

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITE MOULOU D MAAMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : **Sciences et Technologies**
Filière : **ELECTROTECHNIQUE**
Spécialité : **Machines Electriques**

Présenté par
Hafida LAMRANI
Nabila LOUNIS

Thème

Contribution à l'étude d'une centrale photovoltaïque de 25 MW connectée au réseau électrique

Mémoire soutenu publiquement le 16/07/2022 devant le jury composé de :

M. Hakim DENOUN

Professeur, UMMTO, Président

M. Mohamed Lamine HAMIDA

MCB, UMMTO, Encadreur

M. Mustapha ZAOUIA

Professeur, UMMTO, Examineur

M. Aghiles ARDJAL

MCA, UMMTO, Examineur

Promotion : 2021/2022

REMERCIEMENT

Avant tout nous remercions Dieu de nous avoir donné la force et le courage.

Nous adressons nos gratitudee à notre promoteur M **ML. HAMIDA**, qui a accepté de nous accompagner pour la réalisation de ce travail. On le remercie pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils.

Nos remerciements s'adressent également à Monsieur le président M **H. DENOUN** et les membres de jury M **M. ZAOUIA** et M **A. ARDJAL** pour l'honneur qu'ils nous font en examinant notre travail.

On désire remercier particulièrement M **R. MOUALEK** pour son aide précieuse, on remercie nos enseignants, qui nous ont fourni les outils nécessaires à la réussite de nos études.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail et je remercie

Ma chère collègue LAMRANI Hafidha pour son travail, sa
persévérance et sa bonne humeur

Mes chers parents et grands-parents pour tout ce qu'ils ont fait pour
moi. Je les remercie pour leur amour et leur soutien. Je remercie mes
sœurs pour leurs encouragements et leurs présences.

Je remercie toute ma famille : mes oncles, mes tantes et mes cousins
et cousines ainsi que mes chers amis pour leur soutien

Et enfin à mes chers collègues « nassim, kenza, anissa, massi,
amazigh, saïd, ... » pour leur grand amour et leur épaulement

« Je vous aime »

Mlle LOUNIS Nabila.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail et je remercie

MA chère collègue LOUNIS NABILA pour son travail, sa
persévérance et sa bonne humeur

Mes chers parents et grands-parents pour tout ce qu'ils ont fait pour
moi. Je les remercie pour leur amour et leur soutien. Je remercie mes
chères sœurs et mes chers frères pour leurs encouragements et leurs
présences.

Et à toute ma famille et à mon responsable de travail M H.TIMSIT
pour son soutien et sa patience

Et enfin à mes chers amis « nassim ,kenza, anissa, massi,
amazigh, saïd ,...» pour leur grand amour et leur soutien

« Je vous aime »

Mlle LAMRANI Hafidha.

Notations utilisées

μV_{co} : Coefficient de température

e : L'excentricité ellipse.

h : Hauteur du soleil

I : Rayonnement reçu par la Terre

$I_{cc N_P}$: La somme des courants de court-circuit de (N_P) cellule en parallèle.

I_b : Rayonnement direct sur plan horizontal

$I_b(\beta)$: Rayonnement direct sur plan incliné

$I_b(\beta)$: Rayonnement direct sur plan incliné

I_{bn} : Rayonnement direct sur un plan normal

$I_{cc N_s}$: Courant de court-circuit de N_s cellules en série

$I_d(\beta)$: Rayonnement diffus sur plan incliné

$I_G(\beta)$: Rayonnement Global sur plan incliné

I_n : Courant de module PV nombre n

$I_r(\beta)$: Rayonnement réfléchi sur plan incliné

$I_r(\beta)$: Rayonnement réfléchi sur plan incliné

M : Nombre de modules d'un string

P_c : Puissance de la centrale

P_{max} : Puissance maximale de module

P_r : Période de rotation

P_t : Période de translation

PV : Photovoltaïque

R_b : Rapport entre le rayonnement direct sur un plan incliné à celui du plan horizontal

S_{PV} : Surface des panneaux

$U_{\max \text{ ond}}$: Tension maximale admise par l'onduleur

$U_{\min \text{ ond}}$: Tension minimale admise par l'onduleur

U_n : Tension de module PV nombre n

V_{coNs} : La somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série

V_{coNp} : Tension du circuit ouvert de (N_p) cellules en parallèle.

V_{oc} : Tension du circuit ouvert d'un module

V_r : Vitesse linéaire de rotation

α : Azimut du soleil

β : Inclinaison de la surface réceptrice

γ : Angle azimutal du plan récepteur

δ : Déclinaison solaire (angle entre la direction Terre- Soleil et le plan équatorial).

θ_i : Angle d'incidence

ρ : Valeur albédo du sol pour le rayonnement réfléchi

Φ : Latitude

ρ_b : Valeur albédo du sol pour le rayonnement direct

ρ_d : Valeur albédo du sol pour le rayonnement diffus

Acronymes

IGBTS : Transistors bipolaires à gâchette isolée

MPPT : Maximum Power point Tracking

PV : Photovoltaïque

PWM : Pulse Wide modulation

VMPP : Tension en charge, au Point de Puissance Maximale

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I: Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques	
I.1 Introduction.....	3
I.2 Définition de l'énergie solaire.....	3
I.2.1 L'énergie solaire thermique.....	4
I.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque.....	6
I.3 Variation de l'énergie solaire.....	6
I.3.1 Effet de la nébulosité.....	6
I.3.2 Effet lié aux saisons.....	7
I.4 Le mouvement de la Terre et du soleil.....	8
I.4.1 Le mouvement de translation.....	8
I.4.2 Le mouvement de rotation.....	9
I.5 Le rayonnement solaire.....	9
I.5.1 Les différents types du rayonnement solaire.....	9
I.5.2 Mesure du rayonnement solaire.....	12
I.6 Coordonnées géographiques.....	13
I.7 L'énergie solaire photovoltaïque.....	14
I.7.1 Principe de fonctionnement.....	15
I.7.2 Les technologies des modules photovoltaïques.....	17
I.7.2.1 Cellules monocristallines en silicium.....	18
I.7.2.2 Cellules polycristallines en silicium.....	18
I.7.2.3 Cellules amorphes en silicium.....	18
I.7.3 Association en série et en parallèle des modules PV.....	18
I.7.3.1 Mise en série.....	19
I.7.3.2 Mise en parallèle.....	20

I.7.4 Installations photovoltaïques.....	20
I.7.4.1 Installation autonome	20
I.7.4.2 Installation raccordée au réseau.....	21
I.8 Conclusion	22
Références Bibliographiques.....	22

Chapitre II:Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.1 Introduction	25
II.2 Installations photovoltaïques connectes au réseau	25
II.3 Etude des composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau	26
II.3.1 Le générateur photovoltaïque.....	26
II.3.2 Regroupement des cellules.....	27
II.3.2.1 Regroupement en série.....	27
II.3.2.2 Regroupement série et parallèle.....	28
II.3.3 Protection d'un générateur photovoltaïque	29
II.3.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV	30
II.3.3.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV	30
II.3.4 Coffret de raccordement.....	31
II.3.5 Câblage	31
II.3.6 Compteur photovoltaïque.....	32
II.3.6.1 Injection totale.....	32
II.3.6.2 Injection de surplus	33
II.3.7 Le régulateur	33
II.3.7.1 Technologies des onduleurs couplés au réseau	34
II.3.7.2 Classification des onduleurs.....	36
II.4 Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau.....	36
II.4.1 Système PV connecté directement au réseau	36
II.4.2 Systèmes à bus continu intermédiaire	37

II.5 Type d'installation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	38
II.6 choix d'onduleur.....	38
II.7 Les avantages et inconvénient d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique	39
II.8 conclusion.....	41
Références Bibliographiques.....	41

Chapitre III:Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

III.1 Introduction	42
III.2 Centrales photovoltaïques connectée au réseau en Algérie.....	42
III.3 Diimensionnement d'une centrale photovoltaïque.....	43
III.3.1 Type du module photovoltaïque utilisé	44
III.3.2 Type d'onduleur utilise	45
III.3.3 Calcul du nombre de panneau	45
III.3.4 Calcul de la surface de panneau	46
III.4 Vérification de la tension minimale admise par l'onduleur	46
III.5 Conclusion.....	49
Références bibliographiques	49

Chapitre IV :Simulation du système dimensionné sous le logiciel PVsyst

IV.1 Introduction.....	50
IV.2 Présentation du logiciel PVsyst.....	50
IV.3 Gestion d'un projet (système raccordé au réseau)	51
IV.4 Schéma de l'installation PV	56
IV.4.1 Branchement du système	57
IV.5 Résultats de simulation	58
IV.5.1 Répartition d'un champ	58
IV.5.2 Résultats de simulation numérique.....	59
IV.5.3 Schéma d'entrée/sortie	62

IV.5.4 Indice de performance	63
IV.5.5 Les pertes dans le système.....	64
IV.6 Ombrages	66
IV.7 Conclusion	67
Références bibliographiques	68
Conclusion générale.....	69

Liste des figures

Chapitre I: Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

Figure I. 1: Capteurs solaires thermiques : a) Plan, b) Tubulaire.....	4
Figure I. 2 : Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique	5
Figure I. 3: Composition d'un panneau solaire thermique	5
Figure I. 4: Rayonnement en fonction de la météo	7
Figure I. 5: Trajectoire annuelle et journalière du soleil (hémisphère nord)	7
Figure I. 6: Mouvement de la Terre	8
Figure I. 7: Le rayonnement direct sur une surface inclinée	9
Figure I. 8: Composantes du rayonnement solaire	12
Figure I. 9: Le Radiomètre	12
Figure I. 10: Le Pyranomètre	13
Figure I. 11: Le Pyrhéliomètre	13
Figure I. 12: Principe de fonctionnement d'une cellule PV	15
Figure I. 13: Effet photovoltaïque	16
Figure I. 14: Illustration d'une cellule, un module, un panneau et un champ photovoltaïque.	17
Figure I. 15: Les principales technologies industrialisées des modules PV	17
Figure I. 16 : Association en série / parallèle des modules PV	19
Figure I. 17: Mise en série des panneaux solaires.....	19
Figure I. 18: Mise en parallèle des panneaux solaires.....	20
Figure I. 19: Installation PV autonome	21
Figure I. 20: Installation PV raccordée au réseau	22

Chapitre II: Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Figure II. 1: Installation photovoltaïque raccordée au réseau	26
Figure II. 2 : Générateur photovoltaïque.....	26
Figure II. 3: Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série	27
Figure II. 4: Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques	29
Figure II. 5: Schématisation d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour)	30
Figure II. 6: Coffret de raccordement.....	31
Figure II. 7: Câble solaire photovoltaïque.....	32
Figure II. 8: Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau.....	35
Figure II. 9: Système photovoltaïque connecté directement au réseau	36

Figure II. 10: Système photovoltaïque connecté via un bus continu-continu	37
---	----

Chapitre IV : Simulation du système dimensionné sous le logiciel PVsyst

Figure IV. 1: Icône du logiciel PVsyst 7.2.....	50
Figure IV. 2: Interface d'accueil du logiciel PVsyst 7.2	51
Figure IV. 3: Définition d'un site géographique	51
Figure IV. 4: Coordonnées géographique de Tizi-Ouzou	52
Figure IV. 5 :Coordonnées météo mensuelle pour Tizi-Ouzou	52
Figure IV. 6: Interface de l'espace de travail du logiciel	53
Figure IV. 7: Orientation du système pour le nord d'Algérie	54
Figure IV. 8: Orientation du système pour le nord d'Algérie	55
Figure IV. 9:Caractéristiques du Module JKM585M-7RL4-V ; a) I (V) pour différentes valeurs d'irradiance ; b) I (V) pour différentes valeurs de températures ; c) P(V) pour différentes valeurs d'irradiance ; d) L'Efficacité pour différentes valeurs de températures....	56
Figure IV. 10: Schéma simplifié du système	57
Figure IV. 11 : Deux variantes de branchement du système.....	57
Figure IV. 12: Résumé du système	58
Figure IV. 13: Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau	59
Figure IV. 14: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur).....	60
Figure IV. 15: Energie incidente de référence sur le plan panneau	61
Figure IV. 16: Distribution annuelle de l'irradiante incidente	61
Figure IV. 17: Distribution de la puissance de sortie système	62
Figure IV. 18: Diagramme d'entrée/sortie journalier.....	62
Figure IV. 19 : Indice de performance de la centrale PV	63
Figure IV. 20: Diagramme des pertes pour une centrale de 25MW Tizi-Ouzou.....	64
Figure IV.21 : La géométrie de la centrale PV étudiée.....	67

Liste des tableaux

Chapitre III: Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Tableau III. 1: Liste des Centrales PV Installées en Algérie.....	43
Tableau III. 2: Caractéristiques d'un module photovoltaïque Jinkosolar JKM585M-7RL4-V	44
Tableau III. 3: Caractéristiques d'un onduleur SMA Sunny Central 800CP-JP[4]	45

Chapitre IV : Simulation du système dimensionné sous le logiciel PVsyst

Tableau IV. 1: Bilan d'énergie.....	60
-------------------------------------	----

**INTRODUCTION
GENERALE**

Introduction générale

Avec la diminution du stock mondial d'hydrocarbures d'origine fossile (pétrole, gaz et charbon), la demande énergétique est sans cesse croissante, la crainte d'une pollution est de plus en plus envahissante, les énergies renouvelables (solaire, marine, éolienne, etc.) reviennent au premier plan de l'actualité ; leur exploitation arrange beaucoup l'environnement.

L'Algérie, par sa situation géographique, bénéficie des conditions favorables à énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire d'origine photovoltaïque et l'introduction de ces nouvelles énergies pourrait être aisément envisagée sur de nombreux sites. L'Algérie dispose d'un important potentiel en énergie solaire et qui n'attend qu'une bonne exploitation.

La question de la transition énergétique et des énergies renouvelables est l'un des enjeux futurs les plus importants pour notre pays. L'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables. Le 29 décembre 2021, le Ministère algérien de la transition énergétique et des énergies renouvelables, via la société algérienne des énergies renouvelables (SHAEMS), a lancé l'appel d'offres *Solar1000MW*. Celui-ci consiste à identifier des opérateurs chargés de la réalisation et l'exploitation de plusieurs centrales solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 1000 MW, de la réalisation des installations d'évacuation et de raccordement de ces centrales au réseau électrique national, ainsi que de la commercialisation de l'énergie produite issue de ces centrales.[1]

La wilaya de Tizi-Ouzou est alimentée en énergie électrique à partir de trois postes THT/HT Si Mustapha (Boumerdes), El kseur (Bejaïa) et Illiten (Bouira) par trois lignes 220KV et trois lignes 60KV.

L'énergie transitée est distribuée à travers tout le territoire de la wilaya à partir de six postes sources 60/30 KV sis à Oued aissi, Fréha, Boukhalfa, Draa Ben Khedda, Tizi Medden (centrale hydroélectrique) et souk El Djemaa (centrale hydroélectrique) au moyen des réseaux hautes tensions et trois cabines mobiles 60/30KV. Les six postes sources et trois cabines mobiles totalisant une puissance maximale appelée (PMA) de 327.7 MVA sur une puissance installée de 610MVA.

Soixante départs en 30 KV issus à partir de neufs sources 60/30KV alimentant l'ensemble des localités de la wilaya de Tizi-Ouzou [2].

Ce travail est une contribution au dimensionnement et à la simulation d'une centrale photovoltaïque de 25MW connectée au réseau électrique. Ce projet vise à répondre à la demande (domestique, agricole et industrielles) croissante en énergie électrique et à assurer la continuité du service au niveau de la wilaya de Tizi Ouzou qui est alimentée actuellement en grande partie par une source d'énergie non renouvelable.

Notre rapport s'articule autour de quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur l'énergie solaire. Nous présentons tout d'abord, un état de l'art sur l'énergie et le gisement solaire. Nous monterons par la suite, les différents paramètres géographiques et astronomiques pouvant influencer sur l'intensité de l'irradiation solaire reçue au niveau du sol, en approfondissant un peu plus sur l'énergie solaire photovoltaïque qui fera l'objet de notre étude.

Dans le deuxième chapitre une description d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique sera détaillée. Les différents composants d'un système connecté au réseau ; le générateur PV, la technologie des onduleurs couplés au réseau et les types d'installations seront discutés. Nous clôturons ce chapitre par quelques avantages et inconvénients de ce système.

Dans le troisième chapitre, nous nous intéressons au dimensionnement d'une installation photovoltaïque de 25 MW connectée au réseau. Cette partie consiste à calculer le nombre de modules et le nombre d'onduleurs à installer.

Le dernier chapitre sera consacré à l'étude et à la simulation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau via le logiciel PVsyst. Les résultats de simulation obtenus seront discutés.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale et quelques perspectives.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie solaire
et les systèmes photovoltaïques

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction

L'énergie solaire est une source d'énergie accessible à tous (industriels, collectivités et particuliers). Grâce à celle-ci, il est possible de produire trois types d'énergies : l'énergie calorifique avec les installations solaires thermiques (chauffe-eau solaire ou climatiseur solaire), l'énergie électrique avec les installations solaires photovoltaïques et le solaire à concentration thermodynamique [2].

Nous parlons dans ce chapitre sur l'énergie solaire photovoltaïque. Nous faisons une étude approfondie sur le rayonnement solaire, qui se transforme en énergie électrique.

L'électricité photovoltaïque dans un premier temps a été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances, comme les calculatrices, les montres et d'autres applications. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité.

I.2 Définition de 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 [4].

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

- L'énergie solaire thermique
- L'énergie solaire photovoltaïque

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.2.1 L'énergie solaire thermique

Le principe de l'énergie thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en énergie thermique grâce à un fluide qui circule dans des panneaux exposés au soleil comme la montre (la figure I.1).

Cette forme de conversion d'énergie peut être directe si on veut uniquement chauffer de l'eau sanitaire. Par contre, si on veut générer de l'électricité, il faudra utiliser des générateurs qui convertissent l'énergie thermique générée en électricité (par exemple, moteurs à air chaud).



(a)

(b)

Figure I. 1: Capteurs solaires thermiques : a) Plan, b) Tubulaire [5]

Le principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique est montré par (la figure I.2). Pour commencer, le rayon solaire traverse une plaque de verre transparente ; le rayon lumineux sera alors absorbé après avoir passé la plaque de verre, par une plaque de métal noire qui absorbera environ 80 à 90% des rayons solaires. Puis, la chaleur ainsi générée est transmise à un circuit d'eau qui alimente un circuit secondaire qui, à son tour, alimente une habitation en eau sanitaire ou en chauffage [5].

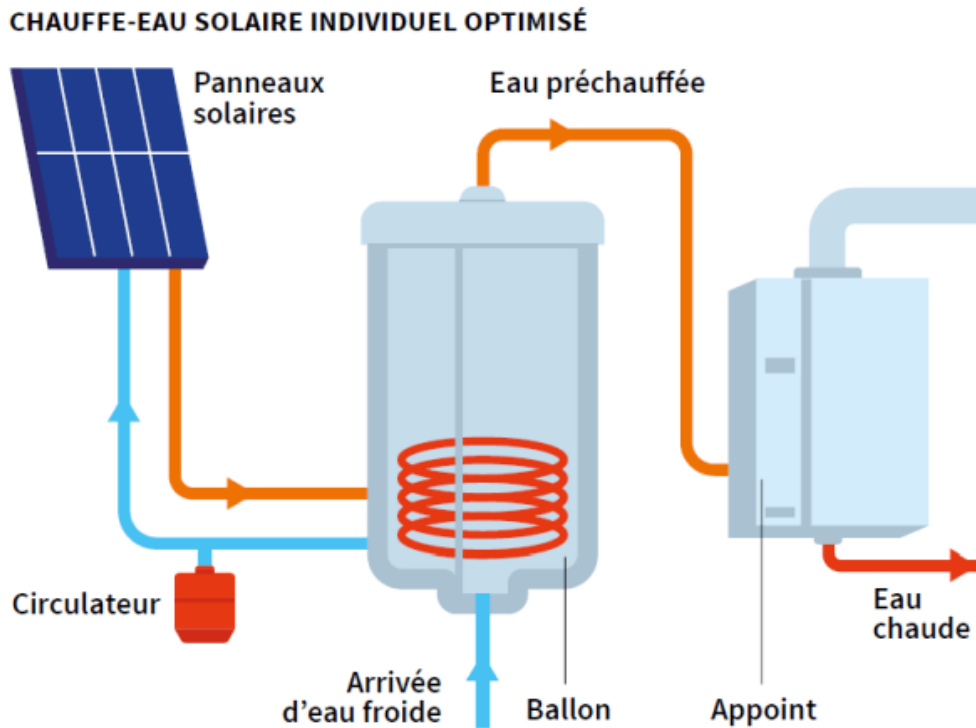


Figure I. 2 : Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique [6]

La composition d'un panneau solaire thermique est montrée dans la (figureI.3). Il est composé d'un corps opaque qui absorbe le rayonnement solaire en s'échauffant ; un système de refroidissement par le fluide caloporteur (transportant l'énergie) ; un isolant thermique situé sur les faces non exposées au rayonnement et une couverture transparente sur la face exposée, destinée à assurer l'effet de serre à l'intérieur du capteur.

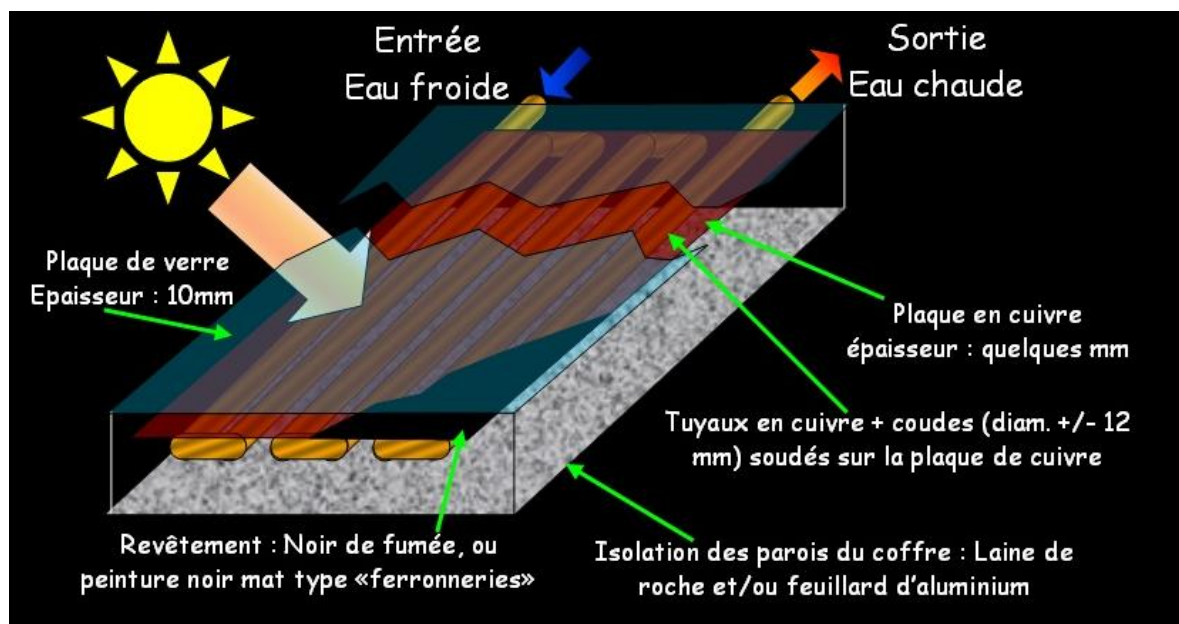


Figure I. 3: Composition d'un panneau solaire thermique [7]

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

L'énergie thermique utilise la chaleur du rayonnement solaire pour le chauffage de bâtiments ou de l'eau sanitaire. Pour cette dernière il est intéressant de savoir que dans certains pays le chauffage d'eau sanitaire représente environ 20% des dépenses énergétique d'un foyer et que l'énergie solaire thermique peut subvenir à environ 80% de cette dépense énergétique

I.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Contrairement à l'énergie solaire thermique qui utilise le soleil comme source de chaleur, l'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons arrivant à la surface de la terre. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque). Cette transformation (effet photovoltaïque) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot *photovoltaïque* vient du mot *photo* du grec *Phos* qui signifie lumière et du mot *Volt* patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité [8,9]. C'est dans la filière photovoltaïque que s'inscrit notre projet.

