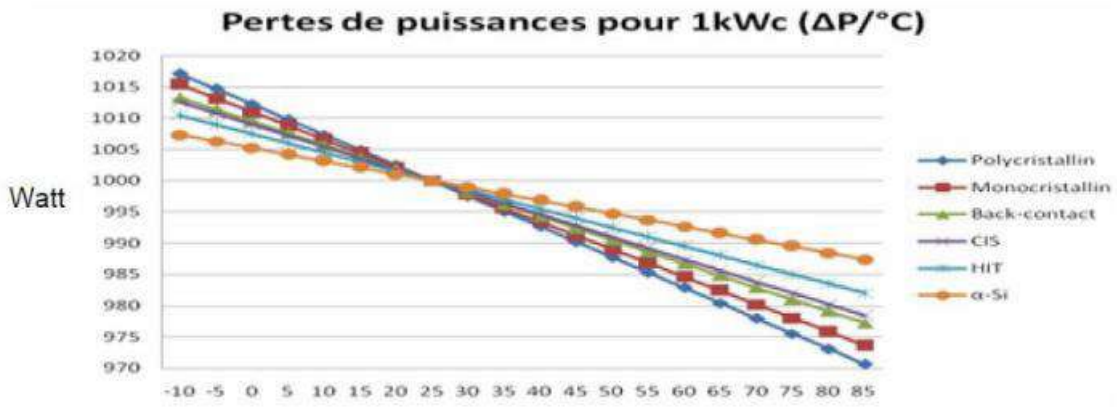


Figure (II .22) Pertes dues à la température pour différentes technologies [34].

C- Pertes dues à l'onduleur :

- **Influence de l'ensoleillement :**

  Si l'irradiation des modules n'est pas suffisante (début ou fin de journée, neige, ciel gris, ...) l'onduleur reste en attente de meilleurs conditions pour commencer à produire de l'électricité solaire. La consommation interne de l'onduleur (de l'ordre de 5W) doit en effet être atteinte pour que le système soit productif. L'onduleur redémarrer a automatiquement dès que les conditions extérieures redeviendront favorables.

- **Influence de la température :**

L'onduleur doit être installé dans un endroit sec et ventilé. Son efficacité, telle que décrite dans la fiche technique, n'est assurée que dans le cas d'une installation conforme au manuel d'installation. Un dégagement d'une vingtaine de cm est généralement nécessaire pour assurer le dégagement de chaleur, en particulier du côté des grilles de ventilation (entrée et sorties).

Dans des conditions de températures élevées (grenier non isolé), son rendement diminuera et sa durée de vie risque également de diminuer.

D- Pertes ohmiques (câblage CC) :

En pratique, un système de qualité est dimensionné pour limiter les pertes ohmiques dans le câblage Courant Continu (CC) à une chute de tension de maximum 2% entre les modules et l'onduleur. Si la chute de tension est supérieure à 2% (par exemple due à une longueur de câble trop importante), il faudra augmenter la section du câblage CC pour éviter l'échauffement des câbles.

E- Pertes dues au réseau d'alimentation public :

Statistiquement, le réseau électrique est assez souvent la cause d'une baisse de production d'un système photovoltaïque. Il y a plusieurs causes possibles :

- ✓ La tension du réseau est trop élevée (> 245 V) ou trop fluctuante ;
- ✓ Des écarts d'impédance trop grands ;
- ✓ Des écarts de fréquence du réseau trop grands par rapport à la valeur standard.

Ces différentes causes vont provoquer des arrêts temporaires de l'onduleur et donc une perte de production.

II.10. Les critères de choix d'une centrale photovoltaïque :

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système.

- Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complet, une centrale toute entière.
- Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage. La présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoirs d'hydrogène, des volants d'inertie,...etc.
- La dernière classification possible est celle relative au type de sources d'énergie renouvelables utilisées. La structure du système peut contenir un système photovoltaïque, une éolienne, un convertisseur d'énergie hydraulique (centrales hydroélectrique ou utilisation des vagues) ou une combinaison de ces sources. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit d'installation du système hybride.

- Un autre facteur déterminant est le consommateur électrique alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle.

II.11. Avantages et inconvénients d'une installation PV :

A- Avantages [26**] :**

- Une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli watt au mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

B- Inconvénients [26**] :**

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

II.12. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans la constitution d'un système de captage photovoltaïque. Ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui est une bonne introduction au dimensionnement et à la simulation de ce système, chose qu'on va présenter dans le chapitre III.

Chapitre III
Dimensionnement d'Une Centrale PV Raccordée Au Réseau
- Aspects technique et Ecomique -

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de simulation d'une centrale PV d'une puissance de 1.2 MW interconnectée au réseau électrique à la nouvelle ville Boughezoul, en utilisant une technologie de modules au silicium monocristallin avec trois variantes :

- 1er variante : Répartition avec 01 champ PV
- 2ème variante : Répartition avec 03 sous champs PV
- 3ème variante : Répartition avec 05 sous champs PV

D'après la société de distribution de l'électricité et du gaz de Médéa (Ex. Sonelgaz) concernant la décomposition du réseau Electrique, la région de boughezoul appartient au District Electricité de Ksar El Boukhari, qui est de son tour appartient à la direction de distribution de Médéa.

Les résultats de simulation sont ensuite interprétés.



III.2. Dimensionnement d'une centrale PV

Lorsqu'on s'équipe en énergie renouvelable, il est important de respecter un certain nombre d'étapes. Ces dernières permettront, grâce à quelques calculs très simples, de dimensionner la source d'énergie. Une installation d'un système PV nécessite plusieurs étapes dont la première est d'estimer la consommation d'électricité et de déterminer à quel moment on en a besoin. Puis vient le chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique. Avec ces données, il sera alors possible de connaitre la quantité de modules photovoltaïques nécessaires, la quantité de batteries (en cas d'une installation autonome), le régulateur ainsi que l'onduleur les mieux adaptés, et enfin le câblage adéquat.

III.1.1 Présentation de logiciel de simulation PVSYST

PVsyst est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. 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. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [49].

A. Gestion d'un projet du système raccordé au réseau :

Pour un projet donné définissant site et météo, on peut construire plusieurs variations de notre système (Figure III.1).

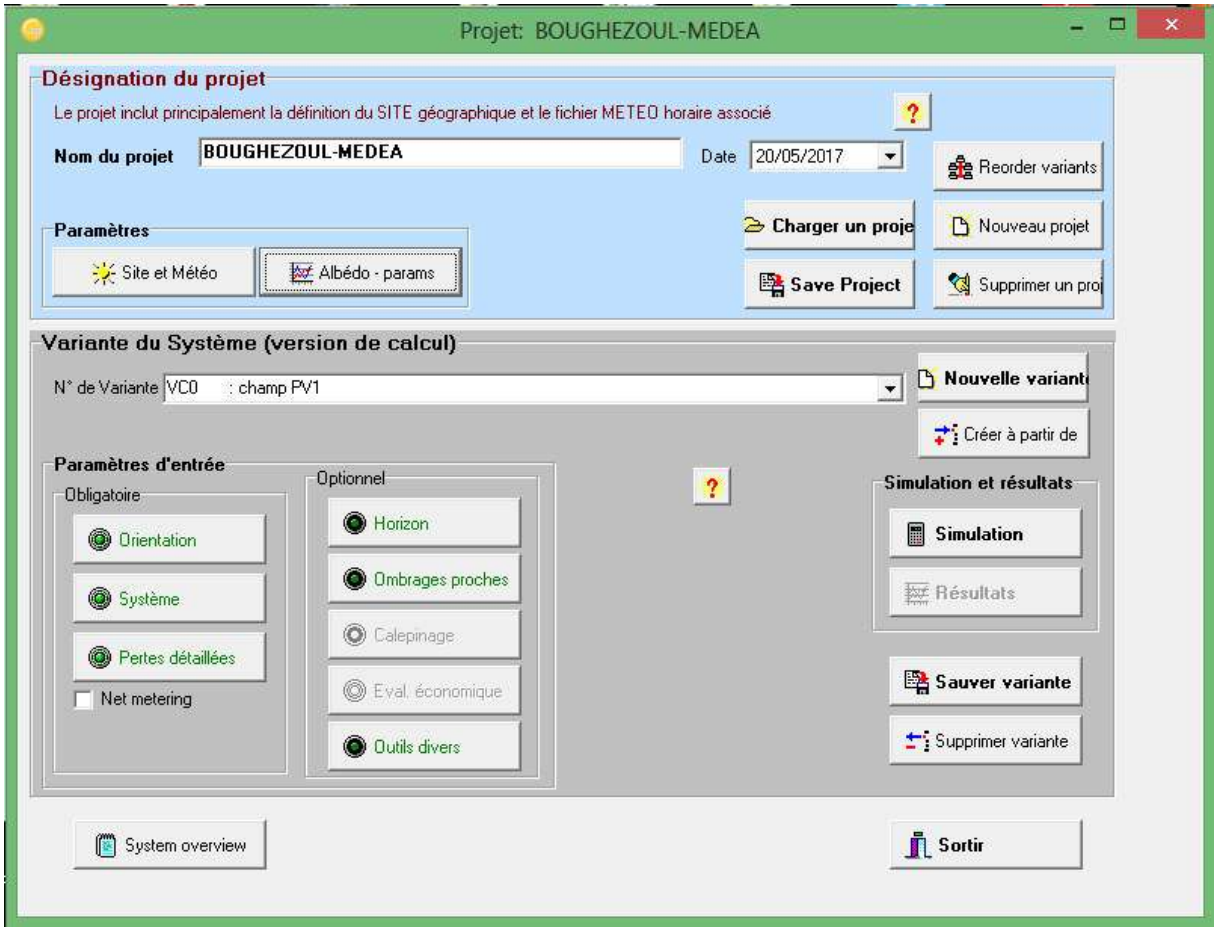


Figure III.1 : Désignation du projet dans PVSYST

B. Conception/dimensionnement du système :

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple (Figure III.2) :

- Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible ;
- Choisir les modules PV dans la base de données interne ;
- Choisir l'onduleur dans la base de données interne.

Et PVsyst propose une configuration de système, qui permet de réaliser une première simulation/évaluation.

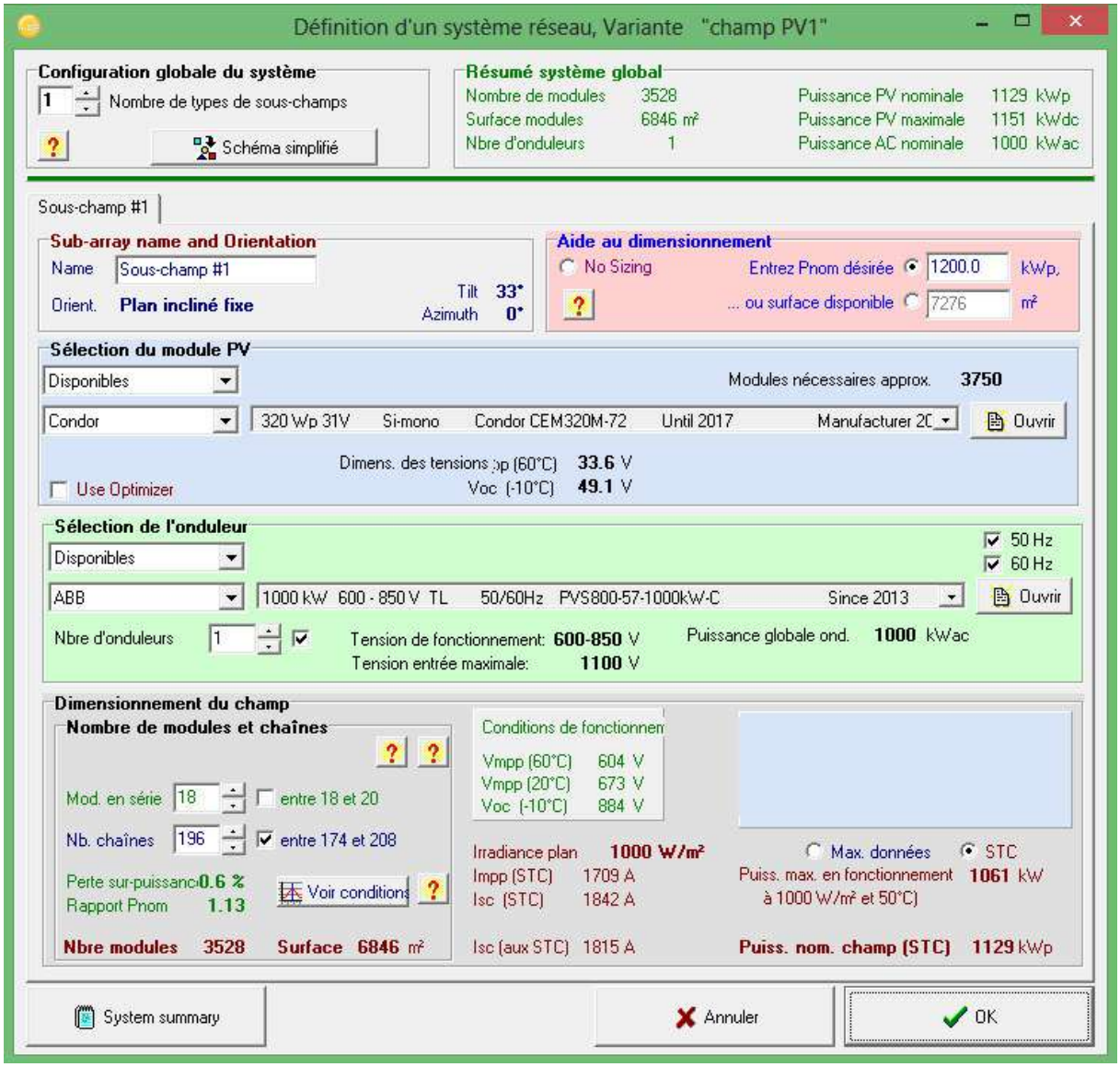


Figure III.2 : Configuration du système dans PVSYST.

C. Dimensionnement de système : outil visuel

Un outil spécifique rassemble toutes les contraintes pour le dimensionnement du système (Figure III.3) :

- Pour le nombre de modules en série : le diagramme supérieur montre la courbe I/V du champ PV (été/hiver), et les contraintes de tension (y compris courants et puissance) de l'onduleur.
- Pour le dimensionnement de l'onduleur : le second graphique montre la distribution annuelle de puissance MPP du champ et la puissance effective de l'onduleur.
- Le dimensionnement optimal de l'onduleur est base sur la perte de surcharge acceptable sur une année. Il conduit habituellement à sur-dimensionner le rapport de puissance nominale champ/onduleur, de l'ordre de 1.25.

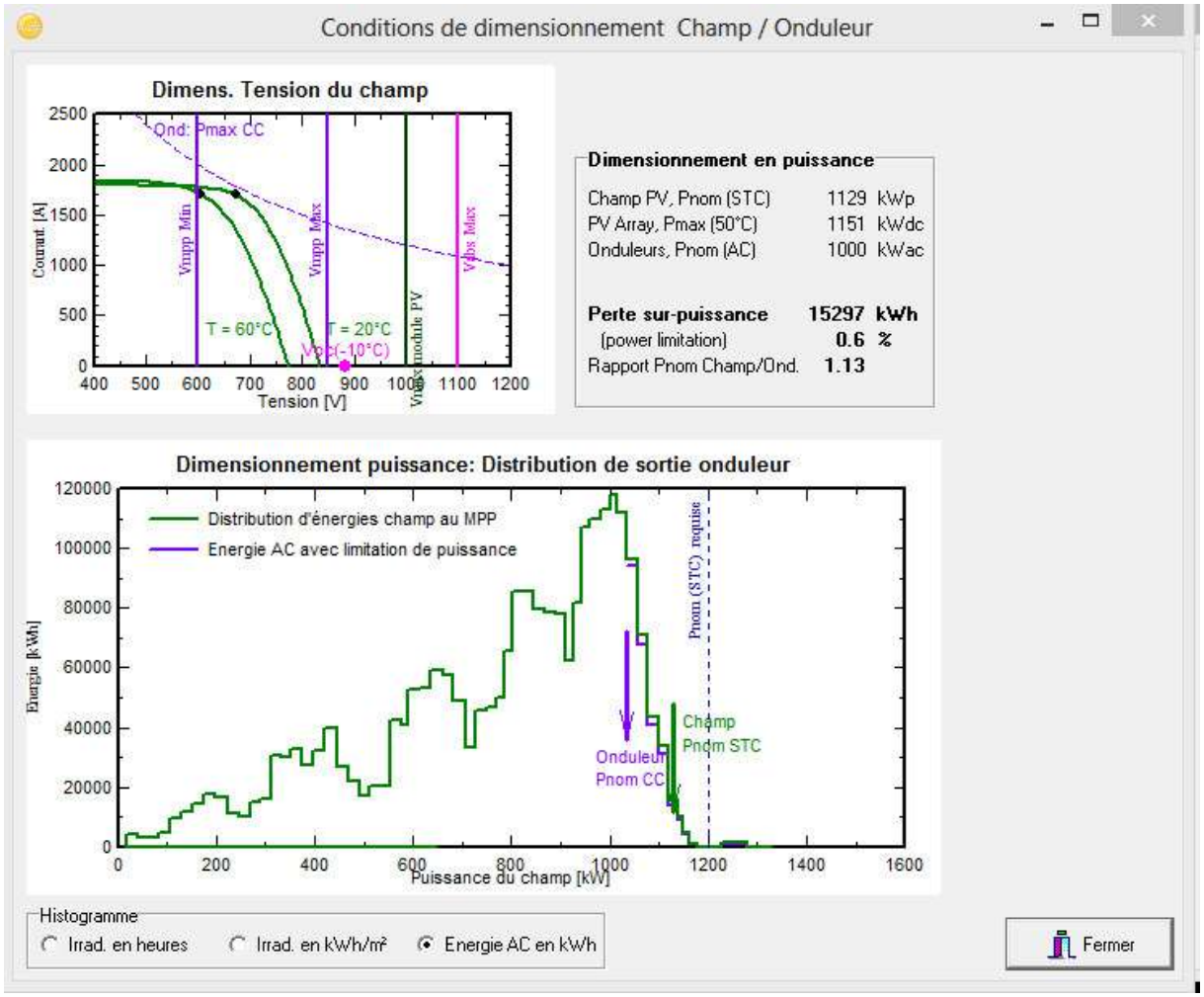


Figure III.3 : Conditions de dimensionnement champ/onduleur dans PVSYST.

Après un bon dimensionnement du système, on peut définir différentes pertes comme les ombrages lointains et proches, en utilisant un éditeur 3D complet, pour la définition de l'environnement et des conditions d'ombrages proches.

D. Simulation et rapport

La simulation calcule la distribution des énergies tout au long de l'année. Un rapport complet avec tous les paramètres impliqués et les résultats principaux, est conçu pour être directement transmis à l'utilisateur.

E. Principaux résultats

1. La production d'énergie totale (MWh/an) est essentielle pour évaluer la rentabilité du système PV.
2. L'indice de performance (PR [%]) décrit la qualité du système lui-même.
3. L'énergie spécifique [kWh/kWp] est un indicateur de la productivité du système, selon l'irradiation disponible (localisation et orientation).

4. Le diagramme des pertes (Figure III.4) : Le diagramme des pertes montre les énergies à différents niveaux du système, avec une évaluation des pertes à chaque stade.

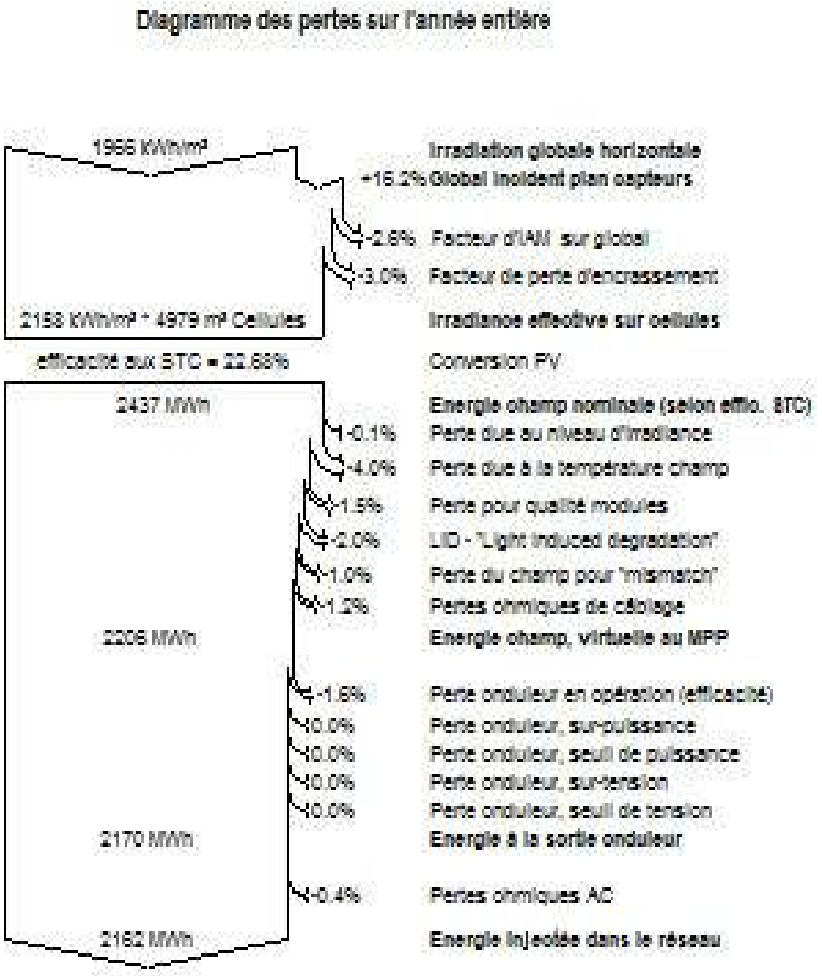


Figure III.4 : Diagramme de pertes

III.3. Site d'implantation :

Pour la simulation de notre projet de la centrale photovoltaïque, les données géographiques et météorologiques sont récupérer par deux logiciels :

- http\\:French.Wunderground.com : pour calculer les différentes températures mensuelles.
- http\\:PVgis.com : pour calculer le plan d'inclinaison optimal et l'orientation optimal, ainsi que les irradiations optimales.

III.3.1. Données géographiques :

Le tableau III.1 présente les données géographiques du site de BOUGHEZOUL/KSAR EL BOUKHARI/MEDEA.

Caractéristique / Site	Latitude [°]	Altitude [m]	Longitude [°]	Fus. Horaire [h]
BOUGHEZOUL – MEDEA	35.74 Nord	683	2.89 Est	+1.00

Tableau III.1 : données géographiques du site de Boughezoul – Médéa.

III.3.2. Données météorologiques :

Le tableau III.2 résume les caractéristiques climatiques du site de BOUGHEZOUL - MEDEA.

