République Algérienne démocratique Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Yahia Fares de Medea



Faculté de la Technologie

Département de Génie électrique et Informatique

Spécialité : Energies renouvelable

Mémoire de Master Académique

Sur le thème :

Modélisation et Dimensionnement d'un Système Photovoltaïque avec deux Technologies

Présenté par : - **BENZINEB Abdelnour**

- **BENMAMI Ayman**

Encadré par : **Mr FERRAI Ahmed**

Année universitaire

2016/2017

Liste des figures

Figure I.1*: Schéma d'un système photovoltaïque* 4

Figure I. *2 : Puissance installée centrales PV dans le monde [6]* 4

Figure I. *3 : schéma de la puissance des énergies renouvelables en Algerie.* 5

Figure I. *4 : schéma de l'objectif en énergie renouvelables en Algerie* 6

Figure I. *5 : Schéma différant type photovoltaïque (cellule, module et panneaux).* 6

Figure I. *6 : Principe de fonctionnement de la cellule PV.* 7

Figure I. *7 : Les différentes technologies photovoltaïques [2].* 7

Figure I. *8 : Caractéristique I =f (V) d'un module photovoltaïque.* 9

Figure I. *9 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique I=f(V).* 9

Figure I. *10 : L'influence de l'éclairement sur la caractéristique P=f(V)* 10

Figure I. *11 : L'influence de la température sur la caractéristique I=f(V).*..... 10

Figure I. *12 : L'influence de la température sur la caractéristique P=f(V).*..... 11

Figure I. *13 : Association de N modules solaires en série*..... 12

Figure I. *14 : Association de Np modules solaires en parallèle* 12

Figure I. *15 : Association mixte Ns x Np modules solaires.* 13

Figure I. *16 : Exemple de la structure d'un système PV autonome* 14

Figure I. *17 : Exemple d'un système PV connecté au réseau [7]* 14

Figure I. *18 : schéma d'un système PV un seul étage…*..... 15

Figure I. *19 : Schéma bloc d'une chaîne de conversion à deux étages.* 16

Figure I. *20 : Nouvelle structure de conversion multi-étages mixte.* 16

Figure II.1: Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque. 19

Figure II. 2 : Symbole d'un convertisseur DC-DC. 24

Figure II. 3 : Schéma électrique d'un hacheur buck. 25

Figure II. 4 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck 26

Figure II.5 : Schéma électrique d'un hacheur buck fermé 26

Figure II. 6 : Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert. 27

Figure II. 7 : Schéma électrique d'un hacheur boost 27

Figure II. 8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost. 28

Figure II.9 : Schéma électrique d'un hacheur boost fermé. 28

Figure II. 10 : Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert 29

Figure II. 11 : Onduleur triphasé à cinq niveaux à structure NPC. 31

Figure II. 12 : Interrupteur bidirectionnel équivalent du paire transistor–diode. 32

Figure II. 13 : Structure d'un bras d'onduleur à cinq niveaux. 32

Figure II. 14 : Différentes configurations pour un bras l'onduleur à cinq niveaux. 33

Figure II. 15 : Organigramme de l'algorithme P&O. 40

Figure II. 16 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT. 42

Figure III.1 : Interface du logiciel PVSYST 46

Figure III.2 : Les étapes de simulation avec PVSYST 48

Figure III.3: Carte interactive 49

Figure III.4 : Paramètres du site géographique 50

Figure III.5. Trajectoires du soleil à MEDEA 51

Figure III.6 : Orientation et inclinaison du système PV 52

Figure III. 7 Schéma simplifié du système PV raccordé au réseau (PVSYST). 52

Figure III.8 : Définition du projet couplé au réseau 53

Figure III.9 : Dimensionnement des onduleurs et des panneaux PV 54

Figure III.10. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium polycristallin. 55

Figure III.11 : Paramètres de simulation de la chaîne poly-cristallin 56

Figure III.12 : Principaux résultats de simulation d'un système PV 57

Figure III.13. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système *PV* p-cris 58

Figure III.14. Energie utile produite par le système *PV* poly-cristallin (à la sortie de l'onduleur) ..58

Figure III.15. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux. 60

Figure III.16. Distribution annuelle de l'irradiance incidente. 60

Figure III.17 Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV. 61

Figure III.18 Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV Poly-Cristallin 61

Figure III.19. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules à Monocristallin. 62

Figure III.20 Energie utile produite par le système PV 64

Figure III.21. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV 64

Figure III.22. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux. 66

Figure III.23. Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV Mono-cristallin 66

Figure III.24. Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système *PV* Mono-Cristallin 67

Figure III.25 : Énergie électrique générée par les trois types de panneaux PV 68

Liste des Tableaux

Tableau II.1 : Module PV BP MSX120 datasheet au STC.[Annexe 1] ……..…… 22

Tableau.II.2 : Grandeurs électriques pour chacune des configurations d'un bras k. ……. 34

Tableau II.3 : Résumé du fonctionnement de l'algorithme P&O. ……. 41

Tableau II.4 : Résumé du fonctionnement de l'algorithme IncCond. ……..……... 42

Tableau III.1 : Tableau des Données géographiques ……..…… 50

Tableau III.2 : Diagramme des pertes dans le système PV Poly-cristallin …..……... 59

Tableau III.3. Paramètres de simulation d'un système PV ……..……... 63

Tableau III.4. Principaux résultats de simulation d'un système PV …….……. 64

Tableau III.5. Diagramme des pertes dans le système *PV* Mono-Cristallin ……. 65

Liste des Abréviations

BF	**B**asse **F**réquence.
CPV	**C**oncentrateur **P**hotovoltaïque.
GPV	**G**énérateur Photovoltaïque
FF	**F**ill **F**actor.
HF	**H**aute **F**réquence.
HJ	**H**étéro**j**onction
HIT	**H**eterojunction with **I**ntrinsic **T**hin Layer
MLI	**M**odulation de **L**argeur D'**I**mpulsion
MPPT	**M**aximum **P**ower **P**oint **T**racking
MPT	**M**ax **P**ower **T**racker
OTC	**O**xyde **T**ransparent **C**onducteur.
PV	**P**hotovoltaïque.

Liste des Nomenclatures

C	Rapport de concentration
C_s	Capacité d'une batterie.
CA	Courant Alternatif.
CC	Courant Continu.
E_v	L'énergie de la bande de valence.
E_c	L'énergie de la bande de conduction.
E_g	L'énergie du gap.
E_F	L'énergie du niveau de Fermi
e	Charge de 1'électron.
G	L'irradiation solaire.
I_d	Courant de diode.
I_m	Courant correspond au point de puissance maximale.
I_p	Courant de la cellule photovoltaïque.
I_{ph}	Photo-courant.
I_s	Courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation).
I_{cc}	Courant de court-circuit de la cellule photovoltaïque.
I_{scc}	Courant de court-circuit de n_s cellules photovoltaïques en série.
I_{pcc}	Courant de court-circuit de n_p cellules photovoltaïques en parallèle.
I_{opt}	Courant correspond au point de fonctionnement optimal.
I_0	Courant de saturation de diode
n_s	Nombre des cellules en série.
n_p	Nombre des cellules en parallèle.
P	La puissance fournie par la cellule.
P_c	La puissance crête.