I.3 Variation de l'énergie solaire

I.3.1 Effet de la nébulosité

En météorologie, un nuage est une masse visible constituée initialement d'une grande quantité de gouttelettes d'eau (parfois de cristaux de glace associés à des aérosols chimiques ou des minéraux) en suspension dans l'atmosphère au-dessus de la surface d'une planète. L'aspect d'un nuage dépend de la lumière qu'il reçoit, de la nature, de la dimension, du nombre et de la répartition des particules qui le constituent (figure I.4). Les gouttelettes d'eau d'un nuage proviennent de la condensation de la vapeur d'eau contenue dans l'air. La quantité maximale de vapeur d'eau (gaz invisible) qui peut être contenue dans une masse d'air est fonction de la température : plus l'air est chaud, plus il peut contenir de vapeur d'eau.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

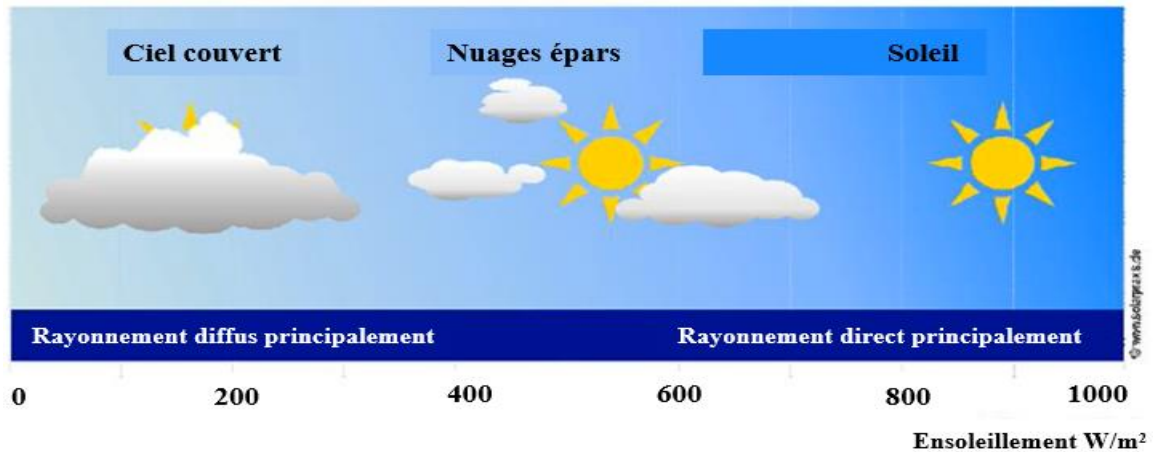


Figure I. 4: Rayonnement en fonction de la météo [10]

I.3.2 Effet lié aux saisons

Une saison est une période de l'année qui observe une relative constance du climat et de la température. D'un point de vue astronomique, une saison correspond à l'intervalle de temps durant lequel la terre occupe une portion de l'espace de sa révolution (rotation) autour du soleil. C'est l'inclinaison de l'axe des pôles, combinée à la révolution de la Terre autour du soleil, qui fait qu'il se produit une alternance des saisons qui proviennent de la variation d'ensoleillements induits par l'orientation changeante vis-à-vis du rayonnement solaire. Elles correspondent aux périodes qui séparent le passage de la Terre à certains points de son orbite ou, réciproquement, du soleil à certains points de la sphère céleste et que la mécanique céleste désigne par les équinoxes et les solstices. Pour ces raisons, à tout moment, les saisons astronomiques de l'hémisphère nord et de l'hémisphère sud sont diamétralement opposées [5].

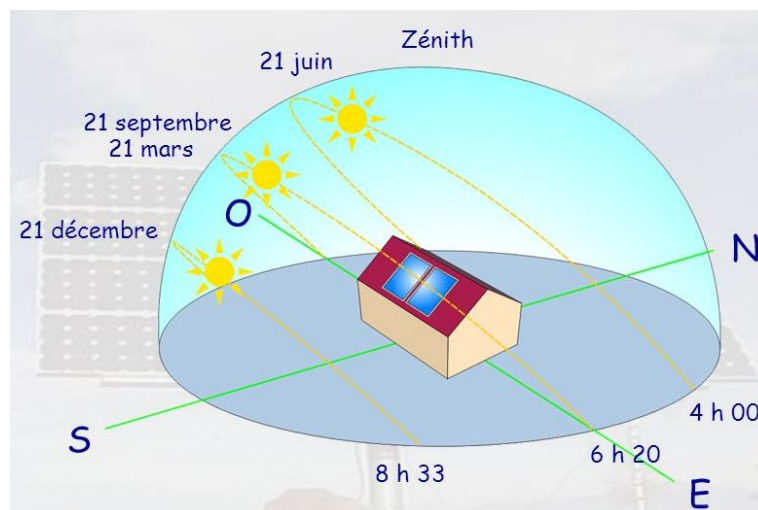


Figure I. 5: Trajectoire annuelle et journalière du soleil (hémisphère nord) [11]

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

L'énergie incidente du soleil subit des variations le long de l'année, causées principalement par la clarté du ciel (rayonnement direct), ou diffus par les nuages, ainsi que la distance proche ou lointaine du sol. La Terre tourne autour du soleil en décrivant une ellipse de faible excentricité (Période : 365 jours et $\frac{1}{4}$) [15].

I.4 Le mouvement de la Terre et du soleil

Dans l'univers, tout est en mouvement. La Terre en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil.

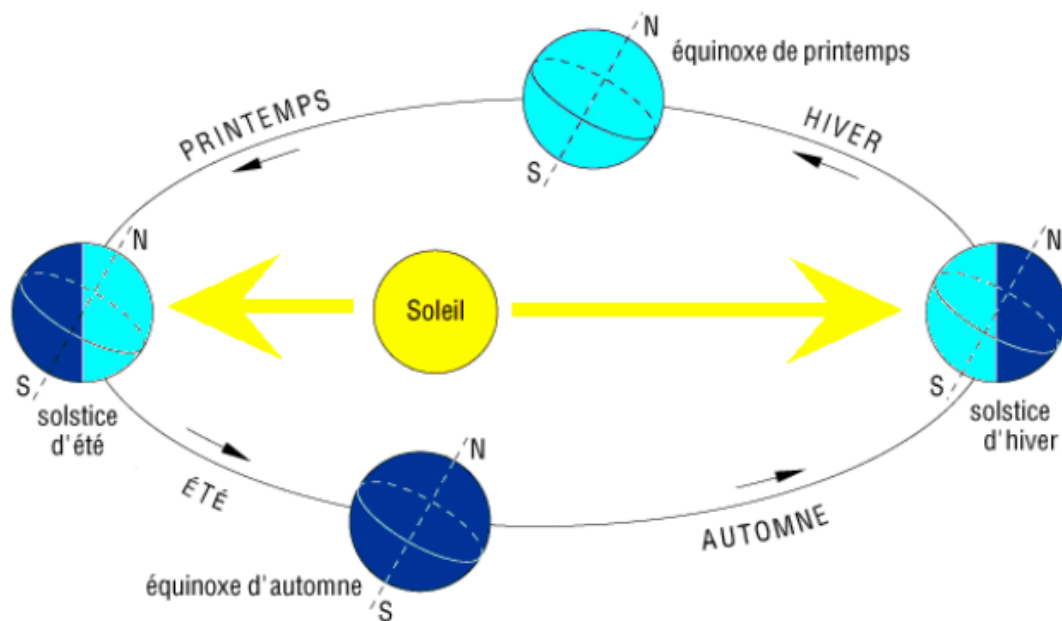


Figure I. 6: Mouvement de la Terre [5]

I.4.1 Le mouvement de translation

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse située dans un plan appelé plan de l'écliptique. Pour une période $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365.25 \text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. L'excentricité « e » de cette ellipse est très faible ($e = 0,017$), ce qui fait que la distance terre-soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne 1AU. Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet [13]. L'UA est précisément définie comme le demi grand-axe de l'ellipse que décrit la Terre autour du Soleil et est aujourd'hui estimée à 149 598 600 kilomètres. Sa mesure a longtemps été un défi à l'ingéniosité des astronomes.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.4.2 Le mouvement de rotation

On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{ s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur $V_r = 0,465\text{km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que [13] :

$$V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi)) \quad (\text{I.1})$$

I.5 Le rayonnement solaire

L'énergie du soleil est produite par les réactions de fusion thermonucléaires (la fusion est la réunion de plusieurs noyaux atomiques légers en un seul (4 noyaux d'hydrogène) en un noyau d'hélium). Le rayonnement solaire peut être décomposé en trois éléments dont la proportion est variable suivant le lieu et le moment : rayonnement direct, diffus, l'albédo et global.

I.5.1 Les différents types du rayonnement solaire

a) Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil sans diffusion par l'atmosphère. C'est lui qui nous aveugle lorsque on cherche à regarder le soleil "droit dans les yeux" par temps découvert.

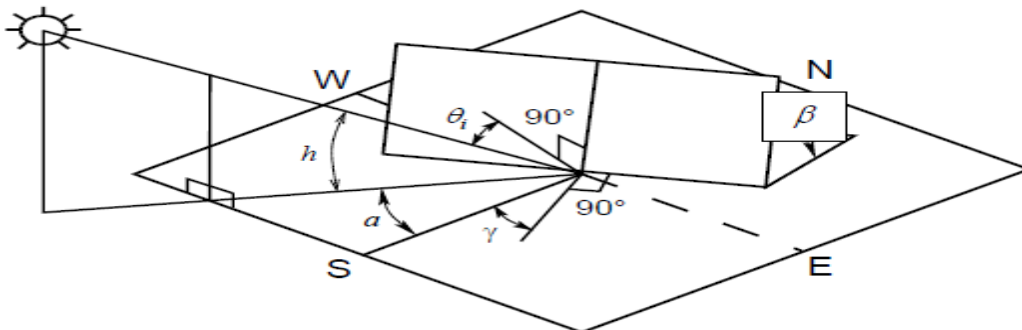


Figure I. 7: Le rayonnement direct sur une surface inclinée [16]

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison (β) (par rapport à l'horizontale), et de son orientation ou azimut (γ) par rapport au sud (négatif vers l'est, sens anti trigonométrique).

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

L'angle d'incidence (θ_i) est l'angle formé entre la normale du plan et les rayons du soleil. On parle souvent d'incidence normale lorsque ($\theta_i = 0$). L'angle d'incidence s'écrit, en fonction de la position du soleil [la hauteur (h) et l'azimut(α)], l'inclinaison (β) du plan récepteur et de son azimut (γ) par la relation (I.2) [15] :

$$\cos(\theta_i) = (90 - h)\cos(\beta) + \sin(\beta)\sin(90 - h)\cos(\alpha - \gamma) \quad (\text{I.2})$$

L'éclairement du au rayonnement direct sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque est donné par la relation [16].

$$I_b(\beta) = I_b R_b \quad (\text{I.3})$$

$$R_b = \max[0, \cos(\theta_i)/\sin(h)] \quad (\text{I.4})$$

$$I_b(\beta) = I_{bn} * \cos(\theta_i) \quad (\text{I.5})$$

Avec (I_{bn}) est le rayonnement sur un plan normal et (θ_i) est l'angle d'incidence sur le plan considéré (Angle entre la normale à la surface et le rayon du soleil)

b) Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est constitué de la lumière diffusée par les molécules de l'atmosphère. La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. C'est lui qui nous donne la « lumière du jour » qui nous permet de voir clair même quand le temps est couvert [16].

c) Le rayonnement dû à L'albédo ou réfléchi

Il dépend de l'environnement du site, il résulte de la réflexion du rayonnement solaire direct par le sol, qui est d'autant plus important que la surface est claire et réfléchissante (neige, étendue d'eau, ...). Il peut nous faire attraper des coups de soleil à la montagne ou à la mer sans qu'on les sente venir.

Le sol reçoit du rayonnement direct et du rayonnement diffus. La valeur albédo du sol pour les rayonnements direct (ρ_b) et diffus (ρ_d) peut être différente pour une réflexion isotopique, on suppose que ($\rho_b = \rho_d = \rho$) [16].

$$I_r(\beta) = 1/2 I * \rho (1 - \cos(\beta)) \quad (\text{I.6})$$

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

d) Le rayonnement global

Le rayonnement global est la somme de ces trois types de rayonnement diffus, le rayonnement direct et l'albédo [15], comme présenté par la figure (I.8).

$$I_G(\beta) = I_b(\beta) + I_d(\beta) + (\beta) \quad (I.7)$$

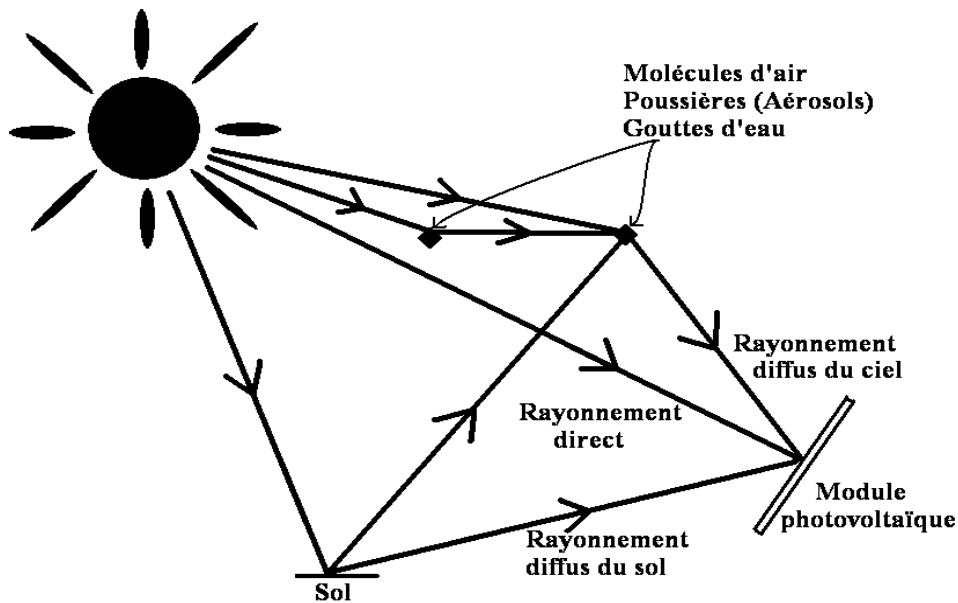


Figure I. 8: Composantes du rayonnement solaire [5]

I.5.2 Mesure du rayonnement solaire

Pour mesurer le rayonnement solaire au niveau de sol, on peut utiliser les instruments suivants [5] :

a) Le Radiomètre

Le radiomètre est un appareil permettant de mettre en évidence l'énergie transportée par les radiations, il est constitué d'une ampoule de verre contenant de l'air à faible pression et un petit moulin à quatre pales ayant chacune une face noire et une face blanche. Il en résulte une dissymétrie dans l'absorption du rayonnement incident, qui provoque la mise en rotation du moulin.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques



Figure I. 9: Le Radiomètre [5]

b) Le Pyranomètre

Le pyromètre est un radiomètre pour la mesure du rayonnement dans un plan. Le rayonnement incident étant issu de l'ensemble de l'hémisphère situé au-dessus de l'instrument.



Figure I. 10: Le Pyranomètre [5]

c) Le Pyrhéliomètre

Le pyrhéliomètre est un radiomètre muni d'un collimateur, pour la mesure du rayonnement solaire direct sous incidence normale.



Figure I. 11: Le Pyrhéliomètre [5]

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.6 Coordonnées géographiques

Pour situer un site sur la Terre, on a besoin de ses coordonnées terrestres [13] :

a) Longitude (L)

La longitude d'un lieu correspondant à l'angle formé par deux plans méridiens passant par l'axe des pôles, l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre est déterminé par le lieu envisagé, elle est comptée de 0° à 180° , positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

b) Latitude (Θ)

Une latitude donne la position d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0° et 90° , positivement vers le pôle nord et négativement vers le pôle sud.

c) Altitude (φ)

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et le niveau moyen de la mer, elle est exprimée en mètre.

➤ Dans le cas d'Algérie

D'une superficie de $2.381.741 \text{ Km}^2$, l'Algérie présente une diversité de zones climatiques qu'on peut classer en trois catégories :

- Le Tell : climat tempéré humide de type méditerranéen.
- Les Hautes plaines : climat de type continental.
- Le Sahara : climat aride et sec.

Elle se situe entre la latitude 18° et 38° Nord, et entre 9° de longitude Ouest, et 12° de longitude Est. Le méridien international 0° Greenwich passe près de Mostaganem. Les distances entre le nord et le sud, l'est et l'ouest varient de 1500 à 2000 Km [18].

I.7 L'énergie solaire photovoltaïque

En 1838, l'énergie solaire photovoltaïque apparaît dans l'histoire de l'énergie solaire. Le français Alexandre Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque pour la première fois. Becquerel expérimentait une batterie électrolytique avec des électrodes de platine et réalisait que, lorsqu'il était exposé au soleil, le courant augmentait. C'était le début de l'énergie solaire photovoltaïque. L'étape suivante a été franchie en 1873 lorsque l'ingénieur électricien anglais Willoughby Smith a découvert l'effet photovoltaïque dans les solides. Dans ce cas à propos de sélénium. Quelques années plus tard, en 1877, l'Anglais William Grylls Adams, professeur de

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

philosophie naturelle au King's College de Londres et son élève Richard Evans Day, ont découvert qu'ils exposaient le sélénium à la lumière pour produire de l'électricité. Ils ont ainsi créé la première cellule photovoltaïque au sélénium. En 1953, Calvin Fuller, Gerald Pearson et Daryl Chaplin ont découvert la cellule solaire en silicium. Cette cellule produisait suffisamment d'électricité et était suffisamment efficace pour faire fonctionner de petits appareils électriques. Ces cellules photovoltaïques avaient une grande importance dans l'avenir de l'histoire de l'énergie solaire. Les premières cellules solaires disponibles dans le commerce ne sont apparues qu'en 1956, même si le coût était encore très élevé pour la plupart des gens jusqu'en 1970 environ, lorsque le prix des cellules solaires a chuté d'environ 80%. Les cellules solaires ont été utilisées dans les satellites américains et soviétiques lancés depuis la fin des années 1950 [19].

I.7.1 Principe de fonctionnement

Le phénomène de conversion photovoltaïque est dû à la variation de la conductivité d'un matériau sous l'effet de la lumière, selon le concept décrit ci-après par la (figure I.12).

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Son principe réside en une collision des photons incidents (flux lumineux) avec les électrons libres et les électrons de valence en leur communiquant une énergie.

$$W_{ph} / W_{ph} = h_p \cdot c / l_{ph} \quad (I.8)$$

Où, l_{ph} représente la longueur d'onde, h_p la constante de Planck et c la vitesse de la lumière. Si cette énergie est supérieure ou égale à l'énergie de gap W_g avec $W_g = W_C - W_V$ de ce semi-conducteur, l'électron passe de la bande de valence W_V à la bande de conduction W_C en laissant un trou derrière lui, d'où l'apparition des paires électron-trou dans différents points de la jonction[22].

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

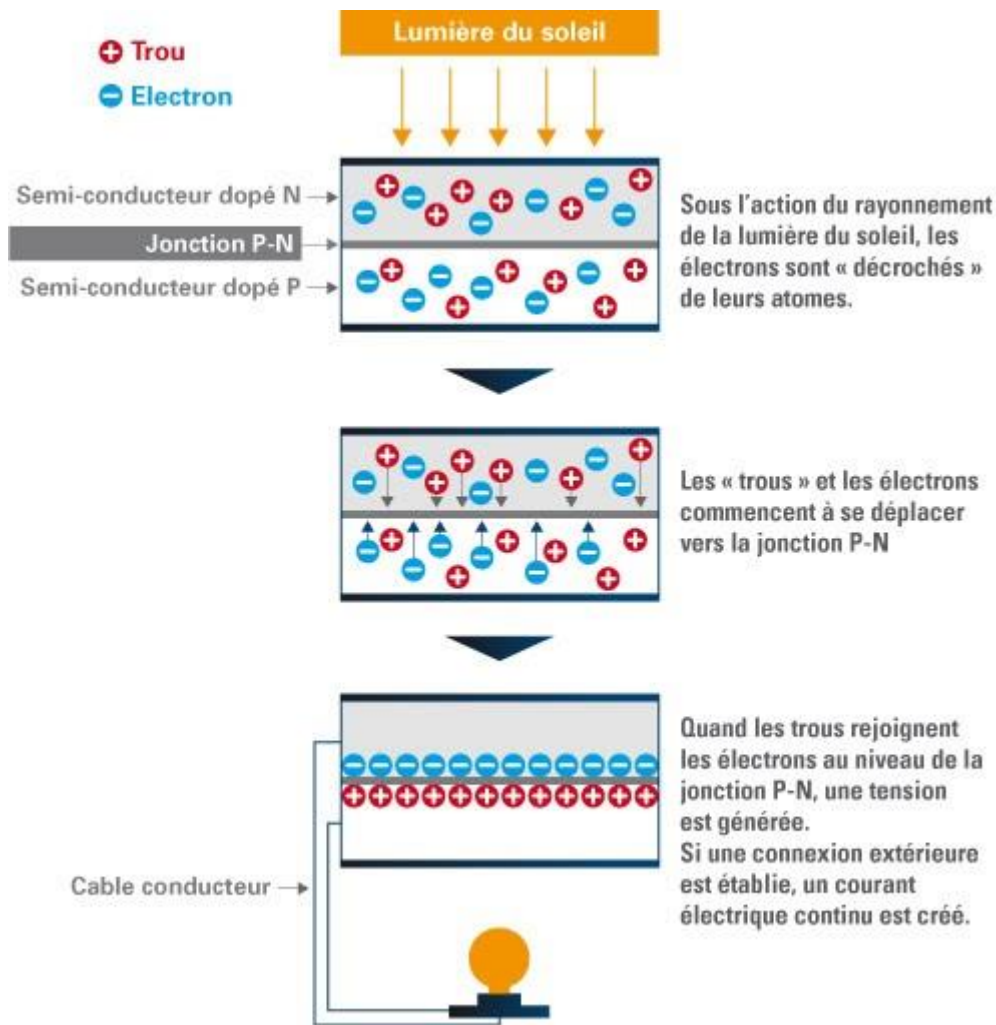


Figure I. 12: Principe de fonctionnement d'une cellule PV [20]

Donc toute particule minoritaire près de la jonction a une probabilité très forte pour la traverser et la jonction s'oppose uniquement au passage des porteurs majoritaires.

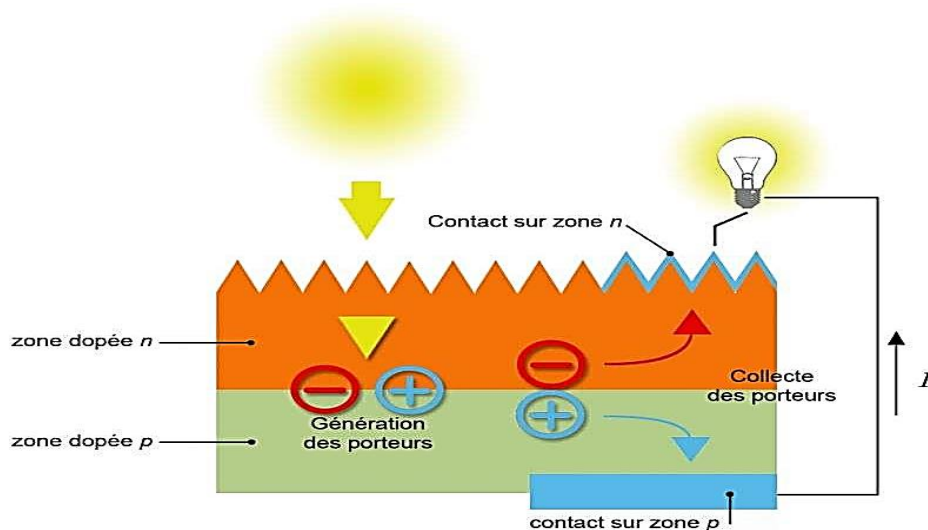


Figure I. 13: Effet photovoltaïque [22]

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons de valence ont tendance à être "arrachés / décrochés: si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

La puissance des panneaux PV s'exprime en Watts-crête (W_c) ou en Watts-peak (W_p). Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous les conditions standards de fonctionnement. La puissance crête d'une photopile en silicium, de 10 cm de diamètre est $P_c \cong 1W$. Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2W sous approximativement 0,5V [23-25].

Une association série de plusieurs cellules donne un *module* et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un *panneau photovoltaïque*. Plusieurs panneaux qui sont regroupés dans une centrale solaire photovoltaïque sont appelés *champ photovoltaïque* ou *générateur photovoltaïque GPV*.

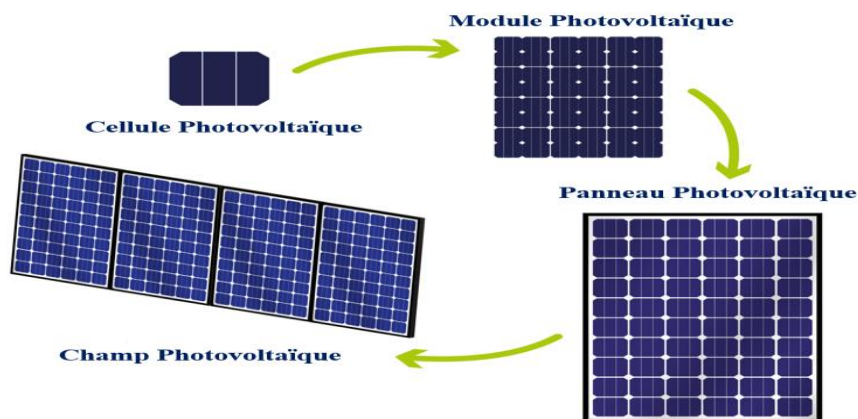


Figure I.14 : Illustration d'une cellule, un module, un panneau et un champ photovoltaïque [26]

I.7.2 Les technologies des modules photovoltaïques

Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium monocristallin ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) et le silicium en

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium) [26].