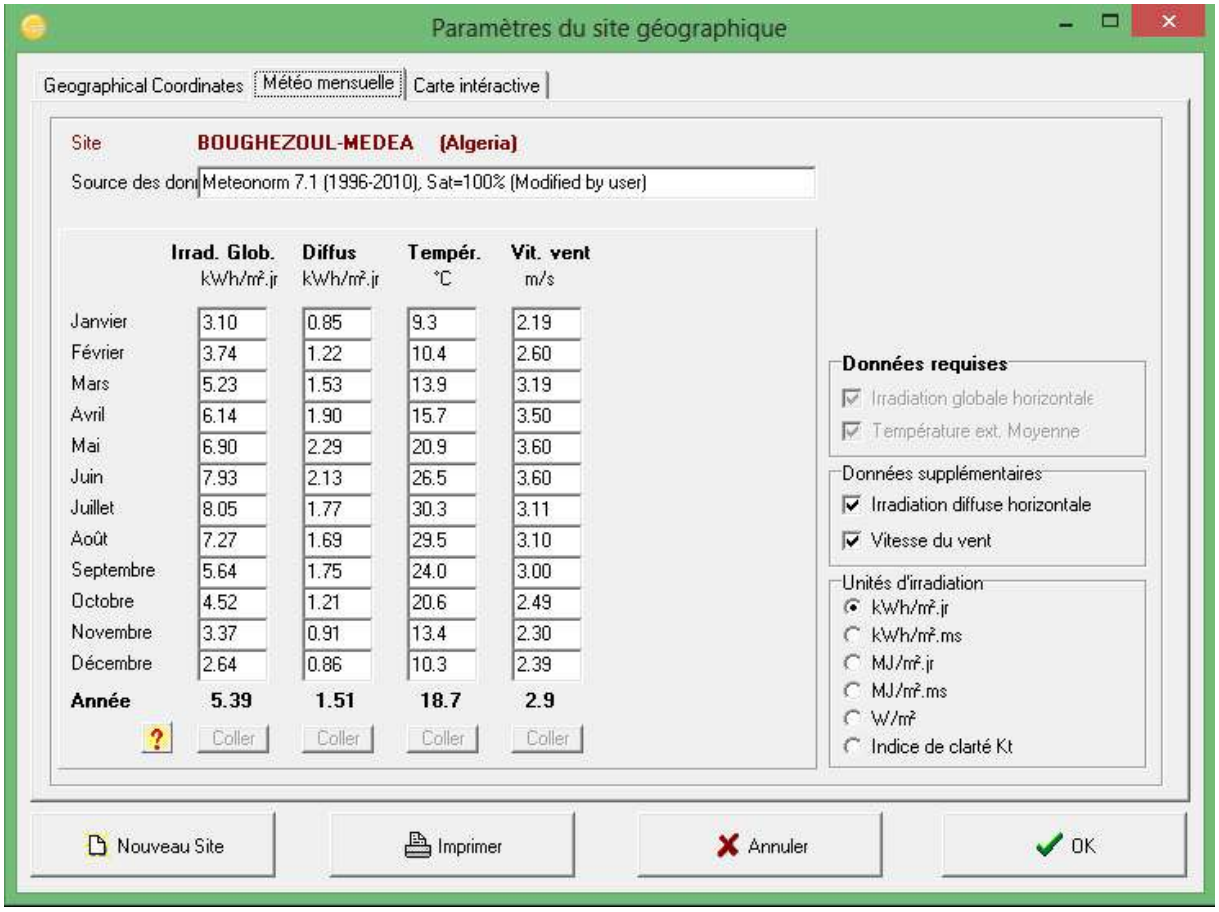


Tableau III.2 : Données météorologiques du site de BOUGHEZOUL-MEDA.

III.3.3. Trajectoire du soleil :

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure III.3 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Boughezoul/Ksar El Boukhari/Médéa au cours d'une année.

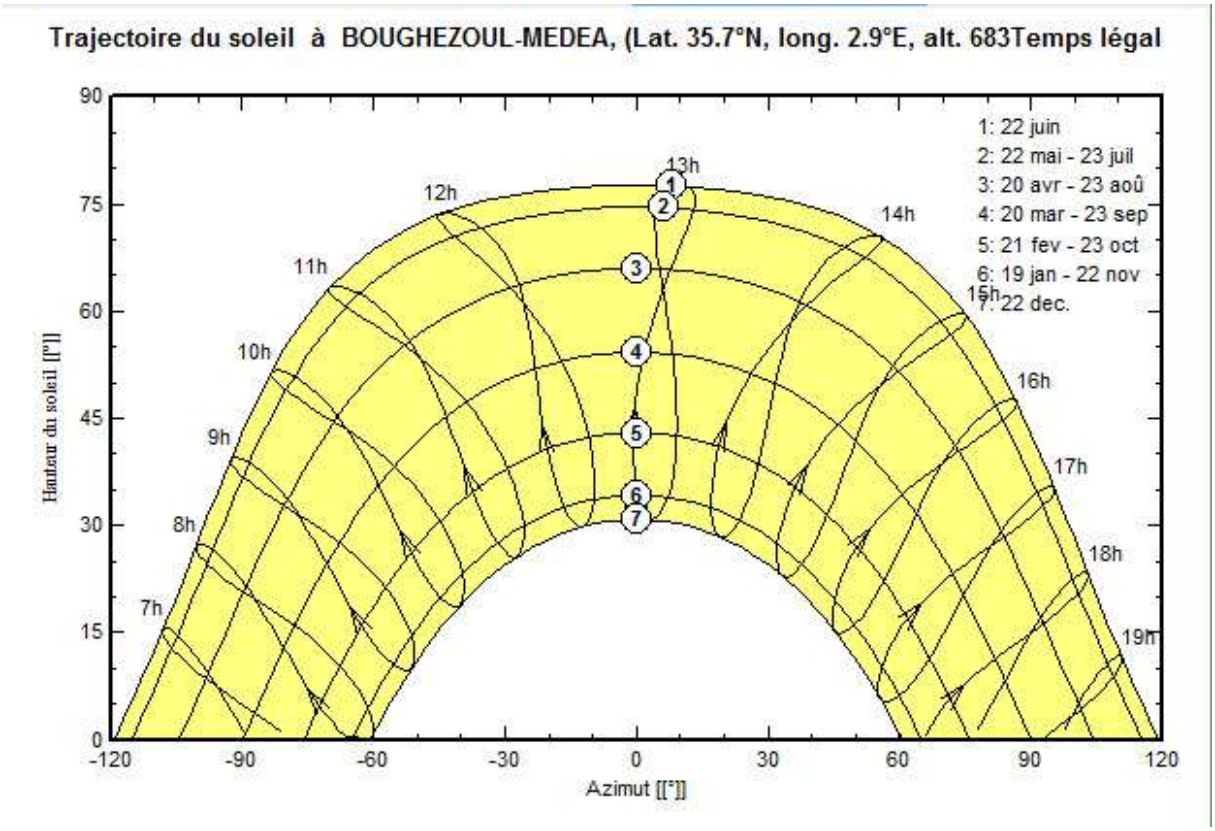


Figure III.5 : Trajectoire du soleil à Boughezoul (Lat.35.7° N, long. 2.9° E, alt. 683m).

III.3.4. Simulation d'une centrale PV de puissance 1.2 MW avec le logiciel PVSYST

- La simulation détaillée d'un système PV comporte :
- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement,…etc) ;
- La disposition détaillé du champ de capteurs (orientation, mode de montage,…etc) ;
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation, et le prix du KWh résultant.

III.3.4.1. Orientation des modules PV :

Il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.
Pour la simulation en technologie de silicium monocristallin, nous avons choisi un plan incliné fixe d'une inclinaison 33° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure III.6, 33° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

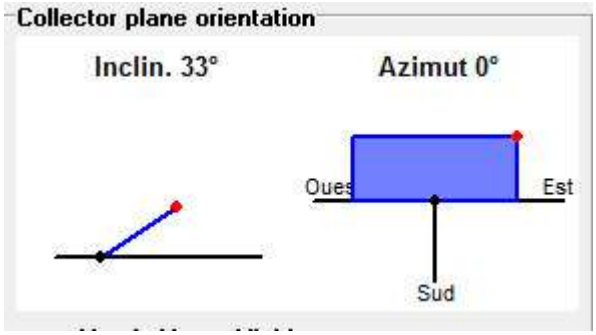


Figure III.6 : Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).

III.3.4.2. Schéma de la centrale PV :

La figure III.7 représente le schéma de la centrale PV raccordée au réseau prise-en compte dans la simulation.

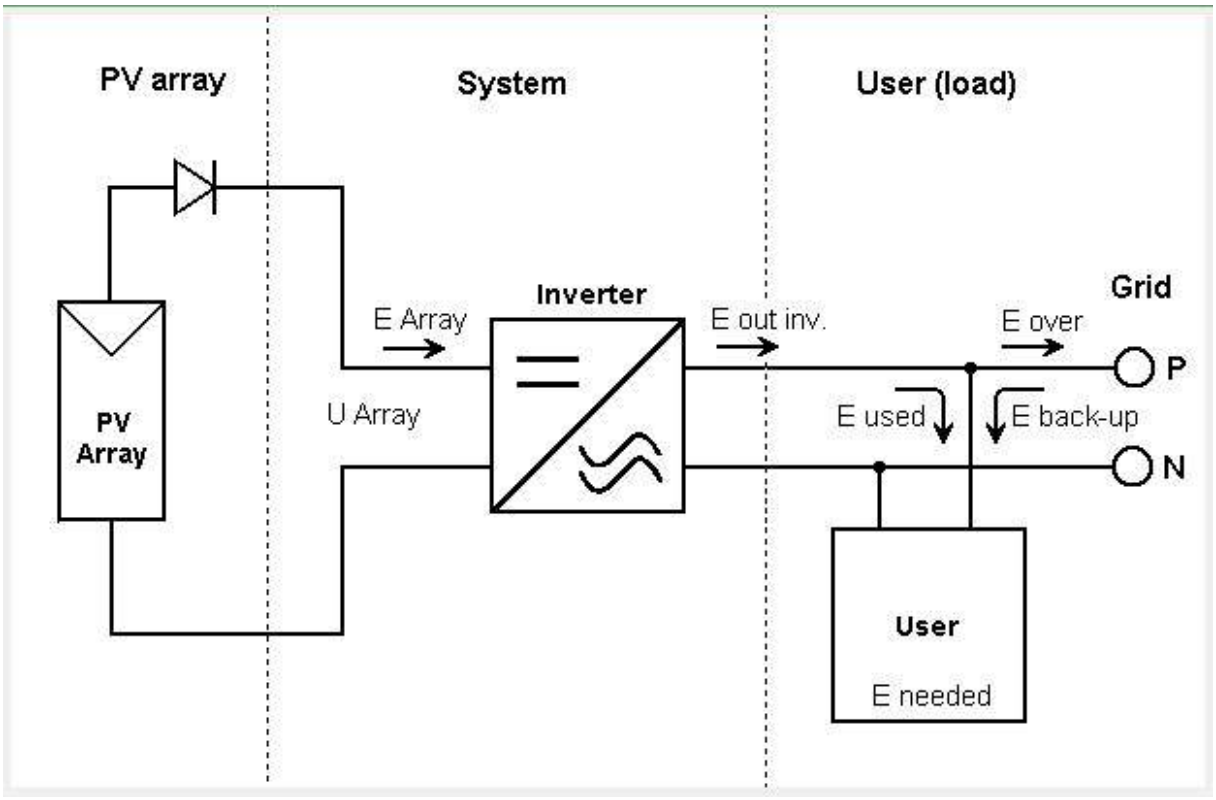


Figure III.7 : Schéma simplifié d'une centrale PV raccordée au réseau (PVSYST).

III.4. Paramètres de simulation :

III.4.1. Caractéristiques du module PV (Annexe A) [48] ;

Model: Condor CEM320M-72
Fabricant: Condor;
Technologie : silicium monocristallin ;
Puissance : P = 320Wp ;
Tension : Un = 36.6 V.
Rendement : Surf. Cellules 22.8%; Surf. Modules 16.50% ; (figure IV.4).

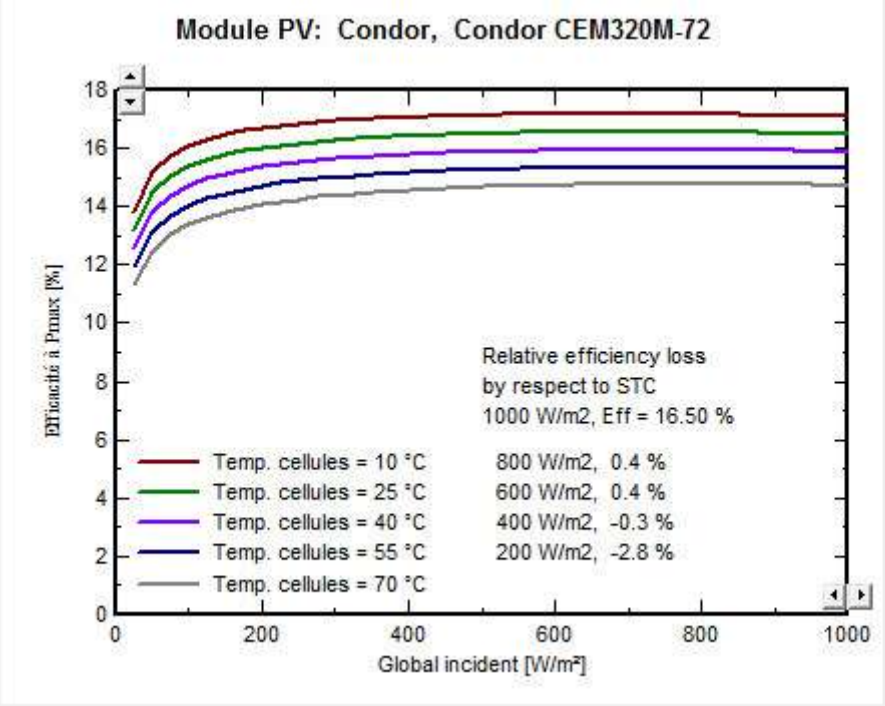


Figure III.8 : Évaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

III.4.2. Caractéristiques de l'onduleur (Annexe B) :

L'onduleur PVS 800-57-1000 du fabricant ABB présente les caractéristiques suivantes :
- Tension MPP minimale : 600V;
- Tension MPP maximale : 850 V ;
- Puissance AC nominale : 1000 KW ;
- Type : triphasé ;
- Fréquence : 50/60 HZ ;
- Rendement : 97.8%.

III.4.3. Répartition avec 1 champ PV (annexe C):

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance limitée de 1200KWc (1.2MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.43				25/05/17	Page 1/5
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation					
Projet :	**BOUGHEZOUL-MEDEA**				
Site géographique					
Situation	Latitude	35.7°N	Longitude	2.9°E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	683 m	
	Albédo	0.20			
Données météo:	**BOUGHEZOUL-MEDEA**	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique			
Variante de simulation : champ PV1					
	Date de la simulation	24/05/17 à 11h20			
Paramètres de simulation					
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	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-mono	Modèle	**Condor CEM320M-72**		
Custom parameters definition		Fabricant	Condor		
Nombre de modules PV		En série	18 modules	En parallèle	196 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	3528	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**1129 kWc**	Aux cond. de fonct.	1061 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	621 V	I mpp	1709 A
Surface totale		Surface modules	**6846 m²**	Surface cellule	4979 m²
Onduleur		Modèle	**PVS800-57-1000kW-C**		
Custom parameters definition		Fabricant	ABB		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		600-850 V	Puissance unitaire	1000 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs		1 unités	Puissance totale	1000 kWac
Facteurs de perte du champ PV					
Encrassement du champ				Frac. pertes	3.0 %
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)		29.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ		6.0 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension		0.7 V	Frac. pertes	0.1 % aux STC
LID - "light induced degradation"				Frac. pertes	2.0 %
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
Facteurs de perte du système					
Perte ohmique de câblage	Conducteurs: 3x1500.0 mm²		67 m	Frac. pertes	0.6 % aux STC
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)				

Tableau III.3 : Paramètres de simulation d'une centrale PV (technologie silicium monocristallin) avec 1 champ PV.

Comme l'illustre le tableau III.3, le champ PV sera constitué de 3528 de modules PV (technologie monocristallin) répartis sur une surface de 6846 m², comme suit :

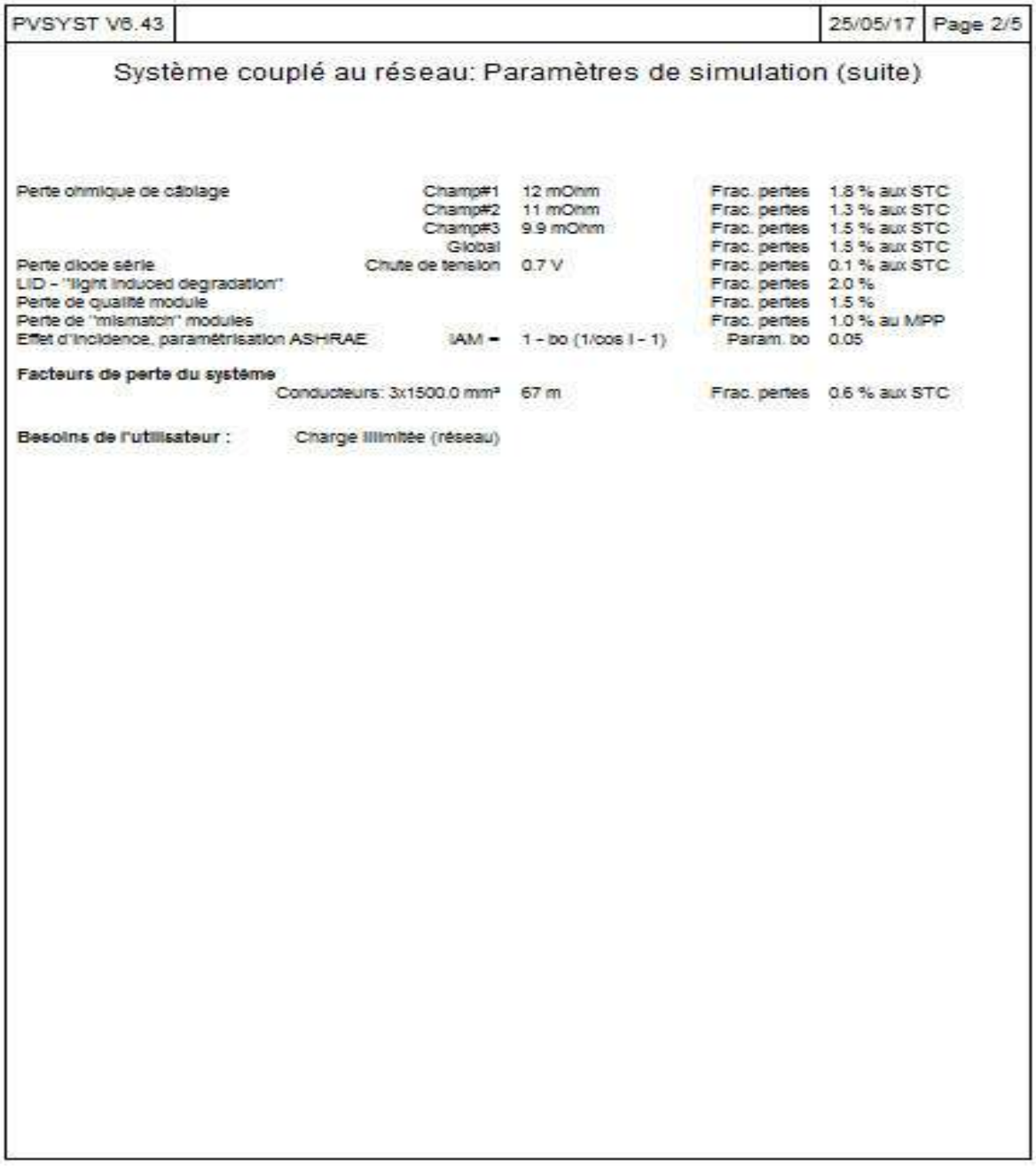
- 18 Modules connectés en série ;
- 196 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleur est égal à 01 unité avec une puissance globale de 1000 KW AC.

III.4.4. Répartition avec plusieurs sous-champs PV 03 sous champs (annexe D) :

Les paramètres de dimensionnement des sous-champs PV pour une puissance limitée de 1200KWc (1.2MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.43				25/05/17	Page 1/5
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation					
Projet :	**BOUGHEZOUL-MEDEA**				
Site géographique					
Situation	Latitude	35.7°N	Longitude	2.9°E	
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	683 m	
	Albédo	0.20			
Données météo:	**BOUGHEZOUL-MEDEA**	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique			
Variante de simulation :	**3 SOUS CHAMP**				
	Date de la simulation	24/05/17 à 15h24			
Paramètres de simulation					
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	Azimut	0°	
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm	
Horizon	Pas d'horizon				
Ombrages proches	Sans ombrages				
Caractéristiques des champs de capteurs	**(3 type de champs définis)**				
Module PV	Si-mono	Modèle	**Condor CEM320M-72**		
Custom parameters definition		Fabricant	Condor		
Sous-champ "Sous-champ #1"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	89 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1246	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**399 kWc**	Aux cond. de fonct.	375 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	776 A
Sous-champ "Sous-champ #2"					
Nombre de modules PV		En série	16 modules	En parallèle	78 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1248	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**399 kWc**	Aux cond. de fonct.	375 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	552 V	I mpp	680 A
Sous-champ "Sous-champ #3"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	89 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	1246	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**399 kWc**	Aux cond. de fonct.	375 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	776 A
Total	Puissance globale champs	Nominale (STC)	**1197 kWc**	Total	3740 modules
		Surface modules	**7257 m²**	Surface cellule	5278 m²
Onduleur		Modèle	**30 kWac inverter**		
Custom parameters definition		Fabricant	Generic		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		450-700 V	Puissance unitaire	30.0 kWac
Sous-champ "Sous-champ #1"		Nbre d'onduleurs	12 unités	Puissance totale	360 kWac
Sous-champ "Sous-champ #2"		Nbre d'onduleurs	12 unités	Puissance totale	360 kWac
Sous-champ "Sous-champ #3"		Nbre d'onduleurs	12 unités	Puissance totale	360 kWac
Total		Nbre d'onduleurs	36	Puissance totale	1080 kWac
Facteurs de perte du champ PV					
Encrassement du champ				Frac. pertes	3.0 %
Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s



PVSYST V6.43 | 25/05/17 | Page 2/5

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation (suite)

Perte ohmique de câblage	Champ#1	12 mOhm	Frac. pertes	1.8 % aux STC
	Champ#2	11 mOhm	Frac. pertes	1.3 % aux STC
	Champ#3	9.9 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
	Global		Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	0.1 % aux STC
LID - "light induced degradation"			Frac. pertes	2.0 %
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

Facteurs de perte du système

	Conducteurs: 3x1500.0 mm²	67 m	Frac. pertes	0.6 % aux STC

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Tableau III.4 : Paramètres de simulation de 3 sous-champs (technologie silicium monocristallin).

Comme l'illustre le tableau III.4, les sous-champs PV 1et 3 seront constitués de 1246 modules PV (technologie silicium monocristallin) répartis comme suit :

- 14 Modules connectés en série ;
- 89 Modules connectés en parallèle.