P_{max}	La puissance maximale.
P_{mp}	La puissance maximale de point du fonctionnement du module PV.
P_{nom}	La puissance nominale.
R_p	L'impédance statique optimale.
R_s	La résistance série.
R_{sh}	La résistance shunt.
S	La surface du photo-générateur.
T	La température.
V_d	Tension directe.
V_m	Tension correspond au point de puissance maximale.
V_p	Tension de la cellule photovoltaïque.
V_T	La tension thermique.
V_{co}	Tension en circuit ouvert de la cellule photovoltaïque.
V_{sco}	Tension en circuit ouvert de n_s cellules photovoltaïques en série.
V_{pco}	Tension en circuit ouvert de n_p cellules photovoltaïques en parallèle.
V_{opt}	Tension correspond au point de fonctionnement optimal.
Z_d	L'impédance différentielle.
η	Rendement de conversion.
λ	Longueur d'onde.
γ	Fréquence de l'onde.
q	Charge d'électron $1{,}602.10^{-9}$C.
K_B	La constante de Boltzman

Résumé

العربية

العمل المقدم في هذه المناقشة وبعد تعريف الأنظمة الكهروضوئية ونمذجة العاكس، قمنا التحجيم و دراسة أبعاد نظام الكهروضوئي Monocristallin باستخدام البرمجياتPVSYST و تم دراسة نظام Polycristallin فقط للمقارنة.

استنتجنا أن هذا النوع المستخدم في هذا نظام الكهروضوئي يوفر إنتاج أفضل للطاقة، مما يؤكد قدرة هذه التكنولوجيا من حيث إمدادات الطاقة.

Français

Le travail présenté dans ce mémoire apres la définition des systèmes PV et la modélisation de l'onduleur, on fait le dimensionnement d'un systèmes PV à Silicium Monocristallin en utilisant le logiciel PVSYST et le dimensionnement de système PV à Polycristallin est également effectué pour comparaison.

Nous en déduisons que le système PV à Silicium Monocristallin permet une meilleure production énergétique, ce qui confirme le potentiel de cette technologie en termes d'approvisionnement énergétique.

English

The work presented in this paper after the definition of the PV systems and the modeling of the inverter, we did the dimensioning of a PV systems with Monocrystalline Silicon using the software PVSYST and the dimensioning of system PV Polycrystalline it was just for the comparison.

We conclude that the Monocrystalline Silicon PV system allows better energy production, confirming the potential of this technology in terms of energy supply.

Tableau des matières

Liste des figures V

Liste des tableaux VIII

Liste des abréviations IX

Résumé XII

Tableau des Matières XIII

Introduction générale 1

Chapitre I

Généralité sur les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction 3

I.2 Définition d'un Système PV …..... 3

I.3 Etat et statistique des énergies renouvelable 4

I.3.1 Etat et statistique des énergies renouvelable au monde 4

I.3.2 Etat et statistique des énergies renouvelable en Algerie 5

I.4 Les différentes technologies des cellules photovoltaïques..... 6

I.4.1 Filière du silicium 8

I.4.2 Filière non silicium (composite) 8

I.5 Générateur photovoltaïque et ses performances..... 8

I.5.1 Caractéristique Courant-Tension 8

I.5.2 Influence de l'éclairement et la température sur les courbes I=f(V) et P=f(V) ... 9
I.5.3 Influence de groupement série des cellules PV 11
I.5.4 Influence de groupement parallèle des cellules PV 12
I.5.5 Influence de groupement mixte (Série + Parallèle) des cellules PV 12
I.6 Les différent type des system photovoltaïque 13
I.6.1. Système photovoltaïque autonome 13
I.6.2. Système photovoltaïque connecté au réseau 14
I.7 Les différents types de system PV raccordé au réseau électrique 15
I.7.1. Système PV avec une seule étape (single-stage) 15
I.7.2. System PV avec deux étages (two stage) ……..... 15
I.7.3. Conversion multi-étage..... 16
I.8 Conclusion 16

Chapitre II

Modélisation d'un système photovoltaïque

II.1 Introduction 18
II.2 Modélisation de la cellule PV..... 18
II.2.1 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque..... 18
II.2.2 Courant de court-circuit (Isc) 20
II.2.3. Tension de circuit-ouvert (Vco) 20
II.2.4 Facteur de forme 21
II.3. Modèle du module photovoltaïque 21
II.4. Les Hacheurs 24

II.4.1. Type des hacheurs 24
II.4.2. Hacheur Buck 25
II.4 .2.a Fonctionnement 25
II.4 .2.b Modèle mathématique équivalent 26
II.4.3. Hacheur boost 27
II.4 .3.a Fonctionnement 28
II.4 .3.b Modèle mathématique équivalent 28
II.5. Modélisation de l'onduleur 29
II.5.1. Structure de l'onduleur NPC à cinq niveaux 30
II.5.2. Les différentes configurations d'un bras de l'onduleur NPC à cinq niveaux .33
II.5.3. Modélisation en vue de la commande 34
II.5.4. Commandabilité des convertisseurs statiques 34
II.6. Stratégies de commande de l'onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC.38
II.7 Le Point de Puissance Maximal (MPPT) 38
II.7.1 Différentes techniques du MPPT 38
II.7.2 Perturbation et Observation (P&O) 39
II.7.3 Incrémentale Conductance (IncCond) 41
II.8 Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC 42
II.9 Conclusion 43

Chapitre III

Dimensionnement d'un Système photovoltaïque avec PVSYST

III.1 Introduction 45

III.2 Le logiciel PVSYST 45
III.2.1. Présentation du logiciel 45
III.2.2 .Les menus principaux 46
III.2.2.1 Pré-dimensionnement 46
III.2.2.2 Conception du projet 46
III.2.2.3. Outils 47
III.2.3. Organigramme du processus de simulation PVSYST..... 47
III.3 site d'implantation 49
III.3.1 Données géographique 49
III.3.2 Données météorologiques du site 50
III.3.3 Trajectoire du soleil 51
III.4 Simulation de systèmes PV avec le logiciel PVSYST 51
III.4.1 Orientation des modules PV 51
III.4.2. Schéma du système PV raccordé au réseau 52
III.5 Simulation de systèmes PV couplé au réseau avec silicium Poly-cristallin 53
III.5.1. Définition les paramètres du système 53
III.5.1.1. Caractéristique du module PV silicium Poly-cristallin couplé au réseau…. 54
III.5.1.2. Caractéristiques de l'onduleur 55
III.5.2. Résultats de simulation 57
III.6. Simulation de systèmes Photovoltaïque Mono-cristallin couplé au réseau 62
III.6.1 Paramètres de simulation 62
III.6.1.1. Caractéristique du module PV Mono-cristallin 62
III.6.1.2. Caractéristiques de l'onduleur 62
III.6.2. Résultats de simulation pour l'installation mono-cristalline couplé au réseau. 64

III.6.3. Comparaison des résultats de la simulation 67

III.7. Conclusion 68

Conclusion générale 70

Bibliographie 73

Annexe A 75

Introduction Générale

Les énergies renouvelables sont basées non pas sur l'exploitation d'un stock (pétrole, gaz, charbon, uranium), mais sur celle d'un flux (soleil, vent, eau) [1-3]. Parmi les différentes énergies renouvelables, l'énergie photovoltaïque est potentiellement une source d'énergie inépuisable vue l'énergie envoyée annuellement par le soleil sur la Terre. Les générateurs photovoltaïques (PV) raccordés au réseau constituent la préfiguration des centrales photovoltaïques de demain [3]. L'énorme avantage de ces installations réside dans le fait qu'elles peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries et injecter dans le réseau tous les surplus d'énergie produits, et l'énergie du réseau est utilisée lorsque la production solaire ne suffit pas. Les installations raccordées au réseau peuvent correspondre aux besoins énergétiques d'une famille, d'une entreprise, d'un bâtiment public. En effet, sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. L'intégration des modules PV dans le bâtiment nous permet de réaliser une économie appréciable de terrain [4]. Les paramètres les plus importants de tout projets photovoltaïques sont [2] :

- La surface disponible à équiper ;

- La puissance PV à installer en fonction de la technologie choisie.

Pour un module PV intégré au bâtiment (toiture, façade), le rendement photovoltaïque et donc la technologie du module PV choisie devient un élément déterminant d'une grande importance dans la mesure où la surface disponible est limitée. Dans ce cas, le générateur PV devra produire le maximum d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur [2,4].