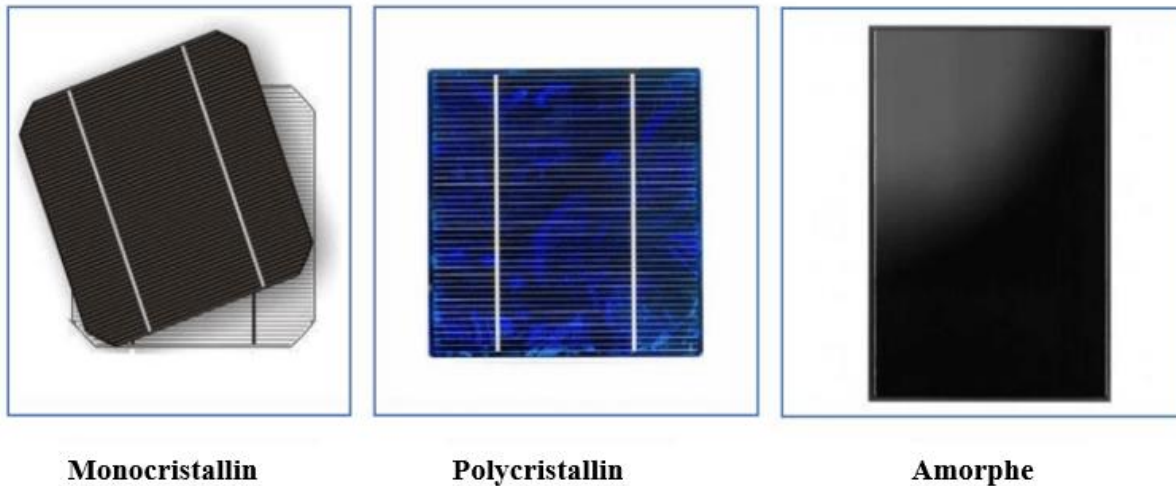


Figure I.15 : Les principales technologies industrialisées des modules PV [26]

I.7.2.1 Cellules monocristallines en silicium

- Elaborées à partir d'un même bloc de cristal : long et coûteux (exigeant en énergie)
- Durée de vie : environ 40 ans
- Rendement : 12 à 18% (meilleur que les cellules polycristallines)

I.7.2.2 Cellules polycristallines en silicium

- A partir d'un bloc sous forme de cristaux multiples (visibles à l'œil nu)
- Coût de production plus faible que les cellules monocristallines
- Peu de déchets et moins d'énergie (2 à 3 fois moins)
- Durée de vie : environ 30 ans
- Rendement : 11 à 15%
- Meilleur rapport performances/prix

I.7.2.3 Cellules amorphes en silicium

- Coût de production le plus faible
- Feuilles souples de cellules
- Grandes surfaces à faible coût
- Rendement : 6 à 8%

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.7.3 Association en série et en parallèle des panneaux PV

Les modules peuvent être connectés en série ou en parallèle pour construire un champ photovoltaïque afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il est important de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dues à de l'ombrage, de la poussière, ...etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente [27].

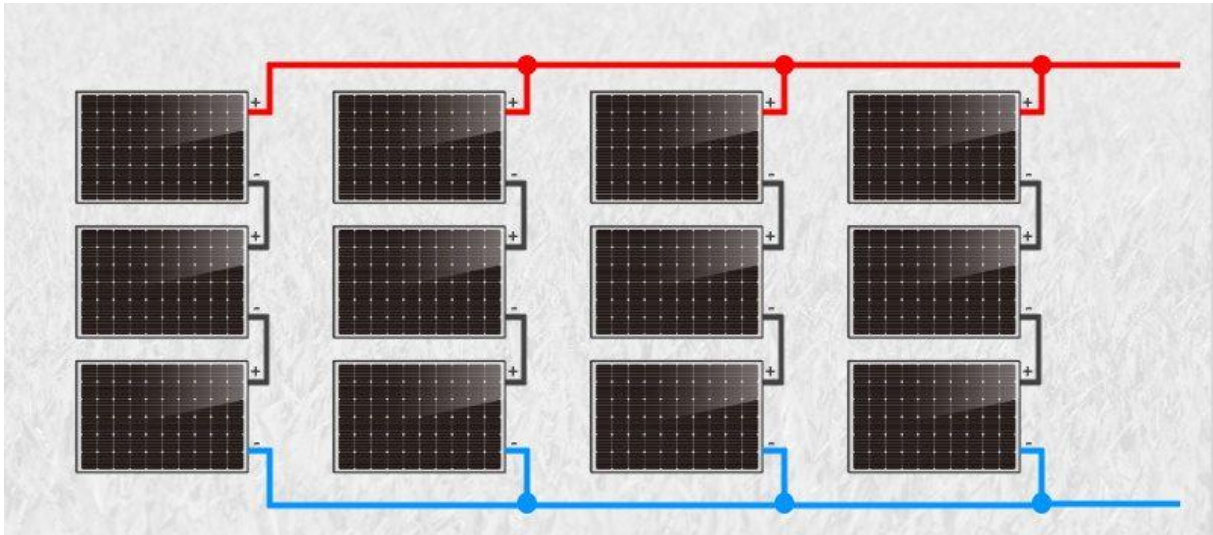


Figure I.16 : Association en série / parallèle des panneaux PV [28]

I.7.3.1 Mise en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (panneaux) en série. [27].

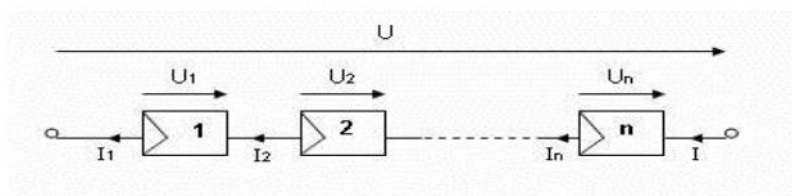


Figure I.17 : Mise en série des panneaux solaires [27]

$$U = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad (I.9)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_n \quad (I.10)$$

Avec :

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

U : Tension totale de module PV

U_1 : Tension de module PV nombre 1

U_2 : Tension de module PV nombre 2

U_n : Tension de module PV nombre n

I_1 : Courant de module PV nombre 1

I_2 : Courant de module PV nombre 2

I_n : Courant de module PV nombre n

I.7.3.2 Mise en parallèle

En additionnant des modules ou cellules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche [27].

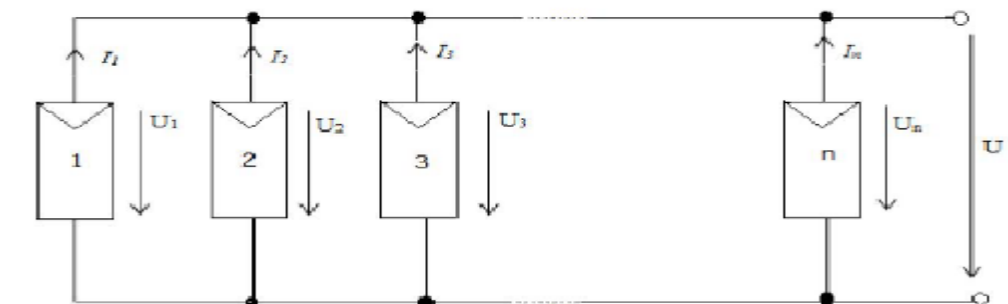


Figure I.18 : Mise en parallèle des panneaux solaires

$$U = U_1 = U_2 = U_3 \dots \dots \dots = U_n \quad (\text{I.11})$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 = I_n \quad (\text{I.12})$$

Avec:

U : Tension totale de module PV

U_1 : Tension de module PV nombre 1

U_2 : Tension de module PV nombre 2

U_3 : Tension de module PV nombre 3

U_n : Tension de module PV nombre n

I_1 : Courant de module PV nombre 1

I_2 : Courant de module PV nombre 2

I_3 : Courant de module PV nombre 3

I_n : Courant de module PV nombre n

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.7.4 Installations photovoltaïques

I.7.4.1 Installation autonome

L'installation photovoltaïque autonome produit de l'électricité pour un bâtiment ou un autre consommateur qui n'est pas relié au réseau. La plupart de ces installations alimentent des sites éloignés de tout réseau public (habitat difficile d'accès en montagne ou sur une île par exemple) ou des instruments isolés (comme des relais de télécommunication, bouées de signalisation maritime, signalisations autoroutières, etc.). Pour une utilisation en courant continu, un régulateur électronique assure la charge d'une batterie d'accumulateurs (généralement en 12 V pour les petites installations). Il permet d'arrêter la charge des batteries lorsque celles-ci sont complètement chargées, de couper le courant dans le circuit de consommation avant que les batteries ne soient complètement déchargées et d'empêcher le courant des batteries de retourner dans les modules la nuit.

Les batteries stockent l'énergie produite par le champ photovoltaïque pour la restituer à la demande, les plus utilisées sont au plomb, en raison de leur faible coût et de la simplicité de leur mise en œuvre. Mais leur durée de vie est étroitement liée à la façon dont elle est chargée et déchargée. Si les appareils électriques utilisés sont prévus pour fonctionner avec du courant alternatif, un onduleur est nécessaire pour une utilisation régulière du générateur PV, il est nécessaire d'évaluer la consommation approximative des appareils branchés sur les batteries, et cela se fait pour le mois le plus défavorable de l'année, mais il est plus rentable de dimensionner en fonction d'une moyenne annuelle et de compenser ponctuellement par un appoint extérieur (générateur électrogène, ...) afin de ne pas surdimensionner l'installation, car un surdimensionnement a pour effet d'avoir une production largement excédentaire en été ce qui est difficile de rentabiliser [22].

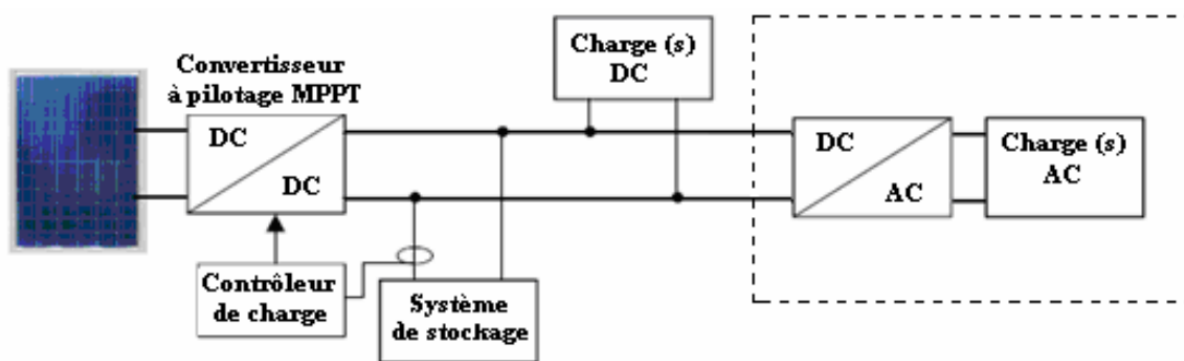


Figure I.19 : Installation PV autonome [22]

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

I.7.4.2 Installation raccordée au réseau

Les panneaux solaires photovoltaïques peuvent être raccordés au réseau de distribution électrique. Ce raccordement ne peut se faire qu'après transformation, à l'aide d'un onduleur, du courant continu de tension variable fourni par les panneaux en courant alternatif adapté aux caractéristiques du réseau [22].

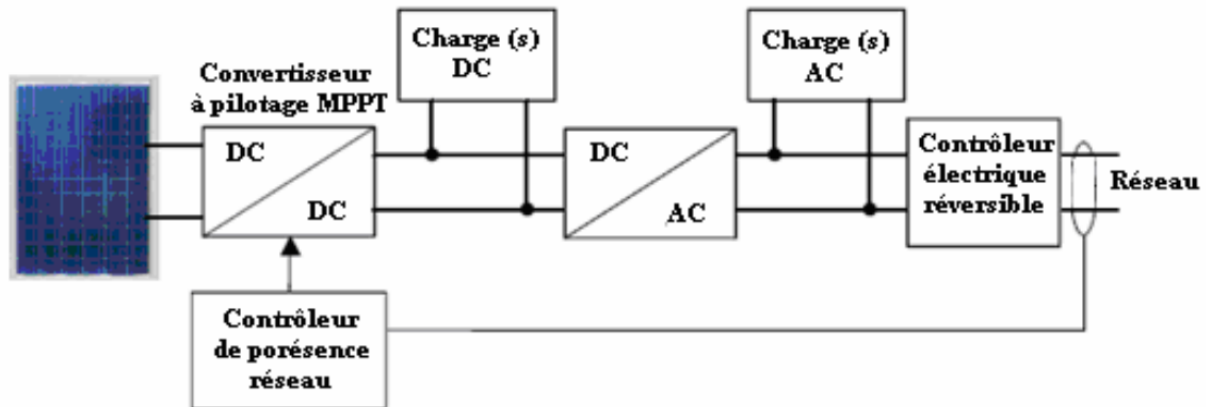


Figure I.20 : Installation PV raccordée au réseau [22]

I.8 Conclusion

Dans ce premier chapitre, des généralités sur l'énergie solaire et la conversion photovoltaïque ont été données. Une description de la conversion, les types des cellules utilisées, ainsi que les principaux les plus répandus sont également exposés. Le prochain chapitre sera consacré pour une description détaillée d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

Références bibliographiques du chapitre I

- [1] Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables, " Appel d'Offres à Investisseurs pour la réalisation du projet « Solar 1000 MW", Algérie, 2021. <https://mteer.gov.dz/index.php/fr/35-divers/422-avis-d-appel-d-offre>
- [2] D. Touzi et L. Khoudir, "Restructuration du réseau moyenne tension 30 KV de la ville de Tizi Ouzou", Mémoire de mastère en électrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, 2018.
- [3] R. Laronde, "Essais Accélérés de Dégradation de Modules photovoltaïques," Thèse de doctorat. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2009.
- [4] S. Belakehal, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Énergies Renouvelables", Thèse de Doctorat, université de Constantine, 2010.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

- [5] S. Zairi S et S. Boudiaba,"Etude et Dimensionnement d'une centrale Photovoltaïque", Mémoire de Master en électrotechnique, Université Mohamed Khider de Biskra,2020.
- [6]"L'énergie solaire thermique pour produire de la chaleur", 2021.<https://www.mtaterre.fr/dossiers/comment-ca-marche-lenergie-solaire/lenergie-solaire-thermique-pour-produire-de-la-chaleur>
- [7]http://matthieu.weber.free.fr/ecologie/panneau_solaire/M.Weber,"Fabriquer un panneau solaire thermique", 2011.
- [8]J.M. Navarro,"Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible", Thèse de doctorat. Université Toulouse 3 - Paul Sabatier, 2008.
- [9] L. Schoulepnikoff et P. Gymnase Auguste "Quelle source d'énergie pour les vingt prochaines années". Travail de maturité Alexandra Catana, 2009.
- [10]R.Lemieux,"Le gisement solaire, Installation photovoltaïque raccordée au réseau (compétence électrique)" , 2011. <https://slideplayer.fr/slide/13335152/>
- [11] N. Zarita "Le photovoltaïque", 2014, <https://www.slideserve.com/zarita/le-photovolta-que>.
- [12] M. Senechal" Cours Photovoltaïque - Licence Pro ER2E", Université de Lille 1, 2017.
- [13] I. Hammad et M.Tagachoucht, "Etude et simulation d'une mini centrale photovoltaïque raccordée au réseau BT"Mémoire de Master en électrotechnique, à l'université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2012.
- [14]A. M. Raoui, S. Mouhous , A. Malek et B. Benyoucef, "Etude statistique du rayonnement solaire à Alger", Revue des Energies Renouvelables Vol. 14 N°4 , 637 – 648, 2011.
- [15] J.A. Duffle et W.A.Beckman,"Solar Engineering of Thermal Processes", 3rd Ed.JohnWiley and Sons, 2006.
- [16] T.Muneer,"Solar Radiation and Daylight Models. Elsevier Butterworth-Hermann" Edition 2004
- [17]A.Labouret, M. Viloz, "Energie solaire photovoltaïque", Dunod 3ème édition 2006.
- [18]A. Ouled-Henia, "Choix climatiques et construction. Zones arides et semi arides", Thèse doctorat à l'université de Bousaâda, 2004.
- [19]<https://lenergie-solaire.net/qu-est-ce-que-energie-solaire/histoire>
- [20]https://bcltnergie.com/_home/2017/05/26/fonctionnement-dun-panneau-photovoltaique/
- [21] F. Brihmat, "Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien"Mémoire Magister en Electrotechnique à l'université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2012.

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques

[22] F. Cassore, G. Orlandi et M. Rau "Cellules photovoltaïques à Colorant ", université de Nice Sophia Antipolis, Mémoire de Licence, 2012.

[23] M. Huart "Guide des énergies renouvelables ", Association pour la Promotion des Energies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.

[24]J.Muller, et R.Desserrières. "Conversion photovoltaïque", Publié par Club CRIN, 2002.

[25] A. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu,etS. Astier, "L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables" , ECRIN, ISBN: 2-912154-08-1, Paris, 2002.

[26] G. Bel Hadj Ali, "Les installations Photovoltaïques Raccordées au réseau Modes de Financement des projets solaires en Tunisie", Tunis, 2014

[27] A. BORNi, "Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'une panneau solaire", Mémoire Ingénieur d'Etat en Electrotechnique université MENTOURI de Constantine, 2009.

[28]<https://lesolairepourtous.fr/branchement-serie-ou-parallele/>

Chapitre II

Description d'un système
photovoltaïque connecté au réseau

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.1 Introduction

Les systèmes connectés au réseau sont aujourd'hui pris sérieusement pour compléter la génération conventionnelle d'énergie dans plusieurs pays industrialisés. Il y a certainement plusieurs projets de démonstrations connectés aux réseaux qui étudient cette possibilité. Bien qu'ils soient devenus viables dans le développement économique, la participation des photovoltaïques dans la génération d'énergie de grande échelle est augmentée à cause des effets environnementaux défavorables des sources conventionnelles d'énergie. Les installations photovoltaïques peuvent être raccordées au réseau, ce qui représente une économie importante en investissement et en fonctionnement. Elles utilisent le réseau comme un stock, et transforment la totalité de l'électricité produite en courant alternatif de 220 V ou 380V, ainsi que le photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où.

II.2 Installations photovoltaïques connectées au réseau

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (Sonelgaz en Algérie). Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement. Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher). C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie. Il y'a deux formes d'injection du courant photovoltaïque :

- Soit injecter la totalité de la production photovoltaïque au réseau.
- Soit injecter le surplus de la production photovoltaïque au réseau.

Deux compteurs d'énergie sont nécessaires :

Un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie (consommation) et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation. Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation). Un onduleur pour la conversion du courant continu des panneaux en alternatif, et ce dernier doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Afin de s'assurer sur sa qualité « sinusoïdale » [1].

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

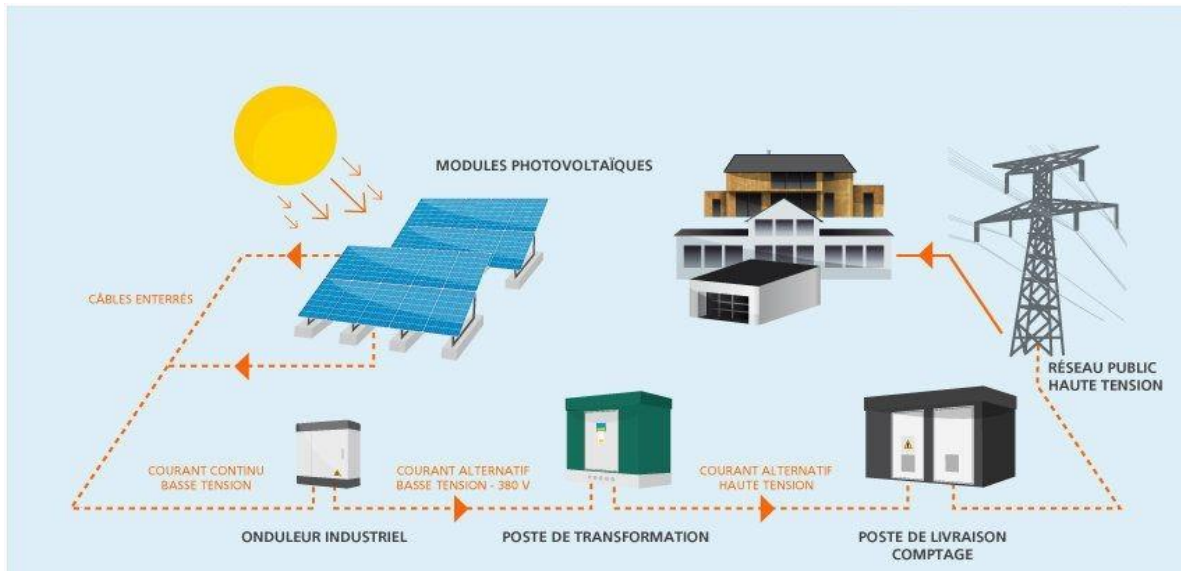


Figure II.1 : Installation photovoltaïque raccordée au réseau

II.3 Etude des composants d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.1 Le générateur 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 typiquement liée à une tension de jonction PN. Pour produire davantage de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie) [1].



Figure II.2 : Générateur photovoltaïque [2]

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.2 Regroupement des cellules

Dans les conditions d'ensoleillement standard (1000 W/m^2 ; 25°C ; AM 1,5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ $2,3 \text{ W}_c$ sous une tension de $0,5 \text{ V}$. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur photovoltaïque de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et /ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [1].

II.3.2.1 Regroupement en série

Une association de (N_s) cellule en série (figure II.3) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules [1].

$$V_{CO N_s} = N_s \times V_{CO} \quad (\text{II.1})$$

$$I_{CC N_s} = I_{CC} \quad (\text{II.2})$$

$V_{CO N_s}$: la somme des tensions en circuit ouvert de N_s cellules en série

$I_{CC N_s}$: courant de court-circuit de N_s cellules en série

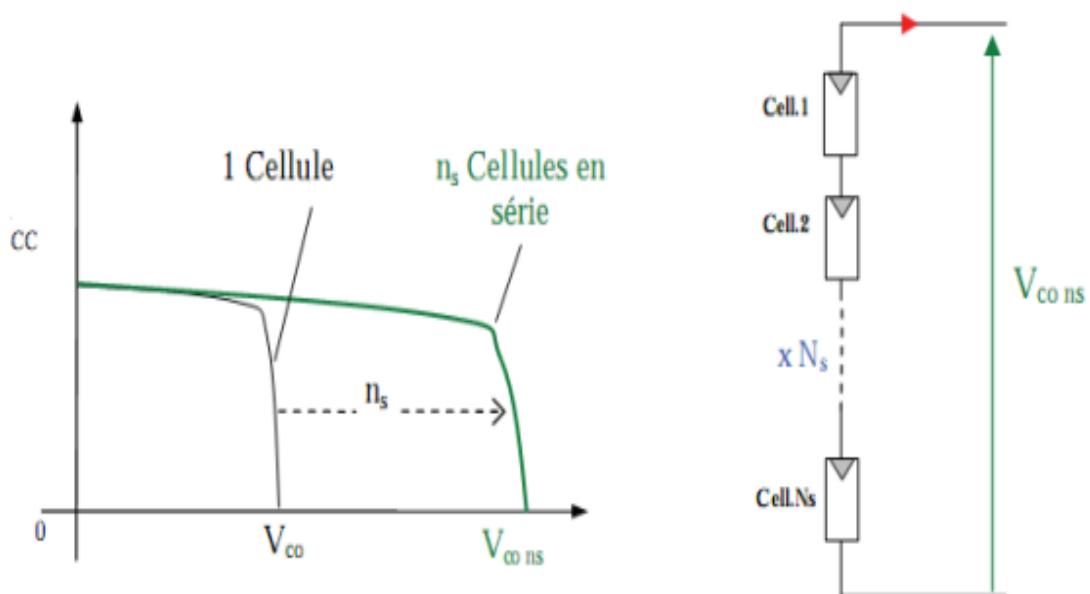


Figure II.3: Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série [1]

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.2.2 Regroupement série et parallèle

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant. Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.

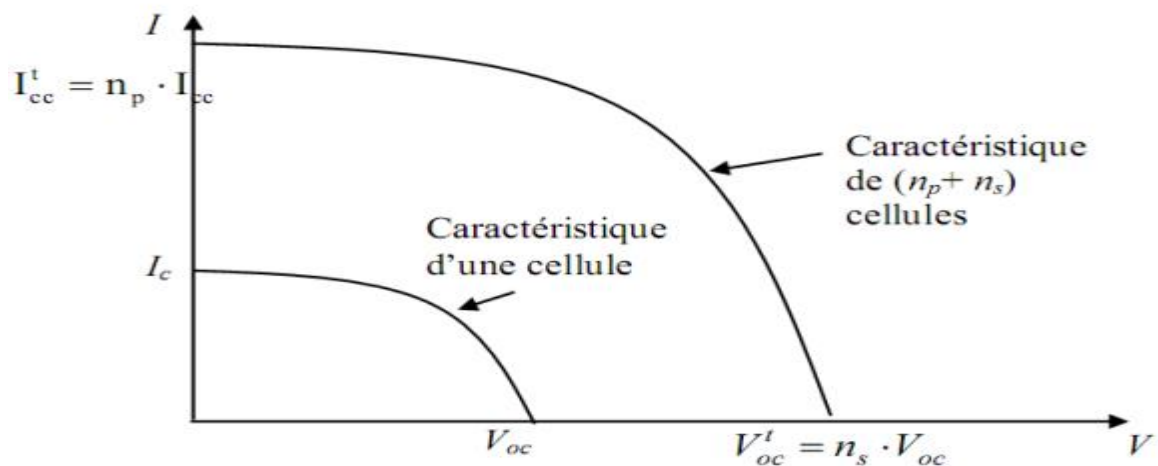


Figure II.4 : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellule identiques

[1]

II.3.3 Protection d'un générateur photovoltaïque

Pour garantir la durée de vie d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules PV afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure II.5) [1] :

- La diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

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

II.3.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge de type batterie par exemple, le risque est que les chaînes de cellule éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la batterie se décharge à travers le générateur. On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage) comme le montre la figure (II.5). Cette diode est indispensable quand la charge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie ne débite sur le module PV pendant la nuit. Quand la cellule est non éclairée, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage [2].