Et le sous-champ 2 sera constitué de 1248 modules PV (technologie silicium monocristallin) répartis comme suit :

- 16Modules connectés en série ;
- 78 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleurs est égal à 12 unités avec une puissance globale de 360 KWc AC.
Donc le nombre total d'onduleurs pour les trois sous-champs est égal à 36 unités avec une puissance globale de 1080 KW AC.

III.4.5. Répartition avec plusieurs sous-champs PV 05 sous champs (annexe E) :

Les paramètres de dimensionnement des sous-champs PV pour une puissance limitée de 1200 KWc (1.2 MWc) sont résumés dans le tableau ci-dessous.

PVSYST V6.43		25/05/17	Page 1/5

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : BOUGHEZOUL-MEDEA

Site géographique

Situation	Latitude	35.7°N	Longitude	2.9°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	683 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	BOUGHEZOUL-MEDEA	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique		

Variante de simulation : 5 SOUS CHAMP

Date de la simulation 24/05/17 à 15h35

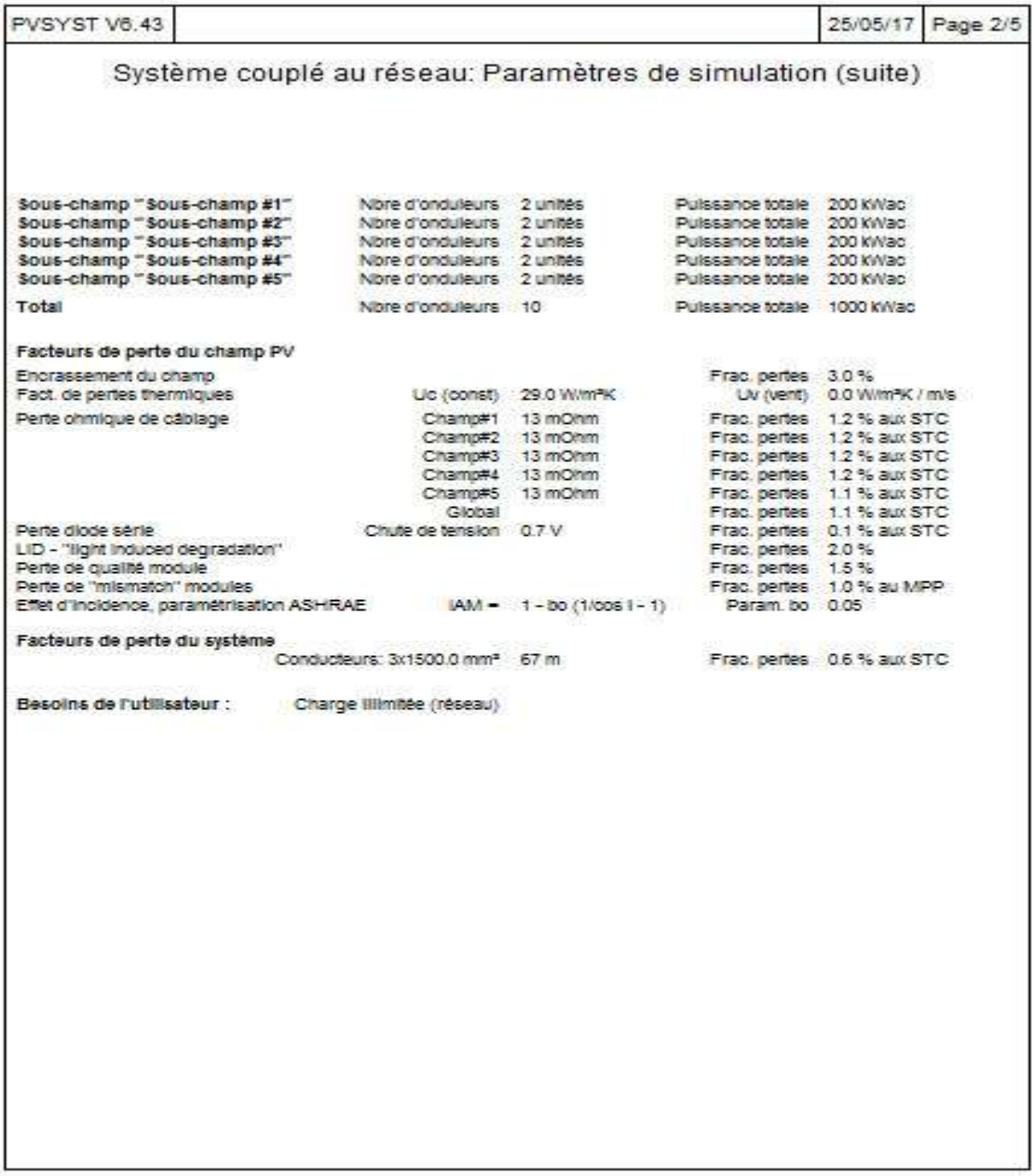
Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			

Caractéristiques des champs de capteurs (5 type de champs définis)

Module PV (Custom parameters definition)	Si-mono	Modèle	**Condor CEM320M-72**		
		Fabricant	Condor		
Sous-champ "Sous-champ #1"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	51 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	714	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**228 kWc**	Aux cond. de fonct.	215 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	445 A
Sous-champ "Sous-champ #2"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	51 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	714	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**228 kWc**	Aux cond. de fonct.	215 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	445 A
Sous-champ "Sous-champ #3"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	51 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	714	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**228 kWc**	Aux cond. de fonct.	215 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	445 A
Sous-champ "Sous-champ #4"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	51 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	714	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**228 kWc**	Aux cond. de fonct.	215 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	445 A
Sous-champ "Sous-champ #5"					
Nombre de modules PV		En série	14 modules	En parallèle	51 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	714	Puissance unitaire	320 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**228 kWc**	Aux cond. de fonct.	215 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	483 V	I mpp	445 A
Total Puissance globale champs		Nominale (STC)	**1142 kWc**	Total	3570 modules
		Surface modules	**6927 m²**	Surface cellule	5038 m²

Onduleur (Original PVsyst database)		Modèle	**FreeSun FS0100 LVT**		
		Fabricant	Power Electronics		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		450–820 V	Puissance unitaire	100 kWac



PVSYST V6.43 | 25/05/17 | Page 2/5

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation (suite)

Sous-champ "Sous-champ #1"	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	200 kWac
Sous-champ "Sous-champ #2"	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	200 kWac
Sous-champ "Sous-champ #3"	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	200 kWac
Sous-champ "Sous-champ #4"	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	200 kWac
Sous-champ "Sous-champ #5"	Nbre d'onduleurs	2 unités	Puissance totale	200 kWac
Total	Nbre d'onduleurs	10	Puissance totale	1000 kWac

Facteurs de perte du champ PV

Encrassement du champ			Frac. pertes	3.0 %
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Champ#1	13 mOhm	Frac. pertes	1.2 % aux STC
	Champ#2	13 mOhm	Frac. pertes	1.2 % aux STC
	Champ#3	13 mOhm	Frac. pertes	1.2 % aux STC
	Champ#4	13 mOhm	Frac. pertes	1.2 % aux STC
	Champ#5	13 mOhm	Frac. pertes	1.1 % aux STC
	Global		Frac. pertes	1.1 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	0.1 % aux STC
LID - "light induced degradation"			Frac. pertes	2.0 %
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

Facteurs de perte du système

	Conducteurs: 3x1500.0 mm²	67 m	Frac. pertes	0.6 % aux STC

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Tableau III.5 : Paramètres de simulation de 5 sous-champs (technologie silicium monocristallin).

Comme l'illustre le tableau III.5, chaque sous-champ PV sera constitué de 714 modules PV (technologie silicium monocristallin) répartis comme suit :

- 14 Modules connectés en série ;
- 51 Modules connectés en parallèle.

Le nombre d'onduleurs est égal à 02 unités avec une puissance globale de 200KWc AC.
Donc le nombre total d'onduleurs pour les trois sous-champs est égal à 10 unités avec une puissance globale de 1000 KW AC.

III.5. Résultats de simulation Technique :

III.5.1 Résultats de simulation avec 1 champ PV

PVSYST V6.43 | 27/05/17 | Page 2/5

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **BOUGHEZOUL-MEDEA**

Variante de simulation : **champ PV1**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc
Champ PV	Nombre de modules	3528	Pnom total	**1129 kWc**
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom	1000 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**2162 MWh/an**	Productible	1915 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	83.9 %		
Investissement	Global avec taxes	170986104 DZD	Spécifique	151 DZD/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 6.0%, 25 ans)	13375682 DZD/an	Coût d'exploitation	156783 DZD/an
Coût de l'énergie		**6.26 DZD/kWh**		

champ PV1

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	96.0	9.31	158.4	150.4	158.4	155.2	14.61	14.32
Février	104.8	10.43	150.3	142.4	149.6	146.7	14.54	14.26
Mars	162.1	13.88	201.4	190.9	197.4	193.4	14.32	14.03
Avril	184.2	15.73	197.1	185.6	191.2	187.4	14.18	13.90
Mai	213.9	20.94	203.2	190.8	194.4	190.7	13.98	13.71
Juin	238.0	26.53	215.5	202.3	203.1	199.3	13.77	13.51
Juillet	249.6	30.28	232.0	218.4	216.5	212.4	13.63	13.37
Août	225.4	29.48	231.8	218.8	217.1	213.0	13.68	13.42
Septembre	169.2	24.00	197.9	186.9	186.6	185.1	13.93	13.67
Octobre	140.2	20.58	193.9	184.0	187.4	183.8	14.12	13.85
Novembre	101.1	13.41	162.3	154.0	160.6	157.6	14.46	14.18
Décembre	81.8	10.28	140.3	133.0	140.4	137.8	14.63	14.35
Année	1966.2	18.79	2284.1	2157.5	2204.8	2162.4	14.10	13.83

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

Tableau III.6 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau

D'après les résultats (tableau III.6), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (EArray illustrée sur la figure III.7) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : ***Yf***) est représentée sur la figure III.7. Les pertes ***Lc*** et ***Ls*** sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

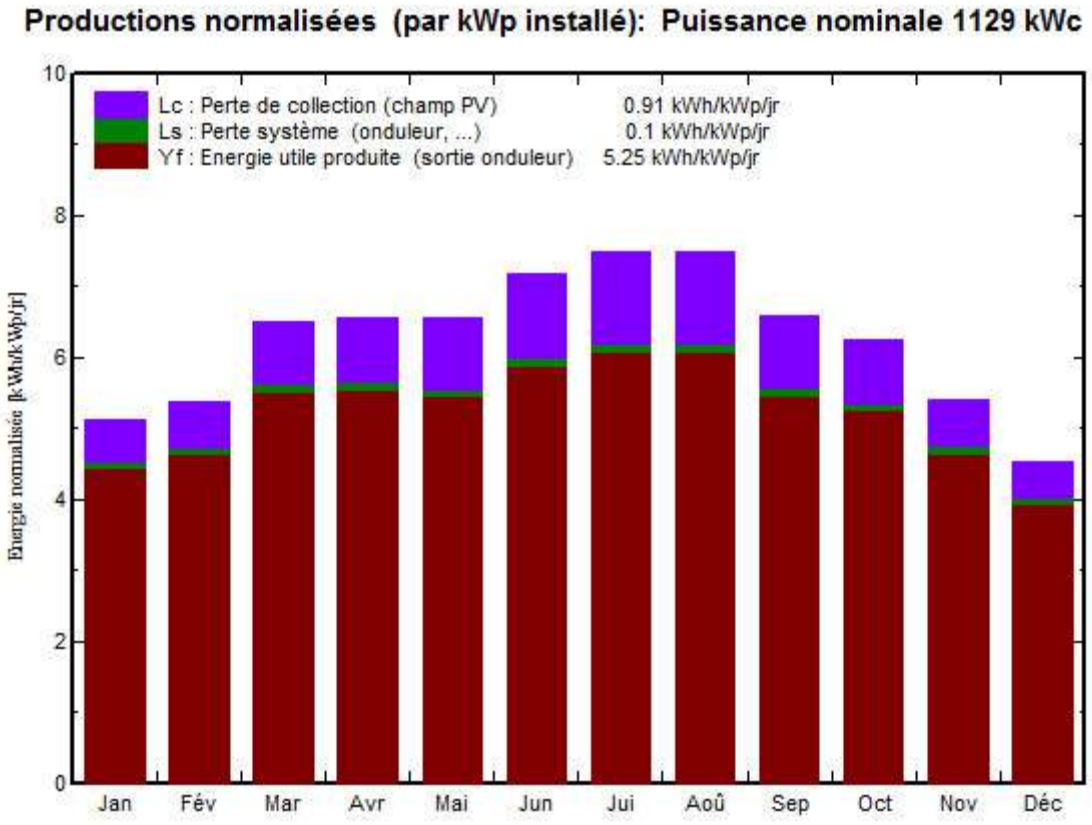


Figure III.9 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

La figure III.10 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (***Yf***) par l'énergie incidente de référence (***Yr***) tel que ***: PR= Yf/Yr***. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 84 % dans les meilleures installations PV. L'énergie produite peut être donnée par la relation :

Énergie produite = Pnom.Einc.PR, où :

Pnom est la puissance nominale de l'installation.

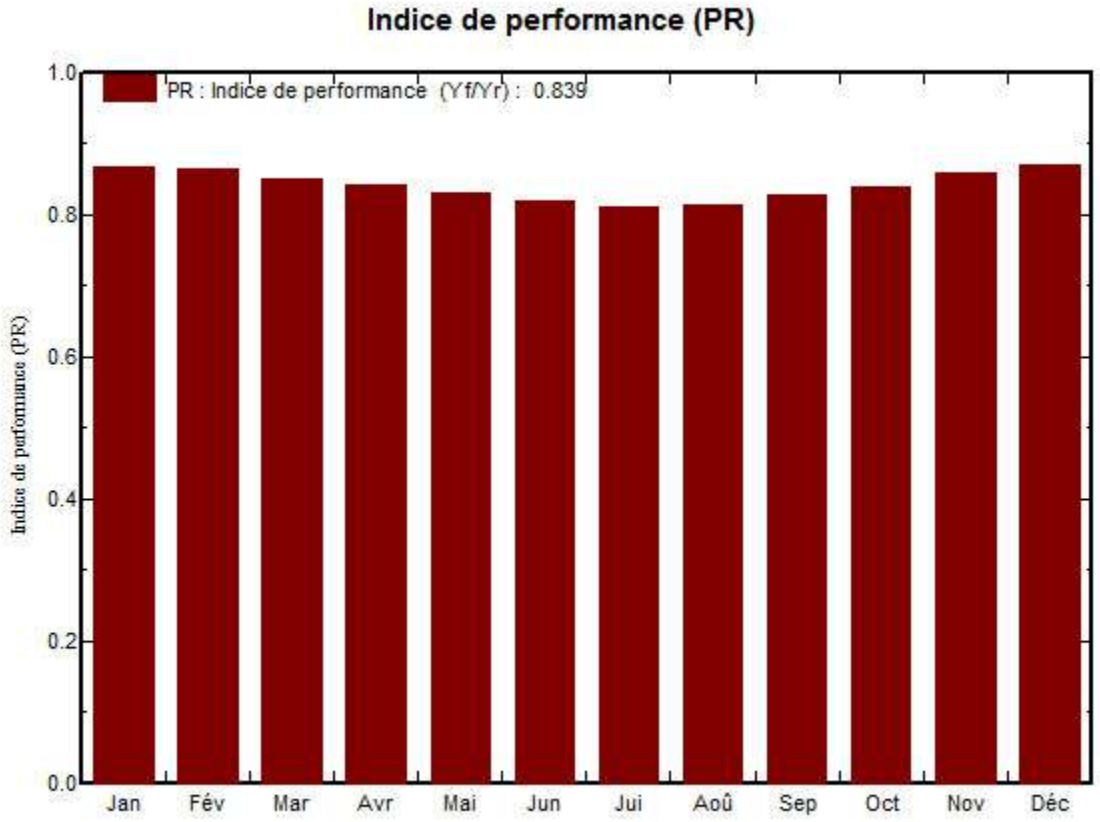


Figure III.10 : indice de performance de la centrale PV**.**

Le tableau III.7 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (EArray : tableau III.6) estimée à 2206MWh est réduire à 2162MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

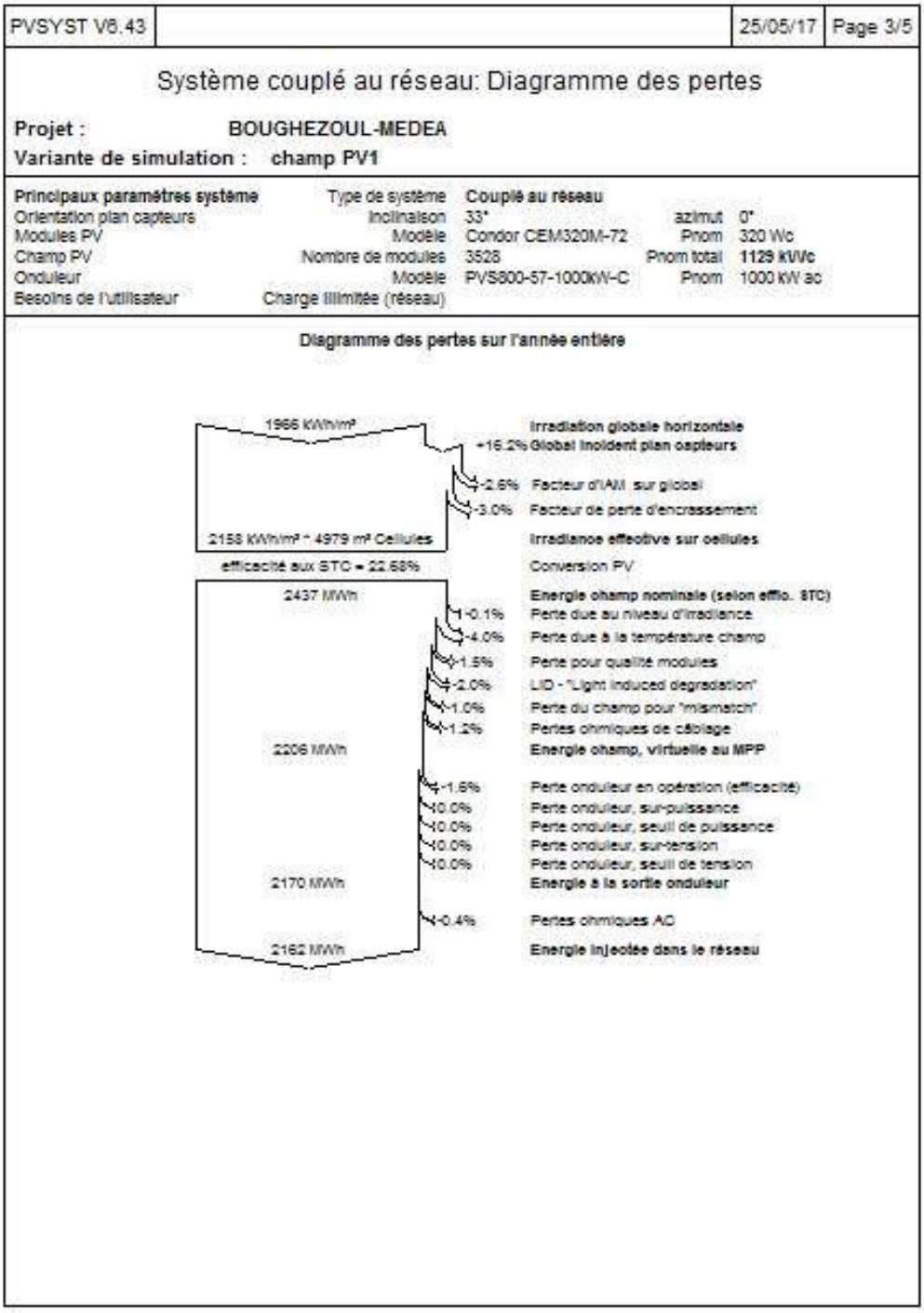


Tableau III.7 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures III.11, III.12, III.13 et III.14.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 6.258 KWh/jour (figure III.11) pour un fonctionnement en mode normal.

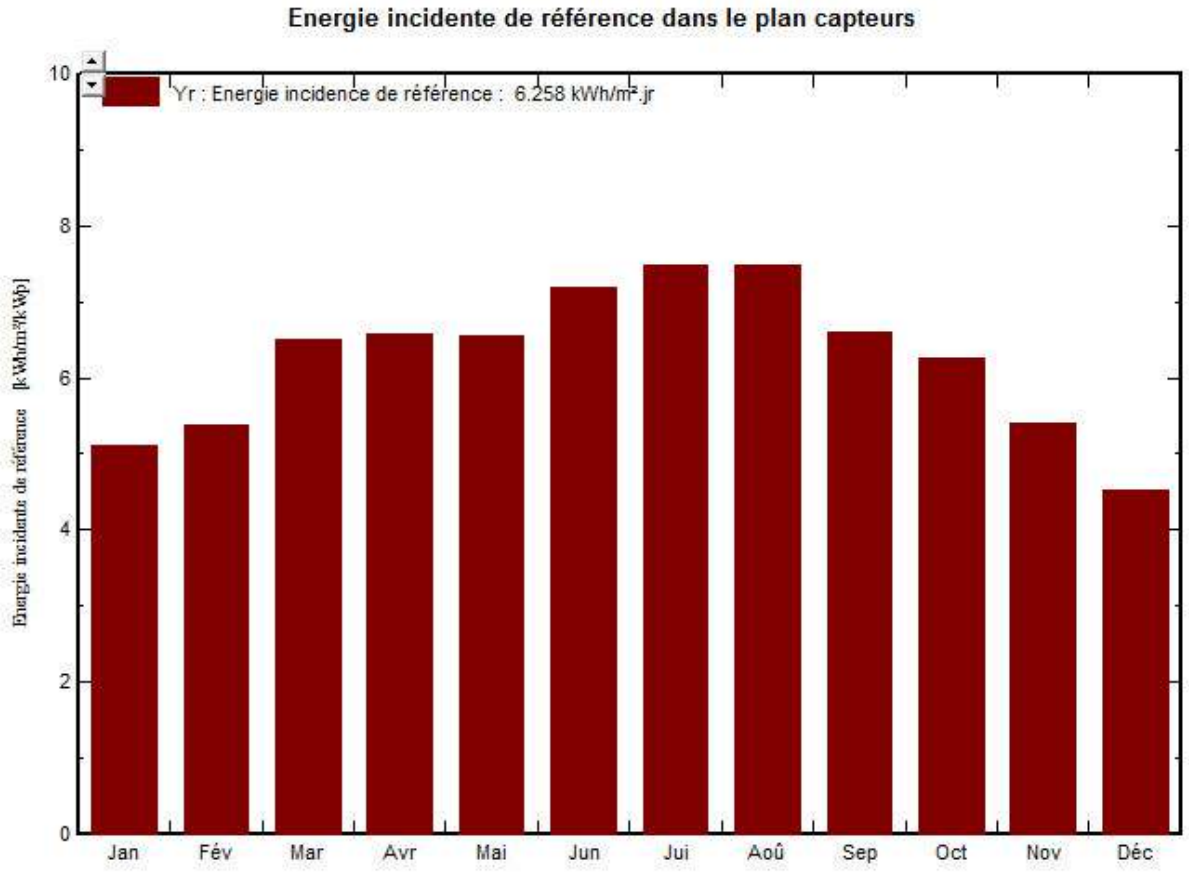


Figure III.11 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure III.12.