Dans ce sens, nous avons effectué une étude comparative entre les résultats de dimensionnement de divers systèmes PV à Silicium Mono-cristallin et Silicium Poly-cristallin dans l e but d'évaluer le potentiel de la technologie de l'installation PV.

Pour ce faire, ce mémoire est établi en trois chapitres :

Le premier chapitre présente une définition sur les systèmes PV avec une état statistique des énergies renouvelable au Monde et en Algerie et une recherche sur les différentes technologie des cellules photovoltaïque Filière silicium et non silicium(composite),les performance des générateurs PV, les types des systèmes photovoltaïque et les différents types des systèmes PV raccordé au réseau.

Dans le deuxième nous avons présenté la modélisation des cellules PV et le modèle du module PV, définition sur les hacheurs et mentionner les types et le principe de fonctionnement de chaque type, nous avons fait modélisation de l'onduleur, structure différentes configurations d'un onduleur NPC cinq niveaux, aussi modélisation en vue de la commande. Définir le point de puissance maximal et ses différentes techniques, et la commande MPPT des convertisseurs.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté le logiciel PVSYST utilisé pour le dimensionnement des systèmes PV. Nous avons ensuite présenté le dimensionnement de chaque technologie du système PV raccordé au réseau objet de notre étude. Après on a regroupé les résultats de simulation de différents systèmes PV ainsi qu'une comparaison entre les mesures de ces deux systèmes. Cette comparaison nous a permis de déterminer la technologie permettant une meilleure production énergétique.

CHAPITRE I

Généralité sur les systèmes photovoltaïques

I.1 Introduction :

L'énergie renouvelable c'est une nouvelle vue mondiale, elle contient plusieurs type (solaire, éolien,…etc.) tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la Terre. Les payés en monde peuvent utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité.

Les modules ou panneaux photovoltaïques sont composés de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement la lumière du soleil en électricité.

Ces modules peuvent s'avérer une source d'énergie qui est sûre, fiable, sans entretien et non polluante pendant très longtemps. La majorité des modules sur le marché aujourd'hui sont pourvus de garanties de plus de 20 ans, et ils fonctionneront bien au-delà de cette période [1].

I.2 Définition d'un système PV :

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne peut pas grand-chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique.

Un système photovoltaïque sera donc constitué du générateur précédemment décrit, généralement associé à l'un ou plusieurs des éléments suivants:

- un système d'orientation ou de suivi (rencontré assez rarement sous nos latitudes),
- une gestion électronique (stockage, mise en forme du courant, transfert de l'énergie),
- un stockage palliant la nature aléatoire de la source solaire,
- un convertisseur DC/AC
- une charge en courant continu basse tension ou en courant alternatif standard. [4]

Les systèmes PV sont classés en fonction de trois types:

- Autonomes.
- Hybrides.
- Reliés au réseau.
- La Choix de type dépend des besoins, d'emplacement et de budget.

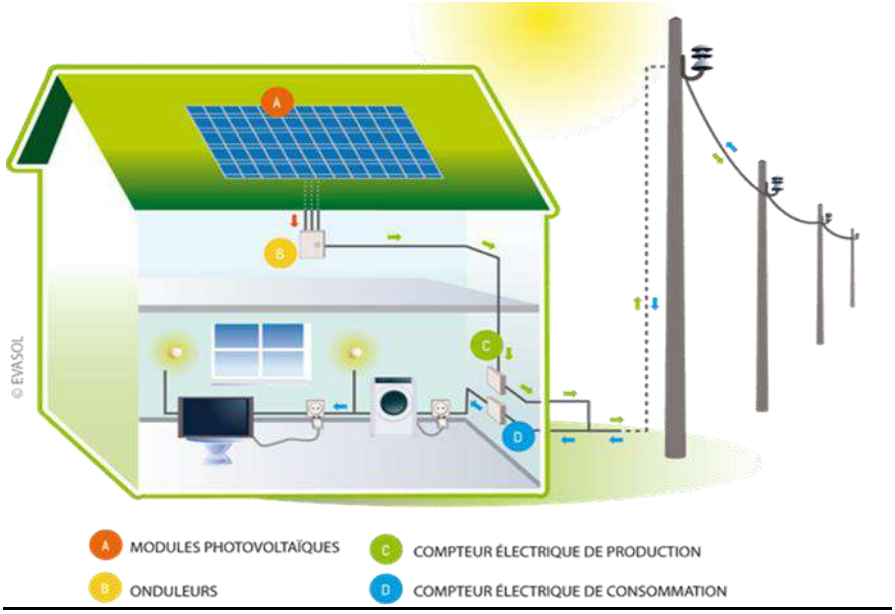
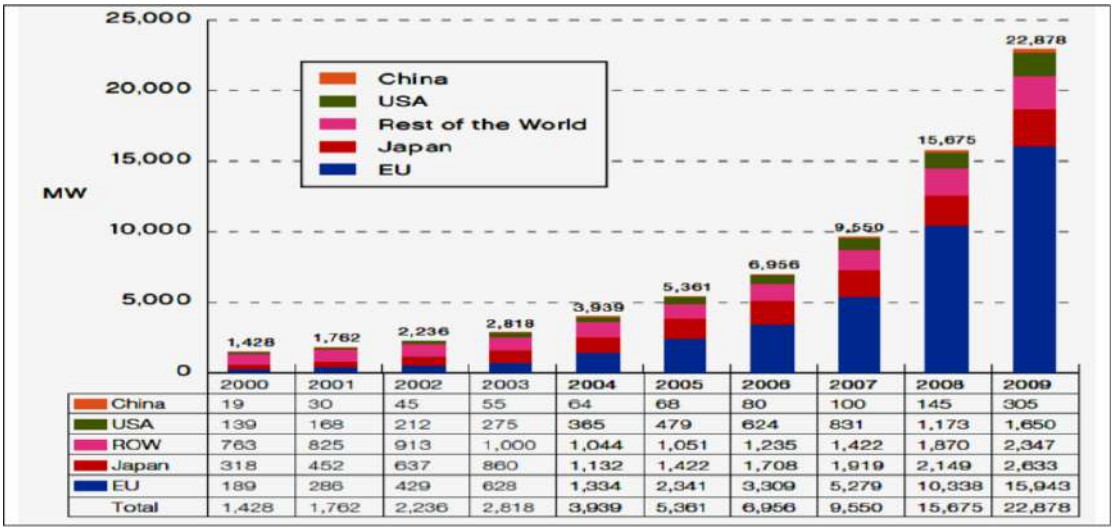


Figure I.1 : Schéma d'un système photovoltaïque

I.3 Etat et statistique des énergies renouvelable :

I.3.1 Etat et statistique des énergies renouvelable au monde :

Dans les dernier Années le monde affiche un manque d'électricité donc les Pey mondiale donne des importances pour les énergies renouvelable (solaire ; éolienne ;…etc.) Permis ces énergie les Pey du 1er monde utiliser le solaire comme une source gratuite à base de l'énergie solaire pour la production d'électricité.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
China	19	30	45	55	64	68	80	100	145	305
USA	139	168	212	275	365	479	624	831	1,173	1,650
ROW	763	825	913	1,000	1,044	1,051	1,235	1,422	1,870	2,347
Japan	318	452	637	860	1,132	1,422	1,708	1,919	2,149	2,633
EU	189	286	429	628	1,334	2,341	3,309	5,279	10,338	15,943
Total	1,428	1,762	2,236	2,818	3,939	5,361	6,956	9,550	15,675	22,878

Figure I.2 : Puissance installée centrales PV dans le monde [6]

La ***Figure I.1*** présente l'évolution de la puissance installée cumulée des installations PV dans le monde de 2000 à 2009. Cette figure montre la forte progression des installations PV. À la fin de 2008, cette puissance installée approchait 16 GW, et en 2009 près de 23 GW étaient installés qui produisent environ 25 TWh d'électricité sur une base annuelle. Quatre pays ayant la capacité installée cumulée des systèmes PV plus de 1 GW sont : l'Allemagne (5,3 GW), l'Espagne (3,4 GW), le Japon (2,1 GW) et les Etats-Unis (1,2 GW). Ces pays représentent près de 80% de la capacité installée mondiale. D'autres pays (Australie, Chine, France, Grèce, Inde, Italie, Corée et le Portugal) sont en train d'accélérer dû à la nouvelle politique et au plan de soutien économique.