II.3.3.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV

Sous l'effet d'un ombrage ou de la chaleur, toutes les cellules placées en série n'ont pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode by-pass pour empêcher le fonctionnement (en inverse) d'une cellule ombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci [2].

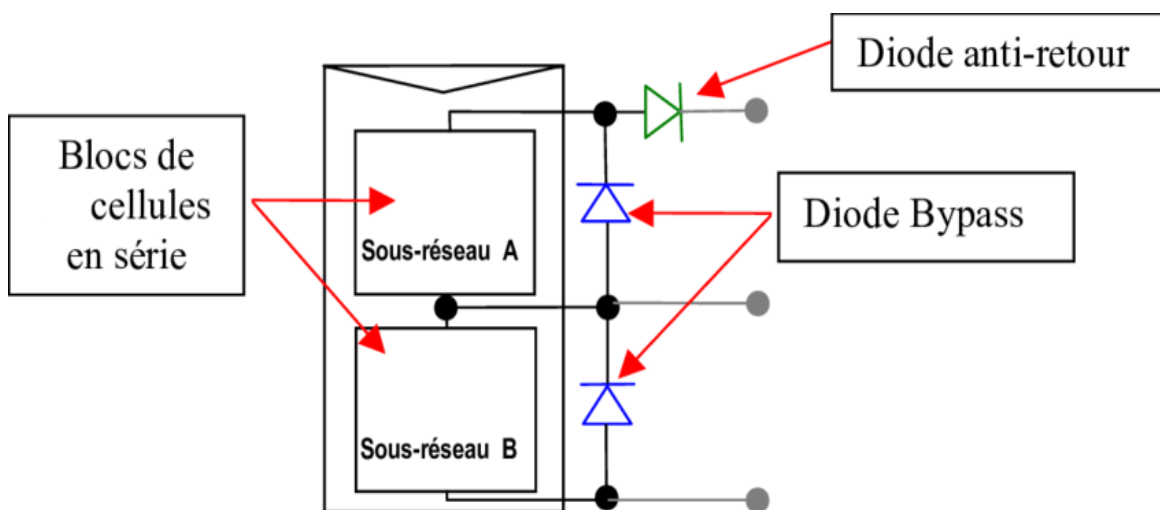


Figure II.5: Schématisation d'une association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour) [2]

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.4 Coffret de raccordement

Dans les installations comportant plusieurs chaînes, chaque chaîne est conduite au coffret de raccordement du générateur. Le coffret de raccordement contient les bornes de raccordement, les coupe-circuit et en option les fusibles de chaîne. On monte également dans le coffret de raccordement des dispositifs de protection contre les surtensions ainsi qu'un interrupteur général DC. Il a été introduit plus récemment dans la plupart des grandes installations des éléments de surveillance de chaîne signalant les dérangements éventuels à l'exploitant [1].



Figure II.6 : Coffret de raccordement

II.3.5 Câblage

Le câblage du module et de la chaîne (string) est effectué au moyen de câbles solaires. Ils sont doublement isolés, résistants aux UV, flexibles (câble de cuivre généralement étamé) et résistent aux conditions atmosphériques extrêmes (- 40 °C à + 120 °C). Une grande section de câble est choisie afin d'éviter les pertes de puissance [1].

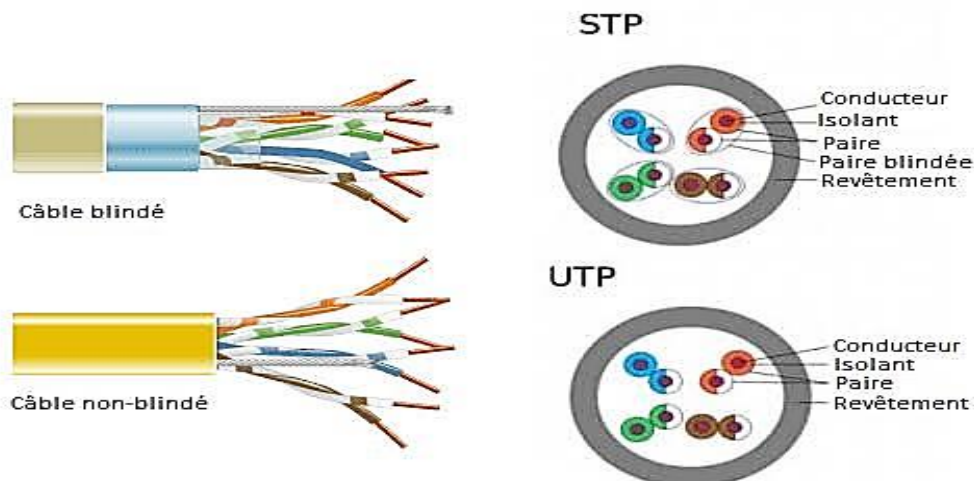


Figure II.7 : Câble solaire photovoltaïque

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Pour une installation standard, on utilise une grande section : de 4 A \rightarrow 2.5 mm², jusqu'à 8 A \rightarrow 4 mm² On utilise des câbles de couleur pour un meilleur repérage :

- Rouge pour le conducteur positif.
- Bleu pour le conducteur négatif.
- Noir pour les autres raccordements.
- Un cordon unipolaire est utilisé pour le câblage du module et de la chaîne.
- Les sections les plus utilisées sont 2.5, 4 et 6 mm².

Un câble spécial bipolaire avec de bonnes caractéristiques mécaniques est tiré entre le coffret de raccordement et l'onduleur. Fréquemment ce câble possède un blindage de cuivre de 10 mm². Cette tresse de Cu est utilisée comme conducteur de compensation de potentiel. Sans blindage, il faut protéger le câble dans un tube métallique.

II.3.6 Compteur photovoltaïque

II.3.6.1 Injection totale

Toute l'énergie électrique produite par les capteurs photovoltaïques est envoyée pour être revendue sur le réseau de distribution. Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en deux points.

- Le raccordement du consommateur qui reste identique avec son compteur de consommation (on ne peut pas utiliser sa propre production).
- Le nouveau branchement permettant d'injecter l'intégralité de la production dans le réseau, dispose de deux compteurs l'un pour la production et l'autre pour la non-consommation (permet de vérifier qu'aucun soutirage frauduleux n'est réalisé).

II.3.6.2 Injection de surplus

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en un point, l'utilisateur consomme l'énergie qu'il produit avec le système solaire et l'excédent est injecté dans le réseau. Quand la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'énergie nécessaire. Un seul compteur supplémentaire est ajouté au compteur existant

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.7 Le régulateur

Le rôle du régulateur solaire est d'assurer et réguler la charge des batteries. Il optimise la puissance des panneaux et empêche les décharges/surcharges profondes nuisibles à la bonne durée de vie des batteries. Il y a actuellement sur le marché 2 types de régulateur solaire :

- **Régulateur PWM**

Les régulateurs solaires PWM (Pulse Wide modulation) possèdent un bon rendement et permettent d'optimiser la charge de la batterie. C'est à l'heure actuelle les régulateurs présentant le meilleur rapport prix/performance. Régulateurs MPPT :

Les régulateurs solaires MPPT (Maximum Power point Tracking) quant à eux exploitent au maximum l'énergie fournie par les panneaux en faisant varier leurs tensions en fonction de la luminosité. Selon les conditions, ils peuvent être jusqu'à 35% plus performants que les régulateurs PWM. Les régulateurs PWM sont les plus utilisés dans les installations photovoltaïques autonomes. Ils permettent d'améliorer la recharge des batteries. Pour compléter la recharge complète, ils séparent le courant fournis par les panneaux et l'envoie vers les batteries sous forme d'impulsions. Ces impulsions sont modulées (+ ou longues, + ou - fréquentes) par la lecture précise du régulateur aux bornes de la batterie. Cela lui permet de connaître son niveau de charge. Le rôle des régulateurs PWM ne se limite pas seulement à la recharge complète de la batterie, ils permettent aussi de limiter la sulfatation des plaques des batteries grâce aux impulsions hautes fréquences. Il existe plusieurs sortes de régulateurs PWM, certains ont des fonctions de base et d'autres plus complexes, sont équipés de logiciels qui gèrent en permanence l'état de la batterie.

Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) possèdent une technologie avancée qui recherche en permanence le point de puissance maximum. Ce qui permet de tirer les meilleures performances des panneaux photovoltaïques. En plus de fournir une augmentation d'énergie à une installation, ils optimisent la charge de la batterie et prolonge leur durée de vie. Les régulateurs MPPT balayent la tension du panneau pour trouver le point de sortie de puissance maximum. Ils sont capables d'adapter la tension fournie par le panneau pour l'aligner à la tension que la batterie peut recevoir [1].

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.3.8 Onduleur

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante. L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT pour

« Maximum Power Point Tracking »), c'est-à-dire adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit $P = U \cdot I$ sur la caractéristique du champ PV. L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension(s) sinusoïdale(s) correspondant aux normes requises par le réseau.

II.3.7.1 Technologies des onduleurs couplés au réseau

- **Onduleurs modulaires**

Suivant ce concept, chaque module solaire disposé d'un onduleur individuel, pour les installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module solaire correspondant.

- **Onduleurs centralisés**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de cellules solaires en courant alternatif. 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.

- **Onduleurs "String" ou "de Rangée" :**

L'onduleur String est le plus utilisé. 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

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

pas de perte, l'emploi de diodes de by-pass est fortement recommandé. Les installations jusqu'à 3 Kilowatt de puissance sont fréquemment réalisées avec un onduleur String. Pour une puissance plus élevée, il est possible de connecter plusieurs onduleurs String en parallèle, côté courant alternatif. L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt [4]

Supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante.

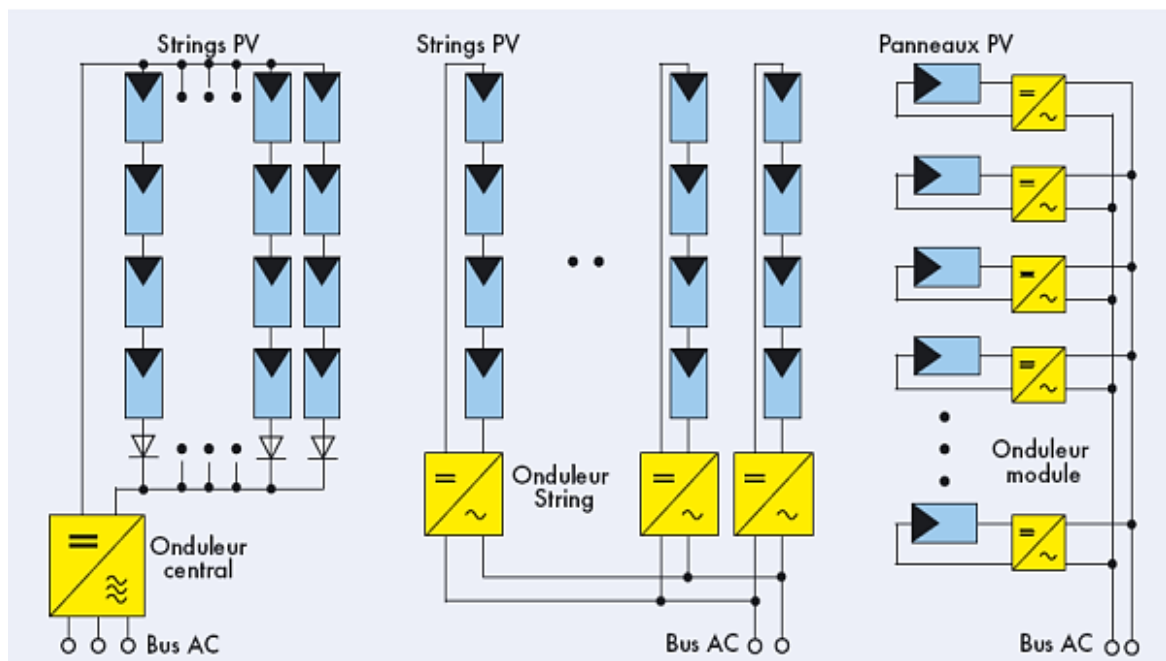


Figure II.8 : Onduleurs photovoltaïques connectés au réseau

II.3.7.2 Classification des onduleurs

Les onduleurs sont classés :

- **Selon le mode de commutation**
 - Les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative. Dans ces onduleurs la commutation est forcée.
 - Les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre.

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

- **Selon la nature de la source continue**

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.
- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale.

II.4 Structure générale d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque

II.4.1 Système PV connecté directement au réseau

Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque connecté directement, à l'aide d'un onduleur au réseau électrique.

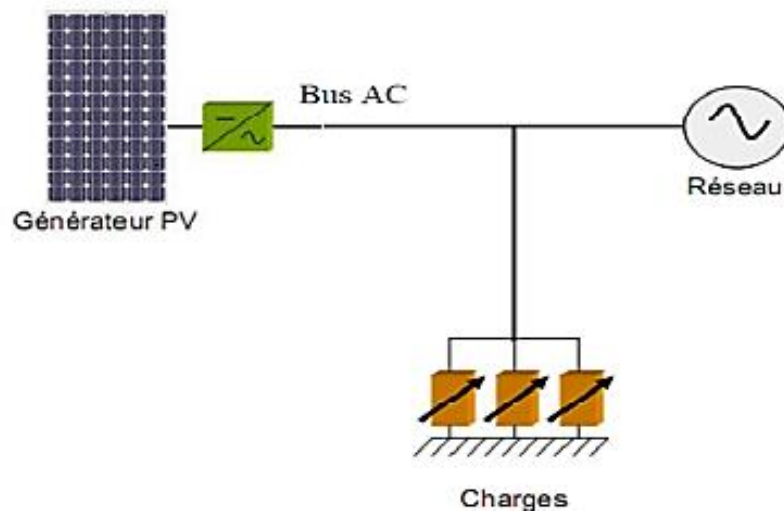


Figure II.9 : système photovoltaïque connecté directement au réseau [5]

II.4.2 Systèmes à bus continu intermédiaire

Le générateur photovoltaïque est connecté par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée, celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique, on obtient alors en sortie de ce dispositif une tension pouvant être injectée dans le réseau

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

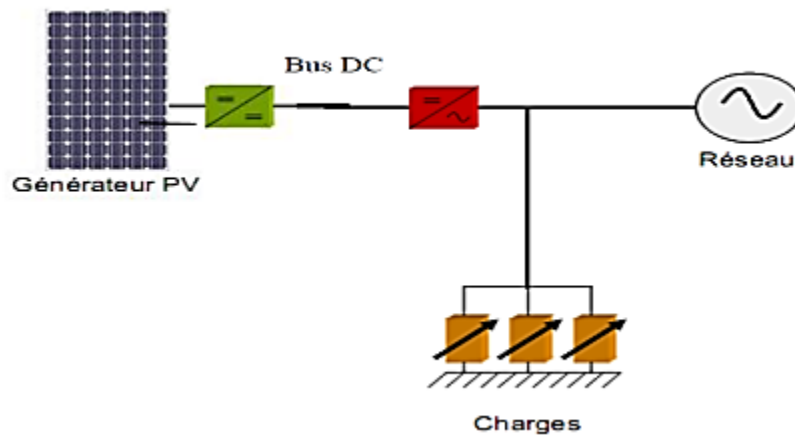


Figure II.10: système photovoltaïque connecté via un bus continu-continu [5]

Pour la conversion de puissance, il est essentiel que le rendement soit maintenu élevé pour éviter la dissipation de la puissance et pour éviter les échauffements excessifs dans les composants électroniques. Pour cette raison toute la conversion de puissance échangée doit être réalisée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et les commutateurs.

Les commutateurs de puissance utilisés dépendent du niveau de la puissance à convertir ou à commander. Les MOSFETs (transistors à effet de champ d'oxyde de métal) sont habituellement utilisés à la puissance relativement basse (quelques kW) et les IGBTs (transistors bipolaires à gâchette isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été généralement utilisés et acceptés dans les plus hauts niveaux de puissance [5].

II.5 Type d'installation d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Il existe deux types d'installations connectées au réseau électrique [1] :

- **Installation centralisée** : génération de la puissance Photovoltaïque à grand - échelle centralisée dans les stations de puissance Photovoltaïque
- **Installation décentralisée** : forme alternative de génération de puissance distribuée dans les unités situées directement dans le lieu du consommateur.

De jour, les installations photovoltaïques couplées au réseau injectent de l'énergie dans le réseau à travers le convertisseur. Au contraire, pendant la nuit le propriétaire de l'installation peut "récupérer" cette énergie, dans le cas des installations décentralisées, et travaillent en cas de charges de pic avec le réseau, dans le cas des installations centralisées. Comme la consommation électrique est importante de jour, cette manière de procéder est très raisonnable

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

II.6 Choix d'onduleur

Les critères de compatibilité de l'onduleur avec le réseau sont [1] :

Caractéristiques en entrée (DC)

- Enclenchement et déclenchement automatiques avec un seuil d'irradiation faible.
- Qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale du champ PV (MPPT).
- Large plage de tension d'entrée (ex : 120 à 500 V).
- Protection en surtensions.
- Protection des personnes (ex : contrôle d'isolement DC).

Caractéristiques en sortie (AC)

- Parfaite synchronisation avec le réseau.
- Déphasage nul ou faible (facteur de puissance = 1).
- Découplage automatique du réseau si hors tolérance en tension et fréquence.
- Protection des personnes (ex : contrôle d'isolement AC).

Caractéristiques en général

- Rendement élevé au niveau de puissance usuelle de l'installation (ex: 92% à 98%).
- Faible consommation & niveau sonore.
- Faibles perturbations électromagnétiques & taux d'harmoniques.
- Bonne fiabilité

II.7 Les avantages et inconvénient d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Tout système de production présente des avantages et des inconvénients qu'il faut prendre en considération, afin d'évaluer les futures contraintes qu'on pourra rencontrés pendant et après installation, tel que le facteur économique qui a une place importante lors de la réalisation d'un projet. Une bonne étude sur le dimensionnement du système permet de réduire le cout d'investissement pour le même rendement, afin d'avoir le meilleur rapport qualité/prix [5].

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Tableau II.1 : Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none">• Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz ni les déchets toxiques par son utilisation.• L'énergie solaire est inépuisable contrairement aux énergies fossiles comme le charbon ou le pétrole qui sont pourtant encore plus utilisés que le solaire.• Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs aucun matériau n'est consommé ou émis. Pour les endroits isolés ou les petites installations, rien de tel que les panneaux solaires pour les rendre autonomes.• Ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables et pas de pollution sonore.• Ils sont des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes.• ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.• Ils peuvent évoluer dans le temps selon l'accroissement des besoins et les moyens financiers car il s'agit d'un système modulaire applicable pour des petites unités a plusieurs centaines de KW.	<ul style="list-style-type: none">• Rayonnement du soleil : l'intensité du rayonnement du soleil en un jour, change et flotte. L'irradiation commence autour de 6 heures et augmente à la valeur maximale à 12 AM après que 11 AM, l'irradiation flotte parce que le ciel est plus tardif, nuageux et pluvieux. Ensuite l'intensité d'ensoleillement diminue graduellement. Autour 18 h l'ensoleillement est nulle. Ainsi l'exécution du système photovoltaïque dépend de l'intensité d'ensoleillement.• Le rendement de la cellule solaire est relativement bas, 15 % pour le silicium monocristallin et 12 % pour le silicium poly-cristal. En conséquence, pour obtenir la grande capacité du générateur solaire un grand nombre de modules doivent être installés.• La cellule PV reste tout de même une nouvelle technologie qui ne peut être à la portée de toutes les bourses à cause de son prix élevé.• L'énergie solaire n'est pas compétitive lorsqu'il s'agit de production importante d'énergie.• En effet, certaines énergies comme le nucléaire sont beaucoup plus rentables financièrement.• Tous les besoins énergétiques

Chapitre II : Description d'un système photovoltaïque connecté au réseau

<ul style="list-style-type: none">• Ces systèmes offrent une grande fiabilité.• Leur maintenance n'exige pas de formation de base.• Par conséquent, son cout se trouve réduit et ils s'usent peu puisqu'ils ne comportent pas de pièces tournantes.	<p>mondiaux ne peuvent donc pas être fournis par l'énergie solaire.</p> <ul style="list-style-type: none">• Un panneau solaire a une durée de vie de 25 ans environ, au-delà, les rendements diminuent rapidement. De plus, il faut 3 ans au panneau pour produire l'énergie qui a été utilisée pour sa construction.• La taille des installations : il faut en effet de grandes superficies de panneaux solaires pour produire de l'énergie
---	---

II.8 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques. Des informations au sujet de ces systèmes ont été décrites tel que les cellules photovoltaïques, les onduleurs, etc.

Références bibliographiques du chapitre II

[1] S.Fellouah et S.Mesbahi, "Etude d'un système photovoltaïque connecté au réseau " mémoire de Master en électronique Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou,2015.

[2] <https://www.researchgate.net/profile/A-Hadj-Arab/publication/323701134/figure/fig6/AS:295673330192386@1447505423458/Vue-du-generateur-photovoltaique.png>

[3] J.F Reynaud , "Recherches d'optimums d'énergie pour charge /décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques " Thèse de Doctorat Université de TOULOUSE, 2011.

[4] L.Abbasen , "Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque " mémoire de magistère en électrotechnique à l'université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou , 2011

[5] I. Hammad et M. Tagachoucht , "Etude et simulation d'une mini centrale photovoltaïque raccordée au réseau BT " Mémoire de Master en électrotechnique , à l'université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou, 2012.

Chapitre III

Dimensionnement d'un système
photovoltaïque connecté au réseau

Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

III.1 Introduction

Le dimensionnement détaillé d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques, économiques et d'efficacité énergétique. Il comporte :

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur, matériel de raccordement, etc.)
- La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, etc.)
- L'estimation de l'énergie produite.
- Une évaluation des coûts de construction, et le prix du kWh résultant.

III.2 Centrales photovoltaïques connectée au réseau en Algérie

La première centrale PV en Algérie connectée au réseau de distribution électrique basse tension (BT) est celle au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) en 2004. C'est un projet de coopération entre le CDER et l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI). Le générateur PV est constitué de 90 modules PV (i-106) 106 Wc ; 12v, couplés sur trois onduleurs 2500 W monophasés. Chacun de ces onduleurs est branché sur une phase du réseau 220V Sonelgaz. Chacun des onduleurs a son champ PV indépendant, le courant continu du générateur PV est transformé en courant alternatif par les onduleurs qui injectent celui-ci sur le réseau Sonelgaz [1].

L'Algérie a réalisé déjà un certain nombre de centrales PV connectées au réseau électrique dont la puissance totale est de 344 MW_c. Le tableau (III.1) illustre les centrales PV installées en Algérie [2].

Tableau III. 1: Liste des Centrales PV Installées en Algérie

Centrales	Puissance installée (MW _c)
Adrar	20
Kabertène	03
In Salah	05
Timimoune	09
Regguen	05
Zaouiat Kounta	06

Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Aoulef	05
Tamanrasset	13
Djanet	03
Tindouf	09
Oued Nechou PV (Ghardaia)	1,1
SedretLeghzel (Naâma)	20
Oued El kebrit (Souk Ahras)	15
Ain Skhouna (Saida)	30
Ain El Bel (Djelfa)	53
Lekhneg (Laghouat)	60
Telagh (Sidi-Bel-Abbes)	12
LabiodhSidiChikh (El-Bayadh)	23
El Hdjira (Ouargla)	30
Ain-El-Melh (M'Sila)	20
Oued El Ma (Batna)	02
Total	344,1

➤ Site de la ville de Tizi Ouzou

Tizi Ouzou est une commune algérienne située à 30 km au sud des côtes méditerranéennes, et à 100 km à l'est de la capitale Alger. Elle est le chef-lieu de la Wilaya de Tizi Ouzou et de la Daïra de Tizi Ouzou, en Kabylie.

III.3 Dimensionnement d'une centrale photovoltaïque

III.3.1 Type du module photovoltaïque utilisé

Dans notre installation on a choisi un module Jinkosolar JKM585M-7RL4-V (annexe I).

Dont les caractéristiques suivantes :

Tableau III. 2: Caractéristiques d'un module photovoltaïque Jinkosolar JKM585M-7RL4-V [3]

Caractéristique	UNITE	MODULE
Puissance maximal (P_{max})	Wp	585
Tension à puissance maximal (V_{max})	V	44.22
Courant à puissance maximal (I_{max})	A	13.23
Tension circuit ouvert (V_{oc})	V	53.42
Courant circuit court (I_{sc})	A	13.91
Système voltage max VDC	V	1500
Caractéristique fusible en série	A	25
Coefficient température (P_{max})	%/°C	-0 ,35
Coefficient température (V_{OC})	%/°C	-0 ,28
Dimension module	mm	2411x1134x35
Poids	kg	31.1

III.3.2 Type d'onduleur utilisé

Le choix des onduleurs s'est porté sur le type suivant : SMA Sunny Central 800CP-JP, de puissance 800kW (annexe II).