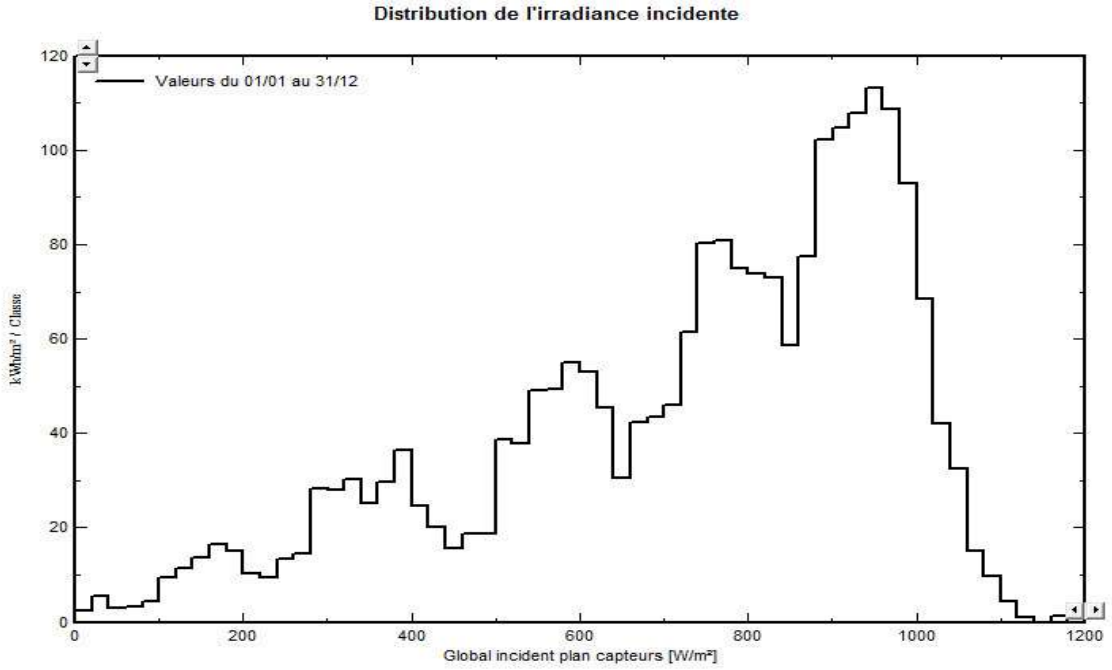


Figure III.12 : distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures III.12 et III.13, nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

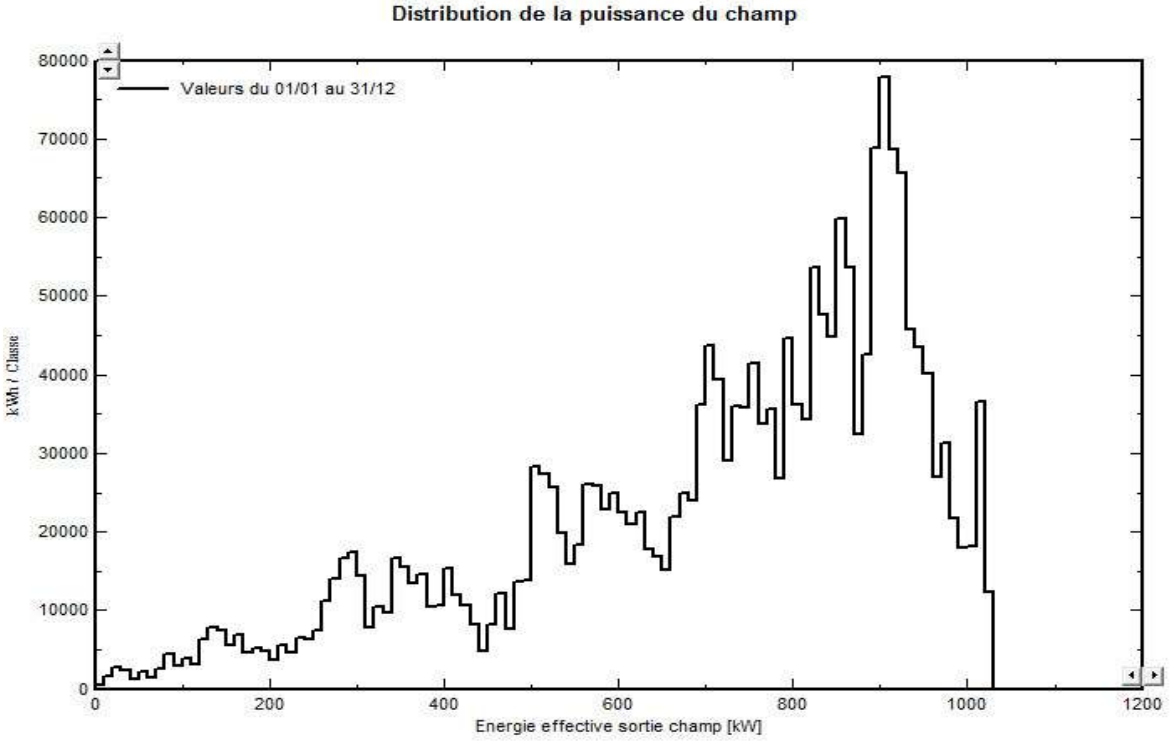


Figure III.13 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure III.14). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

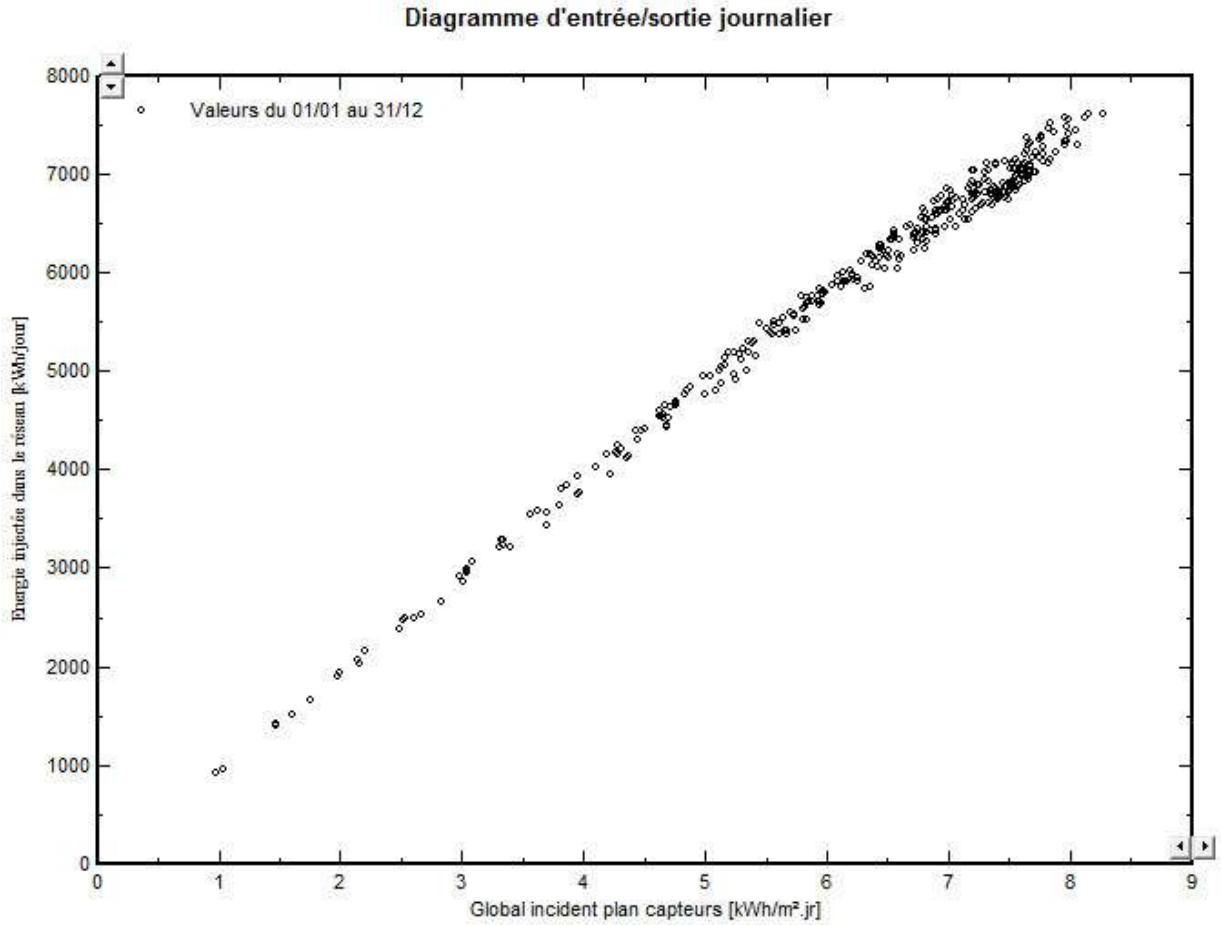


Figure III.14 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

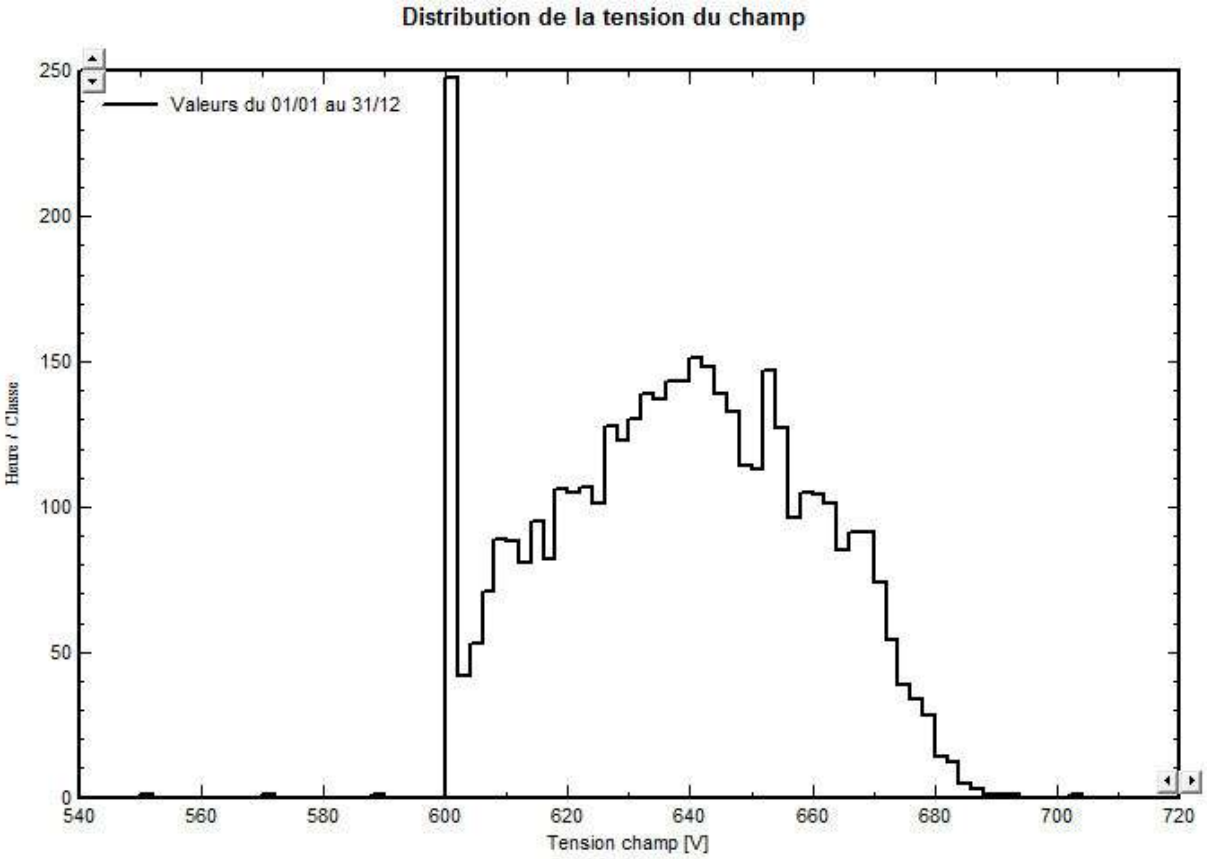


Figure III.15 : Distribution de la tension du champ PV.

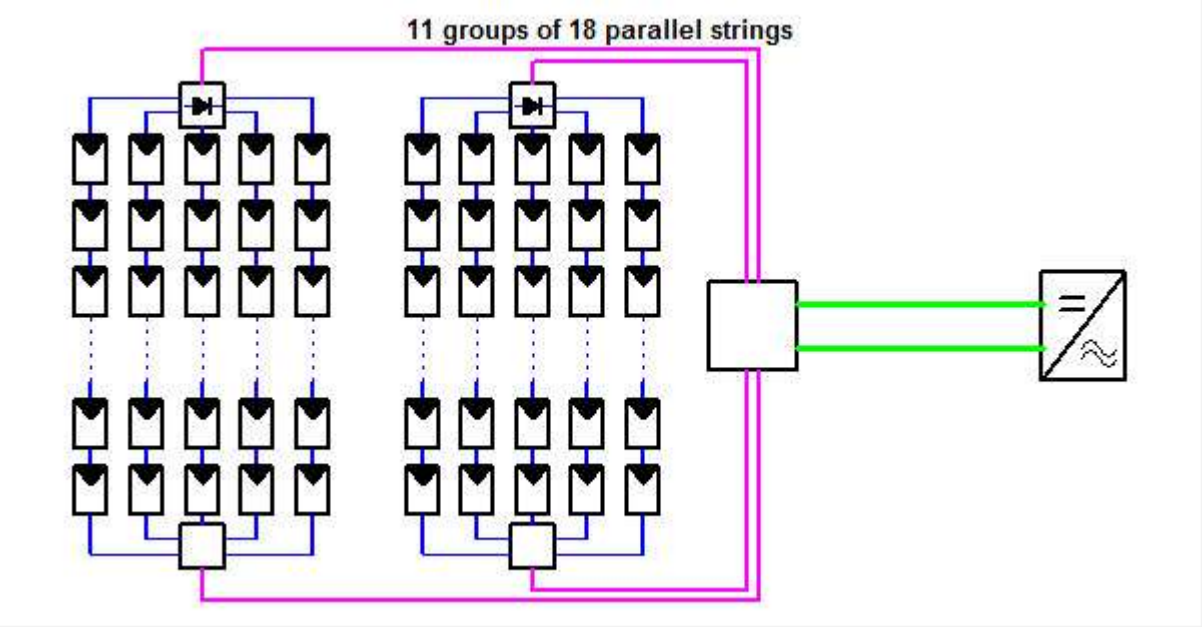


Schéma de la centrale PV pour la 1ère variante.

III.5.2. Résultats de simulation avec 3 sous-champs PV

PVSYST V6.43		27/05/17	Page 3/5

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **BOUGHEZOUL-MEDEA**

Variante de simulation : **3 SOUS CHAMP**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc
Champ PV	Nombre de modules	3740	Pnom total	**1197 kWc**
Onduleur	Modèle	30 kWac inverter	Pnom	30.0 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	36.0	Pnom total	**1080 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			
Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**2169 MWh/an**	Productible	1813 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	79.4 %		
Investissement	Global avec taxes	169526163 DZD	Spécifique	142 DZD/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 6.0%, 25 ans)	13261475 DZD/an	Coût d'exploitation	166192 DZD/an
Coût de l'énergie		**6.19 DZD/kWh**		

3 SOUS CHAMP

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	96.0	9.31	158.4	150.4	167.9	155.8	14.61	13.56
Février	104.8	10.43	150.3	142.4	158.6	147.3	14.54	13.51
Mars	162.1	13.88	201.4	190.9	209.5	194.3	14.33	13.30
Avril	184.2	15.73	197.1	185.6	202.8	188.0	14.18	13.14
Mai	213.9	20.94	203.2	190.8	206.1	191.0	13.98	12.96
Juin	238.0	26.53	215.5	202.3	215.3	199.6	13.77	12.76
Juillet	249.6	30.28	232.0	218.4	229.5	212.6	13.63	12.63
Août	225.4	29.48	231.8	218.8	230.1	213.5	13.67	12.69
Septembre	169.2	24.00	197.9	186.9	200.0	185.7	13.93	12.93
Octobre	140.2	20.58	193.9	184.0	198.7	184.5	14.12	13.11
Novembre	101.1	13.41	162.3	154.0	170.3	158.4	14.45	13.45
Décembre	81.8	10.28	140.3	133.0	148.9	138.4	14.62	13.59
Année	1966.2	18.79	2284.1	2157.5	2337.4	2169.3	14.10	13.09

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

Tableau III.8 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau avec 03 sous-champs

D'après les résultats (tableau III.8), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (EArray illustrée sur la figure III.7) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : ***Yf***) est représentée sur la figure III.7. Les pertes ***Lc*** et ***Ls*** sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

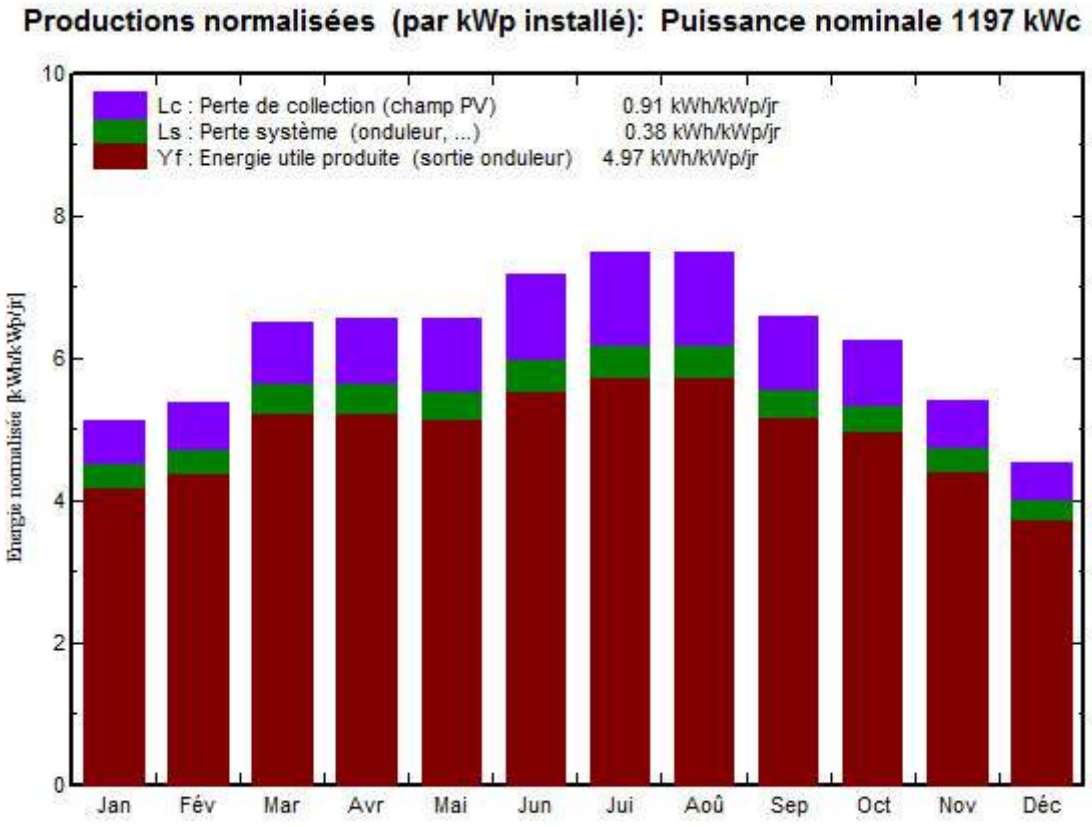


Figure III.16 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

La figure III.16 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (***Yf***) par l'énergie incidente de référence (***Yr***) tel que ***: PR= Yf/Yr***.
Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 79 % dans les meilleures installations PV. L'énergie produite peut être donnée par la relation :

Énergie produite = Pnom.Einc.PR, où :

Pnom est la puissance nominale de l'installation.