I.3.2 Etat et statistique des énergies renouvelable en Algerie :

L'Algérie, à l'instar des autres pays du monde, ambitionne de développer le secteur des énergies renouvelables dont la contribution, hors hydraulique, dans le bilan énergétique est quasiment nulle. La production électrique nationale repose presque en totalité sur les combustibles fossiles. Les énergies renouvelables en Algérie est en cours de développement par rapport les années de 90, il existe plusieurs projet installer et en cour de l'installation dans les dernier 5 ans.

De par sa situation géographique, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen et dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169440 TWh/an (évaluation effectuée par satellites par l'Agence Spatiale Allemande DLR), soit cinq mille fois la consommation nationale en électricité. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures par Anet peut atteindre les 3900 heures (Hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m2 est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m2/an au Nord et 2650 kWh/m2/an au Sud du pays. La répartition du potentiel solaire au niveau du territoire algérien est présentée sur la figure I.2, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

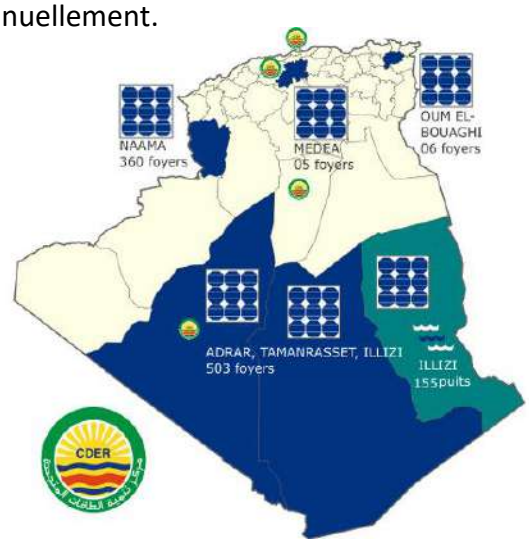


Figure I.3 : schéma de la puissance des énergies renouvelables en Algerie.

Le gouvernement algérien a adopté, récemment, un programme de développement des énergies renouvelables dans une version actualisée qui prévoit de produire 22.000 MW sur la période 2015-2030 avec une part de près de 27% dans la production d'électricité.

La révision de ce programme porte essentiellement sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie et sur le report du développement du solaire thermique (CSP) jusqu'à 2021 en raison de ses coûts encore élevés, précise le ministère.

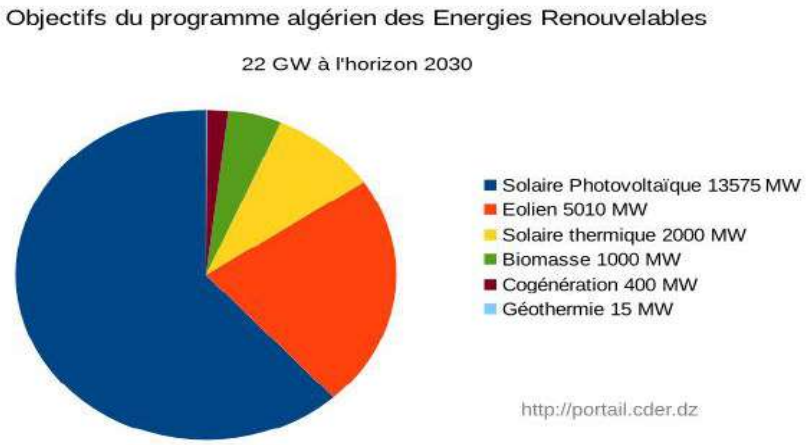


Figure I.4 : schéma de l'objectif en énergie renouvelables en Algerie.

Par filières technologiques, le solaire photovoltaïque participera à la réalisation de ce programme à hauteur de 13.575 MW, l'éolien à 5.010 MW, la biomasse à 1.000 MW, la cogénération à 400 MW et la géothermie à 15 MW.

La réalisation de ce programme permettra d'atteindre, à l'horizon 2030, une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité. En outre, le volume de gaz naturel épargné par les 22.000 MW en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m3, soit un volume équivalent à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

I.4 Les différentes technologies des cellules photovoltaïques :



Figure I.5 : Schéma différant type photovoltaïque (cellule, module et panneaux).

La cellule PV est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière. Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une photopile est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule photovoltaïque produira de l'électricité à courant continu (cc), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la photopile [5].

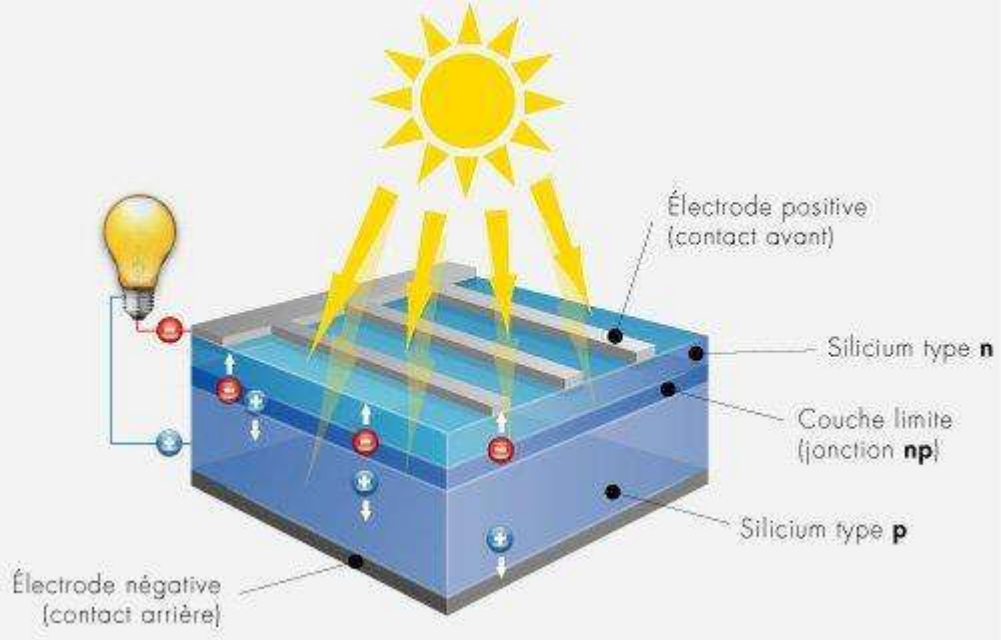


Figure I.6 : Principe de fonctionnement de la cellule PV.

Les différentes technologiques de cellules dépendent des matériaux semi-conducteurs utilisés. Les principaux types sont présentés dans le schéma ci-dessous. Beaucoup sont en phase de recherche et de développement.

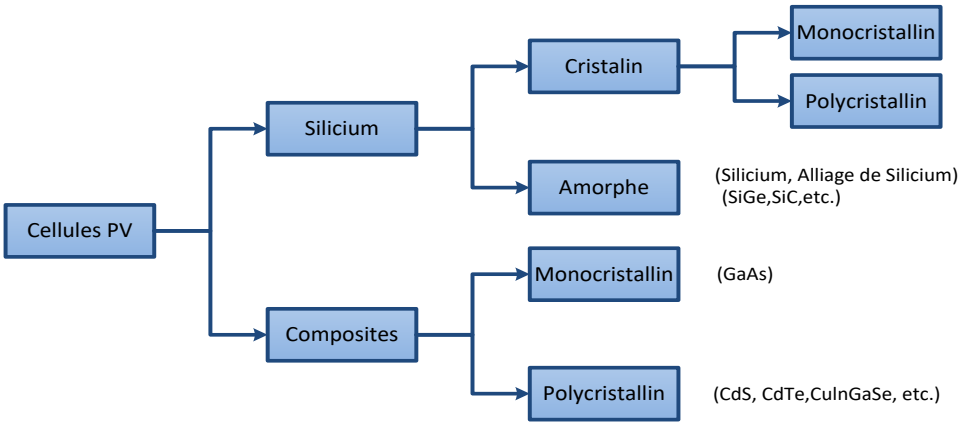


Figure I.7: Les différentes technologies photovoltaïques [2].