- Caractéristiques de l'onduleur

Tableau III. 2: Caractéristiques d'un module photovoltaïque Jinkosolar JKM585M-7RL4-V [3]

Nom de Modèle	Central 800CP-JP	
	Entrée DC	Sortie AC
Puissance maximum (kw)	898	880
Tension maximum (v)	1000	800
Tension nominal (v)	641	360
Courant maximum (A)	1400	1411
Plage de tension (v)	583-850	324-414

Données générales	
Dimensions (H/L/P) (mm)	2272x2562x956
Température °C	-25 ~ +62
Poids	1800 kg
Protection	Protection surtension, surveillance des défauts a la terre, surveillance réseau

III.3.3 Calcul du nombre de modules

Pour cet exemple de dimensionnement, nous nous sommes inspirés des techniques de calcul utilisées par l'Institut Bruxellois pour la Gestion de L'Environnement [5].

- Nombre de panneau total

$$N_T = \frac{Pc}{Pm} \quad (III.1)$$

$$N_T = \frac{25000000}{585} = 42735 \text{ panneaux}$$

- Nombre de module en série

La plage de tensions d'entrée admissibles pour l'onduleur détermine le nombre de panneaux à connecter en série.

$$N_{\text{série}} = \frac{\text{tension nominal de l'onduleur}}{\text{tension mpp du panneaux}} \quad (III.2)$$

$$N_{\text{série}} = \frac{700}{44.22} = 16$$

Donc, on prend 16 panneaux en sérié.

- Nombre de string

$$N_{\text{string}} = \frac{N_T}{N_{\text{série}}} \quad (III.3)$$

$$N_{\text{string}} = \frac{42735}{16} = 2671 \text{ chaines}$$

On disposera de 42735 modules à utiliser pour 2671 strings qui sont repartis de manière à ce que chaque string comporte 16 panneaux.

III.3.4 Calcul de la surface des panneaux

$$S_{pv} = L * l * \text{nombre de panneaux en série} * \text{nombre de string} \quad (III.4)$$

Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

$$S_{pv} = 2411 * 1134 * 10^{-6} * 16 * 2849$$

Donc: $S_{pv} = 124630.40 \text{ m}^2$

III.4 Vérification de la tension minimale admise par l'onduleur

Elle consiste à vérifier que : La puissance nominale de l'onduleur est comprise entre 80% et 110% de la puissance crête. Les tensions générées doivent être dans les limites acceptables de l'onduleur :

- La tension maximale, c'est à dire à 1000 W/m², pente 31°, à vide et à froid (-10°), doit être inférieure à la tension DC maximale admissible. C'est la tension de sécurité : au-delà de cette tension maximale, l'onduleur va disjoncter, l'installation sera en panne.
- La tension minimale, c'est à dire à 1000 W/m², pente 31°, en charge et à chaud (60°), doit être supérieure à la tension MPP minimale admissible. C'est la tension d'accrochage : sous cette tension minimale, l'onduleur va décrocher, l'installation ne produira plus.

Le courant maximal doit être inférieur au courant admissible de l'onduleur.

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement.

Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connecté à l'onduleur. En effet, les strings composés par des modules placés en série développent une caractéristique courant/tension.

La tension dans chaque string est égale à la tension d'un panneau multipliée par le nombre du panneau. Le courant de chaque string est égal au courant d'un panneau. (Connexion en série : les tensions s'additionnent à courant égal).

La production est proportionnelle à l'éclairement, et inversement proportionnelle à la température. Pour la plupart des onduleurs, les strings doivent être égaux : ils comportent le même nombre des panneaux de même type, positionnés dans les mêmes conditions (orientation, inclinaison, ombrage). Pour certain onduleur multi string, ces conditions ne sont pas nécessaires. Ils sont donc particulièrement adaptés à des installations avec différentes inclinaisons et orientation [6].

Tension maximale admise par l'onduleur à -10 °C:

$$U_{max\ ond} = M * (V_{OC} + \mu V_{OC} * (T_{min} - T_{SC})) \quad (III.5)$$

Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Tension minimale admise par l'onduleur à +60 °C:

$$U_{min\ ond} = M * (V_{max} + \mu V_{OC} * (T_{max} - T_{SC})) \quad (III.6)$$

Nombre de panneaux d'un string : M=16 panneaux

Tension du circuit ouvert d'un panneau ($T_{SC}=25^{\circ}C$) : $V_{OC} = 53.42V$

Coefficient de température : $\mu V_{CO} = -0.28\%/^{\circ}C$

Tension en charge, au Point de Puissance Maximale $V_{max} = 44.22V$

- **Vérification de la tension maximale admise par l'onduleur**

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible V_{max} . Si la tension délivrée par les panneaux est supérieure à V_{max} , l'onduleur sera irrémédiablement détruit. Le dépassement de la valeur V_{max} pour la tension d'entrée est, par ailleurs, la seule cause d'endommagement définitif de l'onduleur.

La valeur de V_{max} apparaît sur la fiche technique de l'onduleur. Par exemple, sur la fiche technique de l'onduleur SMA Sunny Central (Annexe II), la tension d'entrée maximale admissible indiquée est $V_{max} = 1000 V$.

$$U_{max\ ond} = 16 \times (53.42 + ((-0.28) \times 35)) = 697 V$$

On a $U_{max\ ond} = 697 V$, elle est inférieure à la tension maximale admise par l'onduleur $V_{max}=1000V$ ce qui implique que notre onduleur sera protégé.

- **Vérification de la tension minimale admise par l'onduleur**

L'onduleur doit à tout moment demander aux modules leur maximum de puissance. Pour cela, il déplace le point de fonctionnement du groupe photovoltaïque. La recherche du point de puissance maximum est réalisée par un système intégré en amont de l'onduleur, nommé MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant, et indiquée sur la fiche technique de l'onduleur. Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur côté DC est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à la tension minimale MPPT. Il faut donc s'assurer que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque est comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté. Si ce n'est pas le cas, il n'y aura aucun dommage à l'onduleur, mais seulement une perte de puissance.

Chapitre III : Dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau

$$U_{\min \text{ ond}} = 16 \times (44.22 + ((-0.28) \times 35)) = 550\text{V} > 583 \text{ V}$$

$U_{\min \text{ ond}}$ est supérieure la tension minimale admise par l'onduleur (530V), donc on n'aura pas une perte de tension dans notre installation.

- **Vérification du courant maximal admis par l'ondule**

Pour cela il faut d'abord calculer le nombre d'onduleurs

Nombre de strings par onduleur :

$$N_{\text{STRING} / \text{ONDULEUR}} = \frac{I_{\max \text{ DC onduleur}}}{I_{\max \text{ panneaux}}} \quad (\text{III.7})$$

$$N_{\text{STRING} / \text{ONDULEUR}} = \frac{1400}{13.23} = 105.23 \text{ donc } 105 \text{ strings par onduleur.}$$

Nombre d'onduleur :

$$N_{\text{onduleur}} = \frac{N_{\text{string}}}{N_{\text{STRING} / \text{ONDULEUR}}} \quad (\text{III.8})$$

$$N_{\text{onduleur}} = \frac{2671}{105} = 26 \text{ onduleur}$$

On utilisera vingt-six onduleurs, donc chaque cent cinq seront branchés en parallèle à un onduleur.

Le courant qui circule dans un module est identique à celui dans un string (les modules dans un string sont branchés en série).

Les tensions générées sont dans les limites acceptables de l'onduleur, et le courant maximal est inférieur au courant admissible de l'onduleur, l'onduleur choisi est donc compatible avec les strings de notre installation.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents éléments constituant le système d'installation photovoltaïque, ainsi que le dimensionnement technique qui nous permis d'aborder les différentes formules qui nous aiderons à bien dimensionner l'installation.

Références bibliographiques du chapitre III

- [1] A. Hadj Arab, F.Cherfa , A.Chouder et F. Chenlo "Grid-connected photovoltaic system at CDER-algeria." 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain 2005.
- [2] B.Chahar , "Projet réalisés dans le cadre du programme national des énergies renouvelables", Rencontre Nationale avec MICLAT. 2018
- [3] <https://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/51148>
- [4] <https://fr.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/7003>
- [5] S.Fellouah et S.Mesbahi " ,Etude d'un système photovoltaïque connecté au réseau ", Mémoire de Master en électronique , Université Mouloud Mammeri Tizi Ouzou ,2015 .
- [6] Bruxelles environnement, Institut bruxellois pour la Gestion de l'Environnement, le photovoltaïque – module 5 – dimensionnement d'une installation PV, 2010.

Chapitre IV

Simulation du système
dimensionné sous le logiciel
PVsyst

IV.1 Introduction

Les logiciels photovoltaïques professionnels sont indispensables pour les bureaux d'études, architectes et installateurs, qui souhaitent estimer précisément la production photovoltaïque d'un générateur et dimensionner l'ensemble des composants du système : panneaux, onduleurs, câblage, etc.

PVsyst, développé par l'université de Genève, est l'un des plus anciens et des plus performants logiciels dédiés au photovoltaïque. Il propose des fonctionnalités très poussées telle que son application 3D qui permet de simuler la course du soleil et les ombres portées afin d'optimiser l'implantation des panneaux, l'estimation de l'énergie produite et sa distribution et quantifie les effets perturbateurs de manière à optimiser l'ensemble du système photovoltaïque, il calcule notamment le comportement du système à partir des données d'entrée précises (données météorologiques, environnementales, etc.). Nous allons l'exploiter dans ce chapitre, dans le but d'étudier une centrale photovoltaïque de 25 MW raccordée au réseau électrique de la Wilaya de Tizi-Ouzou.

IV.2 Présentation du logiciel PVsyst

PVsyst est 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 [1].



Figure IV. 1: Icone du logiciel PVsyst 7.2

IV.3 Gestion d'un projet (système raccordé au réseau)

- **Première étape**

Choix du système sur PVsyst : couplé au réseau, isolé avec batterie ou pompage (notre étude sera faite sur un système couplé au réseau) comme le montre la figure IV.2.

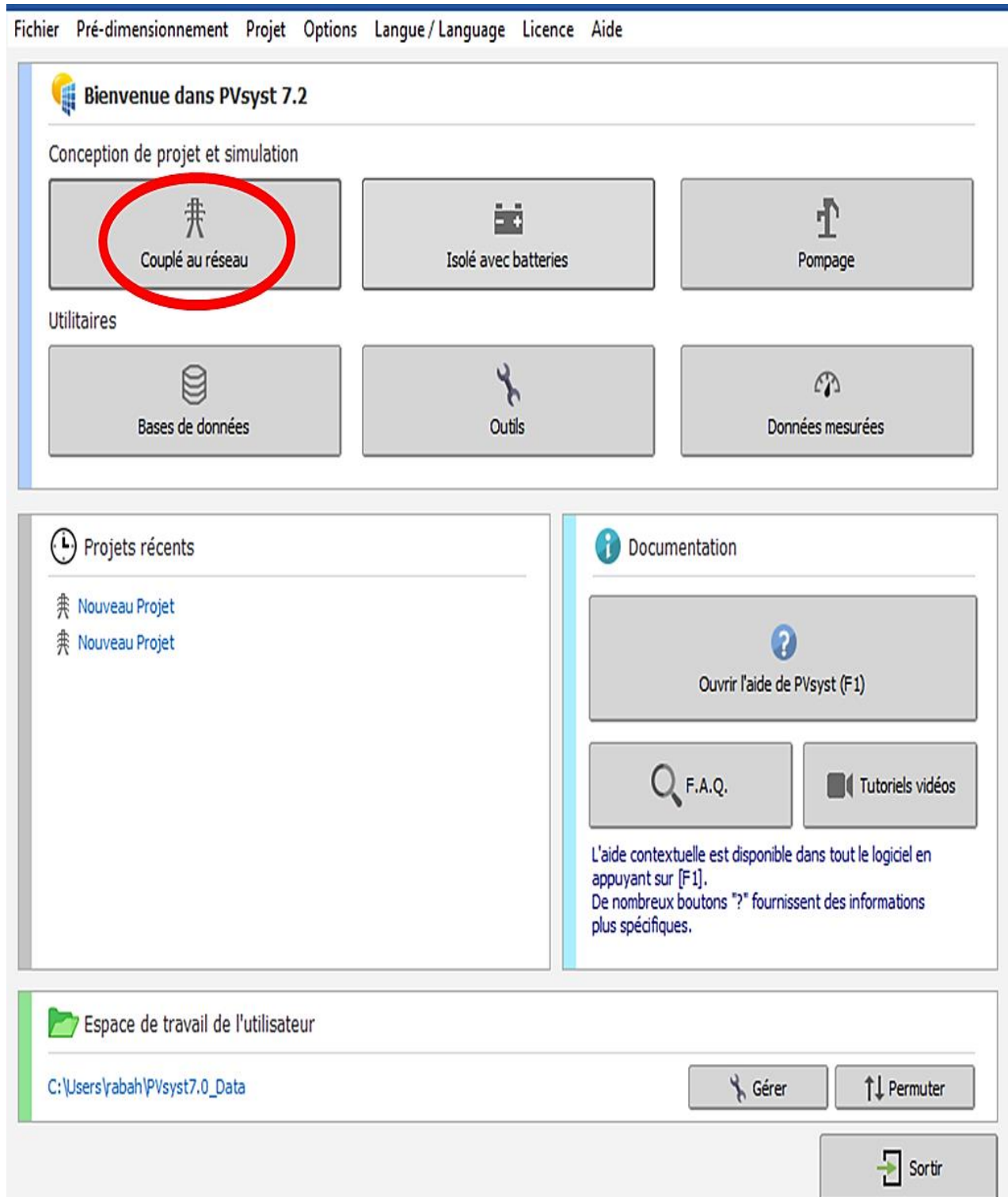


Figure IV. 2: Interface d'accueil du logiciel PVsyst 7.2

- **Deuxième étape**

Donner un nom au projet et définir le site géographique, dans notre cas, nous avons choisi la ville de Tizi Ouzou pour installer notre champ photovoltaïque (figure IV.3).

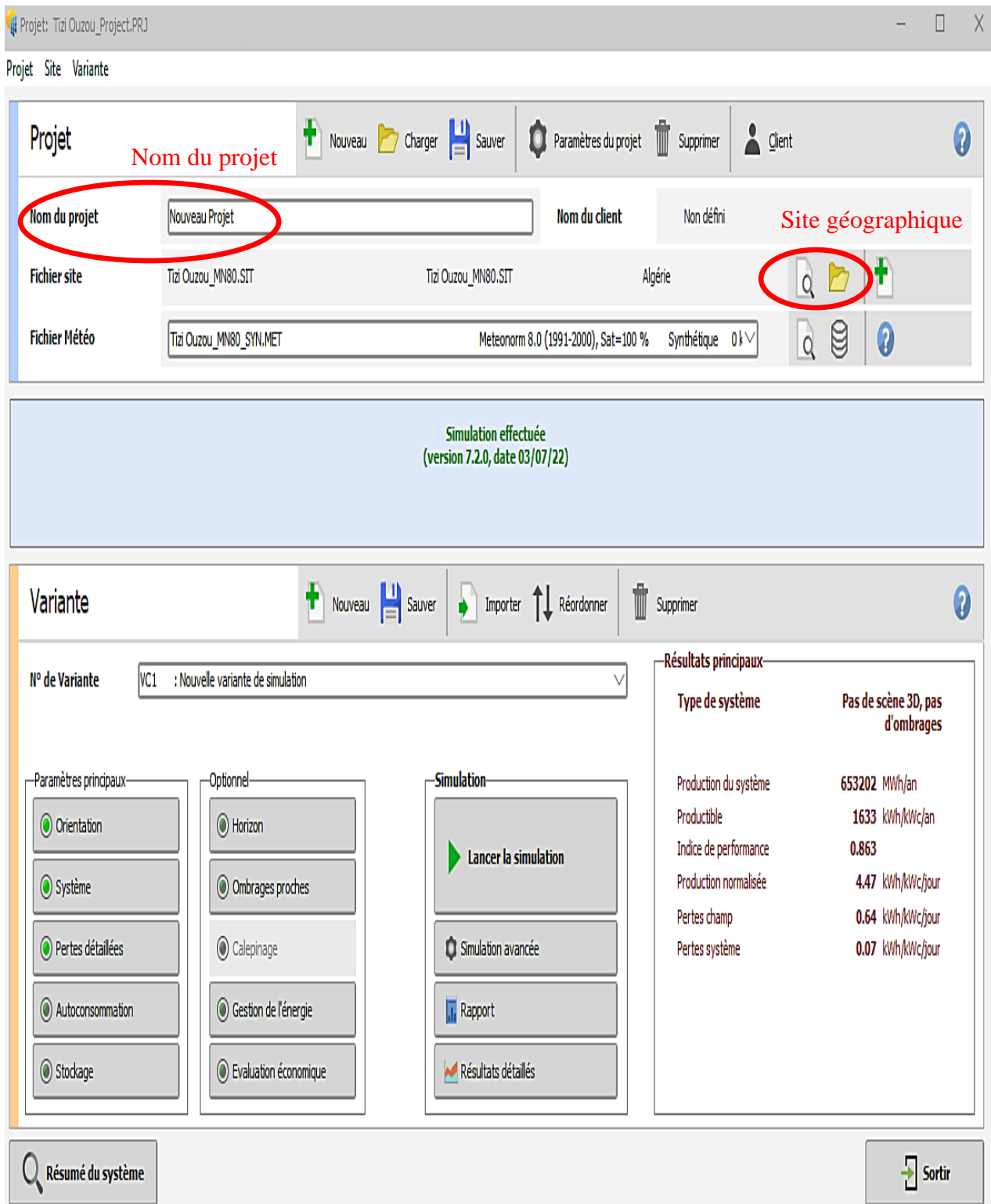


Figure IV. 3: Définition d'un sitegéographique

Paramètres du site géographique pour Tizi Ouzou_MN80.SIT

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle | Carte interactive

Lieu

Nom du site: Obtenir depuis les coordonnées

Pays: Région: Voir carte

Coordonnées Géographiques

Trajectoires du soleil

	Décimale	Deg. Min. Sec.	
Latitude	<input type="text" value="36.7118"/>	<input type="text" value="36"/> <input type="text" value="42"/> <input type="text" value="42"/>	(+ = Nord, - = Hémisph. Sud)
Longitude	<input type="text" value="4.0459"/>	<input type="text" value="4"/> <input type="text" value="2"/> <input type="text" value="45"/>	(+ = Est, - = Ouest de Greenwich)
Altitude	<input type="text" value="209"/>	M au-dessus du niv. de la mer	
Fus. horaire	<input type="text" value="1.0"/>	Correspondant à une différence moyenne	
		Temps Légal - Temps Solaire = 0h 44m ?	

Obtenir depuis le nom

Exporter la ligne
Exporter le tableau
Imprimer
OK

Figure IV. 4: Coordonnées géographique de Tizi-Ouzou

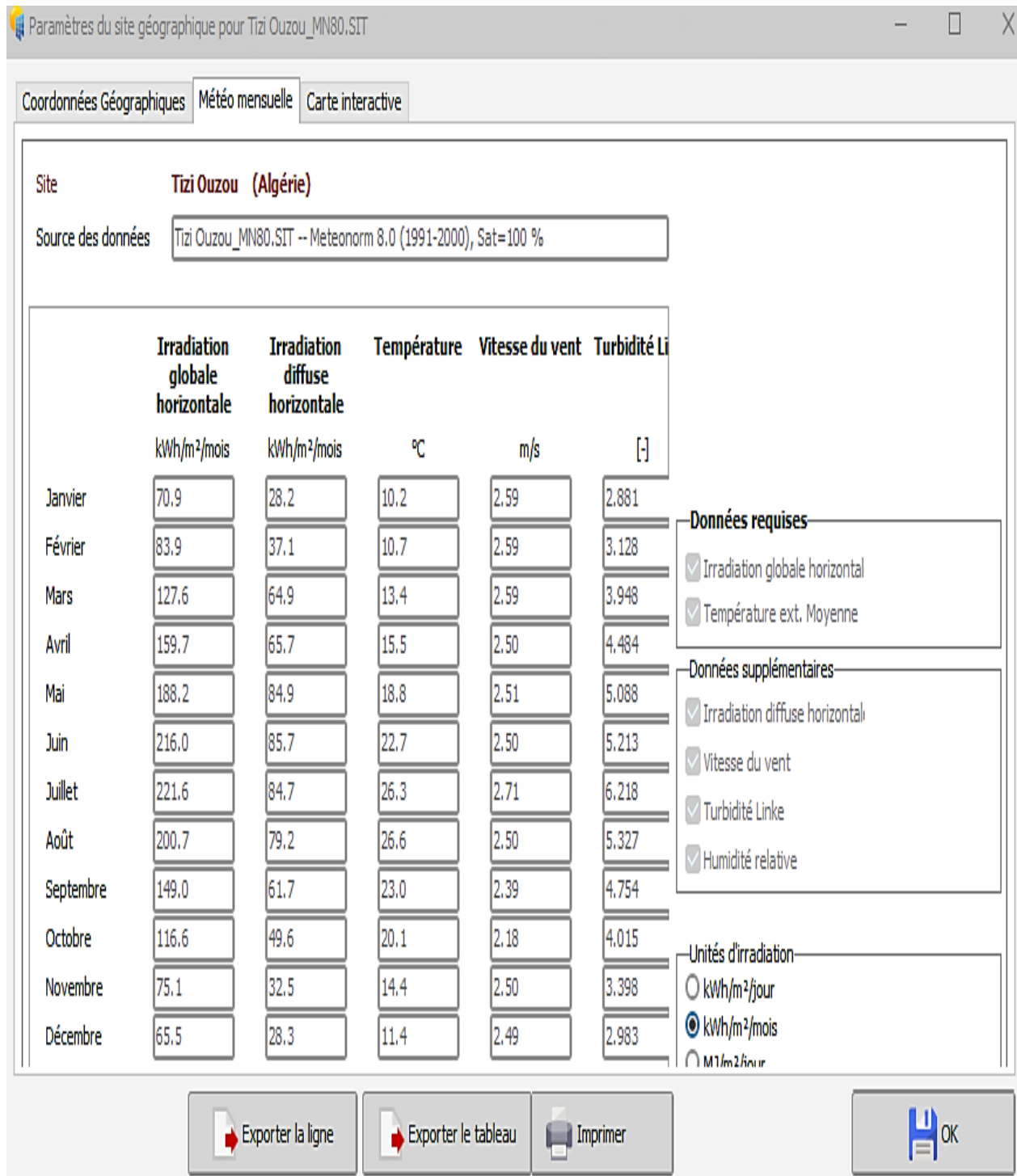


Figure IV. 5: Coordonnées météo mensuelle pour Tizi-Ouzou

L'interface de travail du logiciel (FigureIV.6) comporte deux parties : les définitions de base du projet et la gestion des variantes du système. Le 'Projet' dans PVsyst, est juste un objet central pour lequel vous construirez les différentes variantes (également appelées configurations système ou variantes de calcul) de votre système. Le Projet contient site géographique de votre système, les données météorologiques, et quelques paramètres généraux comme la définition d'Albédo, des conditions de dimensionnement et des

paramètres spécifiques à ce projet. Chaque variante de système contient toutes les définitions détaillées de votre système, qui se traduiront par un calcul de simulation. Ces définitions incluent le choix des panneaux solaires et des onduleurs, le nombre de panneaux et d'onduleurs, la disposition géométrique et les ombrages possibles, les raccordements électriques, les différents scénarios, etc. Dans la base de données, les fichiers avec les variantes d'un projet auront le nom de fichier du Projet, avec les extensions VC0, VC1, VCA, etc. Vous pouvez définir jusqu'à 936 Variantes par projet.