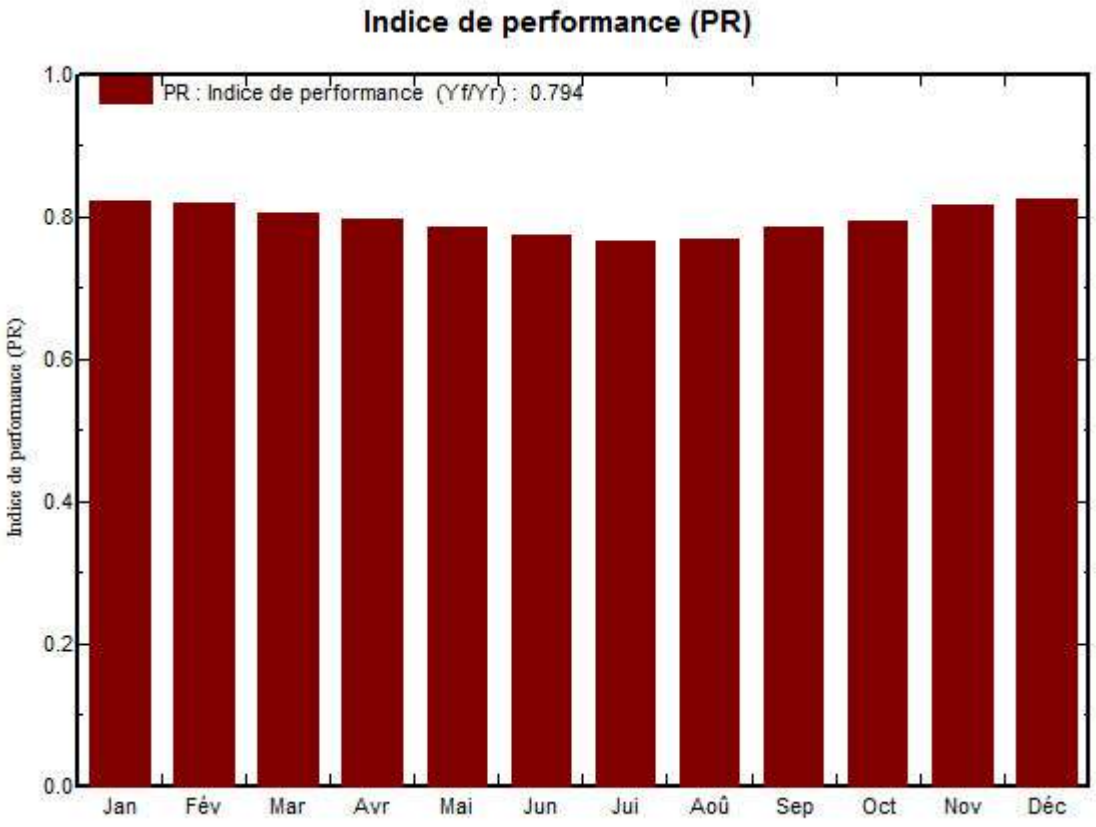


Figure III.17 : indice de performance de la centrale PV**.**

Le tableau III.9 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (EArray : tableau III.8) estimée à 2338 MWh est réduire à 2169 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

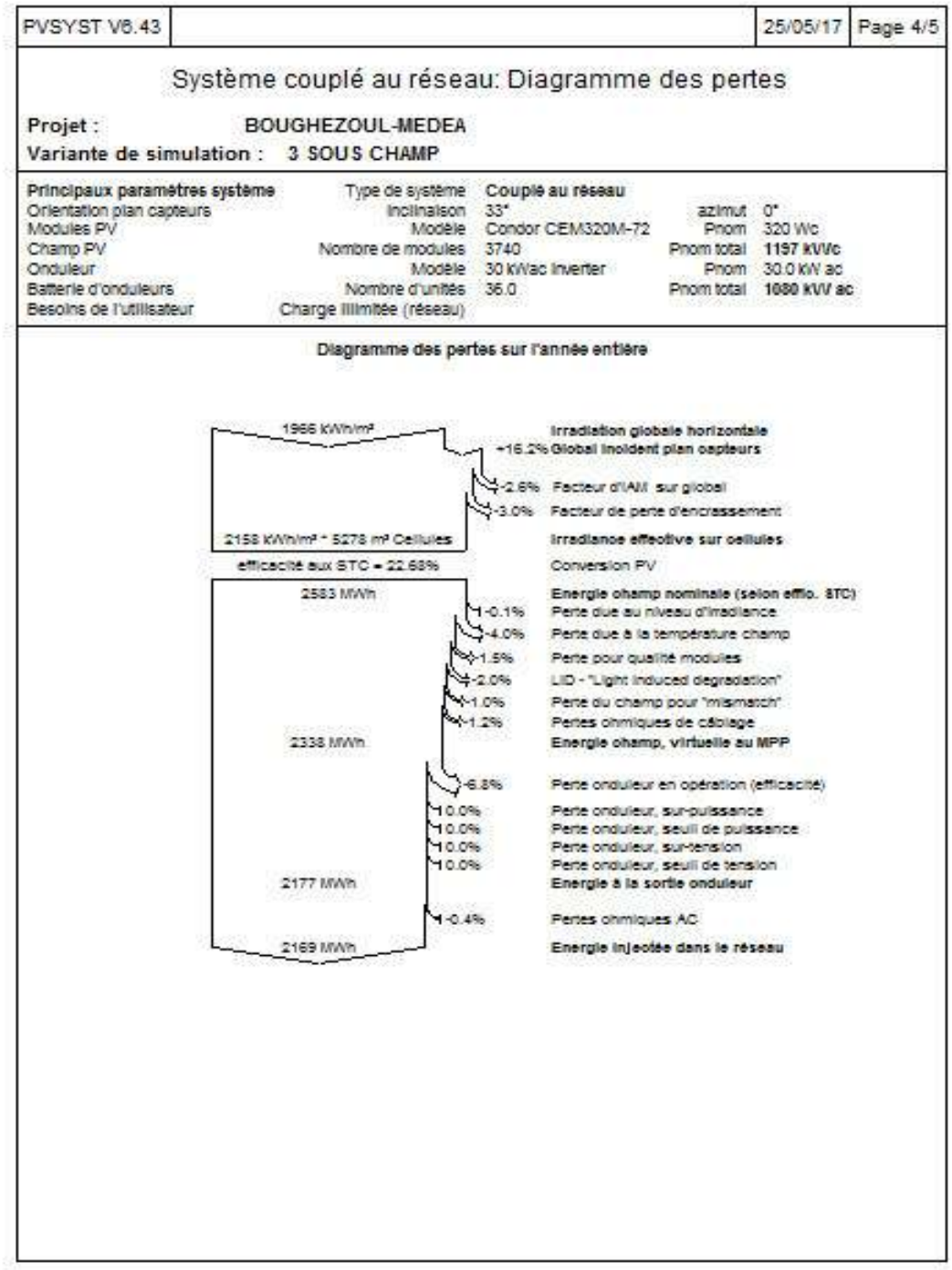


Tableau III.9 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures III.11, III.12, III.13 et III.14.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 6.258 KWh/jour (figure III.18) pour un fonctionnement en mode normal.

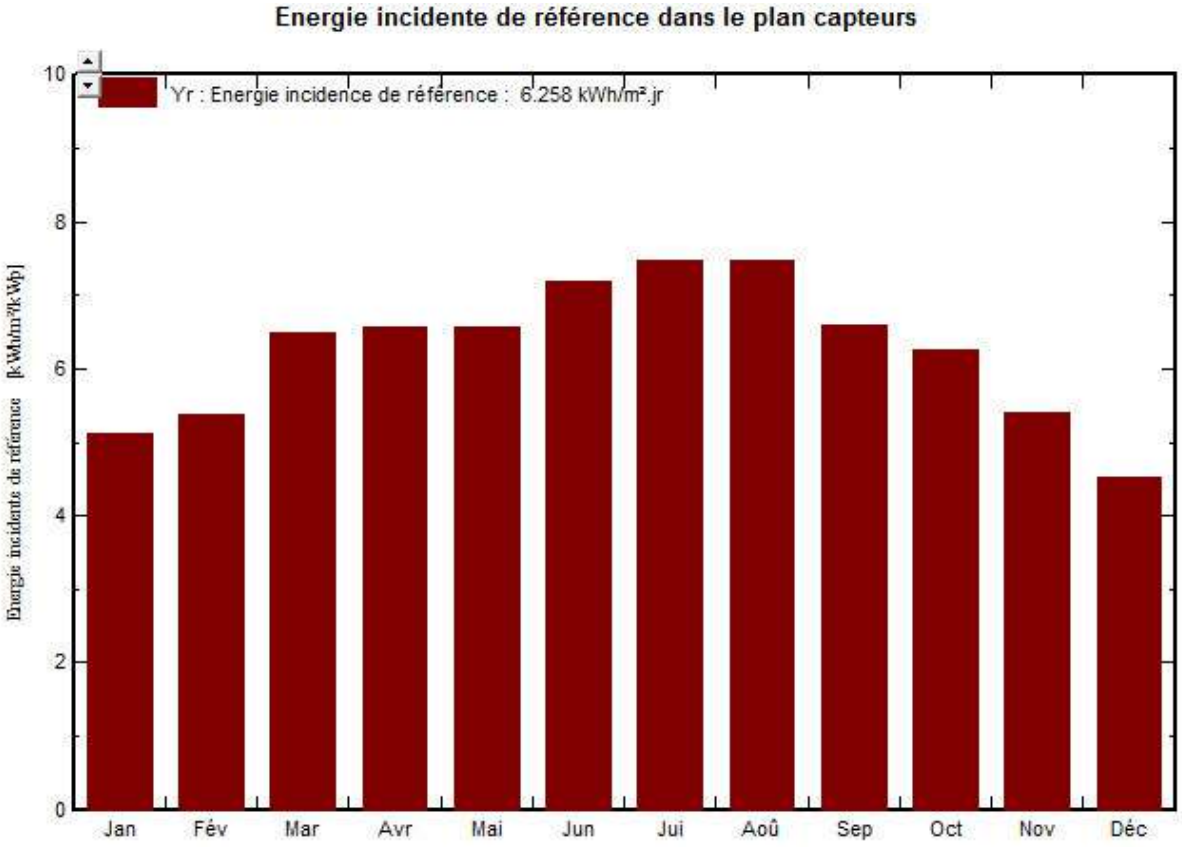


Figure III.18 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure III.19.

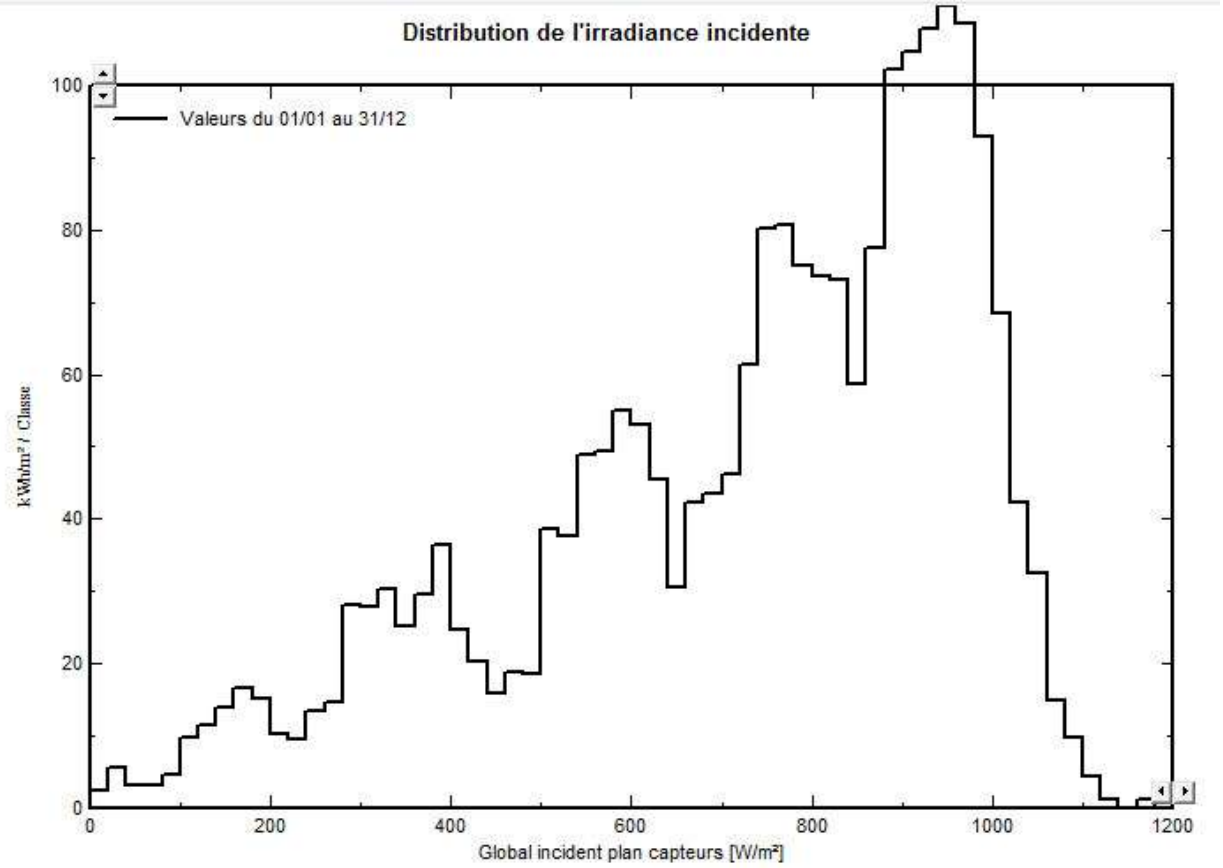


Figure III.19 : distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures III.19 et III.20, nous remarquons aussi que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

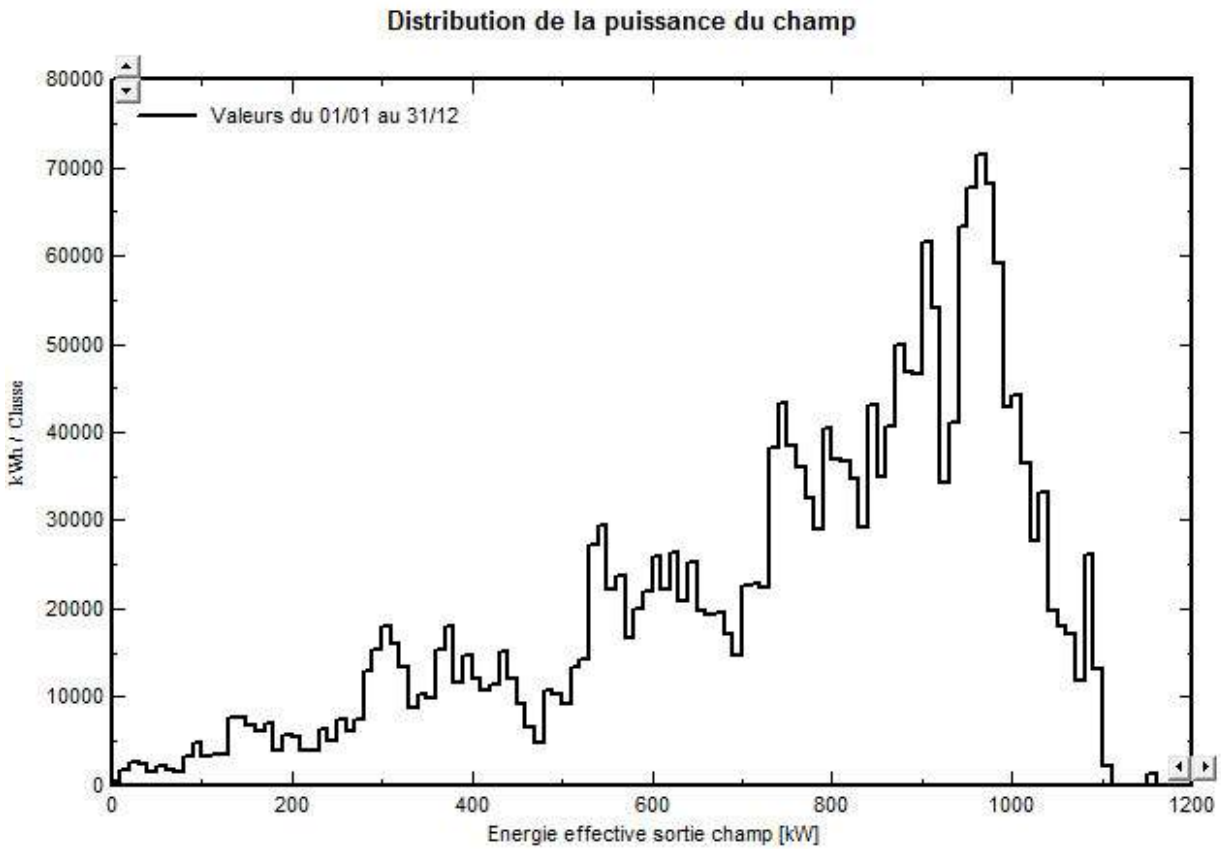


Figure III.20 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure III.21). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

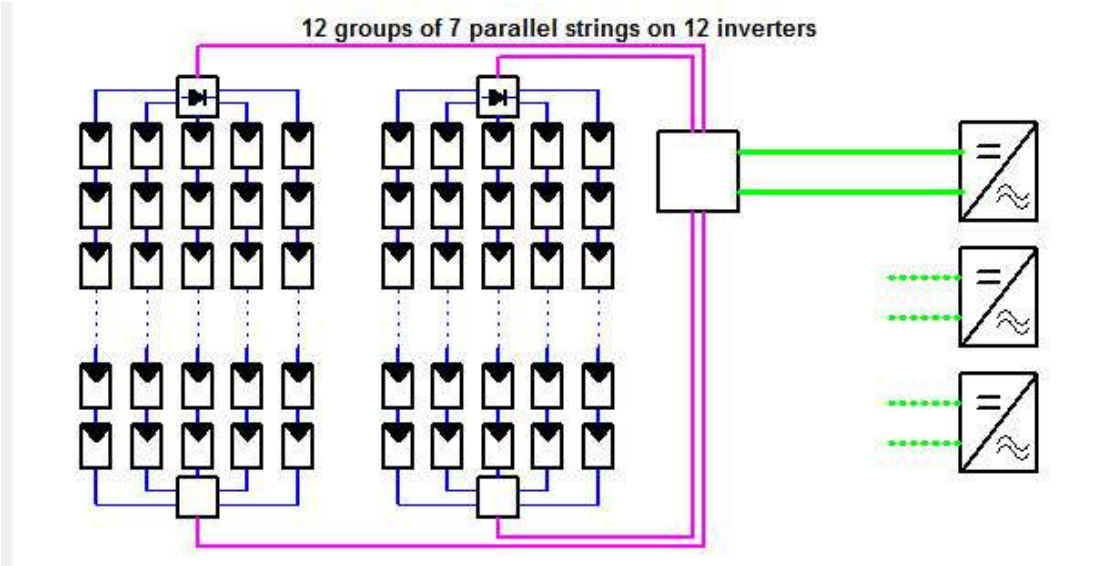


Schéma de la centrale PV pour la 2ème variante

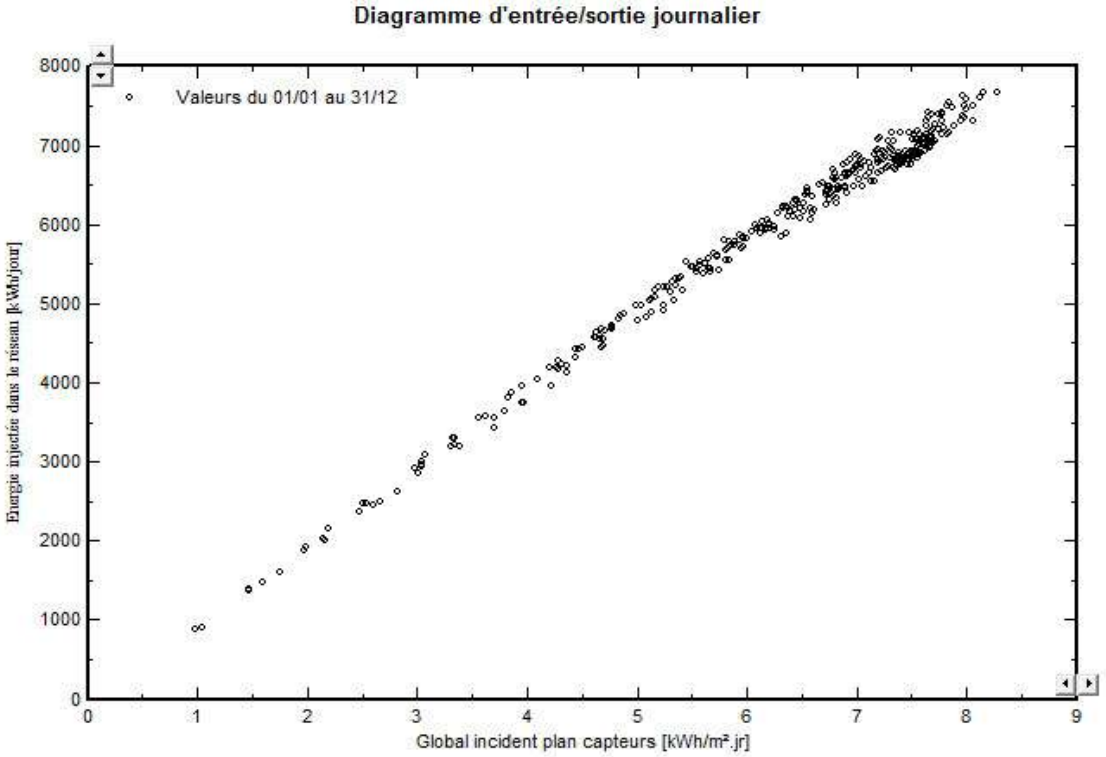


Figure III.21 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

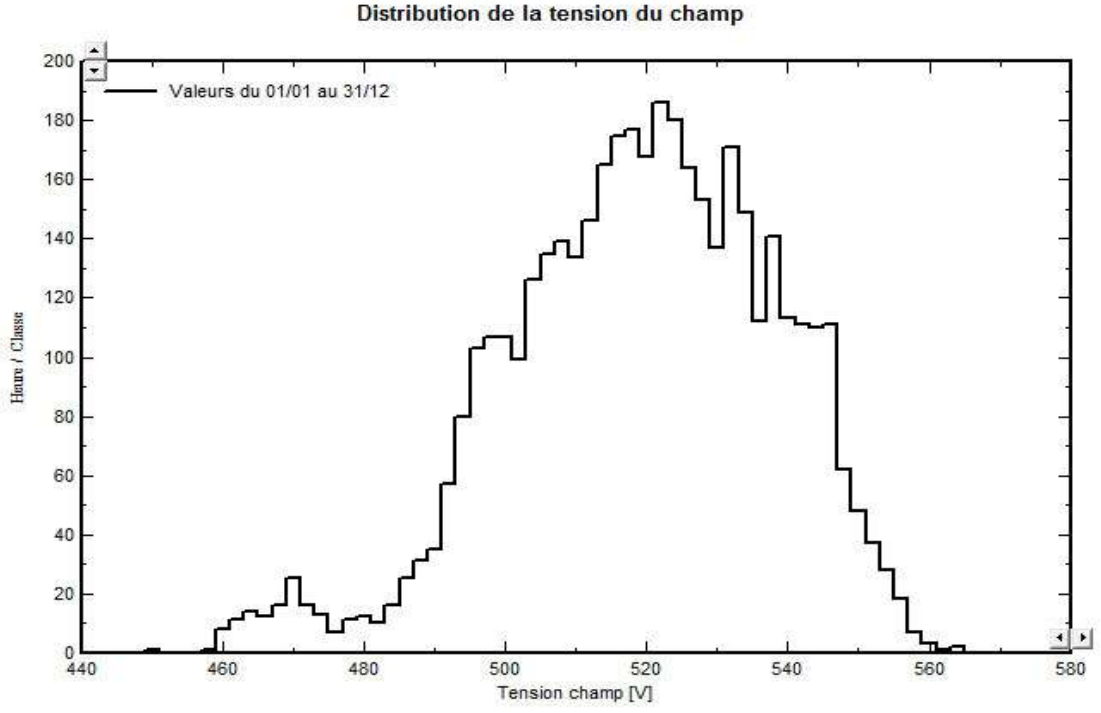


Figure III.22 : Distribution de la tension du champ PV.

III.5.3. Résultats de simulation avec 5 sous-champs PV

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **BOUGHEZOUL-MEDEA**

Variante de simulation : **5 SOUS CHAMP**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc
Champ PV	Nombre de modules	3570	Pnom total	**1142 kWc**
Onduleur	Modèle	FreeSun FS0100 LVT	Pnom	100 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total	**1000 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**2155 MWh/an**	Productible	1887 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	82.6 %		
Investissement	Global avec taxes	172876108 DZD	Spécifique	151 DZD/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 6.0%, 25 ans)	13523531 DZD/an	Coût d'exploitation	158616 DZD/an
Coût de l'énergie		**6.35 DZD/kWh**		

5 SOUS CHAMP

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	96.0	9.31	158.4	150.4	160.7	154.8	14.65	14.11
Février	104.8	10.43	150.3	142.4	151.7	146.3	14.57	14.05
Mars	162.1	13.88	201.4	190.9	200.2	192.9	14.35	13.82
Avril	184.2	15.73	197.1	185.6	193.9	186.8	14.21	13.69
Mai	213.9	20.94	203.2	190.8	197.2	190.0	14.01	13.50
Juin	238.0	26.53	215.5	202.3	206.0	198.5	13.80	13.30
Juillet	249.6	30.28	232.0	218.4	219.7	211.6	13.67	13.16
Août	225.4	29.48	231.8	218.8	220.3	212.2	13.72	13.21
Septembre	169.2	24.00	197.9	186.9	191.4	184.5	13.96	13.46
Octobre	140.2	20.58	193.9	184.0	190.1	183.3	14.15	13.64
Novembre	101.1	13.41	162.3	154.0	162.9	157.2	14.49	13.98
Décembre	81.8	10.28	140.3	133.0	142.4	137.4	14.66	14.14
Année	1966.2	18.79	2284.1	2157.5	2236.6	2155.3	14.14	13.62

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

Tableau III.10 : Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau avec 05 sous-champs

D'après les résultats (tableau III.10), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (EArray illustrée sur la figure III.7) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : ***Yf***) est représentée sur la figure III.7. Les pertes ***Lc*** et ***Ls*** sont les pertes correspondantes au champ PV et dues à l'onduleur, respectivement.