I.4.1 Filière du silicium :

Cette filière représente aujourd'hui près de 99% de la production mondiale en termes de matériaux photovoltaïques et comporte [3]:

- Le silicium monocristallin : Qui représente environ 29% du marché photovoltaïque mondial, avec un rendement typiques (pour les produits commerciaux) autour de 17% pour les cellules et de 14,5% pour les modules.
- Le silicium poly-cristallin : Qui représente environ 62% du marché photovoltaïque mondial, avec un rendement typique (pour les produits commerciaux) autour de 14,5% pour les cellules et de 12,5 pour les modules.
- Le silicium amorphe : Avec une épaisseur plus petite, et un coefficient d'absorption plus grand que les filières présentées ci-dessus, le coût du silicium amorphe est réduit mais avec un rendement (pour les produits commerciaux) de 8% ce qui le limite aux applications de très petites puissances.

I.4.2 Filière non silicium (composite) :

Cette filière comporte deux catégories distinctes, à savoir les composites monocristallins (GaAs) et poly-cristallins. Mais deux technologies se sont imposées progressivement, l'une basée sur le tellurure de cadmium (noté CdTe), et l'autre sur les alliages Cu (In, Ga) Se2, (cuivre indium/gallium sélénium noté CIGS) appelées filières CIS pour les rendements records qu'elles présentent de 16,5 % pour CdTe et de près de 20 % pour CIS (19,5 %) [3].

I.5 Générateur photovoltaïque et ses performances :

Un générateur photovoltaïque est un système complet assurant la production et la gestion de l'électricité fournie par les capteurs photovoltaïques et l'énergie est stockée dans des accumulateurs et/ou transformée en courant alternatif suivant le type d'application.

Pour un certain nombre d'applications, le courant continu produit, par le générateur photovoltaïque, est convertit à l'aide d'un onduleur en courant alternatif.

Un module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que: la puissance, le courant de court-circuit Icc ou la tension en circuit ouvert Vco.Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ou plusieurs modules PV en série et /ou en parallèle pour obtenir une puissance, un Icc et un Vco désirés.[5].

I.5.1 Caractéristique Courant-Tension :

La ***Figure I.8*** représente la courbe I=f(V)d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.

L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m2 et une température de 25°C.

Caractéristique réelle

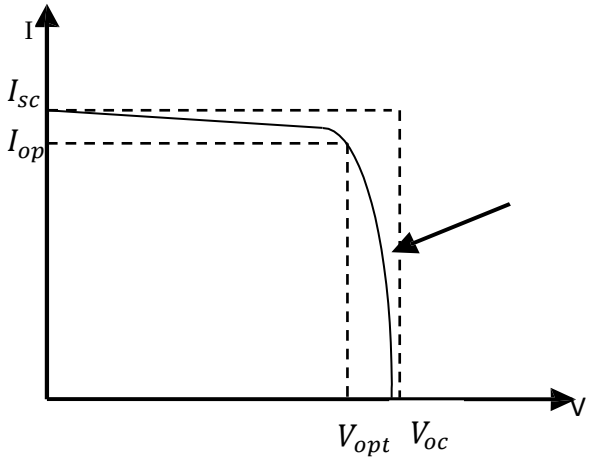


Figure I.8:Caractéristique I =f (V) d'un module photovoltaïque.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un module photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Par conséquent, le module photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point Pm où la puissance se trouve être maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée.

Il est important de noter que certains régulateurs solaires réalisent une adaptation d'impédance afin qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point Pm.

I.5.2 Influence de l'éclairement et la température sur les courbes I=f(V) et P=f(V) :

La ***Figure I.9*** montre l'influence de l'éclairement sur la caractéristique I=f(V). A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement. Car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique.

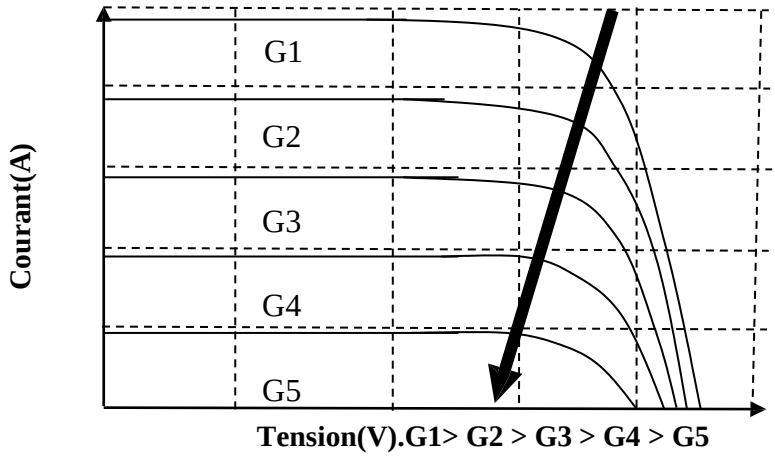
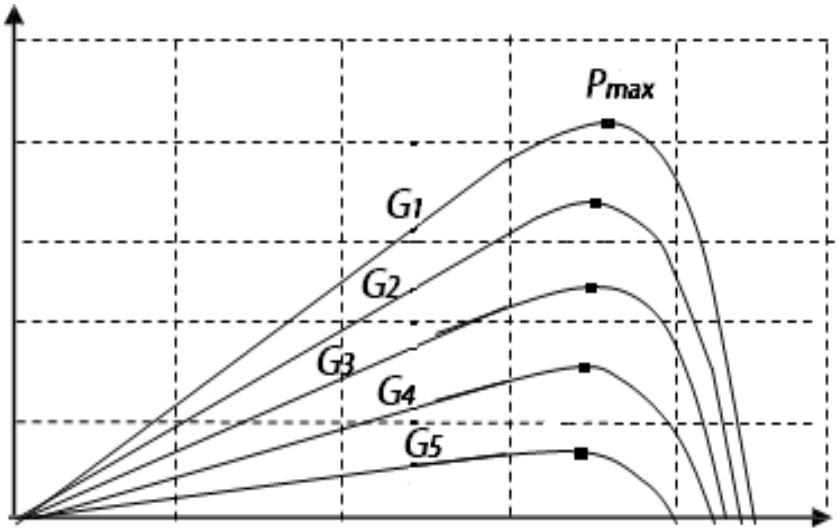


Figure I. 9:L'influence de l'éclairement sur la caractéristique I=f(V).

La ***Figure I.10*** illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs d'éclairement, ce qui nous permet de déduire l'influence de l'éclairement sur la caractéristique P(V).

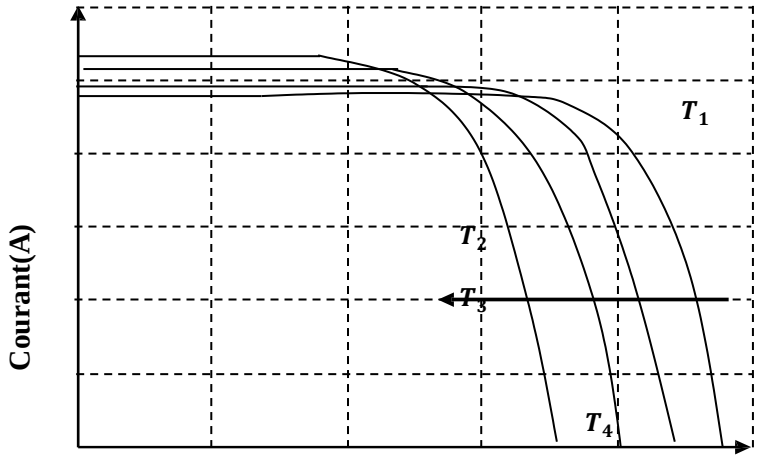


Tension (V).G1> G2 > G3 > G4 > G5

Figure I.10:L'influence de l'éclairement sur la caractéristique P=f(V).