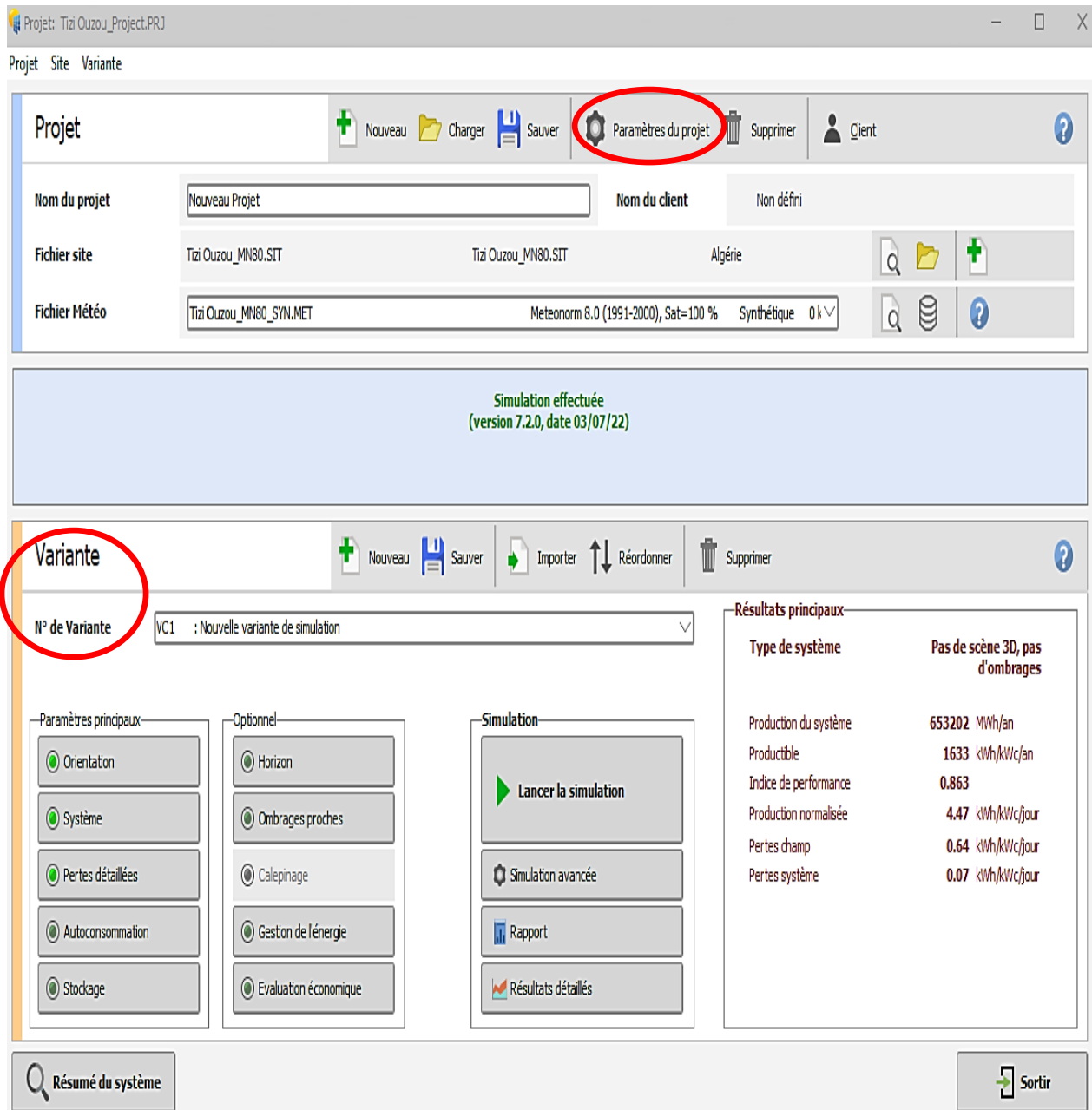


Figure IV. 6: Interface de l'espace de travail du logiciel

- **Troisième étape**

Définir l'orientation du système, choisir le type de champ, l'inclinaison du plan et l'azimut d'une manière à avoir 0% pertes par rapport à l'optimum, concernant l'azimut c'est 0 pour le nord d'Algérie.

Les panneaux solaires de notre exemple seront installés sur un plan incliné fixe. Nous obtenons les angles d'inclinaison du plan et d'azimut (respectivement 31° et 0°). L'azimut est défini comme étant l'angle entre la direction sud et la direction vers laquelle les panneaux sont tournés. Les angles à l'ouest sont comptés positifs, tandis que les angles à l'est sont comptés négatifs. Après avoir défini les valeurs correctes pour l'inclinaison et l'azimut, on clique sur "OK" et le bouton "Orientation" deviendra vert. On clique ensuite sur "Système".

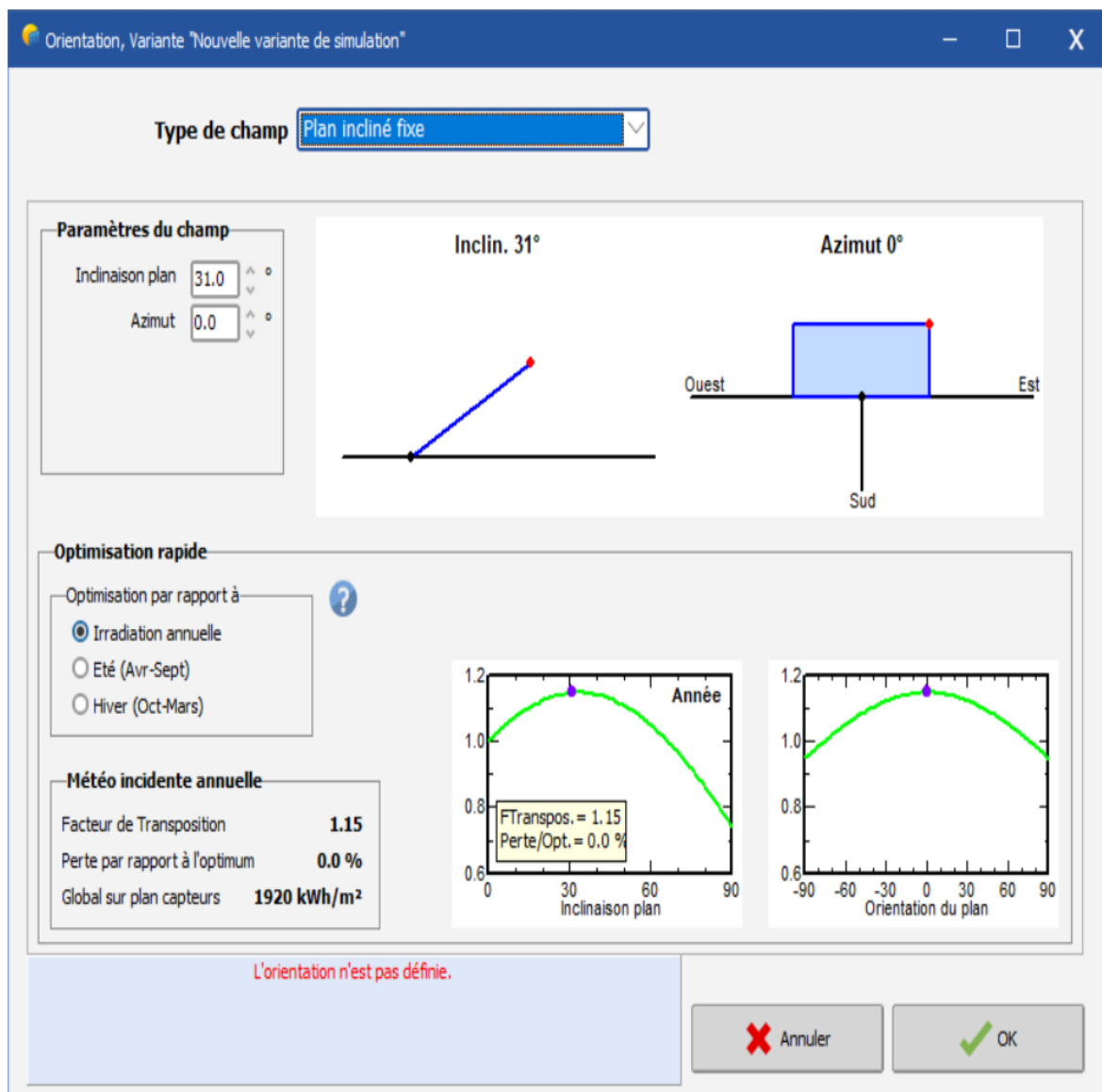


Figure IV. 7: Orientation du système pour le nord d'Algérie

• **Quatrième étape**

Définir la puissance souhaitée, qui est de 25MW (2500 KW) dans notre étude, choisir le type du module PV et l'onduleur qui convient. Après que le type de module, l'onduleur a été défini, le panneau bleu dans la partie inférieure droite de la boîte de dialogue doit être vide ou orange. Si vous obtenez un message d'erreur rouge, vérifiez tous les choix que vous avez faits et corrigez-les aux valeurs décrites ci-dessus (cela peut prendre un court moment pour que le message s'adapte aux changements que vous faites). Nous avons maintenant défini tous les éléments obligatoires qui sont nécessaires pour une première simulation.

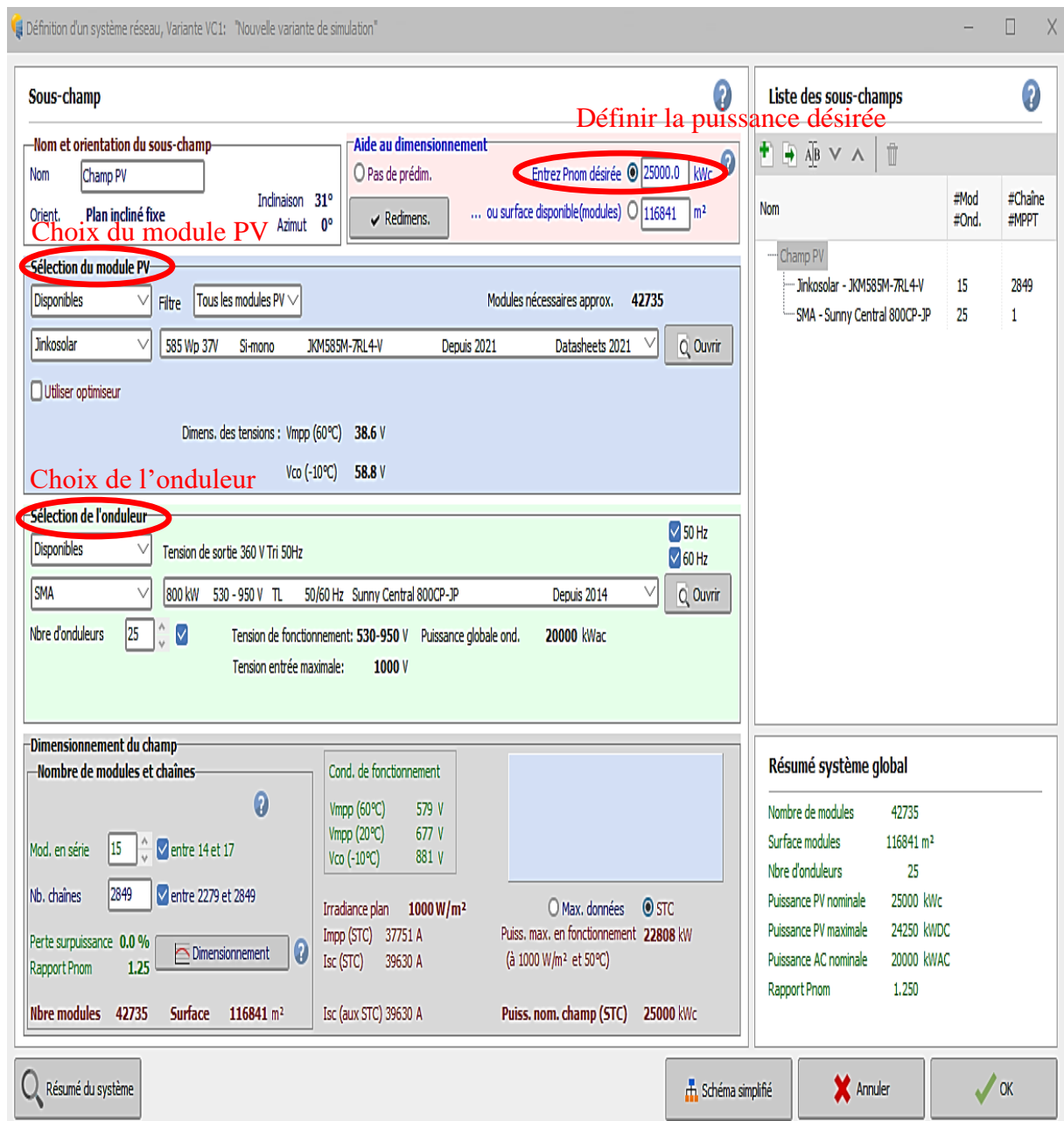
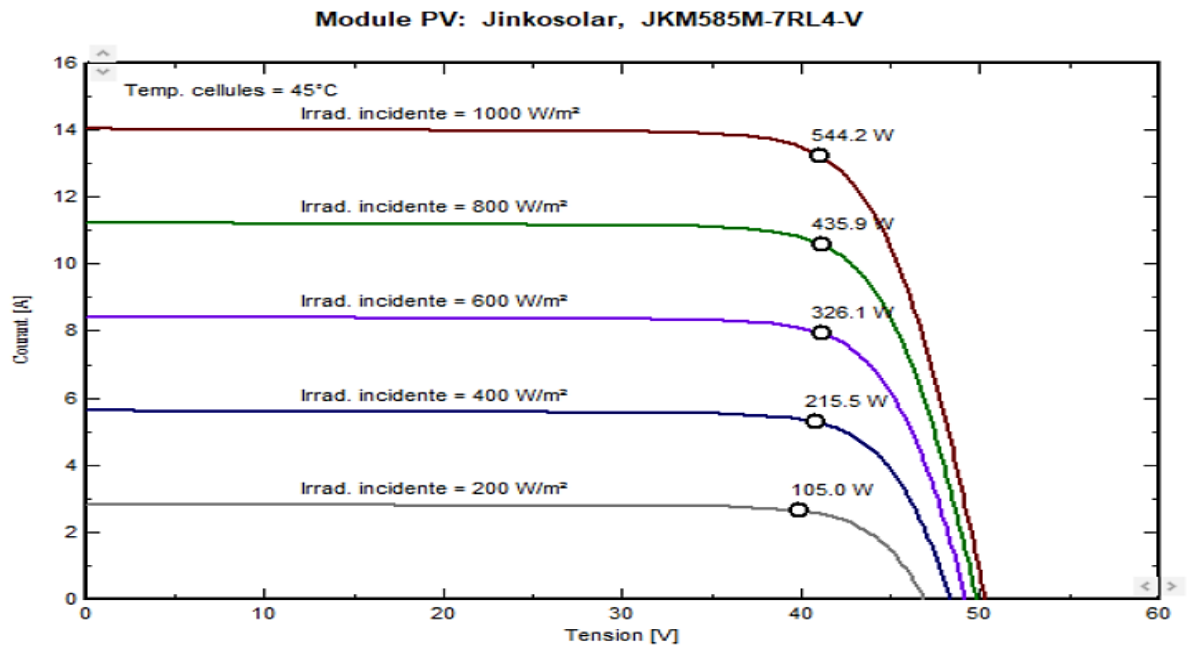
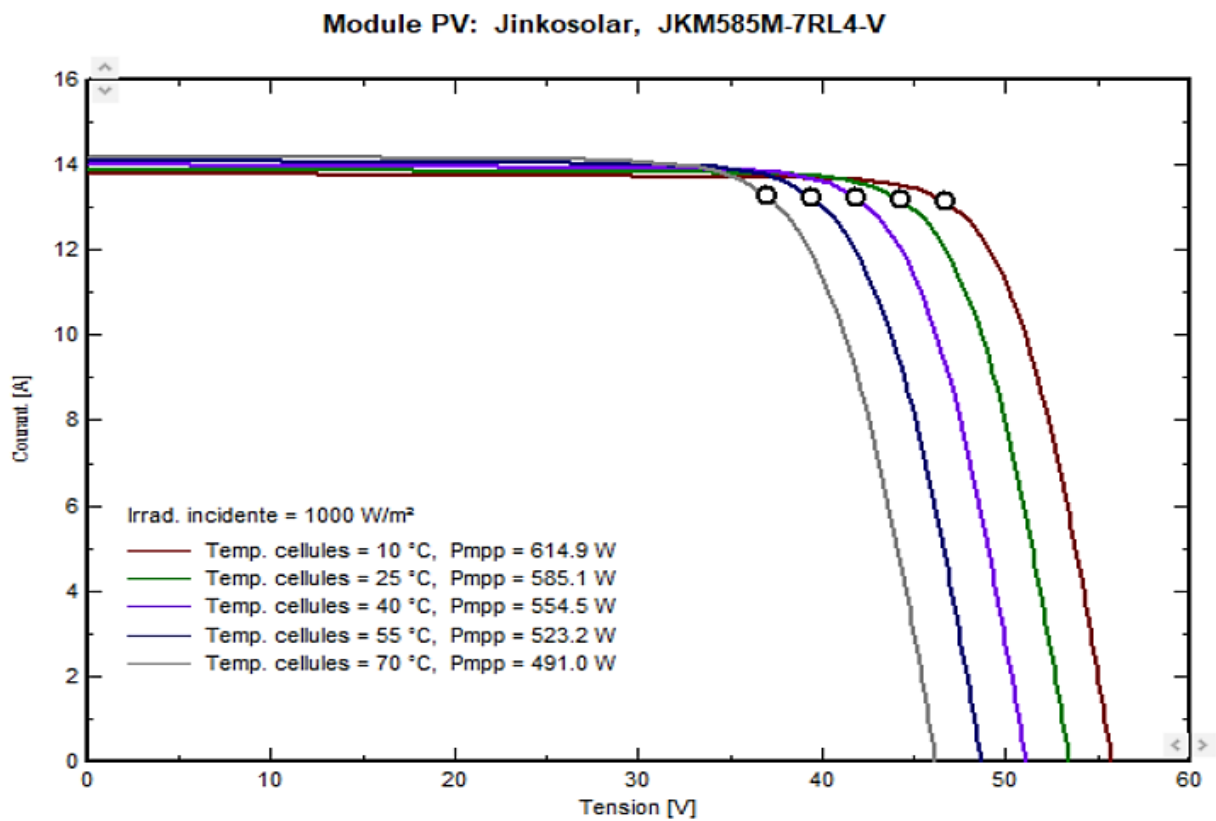


Figure IV. 8: Définition du système

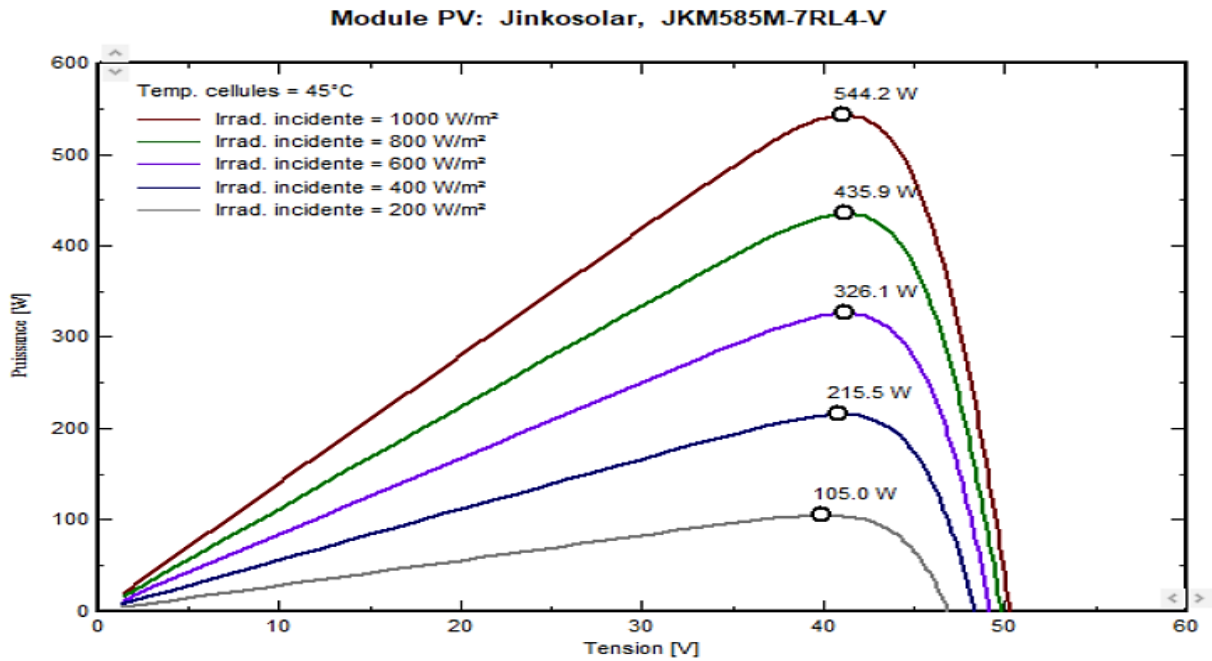
Les caractéristiques du module choisi son présentées par la figure IV.9.



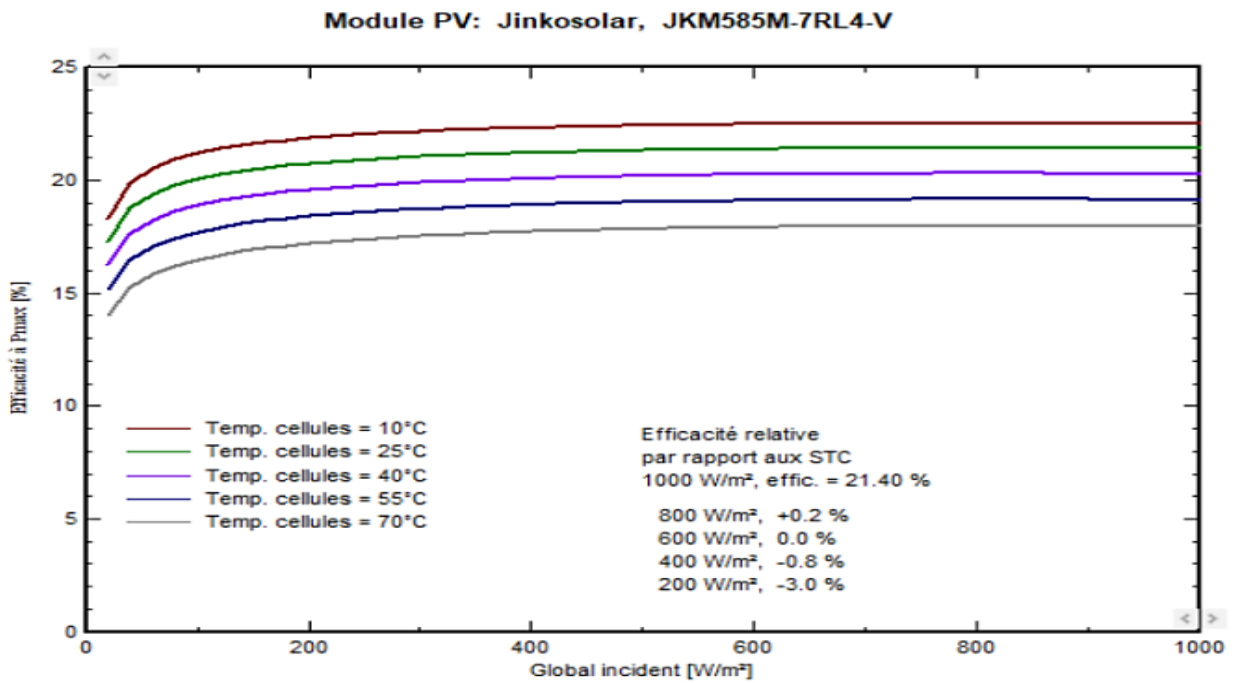
(a)



(b)



(c)



(d)

Figure IV. 9: Caractéristiques du Module JKM585M-7RL4-V ; a) I (V) pour différentes valeurs d’irradiance ; b) I (V) pour différentes valeurs de températures ; c) P(V) pour différentes valeurs d’irradiance ; d) L’Efficacité pour différentes valeurs de températures.

IV.4 Schéma de l'installation PV

La figure IV.10 représente le schéma de la centrale PV raccordée au réseau prise en compte dans la simulation. Dans notre cas, la totalité de l'énergie produite sera injectée dans le réseau.

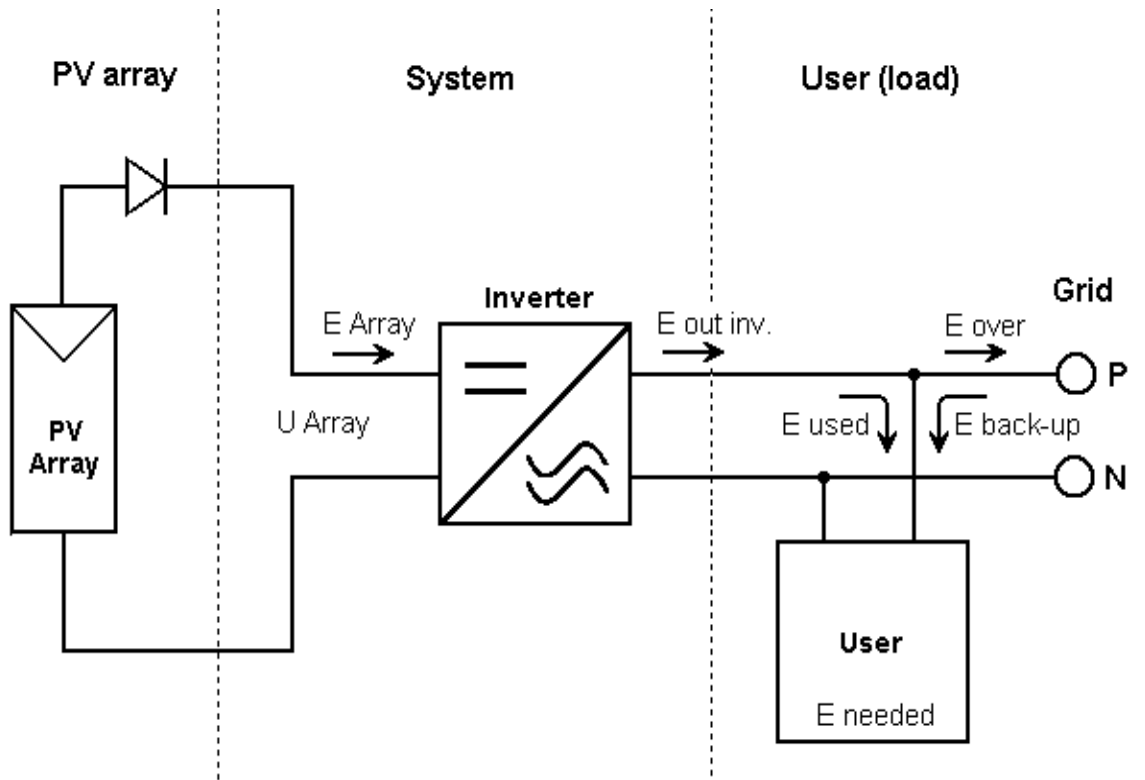


Figure IV. 10: Schéma simplifié du système

IV.4.1 Branchement du système

La figure IV.11 représente deux variantes de branchement : la figure « a » représente un groupe de chaînes parallèle (parallèle strings), 2849 chaînes parallèles sur 25 onduleurs et la figure « b » montre plusieurs groupes de chaînes parallèles (group of parallèle strings), 25 groupes de 114 strings parallèles sur 25 onduleurs.