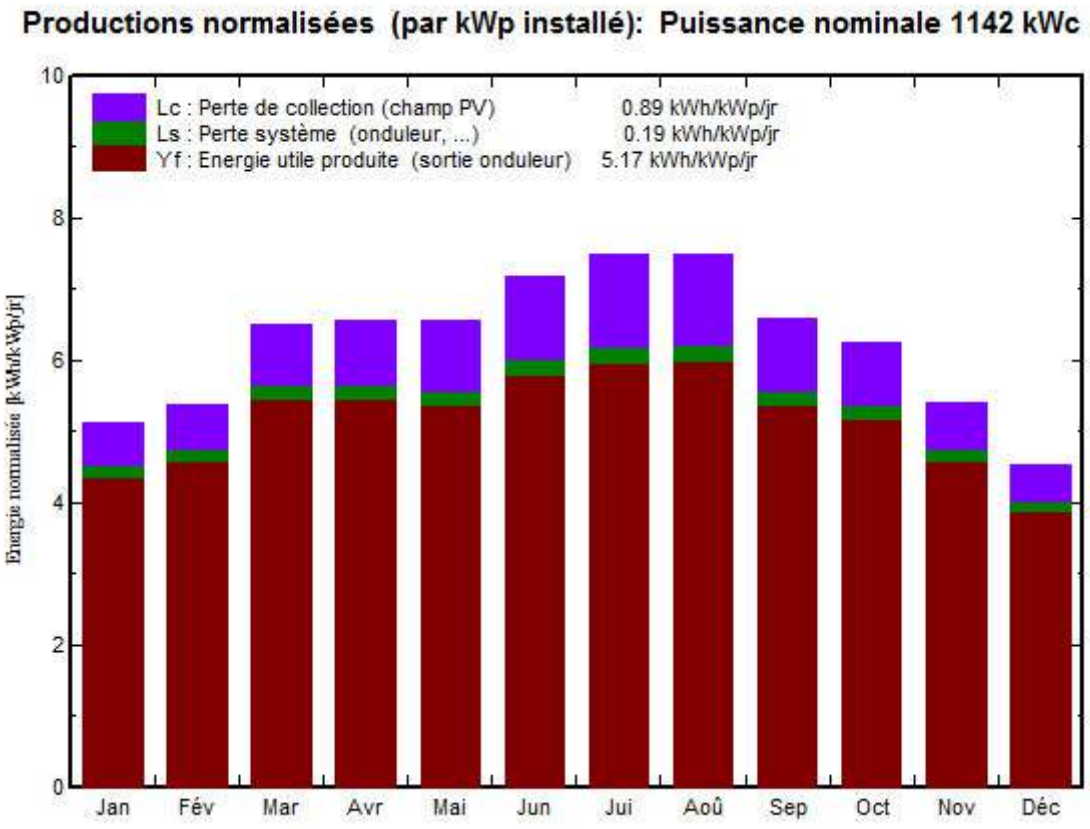


Figure III.23 : Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).

La figure III.24 représente l'indice de performance qui est défini par le rapport de la production du système (***Yf***) par l'énergie incidente de référence (***Yr***) tel que ***: PR= Yf/Yr***. Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 83 % dans les meilleures installations PV. L'énergie produite peut être donnée par la relation :

Énergie produite = Pnom.Einc.PR, où :

Pnom est la puissance nominale de l'installation.

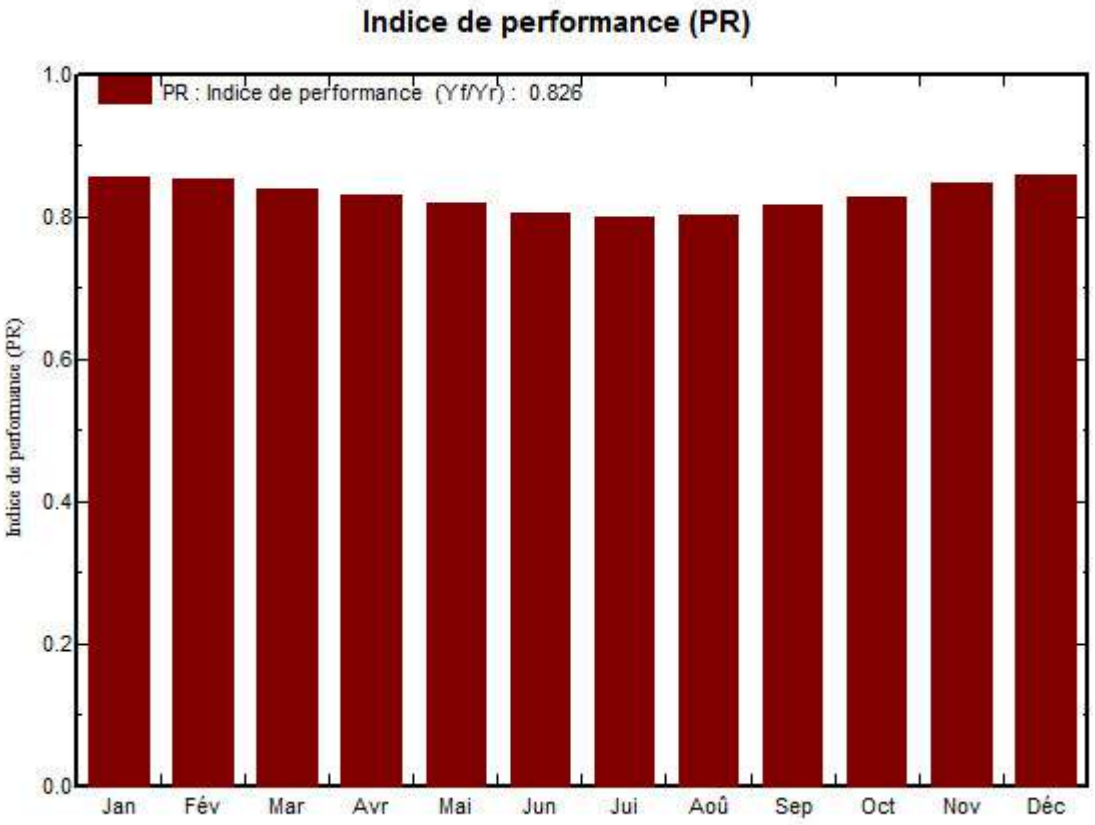


Figure III.24 : indice de performance de la centrale PV**.**

Le tableau III.11 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, ….etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (EArray : tableau III.10) estimée à 2238 MWh est réduire à 2155 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

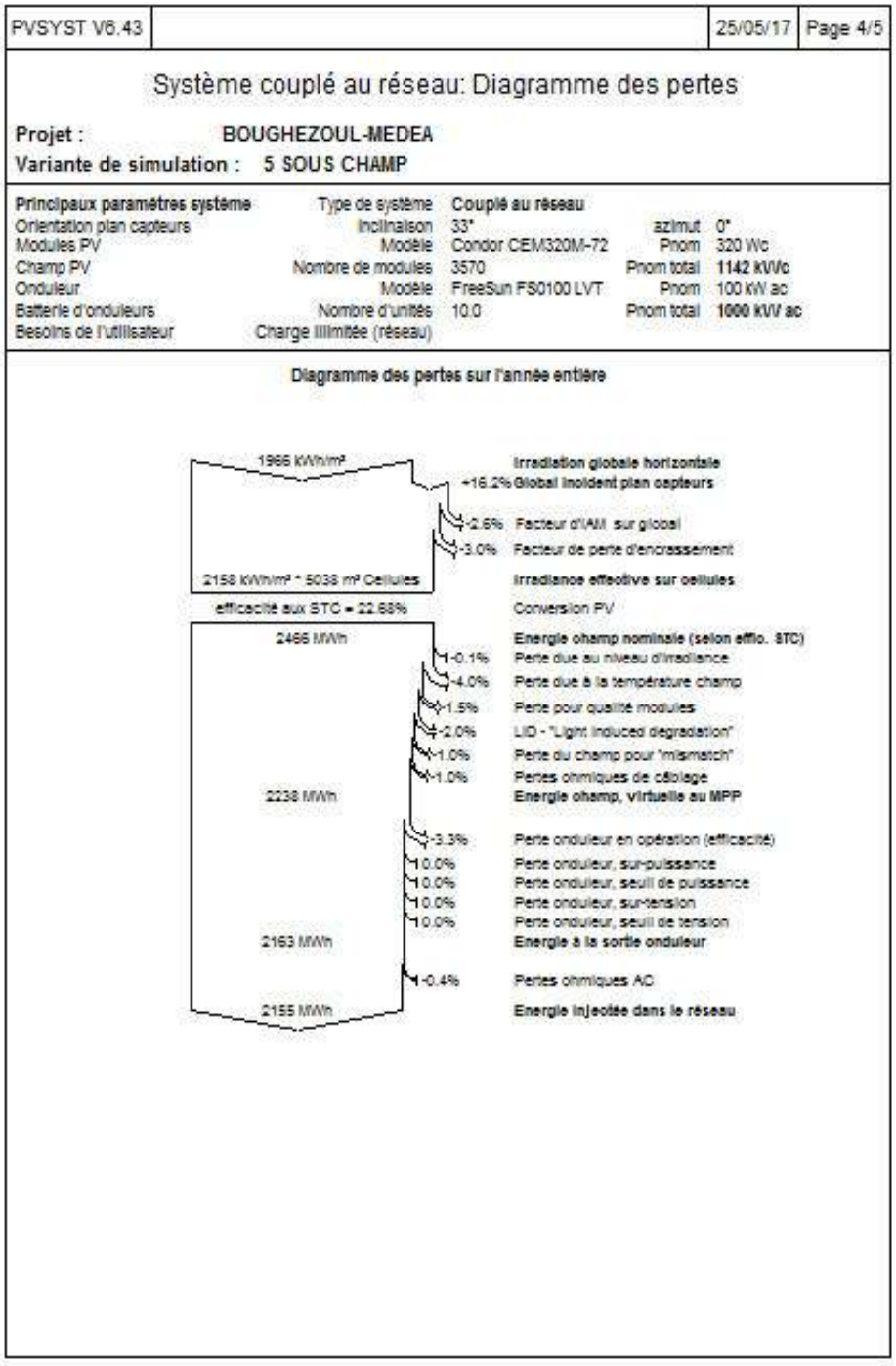


Tableau III.11 : Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière.

Pour une étude plus complète, d'autre résultats concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entrée/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures III.25, III.26, III.27 et III.28.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 6.258 KWh/jour (figure III.25) pour un fonctionnement en mode normal.

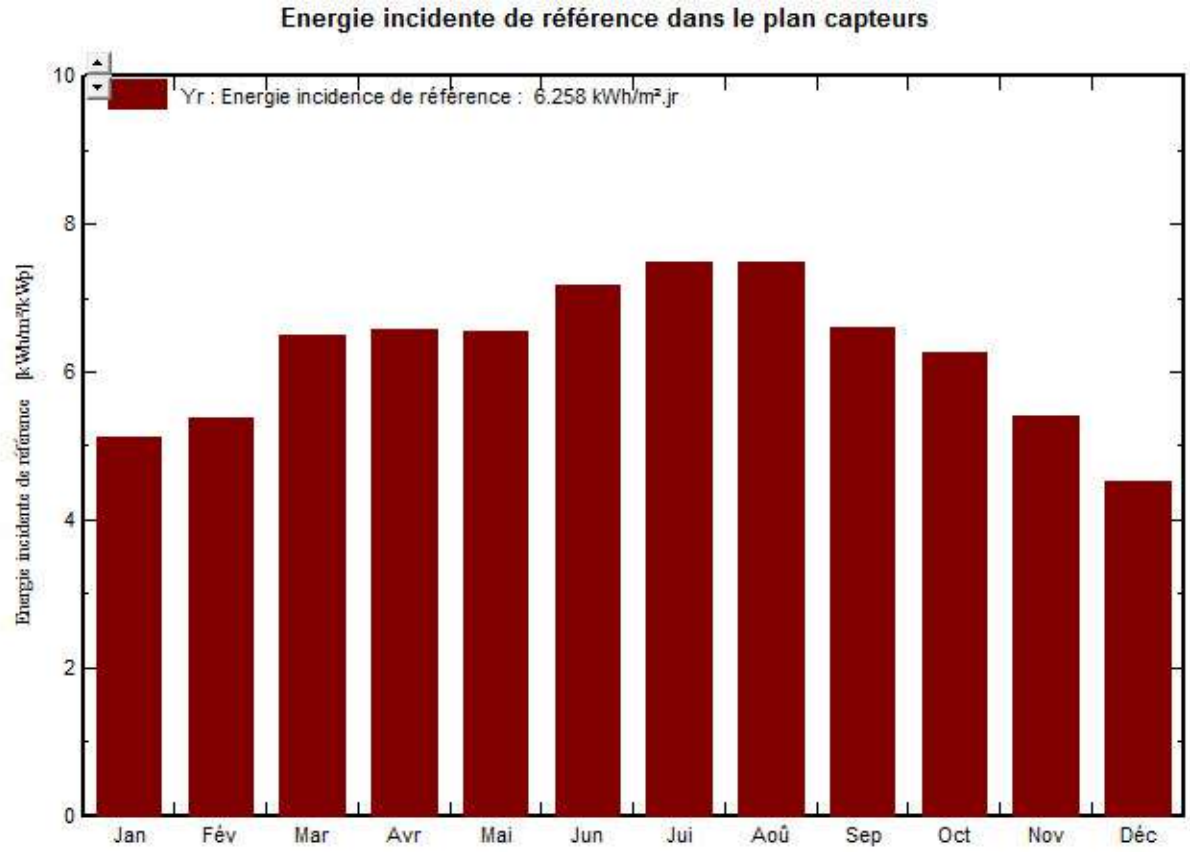


Figure III.25 : Énergie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure III.25.

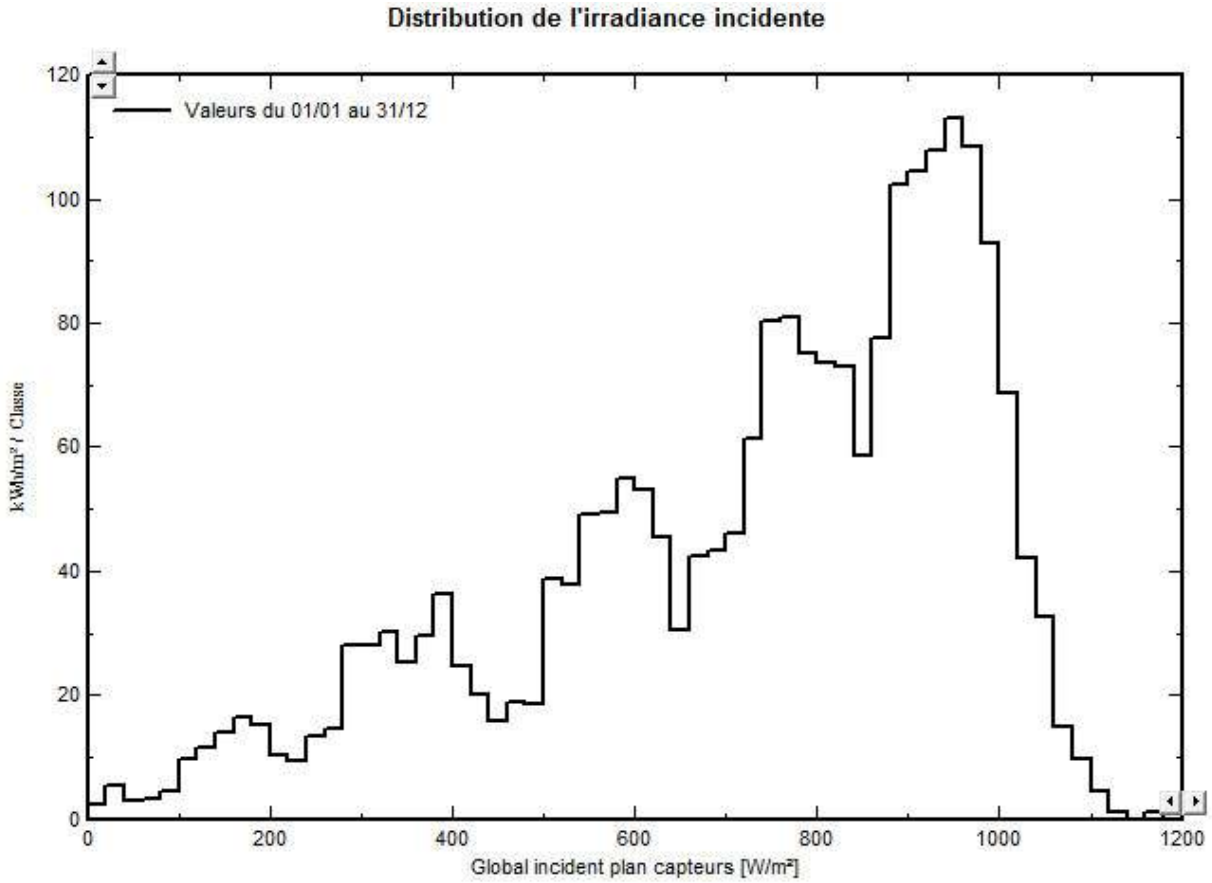


Figure III.26 : distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures III.26 et III.27, nous remarquons que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

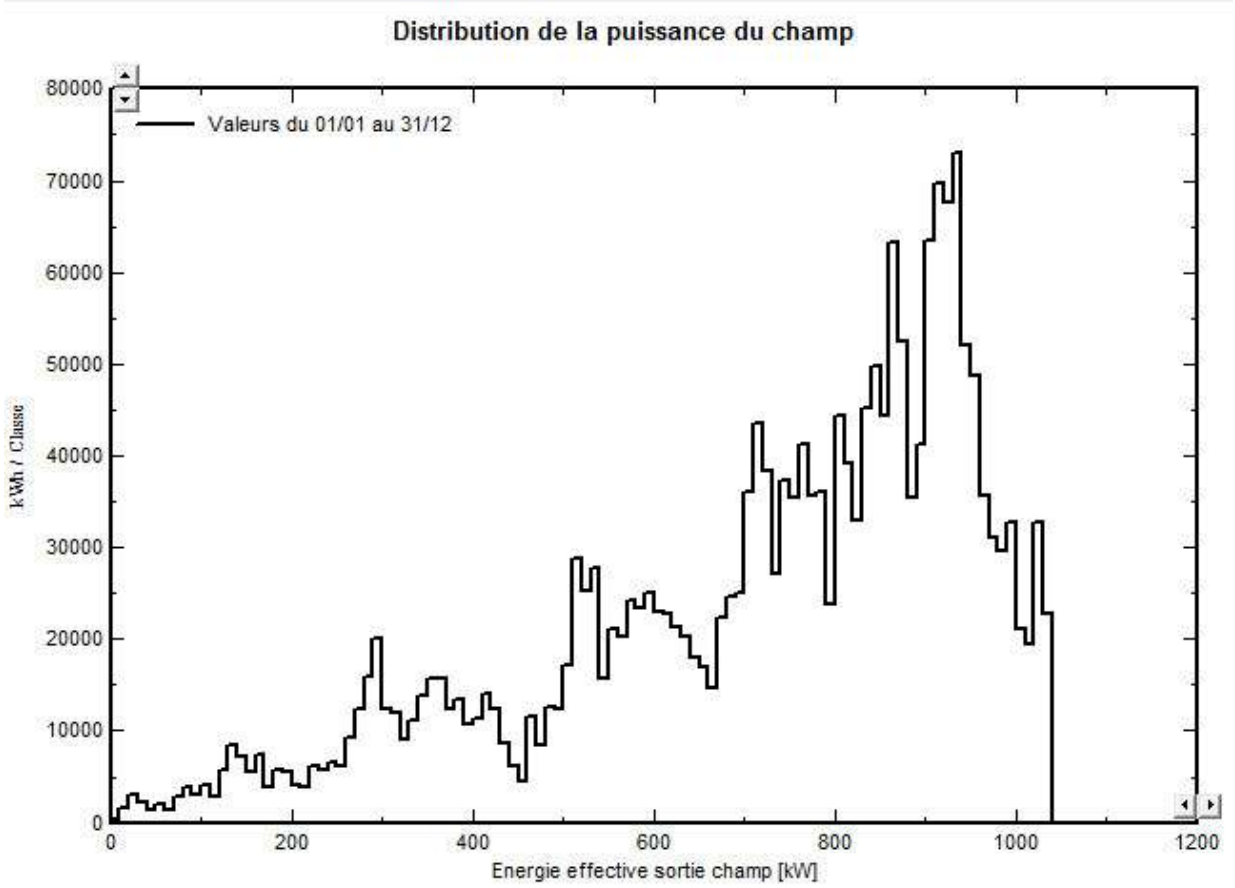


Figure III.27 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (figure III.28). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

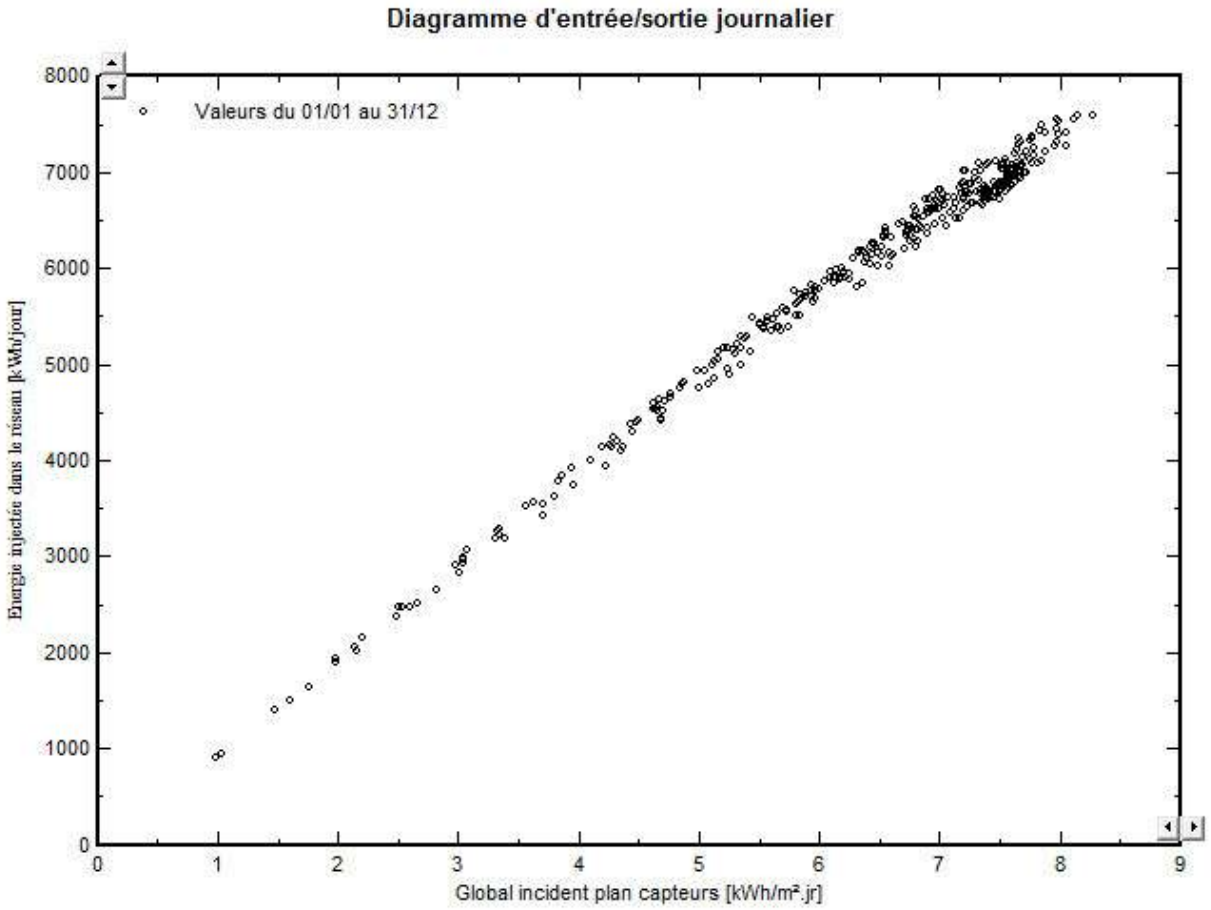


Figure III.28 : Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV.