La ***Figure I.11*** montre l'influence de la température sur la caractéristique I=f(V). Il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique I=f(V).

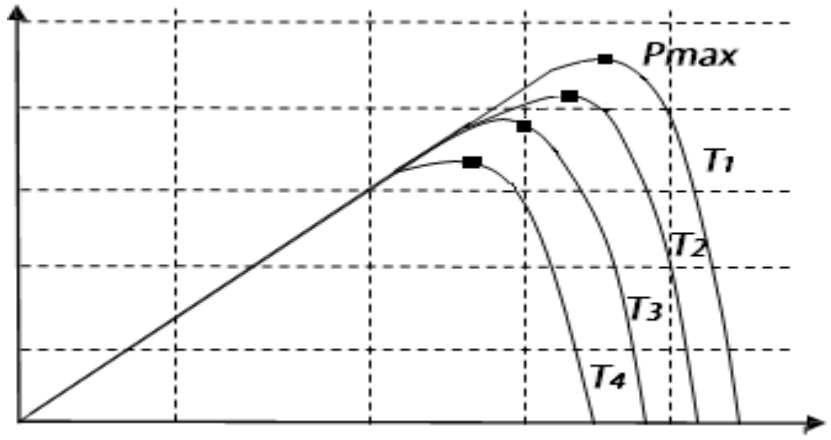
Le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension de circuit ouvre. Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution.



Tension (V) T1 < T2 < T3 < T4

Figure I.11:L'influence de la température sur la caractéristique I=f(V).

La ***Figure I.12*** illustre la variation de la puissance délivrée par le générateur en fonction de la tension pour différentes valeurs de la température, ce qui nous permet de déduire l'influence de la température sur la caractéristique P=f(V).



Tension (V) T1 < T2 < T3 < T4

Figure I. 12:L'influence de la température sur la caractéristique P=f(V).

I.5.3 Influence de groupement série des cellules PV :

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 0.5 W avec une tension de moins d'un volt.
Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau).Un module de 36 cellules en série (Type GTO136 - 80/2) est suffisant pour obtenir une tension compatible avec la charge. Pour avoir plus de tension, il faut assembler Ns modules en série, par contre pour le courant généré, un nombre Np de modules en parallèle permet d'en ajouter, les diodes de protection série et parallèles protègent le circuit contre le retour de courant.

Dans un groupement en série ***Figure I. 13***, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné.

$$Vsco = Ns\ Vco \quad \textbf{(I.1)}$$

$$Issc = Isc \quad \textbf{(I.2)}$$

Où
Issc : le courant de court-circuit du groupement série.
Isc: le courant de court-circuit.
Vsco : la tension de circuit ouvertdu groupement série.
Ns : le nombre des cellules en série.
Vco: la tension de circuit ouvert.

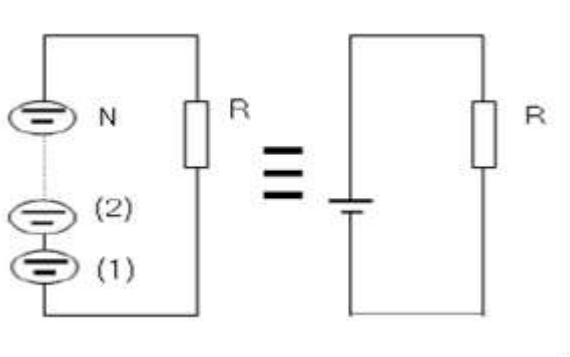


Figure I. 13:Association de N modules solaires en série.

I.5.4 Influence de groupement parallèle des cellules PV :

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle ***Figure I.14***, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée.

$$Ipsc = Np\ Isc \quad (I.3)$$

$$Vpc = Vco \quad (I.4)$$

Où

Ipsc: le courant de court-circuit du groupement parallèle.

Np : le nombre des cellules en parallèle.

Vpco : la tension de circuit ouvertdu groupement parallèle.

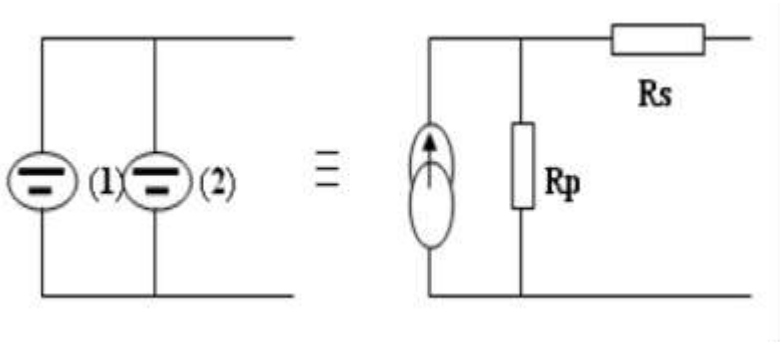


Figure I. 14:Association de Np modules solaires en parallèle.

I.5.5 Influence de groupement mixte (Série + Parallèle) des cellules PV :

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques ***Figure I.15***.La caractéristique électrique globale courant/tension du GPV se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport ns parallèlement à l'axe des tensions et de rapport np parallèlement à l'axe des courants.

$$Igsc = Np.Icc \quad (I.5)$$

$$Vgco = NsVco \quad (I.6)$$

Où

Igsc :le courant de court-circuit du groupement mixte.

Vgco :la tension de circuit ouvertdu groupement mixte.

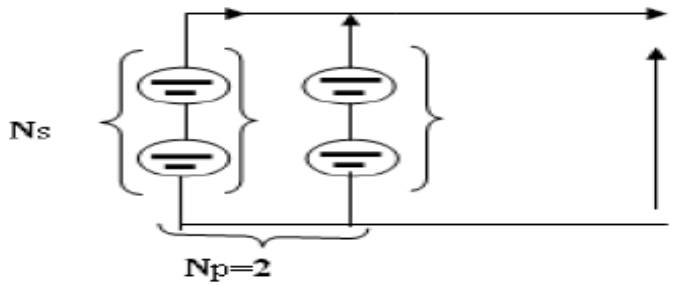


Figure I. 15:Association mixte Ns x Np modules solaires.

I.6 Les différant type des system photovoltaïque :

Bien que fondamental dans la chaîne que représente un système, le module photovoltaïque à lui seul ne vaut pas grand-chose : pour répondre à un besoin défini, il faut en fait l'associer étroitement à un système complet correspondant à une application bien spécifique.

Les systèmes PV sont classés en deux grandes catégories selon la manière dont l'énergie est utilisée:

- Systèmes isolés et autonomes.
- Systèmes raccordés au réseau.

La Choix de type dépend des besoins, d'emplacement et de budget.

I.6.1 Système photovoltaïque autonome :

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter un ou plusieurs consommateurs situent dans une zone isolée du réseau électrique. Comme on le remarque sur la ***Figure I.9*** qui représenté l'exemple d'un système PV autonome, un système de stockage est associeaux générateurs PV pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production.