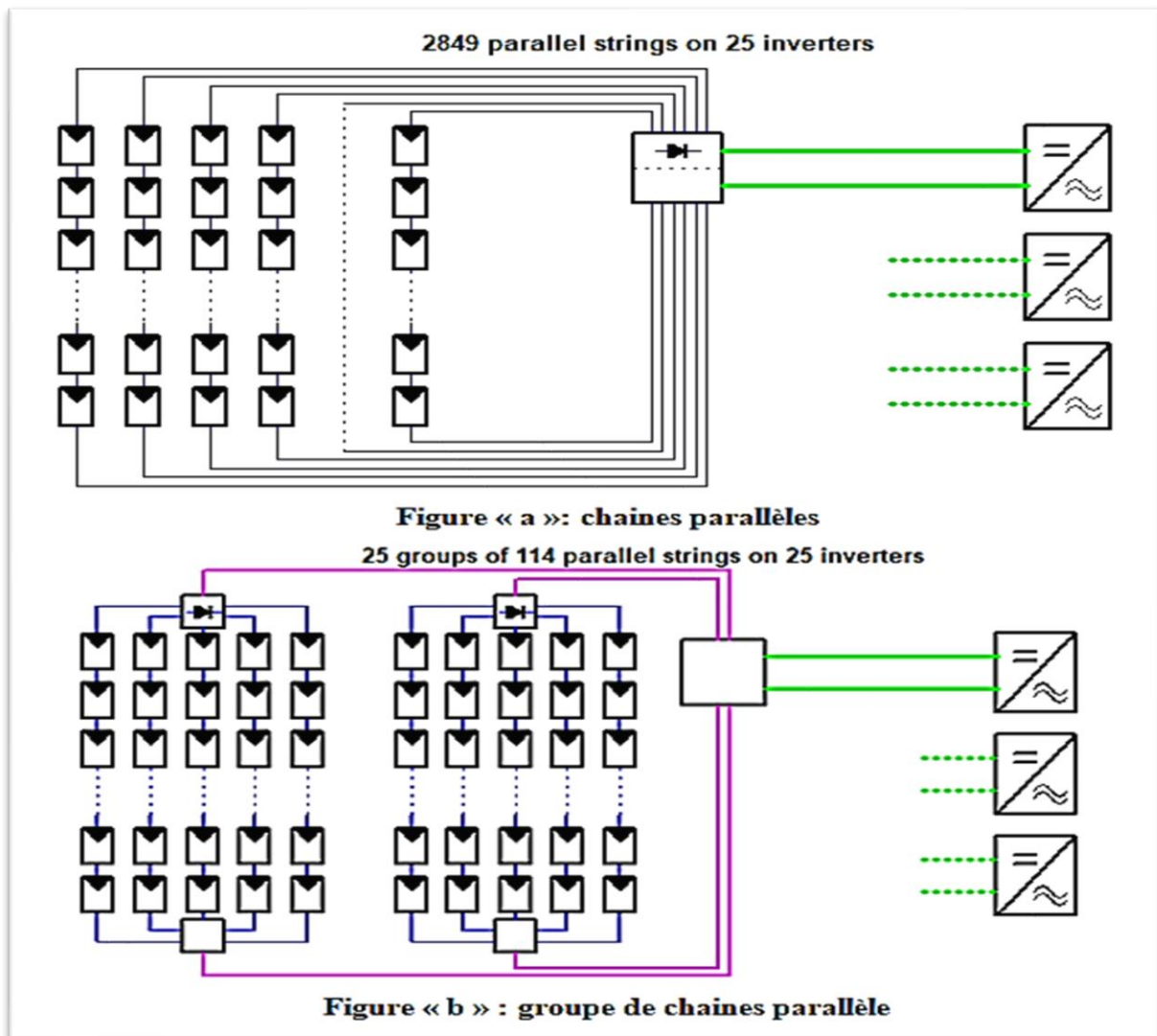


Figure IV. 11 : Deux variantes de branchement du système

On note que le PVsyst proposera une configuration de modules / système permettant de réaliser une première simulation préliminaire. Le logiciel inclut un système de code d'erreurs ou d'avertissement coloré s'il y a une incohérence, une erreur, ou un avertissement, on sera informé directement.

IV.5 Résultats de simulation

IV.5.1 Répartition d'un champ

Les paramètres de dimensionnement du champ PV sont résumés sur les figures ci-dessous



PVsyst V7.2.0

VC0, Simulé le :
05/07/22 13:21
avec v7.2.0

Projet: Nouveau Projet

Variante: Nouvelle variante de simulation

Résumé du projet

Site géographique Tizi Ouzou Algérie	Situation Latitude 36.71 °N Longitude 4.05 °E Altitude 209 m Fus. horaire UTC+1	Paramètres du projet Albédo 0.20
Données météo Tizi Ouzou Meteonorm 8.0 (1991-2000), Sat=100 % - Synthétique		

Résumé du système

Système couplé au réseau	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs Plan fixe Inclinaison/Azimut 31 / 0 °	Ombrages proches Sans ombrages	Besoins de l'utilisateur Charge illimitée (réseau)
Information système Champ PV	Onduleurs	
Nombre de modules 42735 unités	Nombre d'unités 25 unités	
Pnom total 25.00 MWc	Pnom total 20.00 MWac	
	Rapport Pnom 1.250	

Résumé des résultats

Energie produite 40997 MWh/an	Productible 1640 kWh/kWc/an	Indice perf. PR 86.54 %
-------------------------------	-----------------------------	-------------------------

Table des matières

Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Résultats principaux	4
Diagramme des pertes	5
Graphiques spéciaux	6

Figure IV. 12: Résumé du système

Paramètres généraux		
Système couplé au réseau	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs		
Orientation	Configuration des sheds	Modèles utilisés
Plan fixe	Pas de scène 3D	Transposition Perez
Inclinaison/Azimut 31 / 0 °		Diffus Perez, Meteonorm
		Circumsolaire séparément
Horizon	Ombrages proches	Besoins de l'utilisateur
Pas d'horizon	Sans ombrages	Charge illimitée (réseau)

Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV		Onduleur	
Fabricant	Jinkosolar	Fabricant	SMA
Modèle	JKM585M-7RL4-V	Modèle	Sunny Central 800CP-JP
(Base de données PVsyst originale)		(Base de données PVsyst originale)	
Puissance unitaire	585 Wc	Puissance unitaire	800 kWac
Nombre de modules PV	42735 unités	Nombre d'onduleurs	25 unités
Nominale (STC)	25.00 MWc	Puissance totale	20000 kWac
Modules	2849 Chaînes x 15 En série	Tension de fonctionnement	530-950 V
Aux cond. de fonct. (50°C)		Puissance max. (=>25°C)	880 kWac
Pmpp	22.81 MWc	Rapport Pnom (DC:AC)	1.25
U mpp	604 V		
I mpp	37751 A		
Puissance PV totale		Puissance totale onduleur	
Nominale (STC)	25000 kWc	Puissance totale	20000 kWac
Total	42735 modules	Nbre d'onduleurs	25 unités
Surface modules	116841 m²	Rapport Pnom	1.25

Pertes champ								
Fact. de pertes thermiques		Pertes câblage DC		Perte de qualité module				
Température modules selon l'irradiance		Rés. globale champ	0.26 mΩ	Frac. pertes	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Frac. pertes	1.5 % aux STC					
Uv (vent)	0.0 W/m²K/m/s							
Pertes de mismatch modules		Perte de "mismatch" strings						
Frac. pertes	2.0 % au MPP	Frac. pertes	0.1 %					
Facteur de perte IAM								
Effet d'incidence (IAM): Fresnel, anti-reflets, n(verre)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Figure IV. 13: Principaux résultats de simulation d'une centrale PV connectée au réseau

IV.5.2 Résultats de simulation numérique

Le tableau suivant résume le bilan de l'énergie reçu et délivrée par l'installation durant une année par mois.

Tableau IV. 1: Bilan d'énergie

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Janvier	70.9	28.20	10.17	111.0	109.3	2558	2514	0.906
Février	83.9	37.10	10.66	114.7	112.6	2626	2583	0.901
Mars	127.6	64.90	13.38	151.2	148.5	3423	3367	0.891
Avril	159.7	65.70	15.53	171.7	168.0	3799	3736	0.870
Mai	188.2	84.90	18.75	180.9	176.5	3965	3901	0.863
Juin	216.0	85.70	22.67	201.6	196.9	4338	4268	0.847
Juillet	221.6	84.70	26.26	211.4	206.5	4467	4395	0.832
Août	200.7	79.20	26.63	208.6	204.3	4402	4330	0.830
Septembre	149.0	61.70	22.98	170.1	166.7	3663	3604	0.847
Octobre	116.6	49.60	20.05	153.9	151.3	3384	3329	0.865
Novembre	75.1	32.50	14.44	111.8	110.1	2539	2498	0.894
Décembre	65.5	28.30	11.45	108.3	106.5	2512	2472	0.913
Année	1674.8	702.50	17.79	1895.0	1857.3	41676	40997	0.865

Légendes

GlobHor Irradiation globale horizontale

DiffHor Irradiation diffuse horizontale

T_Amb Température ambiante

GlobInc Global incident plan capteurs

GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EArray Energie effective sortie champ

E_Grid Energie injectée dans le réseau

PR Indice de performance

On voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc).

La production du système (à la sortie de l'onduleur : Y_f) est représentée sur la figure IV.14. Les pertes L_c et L_s sont des pertes correspondantes au champ PV et à l'onduleur, respectivement. Sur cette figure on remarque que l'énergie maximale est produite durant la période d'été (juin –Août) et l'énergie minimale est produite durant les mois de décembre et janvier.

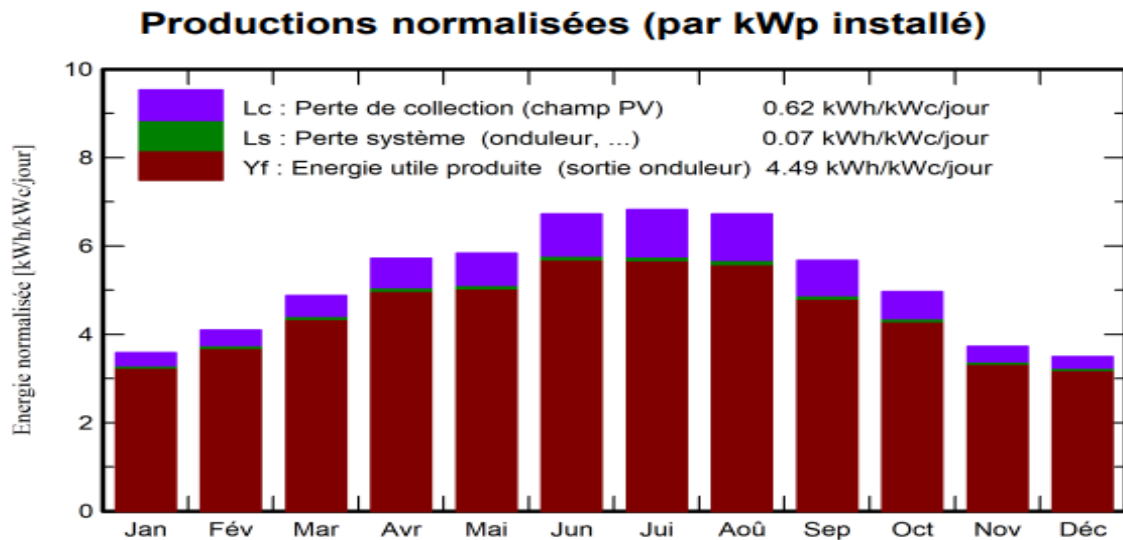


Figure IV. 14: Énergie utile produite par la centrale PV (à la sortie de l'onduleur)

Pour une étude plus complète, d'autres 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/ sont représentés respectivement, sur les figures ci-dessous. L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est 5.186 KWh/jour (figureIV.15) pour un fonctionnement en mode normal.

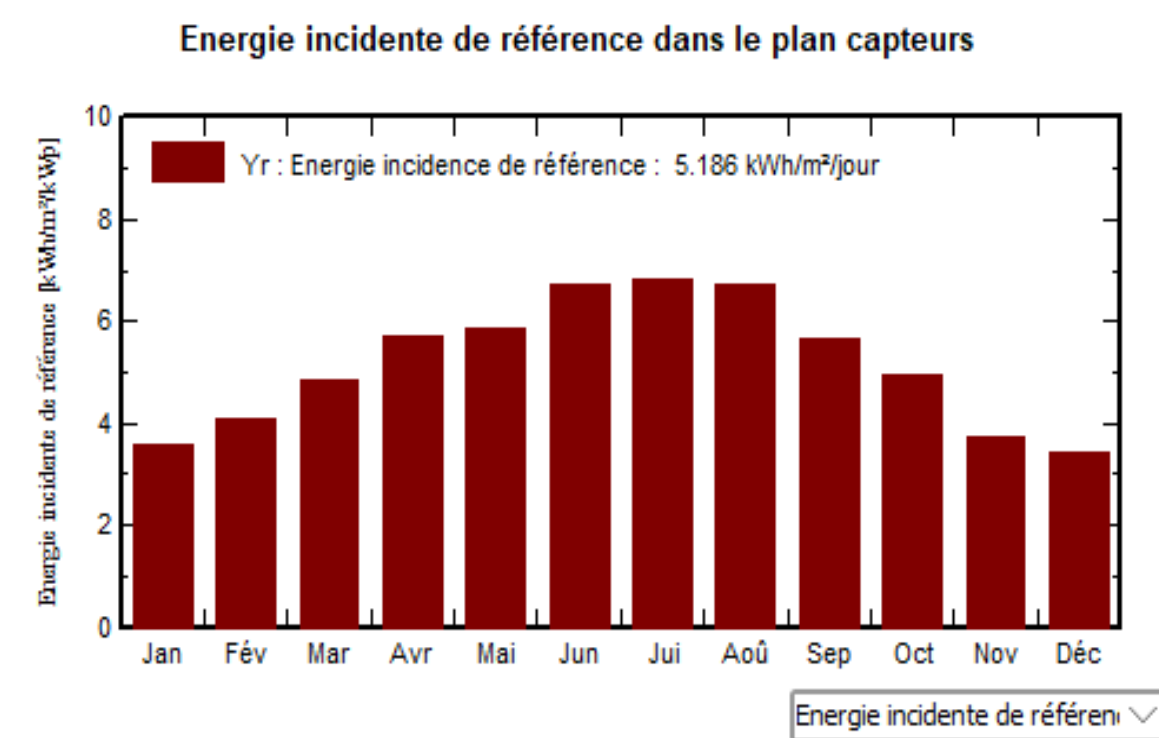


Figure IV. 15: Energie incidente de référence sur le plan panneau

L'énergie incidente est l'énergie disponible dans le plan des capteurs. La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure ci-après.

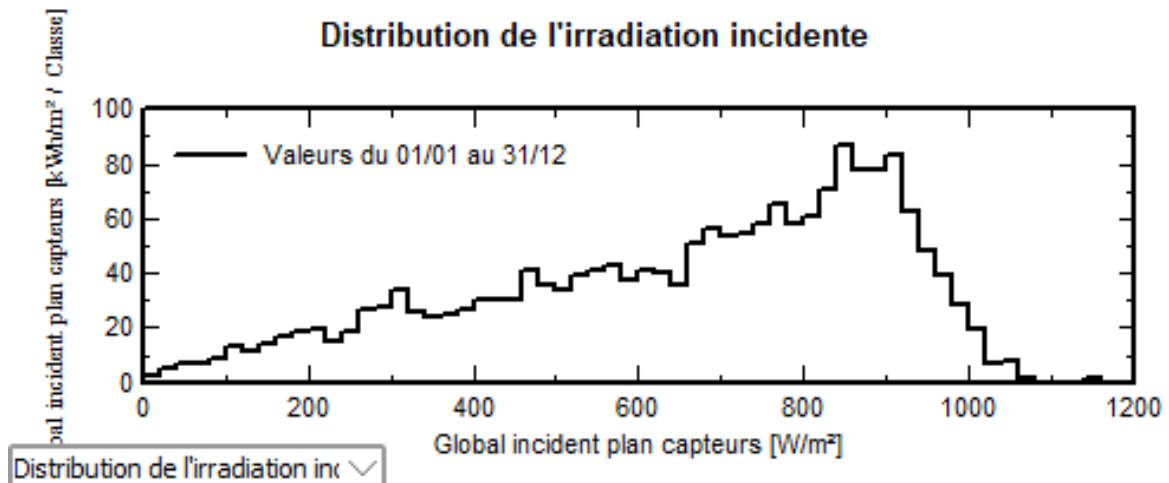


Figure IV. 16: Distribution annuelle de l'irradiante incidente

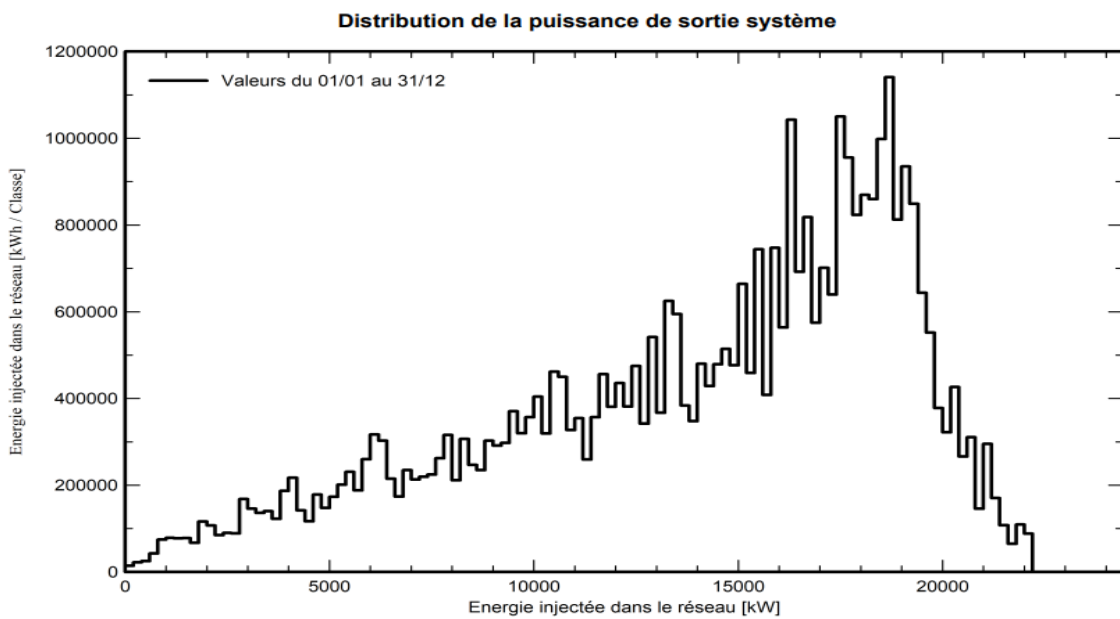


Figure IV. 17: Distribution de la puissance de sortie système

On remarque d'après la figure IV.16 et la figure IV.17 que la distribution de la puissance en sortie du système PV varie suivant la même tendance que la distribution du rayonnement incident, à différente échelle.

IV.5.3 Schéma d'entrée/sortie

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 injecté dans le réseau (figure IV.18). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

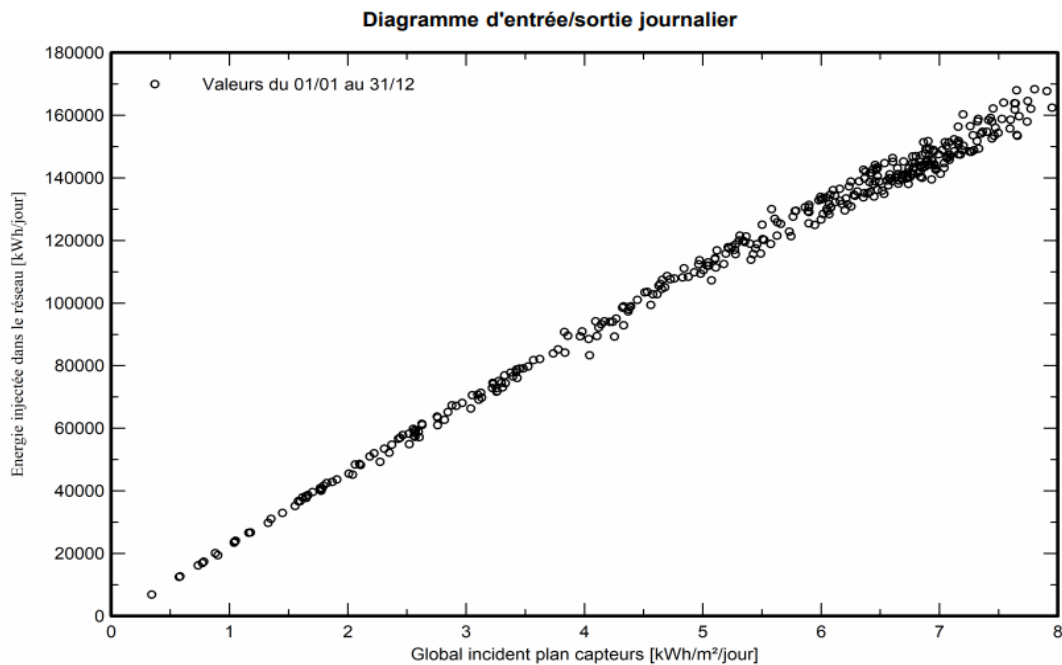


Figure IV. 18: Diagramme d'entrée/sortie journalier

L'axe des abscisses représente le rayonnement global incident par m^2 par jour ($KWh/m^2/jour$), et l'axe des ordonnées indique l'énergie injectée dans le réseau ($KWh/jour$). Le schéma d'entrée/sortie pour le système, illustre un système qui fonctionne bien et efficace indiqué par la plupart des points conservés sur la ligne la plus raide. Cependant, il y a certains jours qui s'écartent de la tendance, mais la plupart des jours sont au voisinage de la ligne linéaire.

IV.5.4 Indice de performance

L'indice de performance (PR) est l'une des valeurs les plus importantes pour l'évaluation de l'efficacité d'une installation photovoltaïque. Il désigne le rapport entre le rendement énergétique réel et le rendement énergétique théoriquement possible. Il est en grande partie indépendant de l'orientation des panneaux et du rayonnement incident. Le PR peut atteindre 86.5% dans la figure « IV.19 » qui présente l'indice de performance obtenus pour notre site, on remarque que ce coefficient varie au cours de l'année. Il s'agit essentiellement d'un effet de la température des capteurs. Rappelons que la puissance fournie par un champ PV diminue avec la température.

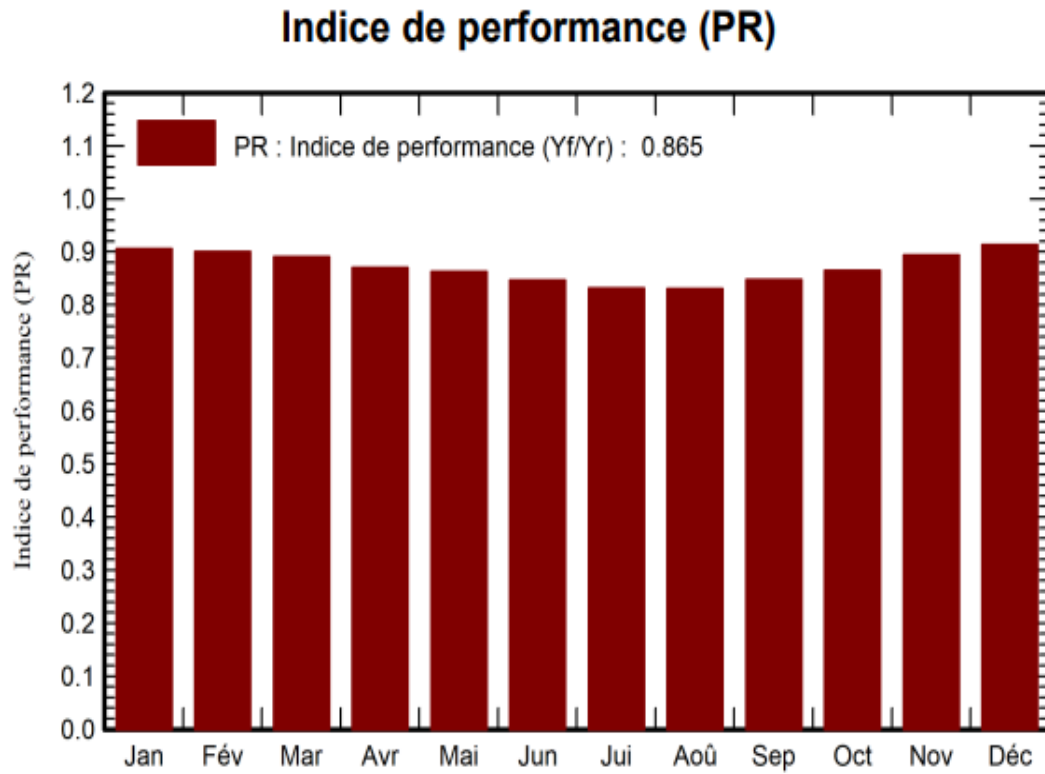


Figure IV. 19 : Indice de performance de la centrale PV

IV.5.5 Les pertes dans le système

Les valeurs par défaut de pertes sont mises en œuvre dans la simulation, contenant des pertes dans l'onduleur, modules PV et d'autres composants du système. Cependant, d'autres pertes peuvent être ajoutées au système. Un exemple de cela, les pertes de désadaptation connectée à la mise en forme non uniforme des modules.