La tension du champ est présentée dans la figure suivante.

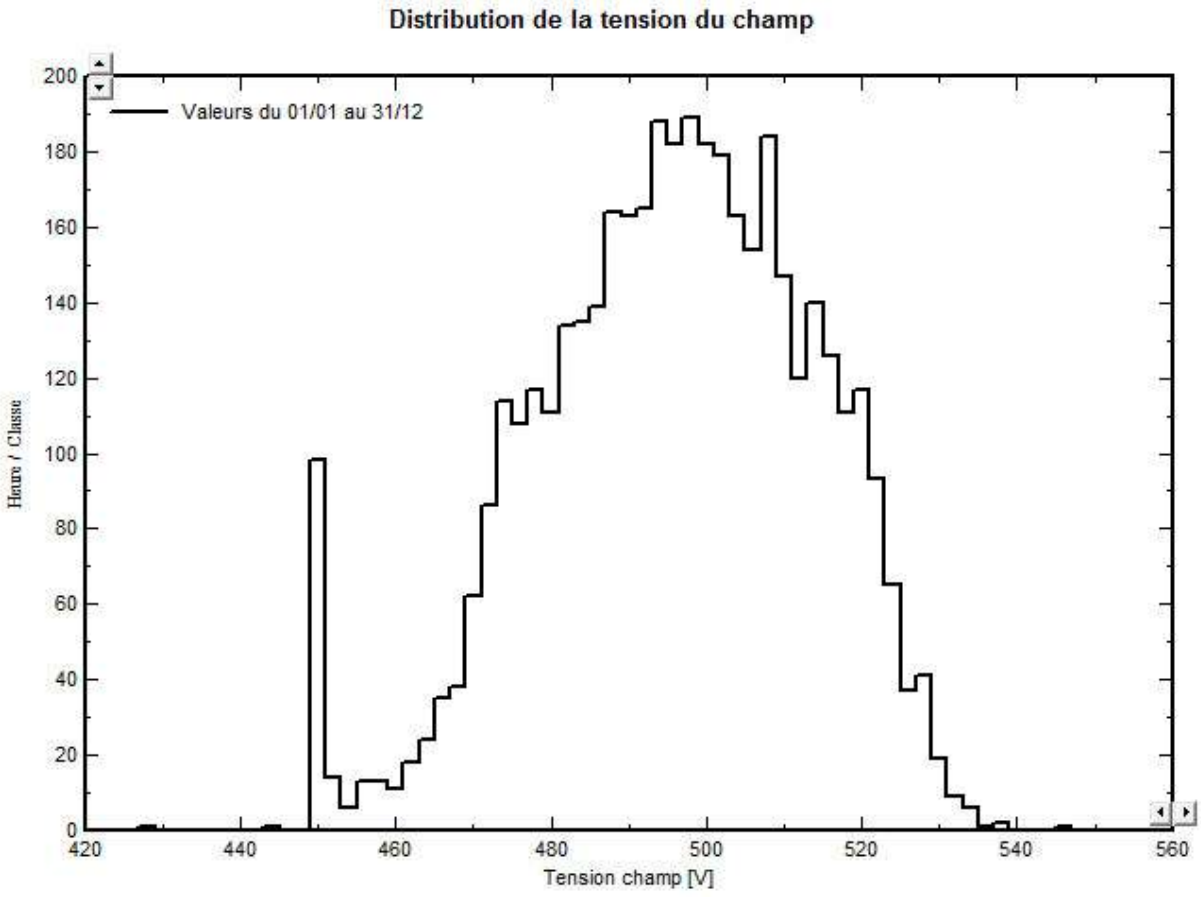


Figure III.29 : Distribution de la tension du champ PV.

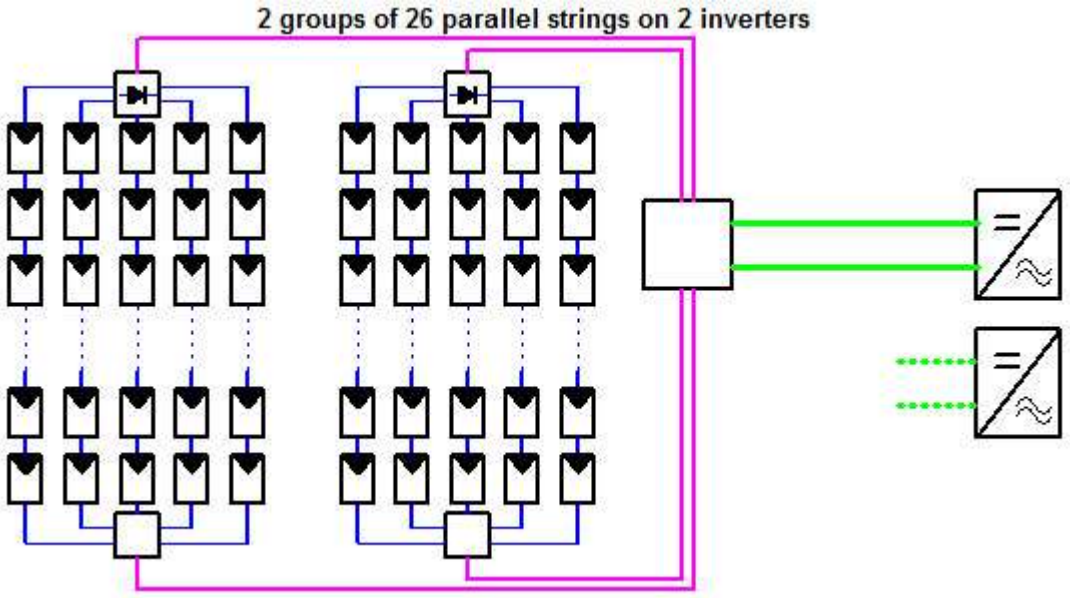


Schéma de la centrale PV pour la 3ème variante

III.6. Résultats de l'Evaluation Economique :

III.6.1. Résultat de l'Evaluation Economique avec 1 champ PV

PVSYST V6.43 | 27/05/17 | Page 4/5

Système couplé au réseau: Evaluation économique

Projet : BOUGHEZOUL-MEDEA
Variante de simulation : champ PV1

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	3528	Pnom total	**1129 kWc**	
Onduleur	Modèle	PVS800-57-1000kW-C	Pnom	1000 kW ac	
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)				

Investissement				
Modules PV (Pnom = 320 Wc)	3528 unités	28800 DZD / unité	101606400	DZD
Supports et intégration		8622 DZD / module	30419933	DZD
Onduleur (Pnom = 1000 kW ac)	1 unités	10008180 DZD / unité	10008180	DZD
Construction, câblage, ...			481346	DZD
Transport et montage			670023	DZD
Ingénierie			499920	DZD
Moins-value substitution			0	DZD
Investissement brut (sans taxes)			**143685802**	**DZD**
Financement				
Investissement brut (sans taxes)			143685802	DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 19.0 %		27300302	DZD
Investissement brut (TTC)			170986104	DZD
Subventions			0	DZD
Investissement net (TTC)			**170986104**	**DZD**
Annuités	(Emprunt 6.0 % sur 25 ans)		13375682	DZD/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			156783	DZD/an
Coût annuel total			**13532464**	**DZD/an**
Coût de l'énergie				
Energie produite			2162	MWh / an
Coût de l'énergie produite			6.26	DZD / kWh

Tableau III.12 : Evaluation Economique d'une centrale PV connectée au réseau avec 1 champ PV

III.6.2. Résultat de l'Evaluation Economique avec 3 sous-champs PV

PVSYST V6.43					27/05/17	Page 5/5

Système couplé au réseau: Evaluation économique

Projet : BOUGHEZOUL-MEDEA
Variante de simulation : 3 SOUS CHAMP

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc
Champ PV	Nombre de modules	3740	Pnom total	**1197 kWc**
Onduleur	Modèle	30 kVac Inverter	Pnom	30.0 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	36.0	Pnom total	**1080 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Investissement

Modules PV (Pnom = 320 Wc)	3740 unités	28800 DZD / unité	107712000 DZD
Supports et intégration		2873 DZD / module	10743337 DZD
Onduleurs (Pnom = 30.0 kW ac)	36 unités	609411 DZD / unité	21938810 DZD
Construction, câblage, ...			854545 DZD
Transport et montage			710226 DZD
Ingénierie			500042 DZD
Moins-value substitution			0 DZD
Investissement brut (sans taxes)			**142458961 DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)		142458961 DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 19.0 %	27067203 DZD
Investissement brut (TTC)		169526163 DZD
Subventions		0 DZD
Investissement net (TTC)		**169526163 DZD**
Annuités	(Emprunt 6.0 % sur 25 ans)	13261475 DZD/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)		166192 DZD/an
Coût annuel total		**13427667 DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie produite	2169 MWh / an
Coût de l'énergie produite	6.19 DZD / kWh

Tableau III.13 : Evaluation Economique d'une centrale PV connectée au réseau avec 3 sous-champs

III.6.3. Résultat de l'Evaluation Economique avec 5 sous-champs PV

PVSYST V6.43			27/05/17	Page 5/5

Système couplé au réseau: Evaluation économique

Projet : BOUGHEZOUL-MEDEA
Variante de simulation : 5 SOUS CHAMP

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	33°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Condor CEM320M-72	Pnom	320 Wc
Champ PV	Nombre de modules	3570	Pnom total	**1142 kWc**
Onduleur	Modèle	FreeSun FS0100 LVT	Pnom	100 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	10.0	Pnom total	**1000 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Investissement

Modules PV (Pnom = 320 Wc)	3570 unités	28800 DZD / unité	102816000	DZD
Supports et intégration		8622 DZD / module	30782075	DZD
Onduleurs (Pnom = 100 kW ac)	10 unités	1000818 DZD / unité	10008180	DZD
Construction, câblage, ...			489900	DZD
Transport et montage			677966	DZD
Ingénierie			499920	DZD
Moins-value substitution			0	DZD
Investissement brut (sans taxes)			**145274041**	**DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)		145274041	DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 19.0 %	27602068	DZD
Investissement brut (TTC)		172876108	DZD
Subventions		0	DZD
Investissement net (TTC)		**172876108**	**DZD**
Annuités	(Emprunt 6.0 % sur 25 ans)	13523531	DZD/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)		158616	DZD/an
Coût annuel total		**13682146**	**DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie produite	2155	MWh / an
Coût de l'énergie produite	6.35	DZD / kWh

Tableau III.14 : Evaluation Economique d'une centrale PV connectée au réseau avec 5 sous-champs

III.7. Conclusion :

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que la centrale PV monocristallin permet une production maximale d'énergie.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par la centrale PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant la meilleure efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

Analyse technique des trois variantes :

	Pnom [KWc]	Indice de perf. [%]	Pertes due à l'ond. [%]	Energie produite [Kwh/kwp/jr]	Productible [Kwh/kwp/an]	Nbre de module [U]	Surf. Module [m^2]	Surf. Cellule [m^2]	Nbre Ond. [U]	Pond [KW AC]
1er variante	1129	94	2	6.258	1915	3528	6846	4979	1	1000
2ème variante	1197	79	7	6.258	1813	3740	7257	5278	36	1080
3ème variante	1142	83	3	6.258	1887	3570	6927	5036	10	1000

Analyse économique :

	Investissement global avec taxes [DA]	Coût d'exploitation [DA/an]	Coût annuel [DA]	Energie produite [Mwh/an]	Coût d'onduleur [DA]	Coût d'énergie (DA/Kwh]
1er variante	153 627 196	156 783	12 017 751	2162	10 008 180	6.26
2ème variante	169 526 163	166 192	13 261 475	2169	21 938 810	6.19
3ème variante	172 876 242	158 616	15 072 139	2155	10 008 180	6.35

Après analyse des trois variantes technico-économique, on conclut :

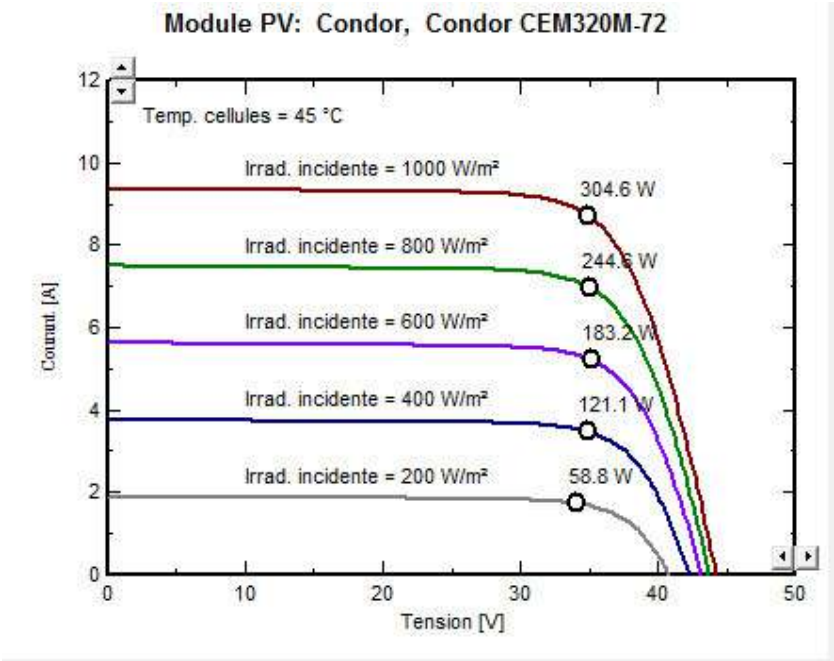
La 1er variant et la plus acceptable de point de vue technique et coût d'investissement, malgré que l'inconvénient majeur est l'avarie probable de l'onduleur, risque de rupture totale de l'alimentation des abonnés.

Annexe

Annexe A

Caractéristiques I(V) et P(V) du module à base de silicium Monocristallin.

a)



b)

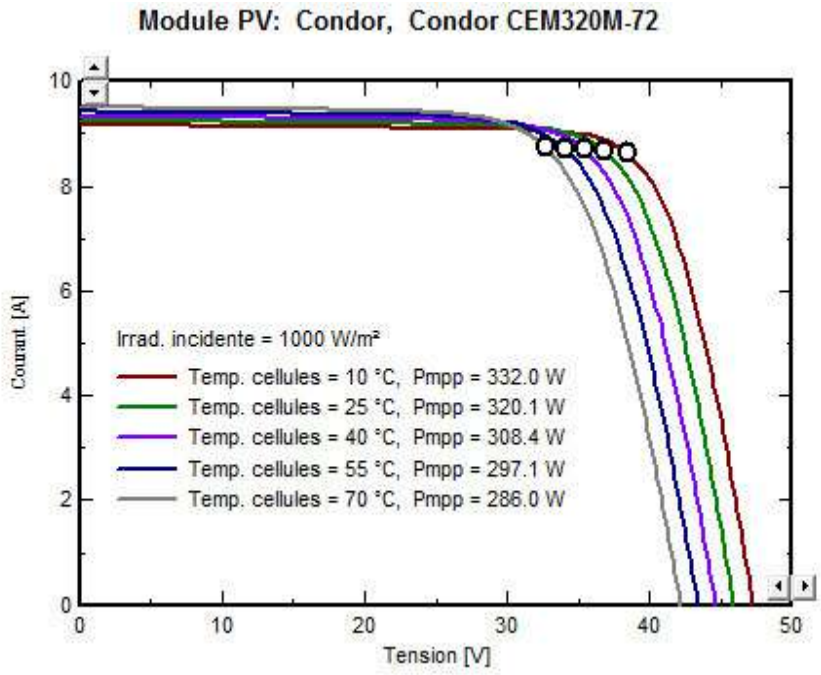


Figure A.1 : Influence de la température sur la caractéristique I (V).

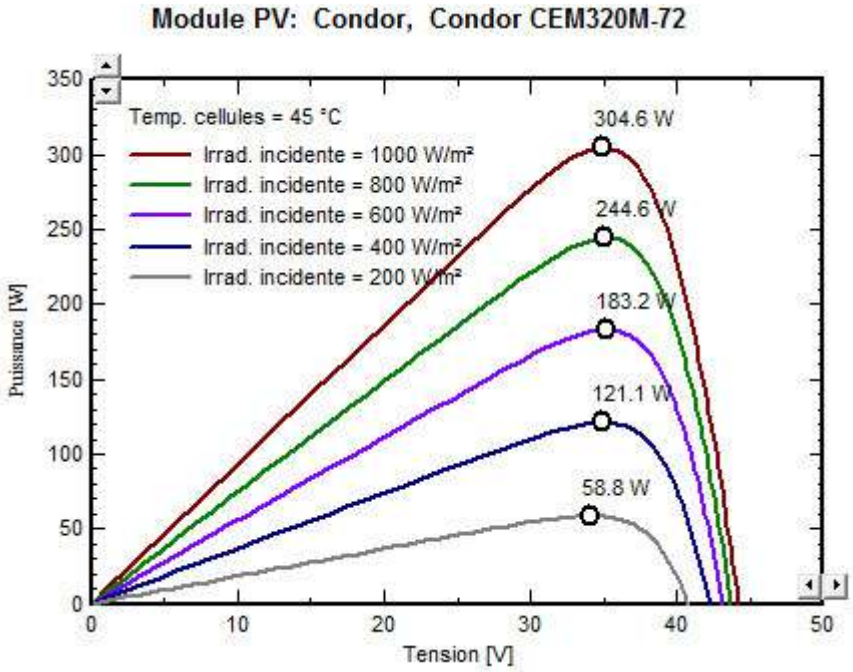


Figure A.2 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V) et P(V).

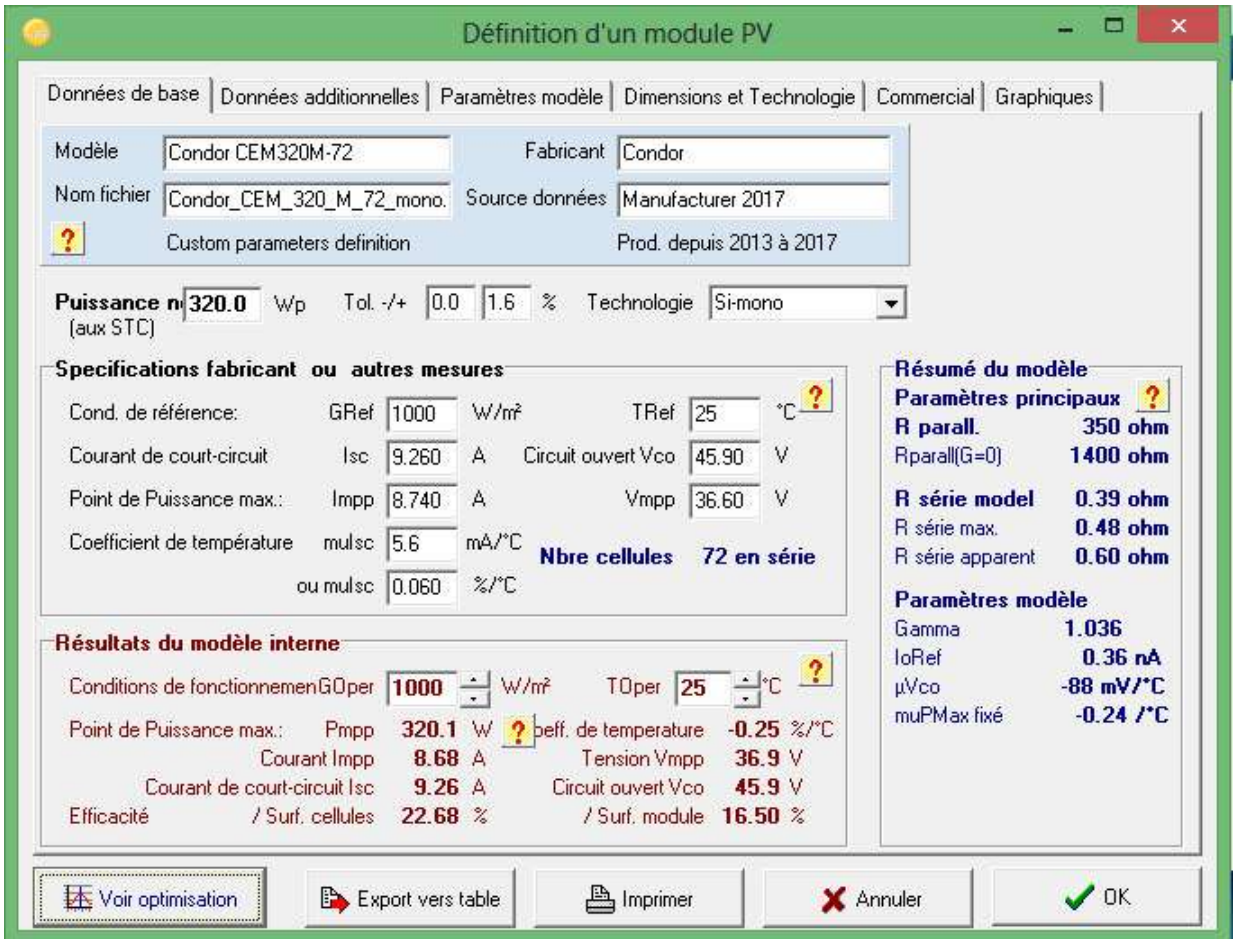


Figure A.3 : caractéristiques techniques du module PV utilisé dans le système.

Annexe B

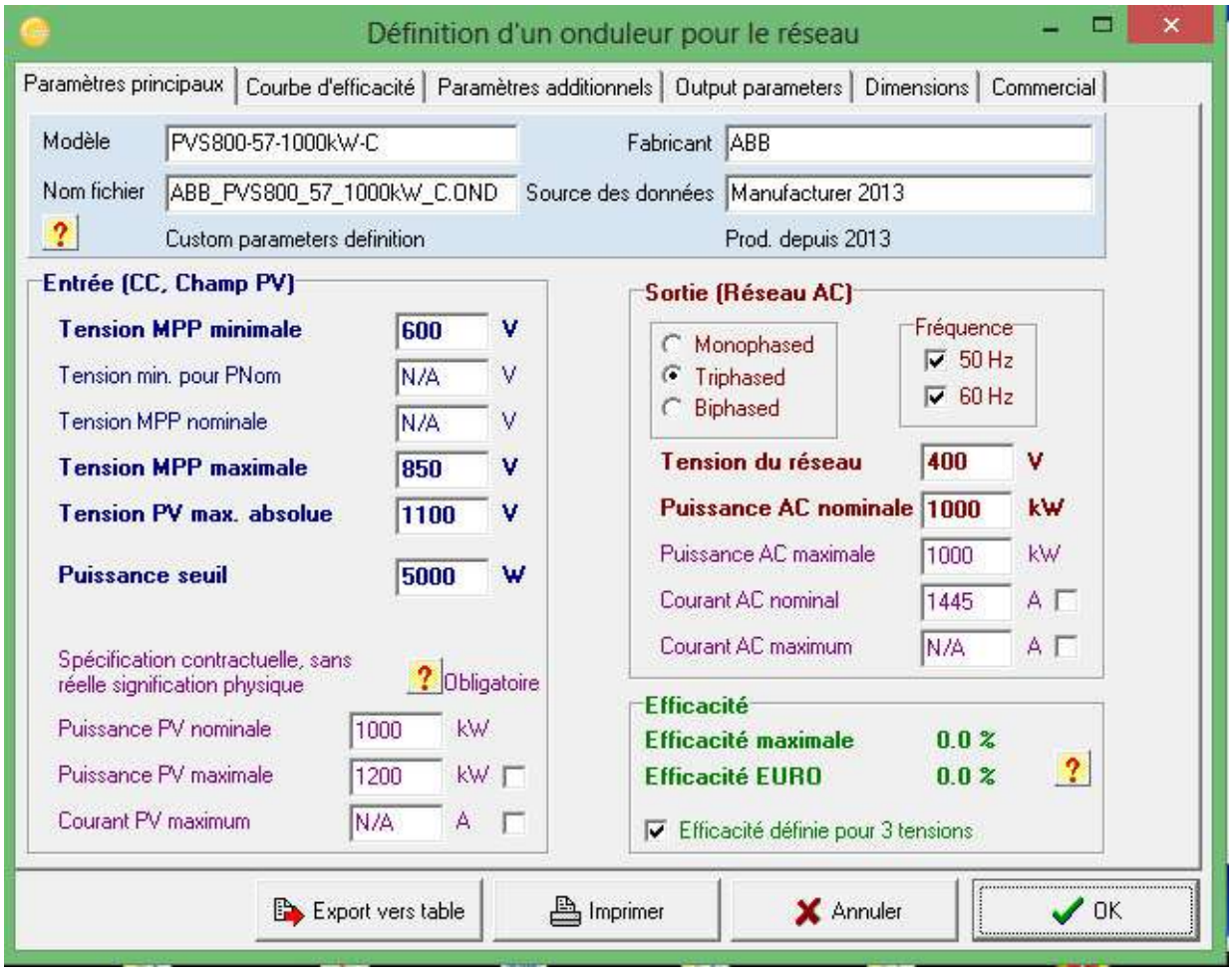


Figure B.1 : caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé dans le système.

Annexe C

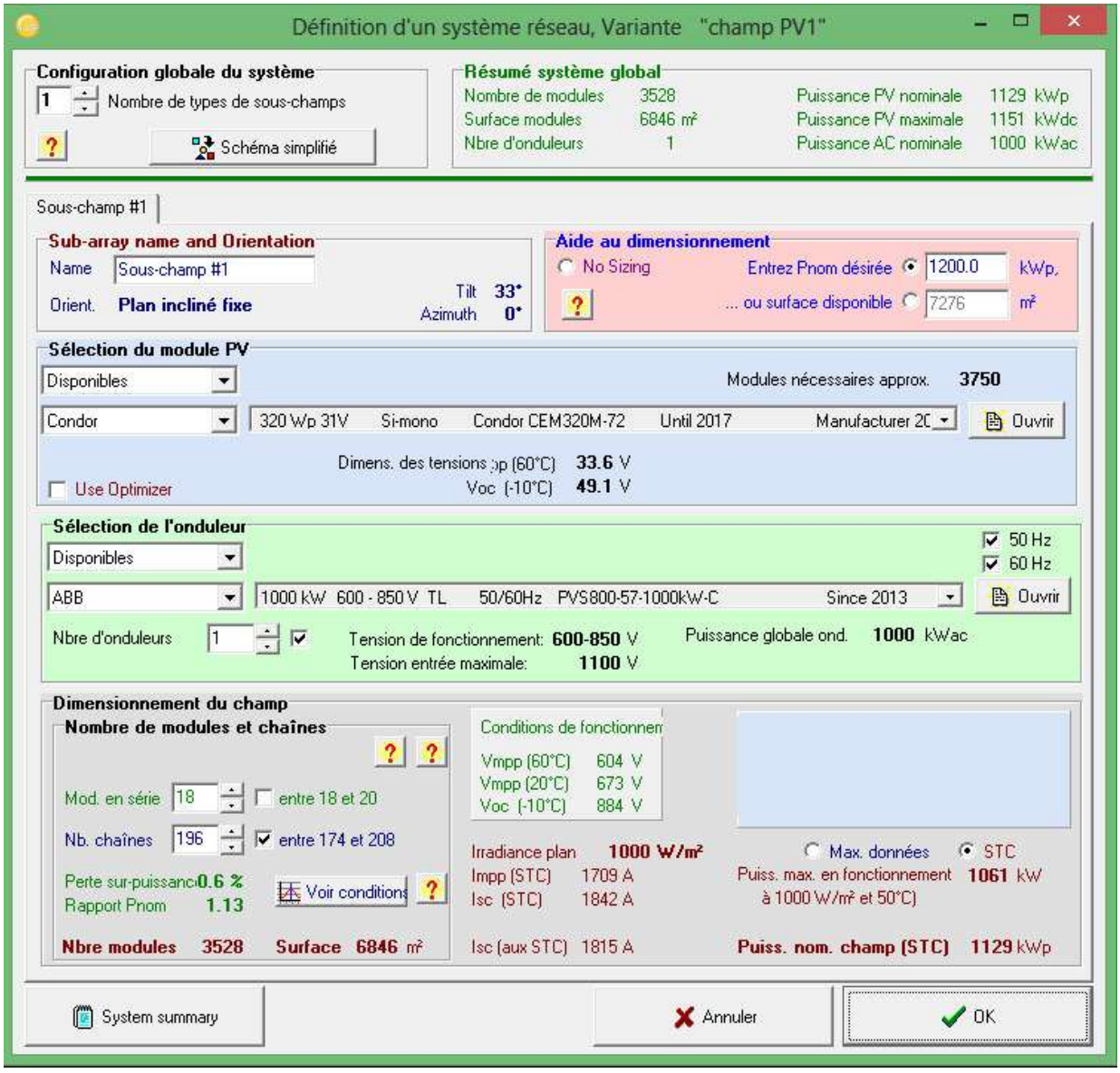


Figure C.1 : configuration d'un système qui a un seule champ.

Annexe D

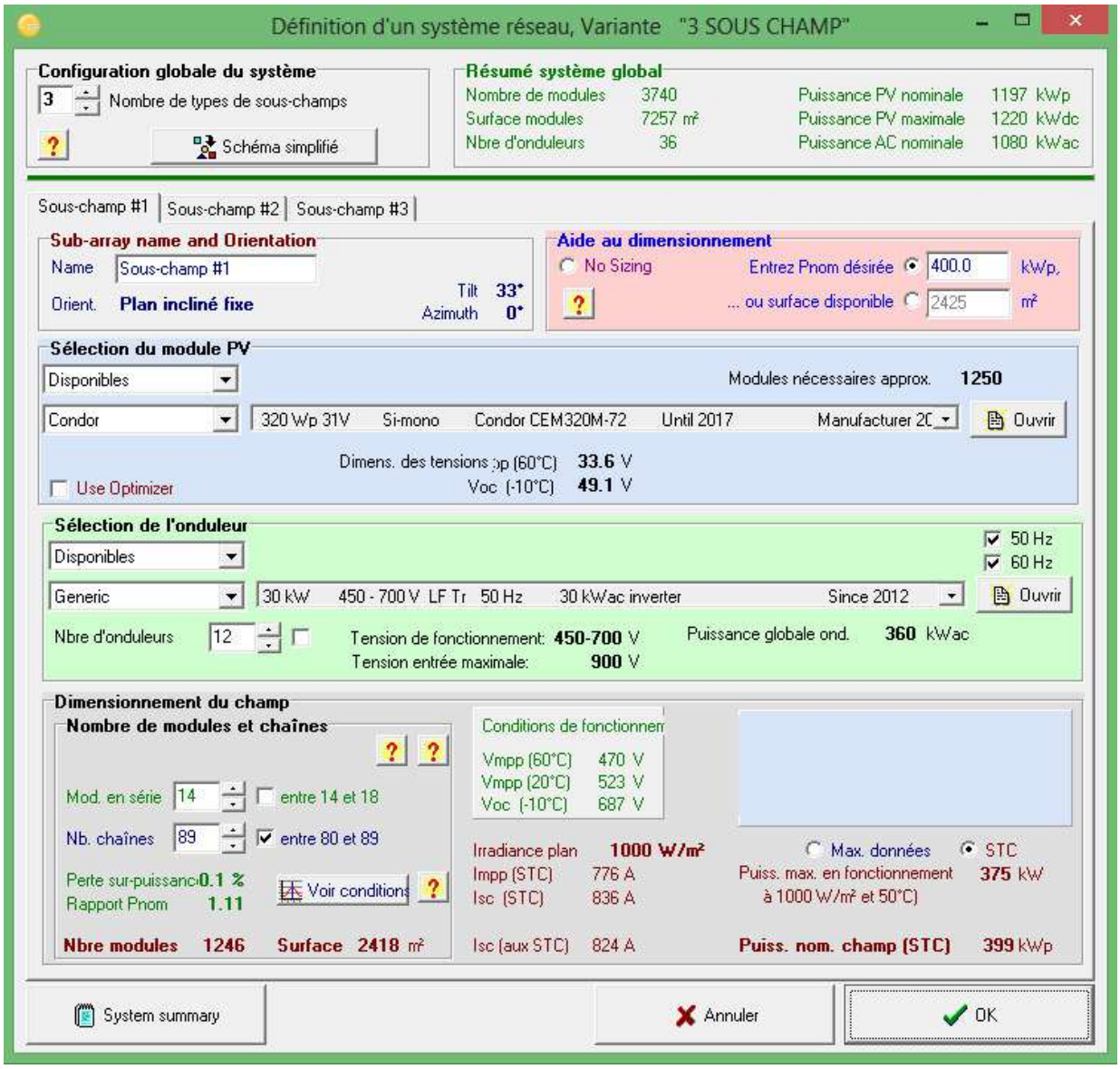


Figure D.1 : configuration avec 3 sous-champs sur PVSYST.

Annexe E

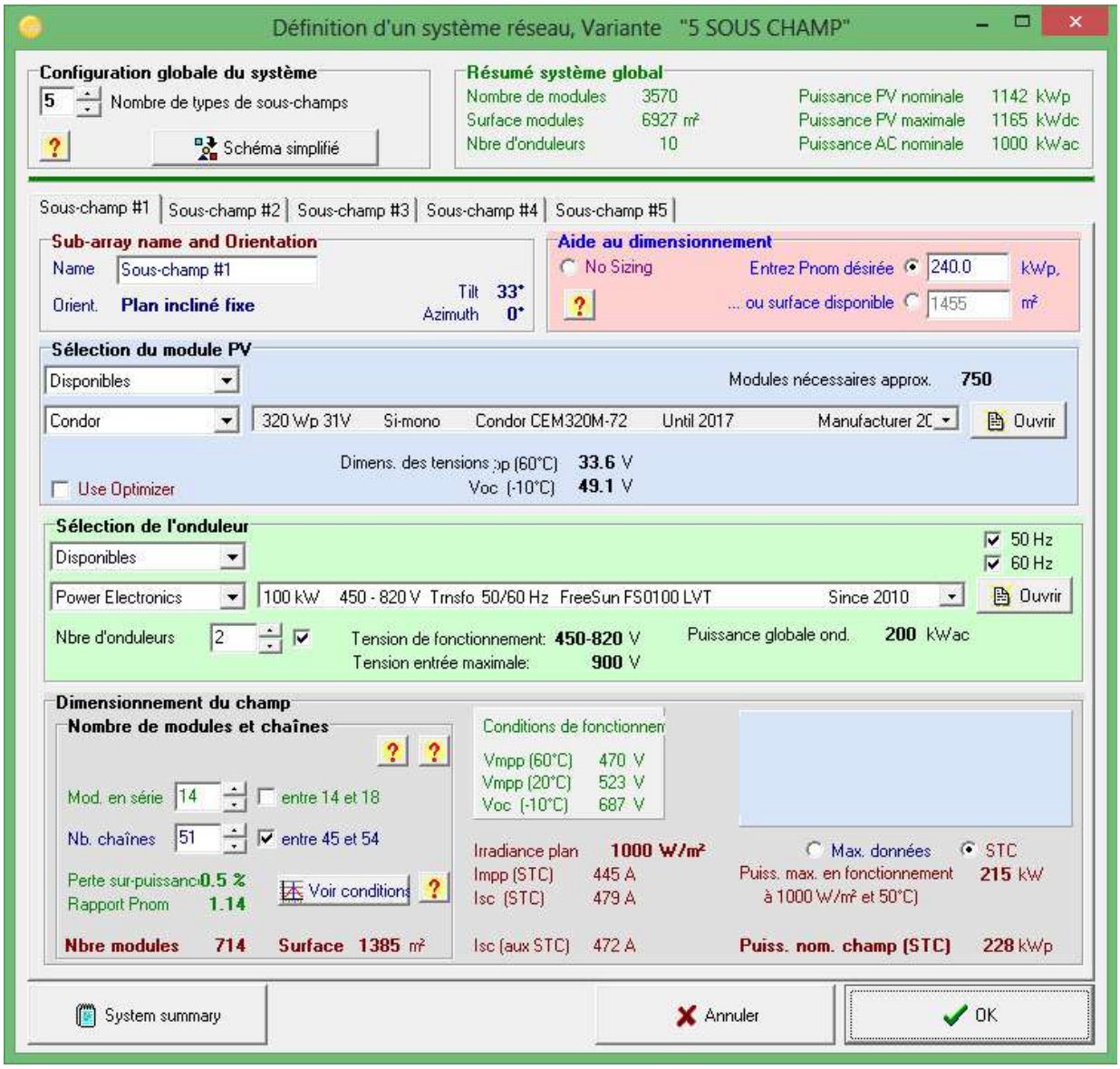


Figure D.1 : configuration avec 5 sous-champs sur PVSYST.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Ce travail est une contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1.2 MW) interconnectée au réseau de distribution électrique.

Un système raccordé au réseau, non seulement permettrait de réduire le coût de l'installation, en supprimant le coût des batteries, car le stockage ne sera plus nécessaire, mais permettrait en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau fait des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Dans un premier temps, nous avons revu les différentes technologies des cellules solaires commercialisées sur le marché, et présenté leurs caractéristiques.

Dans un deuxième temps, nous avons décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques en s'étalant sur chaque composant du système.

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation de notre centrale de puissance 1.2 MW, avec le logiciel PVSYST, en choisissant la technologie des modules au silicium monocristallin.

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, mais elle reste chère du point de vue économique.

La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ **15.94 DA** par kwh [42], baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses.

L'objectif des professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de **5 DA** par kwh. Quelle que soit la baisse des coûts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public.

Le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier pour estimer sa rentabilité économique. Cette estimation précise ne peut se faire qu'en prenant en compte les effets d'ombrage qui ont des conséquences dramatiques sur la puissance électrique délivrée.

Nous avons étudié les différentes pertes du système PV et constaté que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de faire un bon choix de la technologie permettant la meilleure efficacité possible de ce composant.

Bibliographie :

[01] Belakehal Soltane, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables", thèse de Doctorat, université de Constantine, 10/06/2010

[02] Belhadj Mohammed, "Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome", Mémoire de Magister, université de Bechar, 2008

[03] Louazene Mohamed Lakhdar, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla", Mémoire de Magister, université de Batna, 12/06/2008

[04] Camara Mohamed Ansoumane, "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par super condensateurs", thèse de Doctorat, université de Paris, 04/07/2011

[05] Metri Noura, "élaboration de module π-conjuguées à base de tri phénylamine pour la réalisation de dispositifs photovoltaïques hybrides sensibles", thèse de Doctorat, 30/09/2011

[06] M. Capderou, "Atlas Solaire de L'Algérie", Tomel,2, OPU 1983.

[7] Dang Minh Trung "élaboration de cellules solaire photovoltaïque à base de polymères conjugues, études des systèmes", thèse de Doctorat, université de Bordeaux 26/11/2009[8] Anne Labouret, Pascal Cumunel, "Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque", Dunod, 5e édition, 2010

[9] Hallou Solaire, "La fabrication des cellules photovoltaïques", fiche technique

[10] Florent Monestier, "Amélioration de l'absorption photonique dans les cellules photovoltaïques organiques", thèse de Doctorat, Université de Marseille, 10/04/2008

[11] Gernigon Véronique, "Utilisation de copolymères à blocs dans les cellules solaires organiques morphologie, transport de charges et conversion photovoltaïque", thèse de Doctorat, Université de Strasbourg, 04/01/2012

[12] J.Pireaux,"Physique et énergie Travail sur les panneaux photovoltaïques", Université de Namur, 2006-2007

[13] Cabal Cédric, " Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 15/12/2008

[14] Semassou Clarence, "Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes

[15]Michel Capderou , Atlas solaire de l'Algérie, tome 1,2;O.P.U. 1986.

[16] Définition ; Les coordonnées horizontale.

[17]Introduction to solar énergie : http:// www.Newportcoorporation. Com/Introduction ac-rayonnement-solaire/ 411919/1036/ catalogaspx

[18]Energie solaire photovoltaïque Semaine 08www.lei.ucl.ac.be/~matagne/SOLAIRE/SEM08/S08P10.HTM-14k -

[19] Coordonnées célestes : sciences-physiques.ac-dijon.fr/astronomie/lexique_astronomique/lexique_astro/c/coordonnees_celestes.htm-1s

[20] A . Oi , «Design and simulation of photovoltaic water pumping system», Partial Fulfullement of the Requirements for the degrée of Master of Science in ElectricalEnginneering, Faculty of CaliforniaPlytechnic State University San Luis Obispo, September 2005.

[21]A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef, « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin », Revue des Energies Renouvelables, 1998, pp.95-100.

[22]N. Achaibou, A. Malek , N Bacha, « Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV », Revue des Energies Renouvelables, N. spécial (CHEMSS), pp61-66,2000.

[23]I. Tsuda, K. Kurokawa, K.Nozaki, «Annual simulation results of photovoltaic system with redox flow battery », solar Energy Materials and solar cells 35, pp 503–508, 1994.

[24]D. Thévenard and M. Ross, «Validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003.

[25]P. Derk «Electro chemical Energy Storage for Renewable Source and Grid Blancing» , ouvrage ISBN: 978-0-444-62616-5, 2014.

[26]D. Turcotte ,M .Ross and Sheriff. «Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools» PV Horizon, Canada, 2001.

[27]Z. Bachi, S.El.fodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », mémoire d'ingénieur d'état, USTHSB.1992.

[28]http://www.arebor-energie.fr/.

[29] G. Tiwari et D. Swapnil, «Fundamentals of photovoltaic modules and their applications» Royal society of Chemistry, Inde, 2010.

[30] P. Menanteau, «L'électricité photovoltaïque », IEPE, Grenoble, 1997.

[31] M. Reggane, D. Djidja, «Étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation en électricité d'un centre enfûteur de GPL (NAFTAL)»
, mémoire de Master, UMMTO, 2012.
[32] A. Labouret et M. Villoz, «Énergie solaire photovoltaïque, le manuel du professionnel», Dunod, 2003.
[33] D. Shulz, M. Jahn , « Grid integration of photovoltaic and fuel cells», Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks, Springer London, 2008.
[34] www.bruxellesenvironnement.be
[35] A. Ricaud, «Modules et systèmes photovoltaïques», Septembre 2008.
[36] F. Trahi, «Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA» Mémoire de Magister en électronique, UMMTO, Tizi ouzou, 2011.
[37]K. Kasmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, «Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique» , Revue des énergies Renouvelables ,vol. 10, n° 14, pp. 451-462, 2007.
[38] «Technology and Applications of the EUPV Technology Platform »,ouvrage, ISBN:978-92-79-05523-2.Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities,2007
[39]http://energeia.voila.net
[40] M. Nkouimi,«Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques» Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur de conception, École National Supérieur Polytechnique de Yaoundé, 2010.
[41] B. Tebboub, «Etude conceptuelle des systèmes photovoltaïque double et triple jonction »mémoire de Magister UMMTO ,2013-2014
[42] les tarifs d'achat garanti en Algérie selon les modalités définies par décision de la commission de régularisation de l'électricité et de gaz
[43]C. Bernard, J. Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi , « Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger », L'archive ouverte pluridisciplinaire HAL.2006.
[44] www. dmseducation.com
[45]C. Hennous et K. Ait allala, «Dimensionnement et installation d'un
Système photovoltaïque (Application à la F.G.E.I)», Mémoire de fin d'études, UMMTO, 2009.

[46]H. Belmili, M. Ayad, E. Berkouk et M. Haddadi, «Optimisation de dimensionnement des Installations photovoltaïques autonomes-Exemples d'applications, éclairage et pompage au fil du soleil », Revue des énergies renouvelables, 2008.
[47]J. Graf, «Centrales photovoltaïques», guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets, à l'usage des bureaux d'ingénieurs, 1996.
[48]Condor, ''CATALOGUE, produits solaires photovoltaïque'', www.Condor.dz
[49]André Mermoud and Bruno Wittmer, "TUTORIAL PV syst SA ", "PVSYST USER'S MANUAL PVSYST 6', January 2014, PVSYST SA – Route du Bois – de – Bay 107- 1242 Satigny – Switzerland. www.pvsyst.com