Le diagramme de la figure IV.20 résume les pertes de la production de système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effet d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules etc.

Diagramme des pertes pour "centrale 25 MW de Tizi ouzou" - année

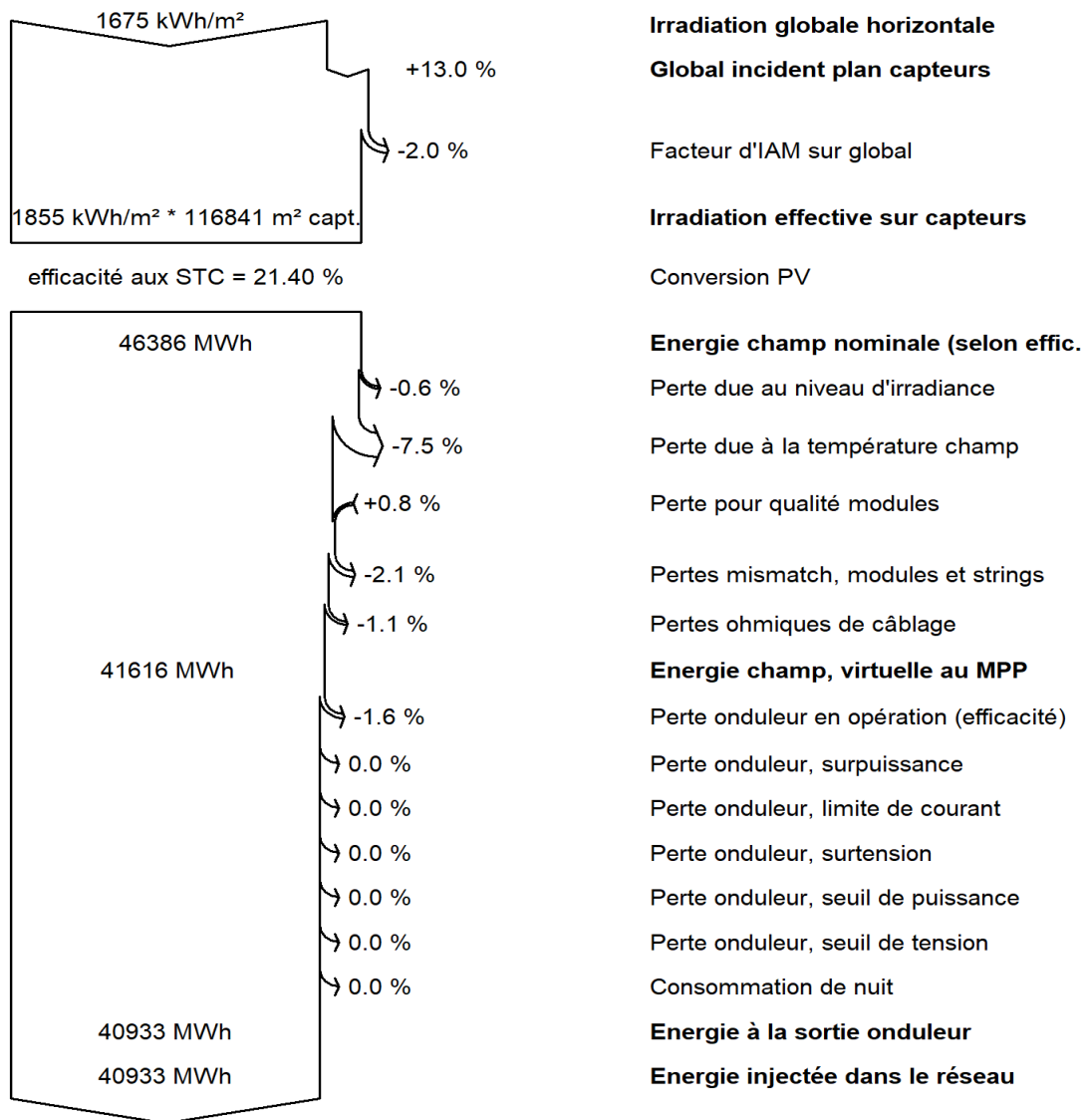


Figure IV. 20: Diagramme des pertes pour une centrale de 25MW Tizi-Ouzou

Dans le groupe de définition du champ PV, le dernier paramètre nécessaire concerne les pertes par réflexion dues à l'incidence non normale. La quantité de rayonnement transmis à la surface de la cellule obéit aux lois de Fresnel. Pour une incidence normale, la perte par réflexion, d'environ 5%, est déjà incluse dans l'efficacité du panneau donnée par le constructeur. Mais elle augmente lorsque les rayons sont inclinés ; il s'agit donc de définir une correction. Dans la suite, nous appellerons cette correction « IAM » pour « Incidence Angle Modifier ».

L'état de propreté des capteurs n'a pas été pris en compte. Des capteurs très sales peuvent perdre quelques pour-cent, mais cette perte reste habituellement inférieure à 2 ou 3%, dans des conditions normales (lavage par la pluie).

Cette énumération donne un aperçu des multiples perturbations à envisager. Certaines pourront rester négligeables ou au contraire devenir prépondérantes selon les caractéristiques du système et les choix constructifs.

On ne constate qu'aucune d'entre elles ne peut être négligée à priori au profit d'une autre. C'est pourquoi un dimensionnement réaliste doit faire appel à un logiciel détaillé, tel que PVSYST. Le fonctionnement du système global et l'évaluation de chaque perte s'appuient en général sur des modélisations physiques, dépendant de paramètres qui doivent être déterminés et fournis par l'opérateur. Cette analyse n'inclut pas les pertes aléatoires, imputables aux pannes de fonctionnement surtout de l'onduleur, ou autres perturbations de caractère occasionnel (neige, grosses salissures telles que feuilles, etc.)[2].

Les pertes au seuil sont moins marquées avec les onduleurs les plus modernes, qui présentent de bonnes performances aux faibles puissances.

Perte due au facteur d'IAM sur global : On peut lire sur le diagramme des pertes que le pourcentage de perte dû à ce facteur est de 2%. Cette perte est liée aux effets d'incidence lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire au capteur. Afin de minimiser cette valeur on peut utiliser des panneaux à verre structuré ou changer le site beaucoup plus au sud.

Perte due au niveau d'irradiance : Cette perte de 0.6% est due aux niveaux faibles d'irradiance.

Perte due à la température champ : Cette perte de 7.5% est la plus importante dans notre système, elle est due à la température ambiante (plus que la température ambiante est élevée cette perte devient importante). Ce chiffre aussi dépend du mode de montage ; le mode le plus favorable est lorsque les panneaux sont parfaitement libres et ventilés sur les deux faces.

Pertes mismatch: Pour une valeur de 2.1%, ces pertes sont dues au fait que les panneaux n'ont pas exactement les mêmes caractéristiques.

Pertes ohmiques de câblage : Cette perte de 1.1 % due aux câbles on peut l'abaisser si on augmente les sections des câbles.

Perte liée à l'onduleur : 1.6 %

IV.6 Ombrages

Nous distinguerons deux types d'ombrages [2] :

- l'ombrage lointain correspond à la disparition du soleil derrière la ligne d'horizon. On peut supposer qu'à un instant donné, il affecte tout le champ de capteurs à la fois (fonctionnement en « tout ou rien »);
- l'ombrage proche : les obstacles proches portent des ombrages sur une partie seulement du champ. Leur traitement nécessite de reconstruire la géométrie exacte du système et de son environnement en 3 dimensions.

Le logiciel PVSYST dispose d'un outil CAO simplifié pour de tels traitements. L'opérateur construit son système en assemblant des formes élémentaires prédéterminées. Il peut ensuite visualiser, en perspective, l'ombre portée pour toute position du soleil ou instant de l'année.

Les ombrages partiels sur un champ PV produisent en réalité des effets beaucoup plus complexes, si l'on se rappelle du fait que lorsqu'une seule cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne de cellules en série avec elle qui est limité. Même avec les diodes by-pass de protection, cette chaîne ne participe plus que marginalement à la production du champ. On a ainsi des effets non linéaires pratiquement impossibles à résoudre dans le cadre d'une telle simulation [2].

La figure IV.21 illustre une construction 3D de notre champ photovoltaïque (25 groupes de 114 strings parallèles).

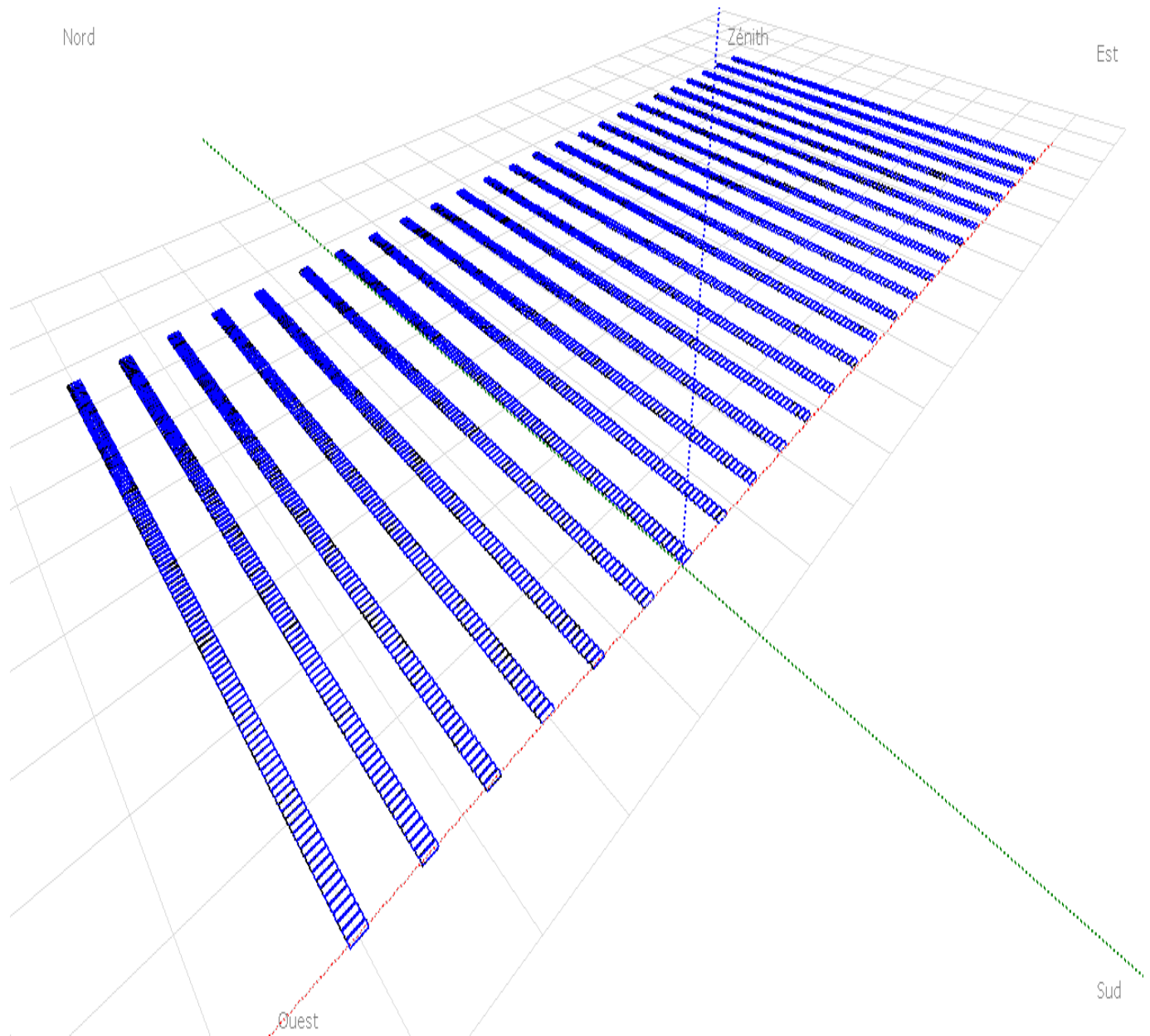


Figure IV.21 : La géométrie de la centrale PV étudiée

La figure IV.22 montre le nouveau diagramme de pertes après avoir intégré l'effet de l'ombrage proche.

On peut constater une perte importante estimée de 5.1%. Ce phénomène est dû aux ombrages mutuels entre les différents strings. Pour limiter ces pertes, on doit bien étudier l'espacement entre les strings.

IV.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons effectué un dimensionnement et une simulation d'une centrale photovoltaïque sous le logiciel PVsyst. Nous avons présenté en détails les étapes essentielles pour la réalisation de ce projet. A partir des résultats de simulation obtenus, nous pouvons conclure que notre système assure une production maximale d'énergie avec des performances très satisfaisantes.

Nous avons constaté aussi que les pertes dues à la température ont une influence importante sur l'énergie produite par la centrale PV. On peut conclure que le bon choix de l'onduleur, qui est l'élément clé d'une installation PV connectée au réseau, permet d'obtenir une meilleure productivité annuelle.

Références bibliographiques du chapitre IV

- [1] Site officiel du logiciel PVsyst, <https://www.pvsyst.com/fr/>
- [2] J.M. Cottier "centrale photovoltaïque : guide pour le dimensionnement et la réalisation de projet : à l'usage des bureaux d'ingénieurs". Office fédéral des questions conjoncturelles, 1996

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude d'une installation photovoltaïque de 25 MW connectée au réseau électrique.

Dans le cadre de ce travail, nous avons présenté quelques notions sur l'énergie solaire ainsi que le système photovoltaïque et une description des différentes installations photovoltaïques où nous nous sommes intéressés à un système photovoltaïque raccordé au réseau ainsi qu'à la mise en évidence des principales composantes de cette installation, notamment l'étude des onduleurs et les avantages et inconvénient de ce système.

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 d'avoir en plus une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortirait le prix d'investissement initial.

Le dimensionnement et la simulation de ce système ont fait l'objet du troisième et du quatrième chapitre. Les résultats de simulation ont montré que le système étudié garantit les performances souhaitées. Nous avons constaté que les résultats de dimensionnement obtenus dans le troisième chapitre, se ressemblent à ceux obtenus par le logiciel Pvsyst, cela montre l'efficacité de la méthode suivie pour le dimensionnement de notre système.

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, à cet effet le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier et en prenant en compte des pertes dans le système, des données météorologiques et aussi de l'état de l'art des composants afin d'estimer sa rentabilité économique et améliorer son rendement.

Nous avons donc, au long de ce travail, investi un domaine qui reste nouveau pour nous et qui promet un avenir sûr ainsi qu'une assurance dans le domaine de l'énergie aux générations futures.

Pour mettre en pratique cette installation photovoltaïque, il se dégage quelques perspectives intéressantes :

- Etude de la partie câblage de l'installation (choix de la matière, longueur et section des câbles).

- Dimensionnement des dispositifs de protection afin de protéger l'installation contre les défauts électriques.

Annexes

Annexes

Annexe I: Caractéristiques du module photovoltaïque Jinkosolar JKM585M-7RL4-V

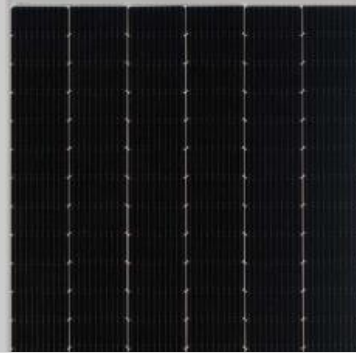
www.jinkosolar.com



TR 78M 570-590 Watt Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology
Positive power tolerance of 0~+3%

TIGER Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.59%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

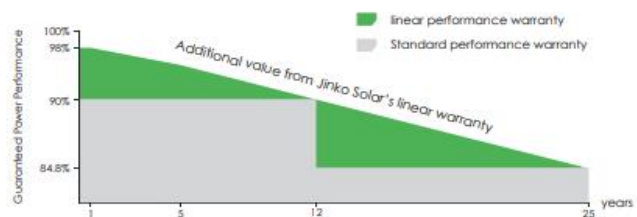


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



SPECIFICATIONS

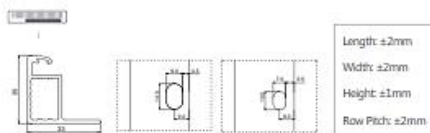
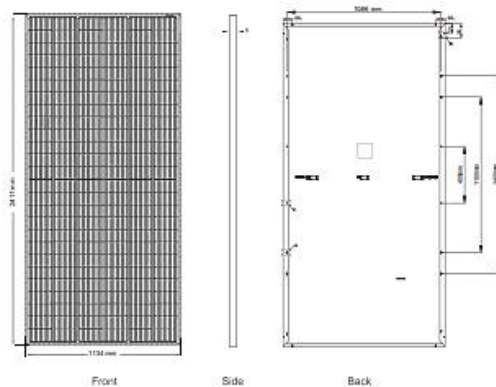
Module Type	JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V		JKM590M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp	590Wp	438Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V	44.22V	41.18V	44.33V	41.29V
Maximum Power Current (Imp)	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A	13.23A	10.57A	13.31A	10.63A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V	53.42V	50.42V	53.53V	50.52V
Short-circuit Current (Isc)	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A	13.91A	11.23A	13.99A	11.29A
Module Efficiency STC (%)	20.85%		21.03%		21.21%		21.40%		21.59%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM570-590M-7RL4-V-A1-EN

Engineering Drawings

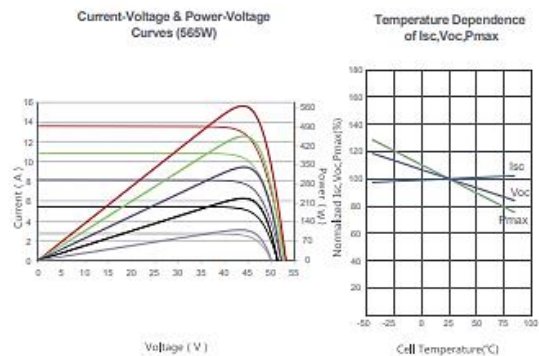


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

Annexe II : Caractéristiques de l'onduleur SMA Sunny Central 800CP-JP



SUNNY CENTRAL 800CP-JP



Outdoor

- Compact and weatherproof enclosure for outdoor installation
- OptiCool™ cooling system for ambient temperatures of up to 62 °C

Efficient

- Peak efficiency of 98.6 %
- Higher profit thanks to low self-consumption

Durable

- Resistant to salt corrosion
- Resists sand and dust
- Suitable for all climate zones

Reliable

- High operational safety and easy to maintain
- Powerful grid management functions (including FRT)

SUNNY CENTRAL 800CP-JP

The perfect solution for PV power plants in Japan

The durable and high-performance Sunny Central 800CP-JP guarantees maximum yields in all climate zones. This has been clearly demonstrated in numerous stress tests. With the integrated OptiCool™ cooling system, the Sunny Central 800CP-JP can continue to feed solar power into the power distribution grid even at ambient temperatures up to 62 °C. The compact and durable enclosure for the equipment allows easy and uncomplicated outdoor installation – without complex enclosures and external cooling systems. This significantly reduces costs and self-consumption. With its comprehensive grid management functions, the Sunny Central 800CP-JP already fulfills future requirements for grid operators. The Sunny Central 800CP-JP is also available with the option noise reduction.

SUNNY CENTRAL 800CP-JP

WITH OPTION NOISE REDUCTION

Technical data	Sunny Central 800CP-JP
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	898 kW
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (50 Hz) / MPP voltage range (60 Hz)	583 V - 850 V ¹ / 583 V - 850 V ¹
DC voltage range (50 Hz) / DC voltage range (60 Hz)	530 V - 850 V / 530 V - 850 V
Rated input voltage	641 V
Max. input current	1400 A
V_{MPPmin} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V (50 Hz) / 530 V (60 Hz)
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
Output (AC)	
Rated power (@ 25 °C) / Nominal AC power (@ 50 °C)	880 kVA / 600 kVA
AC nominal voltage / range	360 V / 324 V - 414 V
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V
Max. output current	1411 A
Max. THD	< 3 %
Power factor at rated power/adjustable shift factor	1 / 0.9 leading - 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency²	
Max. efficiency / European weighted efficiency / CEC efficiency	98.3 % / 98.1 % / 98.0 %
Protective devices	
Input-side disconnection device	Motor-driven DC switch disconnecter
Output-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning protection level III
Grid monitoring	●
Stand-alone grid detection	active, passive
Ground-fault monitoring/remote-controlled ground-fault monitoring	○ / ○
Insulation Monitoring	○
Surge arrester for communication interface/string current monitoring	○ / ○
Surge arrester for auxiliary supply	Type I and type II surge arrester
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 1210 mm
Weight	1822 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +62 °C
Noise emission ³	54 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁴ / consumption (night)	1900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)
Cooling concept	Optical
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529 / to IEC 60721-3-4)	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application	In unprotected outdoor environments
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % ... 95 %
Max. operating altitude above MSL	2000 m
Fresh-air consumption	3000 m ³ /h
Features	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / Ring terminal lug
Display	HMI touchscreen
Communication protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
Communication Sunny String-Monitor	RS485
Color enclosure, door, base, roof, silencer	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004 / 7035
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. FRT)
Certificates and approvals (additional on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, CE-conformity, Renewable Energy Source Act-compliant, BDEW-MSRL / JETGR0002-1-2.0 [2011] / JETGR0003-1-2.0 [2011] ⁵ Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007
● Standard feature ○ Optional feature – Not available	
Type designation	SC 800CP-10-JP

SUNNY CENTRAL 800CP-JP

Technical data	Sunny Central 800CP-JP
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	898 kW
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range (50 Hz) / MPP voltage range (60 Hz)	583 V - 850 V ¹⁾ / 583 V - 850 V ¹⁾
DC voltage range (50 Hz) / DC voltage range (60 Hz)	530 V - 850 V / 530 V - 850 V
Rated input voltage	641 V
Max. input current	1400 A
V_{MPPmax} at $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V (50 Hz) / 530 V (60 Hz)
Number of independent MPP inputs	1
Number of DC inputs	9
Output (AC)	
Rated power (@ 25 °C) / Nominal AC power (@ 50 °C)	880 kVA / 800 kVA
AC nominal voltage / range	360 V / 324 V - 414 V
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz
Rated frequency / rated grid voltage	50 Hz / 360 V
Max. output current	1411 A
Max. THD	< 3 %
Power factor at rated power/adjustable shift factor	1 / 0.9 leading - 0.9 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency²⁾	
Max. efficiency / European weighted efficiency / CEC efficiency	98.6 % / 98.4 % / 98.5 %
Protective devices	
Inputs-side disconnection device	Motor-driven DC switch disconnecter
Outputs-side disconnection device	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning protection level III
Grid monitoring	●
Stand-alone grid detection	active, passive
Ground-fault monitoring/remote-controlled ground-fault monitoring	○ / ○
Insulation Monitoring	○
Surge arrester for communication interface/string current monitoring	○ / ○
Surge arrester for auxiliary supply	Type I and type II surge arrester
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm
Weight	approx. 1800 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +62 °C
Noise emission ³⁾	61 db(A)
Max. self-consumption (operation) ⁴⁾ / consumption (night)	1900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400 V (3/N/PE)
Cooling concept	Optical
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529 / to IEC 60721-3-4)	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application	In unprotected outdoor environments
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 % ... 95 %
Max. operating altitude above MSL	2000 m
Fresh-air consumption	3000 m ³ /h
Features	
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / Ring terminal lug
Display	HMI touchscreen
Communication protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus
Communication Sunny String-Monitor	RS485
Color enclosure, door, base, roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. FRT)
Certificates and approvals (additional on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, CE-conformity, Renewable Energy Source Act-compliant, BDEW-MSRL / JETGR0002-1-2.0 (2011) / JETGR0003-1-2.0 (2011) ⁵⁾ Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007
● Standard feature ○ Optional feature – Not available	
Type designation	SC 800CP-10JP

1) At 1.05 $V_{AC, nom}$ and $\cos \varphi = 1$ and Nominal power P_{nom}

2) Efficiency measured without internal power supply

3) Sound pressure level at a distance of 10 m

4) Self-consumption at rated operation

5) Type-tested by the manufacturer in accordance with JET (Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories Foundation)