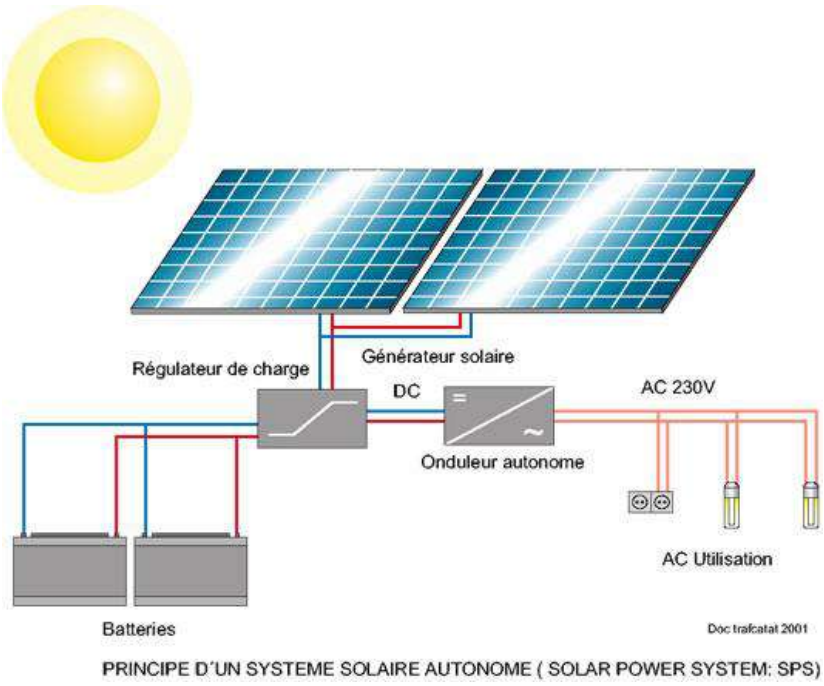


Figure I.16 : Exemple de la structure d'un système PV autonome

I.6.2 Système photovoltaïque connecté au réseau :

La ***Figure I.10*** représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue électrique, l'énergie produite par les modules est directement consommée par les Charges locales de l'habitat. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation Instantanée est injecte sur le réseau. Le réseau est utilisé en appoint à la production PV.

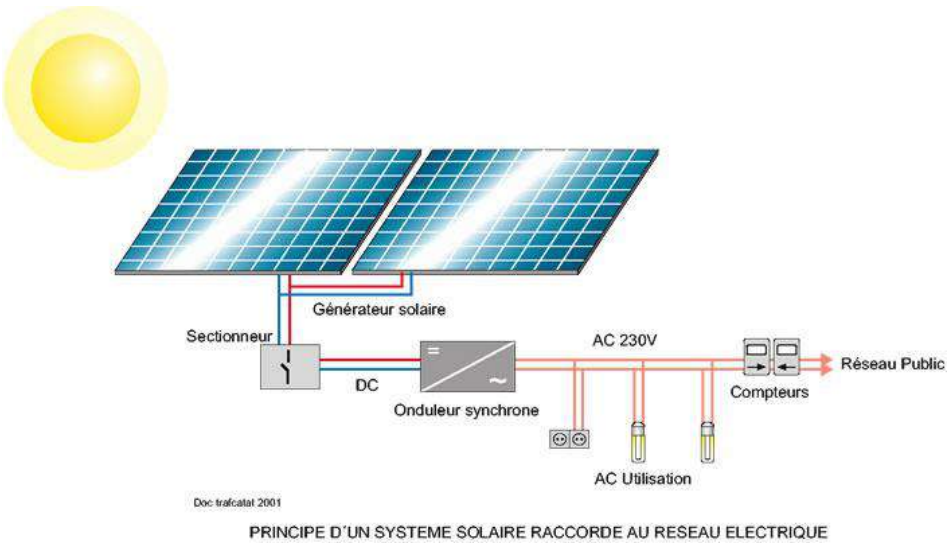


Figure I. 17 : Exemple d'un système PV connecté au réseau [7]

I.7 Les différents types de system PV raccordé au réseau électrique :

Il existe plusieurs méthodes pour connecter lepanneau solaire. La grille peut être directement liée à elle ou la charge elle-même. La topologie du le système PV détermine le type d'interface convertisseur qui doit être utilisé. Ça dépendla configuration, le coût et l'objectif d'efficacité.

Dans le cas d'un seule étageconfiguration, comme le montre la ***Figure I.18***, l'interface du générateur photovoltaïque à la grille estréalisé avec l'onduleur DC / AC. Les fonctions de l'onduleur DC / AC sont à stimuler le PVtension, suivre le député provincial de la photovoltaïque et de contrôler le courant injecté dans le réseau.

I.7.1 Système PV avec une seule étape (single-stage) :

La conversion se fait en une seule étape, il n'y a pas d'étage d'amplification de la tension. Il faut donc que la tension du champ PV soit suffisante pour que l'onduleur puisse reconstituer la tension du réseau. Dans cette configuration le convertisseur doit assurer toutes les fonctions demandées par une application PV raccordées au réseau (MPPT, anti-îlotage...).

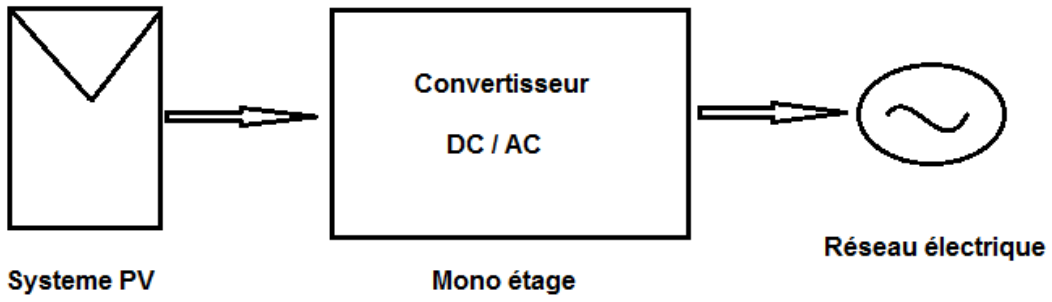
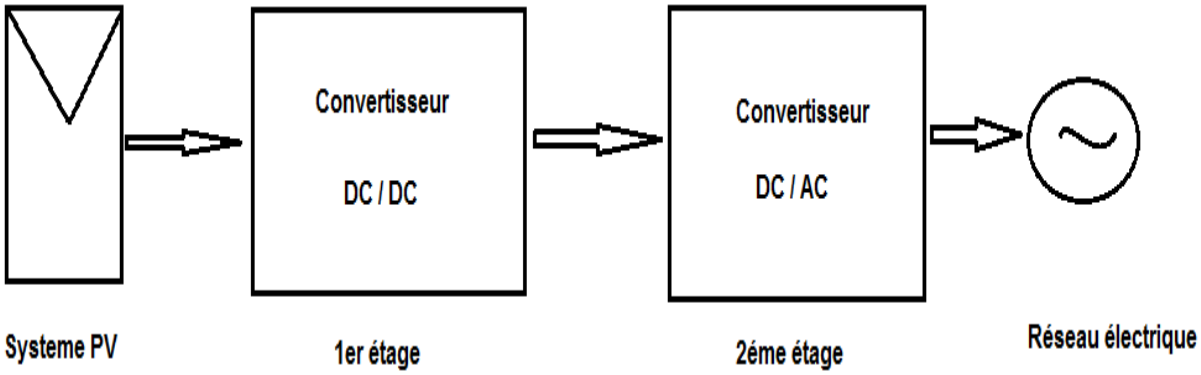


Figure I.18 : schéma d'un système PV un seul étages.

I.7.2 System PV avec deux étages (two stage) :

La conversion peut également être réalisée en deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans cette configuration, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse fabriquer un courant sinusoïdal à la tension du réseau. Les convertisseurs sont reliés par un bus DC. Les fonctions demandées par les applications PV peuvent ici être réparties entre les deux convertisseurs.[6]



FigureI.19:Schéma bloc d'une chaîne de conversion à deux étages.

I.7.3 Conversion multi-étages :

En fait, la gestion multi-étages est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par la chaîne de conversion. Comme illustré en ***Figure I.20***, le principe de la conversion multi-étages est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu.

Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque étage de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le disfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le disfonctionnement d'un seul GPV.

Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque. [5]

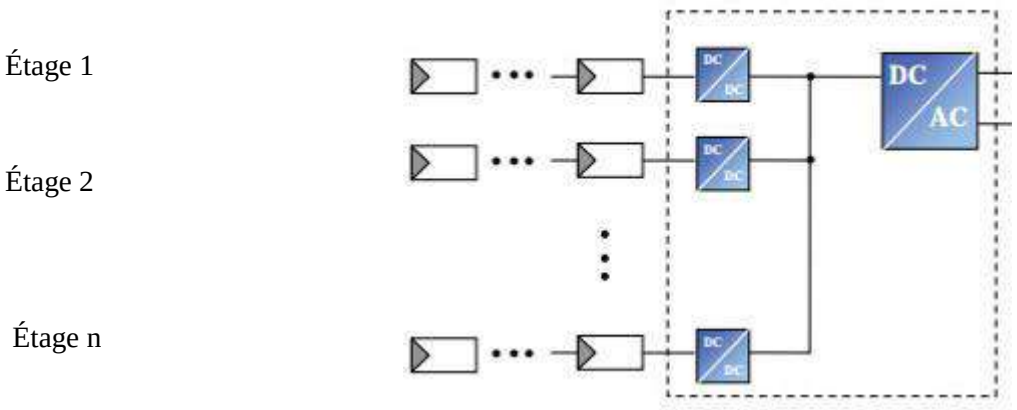


Figure 1-20 : Nouvelle structure de conversion multi-étages mixte.

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque étage possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés

différemment par rapport au reste du système. Soit, une première chaîne à l'Est, une seconde à l'Ouest et la troisième au Sud ou encore avec des inclinaisons différentes.

Cependant, la présence de plus d'un pic sur la caractéristique P(V) d'un étage rend beaucoup plus compliquée la détection du PPM. Un fonctionnement sur un autre point que le PPM, dû à l'erreur de recherche MPPT, conduit à une baisse significative du rendement de cette partie du système global. Pour pallier ces défauts, une nouvelle architecture a été développée sur la base du convertisseur multi-étages.

Ce nouveau concept intègre un convertisseur DC-DC par panneau avec sa propre commande MPPT, ***Figure 1.19***. Généralement, les panneaux solaires sont associés en série afin d'alimenter l'onduleur avec une tension convenable (180V- 500V) et les étages sont ensuite connectés en parallèle afin d'obtenir la puissance désirée. [7]

I.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté le principe de la production photovoltaïque et les principales caractéristiques de cette source. Une présentation et une description sur les différents types de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique sont effectuées. Un état et statistique sur le potentiel des énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie, suivi des diverses topologies de connexion du générateur au réseau étaient présentés. Le chapitre suivant sera consacré à la modélisation des systèmes photovoltaïque.

CHAPITRE II

Modélisation d'un système photovoltaïque

II.1 Introduction :

Comme on a vu dans le chapitre précédent, les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température.

En plus de ces dépendances, le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, la position de ce point de fonctionnement dépendant à son tour de l'ensoleillement et de la température ainsi que de la charge. Pour que le module fournisse sa puissance maximale disponible il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque.

Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC (hacheur) contrôlé par une technique de poursuite «Maximum Power Point Tracking» (MPPT) [8][5].

II.2 Modélisation de la cellule PV:

L'objectif de ce modèle est de représenter le courant du générateur en fonction de sa tension, de la température et de l'éclairement solaire reçu.

Le générateur photovoltaïque consiste en des éléments de base ou modules photovoltaïques. Chaque module est constitué de cellules connectées en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant adéquats.

II.2.1 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque :

Pour trouver le modèle de ce générateur, il faut tout d'abord retrouver le circuit électrique équivalent à cette source. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques, ont été développés pour représenter leur comportement très fortement non linéaire qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leurs réalisations.

Le module fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation d'une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, une résistance série Rs représentant les diverses résistances de contacts et de connexions et une résistance parallèle R P caractérisant les divers courants de fuites dus à la diode et aux effets de bords de la jonction.

Le générateur photovoltaïque est représenté par un modèle standard à une seule diode, établit par shockley pour une seule cellule PV, et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série-parallèle.
On présente le schéma du circuit électrique par la ***Figure II.1*** :

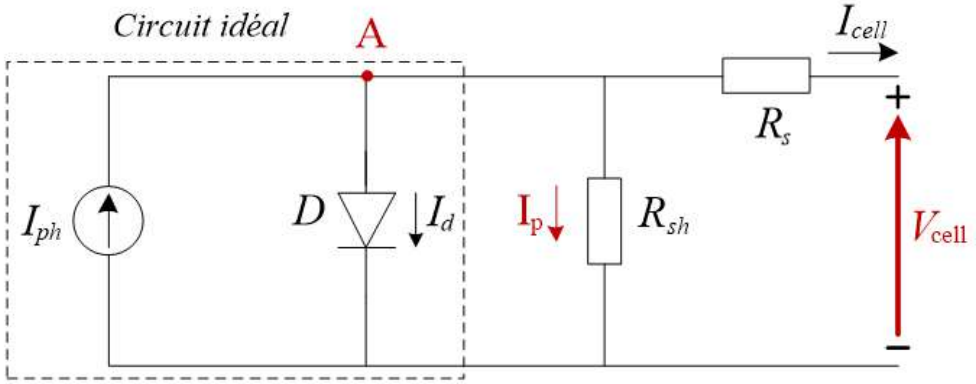


Figure II. 1:Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, (Figure II.1) illustre le schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. En statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [5]:

$$\mathbf{I = I_{ph} - I_d - I_p} \qquad \mathbf{(II.1)}$$

Avec :

I : Le courant fourni par la cellule.

I_{ph}: Photocourant (A).

$I_{sc} = I_{scr}\left(\frac{G}{1000}\right)$: Le courant de court-circuit de référence.

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

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

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

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

Où

e : charge d'électron (1.602 x10-19 C).
K:constante de Boltzmann (1.381 x10-23 J/K).
n : Facteur de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.
T: La température effective de la cellule en kelvin.

En utilisant les équations ci-dessus, on peut en déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque :

$$\mathbf{I = I_{ph} - I_0 \left[e\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V+I.R_s}{R_p}} \quad \textbf{(II.2)}$$

Les paramètres des cellules photovoltaïques (ISC, VOC, ff et h), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

II.2.2 Courant de court-circuit (Isc) :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant V= 0). Dans le cas idéal ($R_s$nulle et $R_p$infinie), ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph}dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (I.1), on obtient:

$$\mathbf{I_{sc} = I_{ph} - I_{sat}\left[e^{\left(\frac{e(I_{sc}*R_s)}{nKT}\right)} - 1\right] - \left(\frac{I_{sc}*R_s}{R_p}\right)} \quad \textbf{(II.3)}$$

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme :

$$\mathbf{I_{sat} = \left[e\left(\frac{e(I_{pV}*R_{ser})}{nkT} - 1\right)\right]} \quad \textbf{(II.4)}$$

DevanI_{ph}, l'expression approchée du courant de court-circuit est alors:

$$\mathbf{I_{sc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1+\frac{R_s}{R_p}\right)}} \quad \textbf{(II.5)}$$

Quantitativement, il a la plus grande valeur du courant généré par la cellule, pratiquement :

$$\mathbf{I_{sc} \cong I_{ph}} \quad \textbf{(II.6)}$$

II.2.3 Tension de circuit-ouvert (Vco) :

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. (C'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque).

$$\mathbf{0 = I_{sc} - I_{sat}\left[e\left(\frac{eV_{pV}}{nKT}\right) - 1\right] - \left(\frac{V_{PV}}{R_p}\right)} \quad \textbf{(II.7)}$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieur à :

$$\mathbf{V_{co} = V_T Ln\left[\frac{I_{ph}}{I_{sat}} + 1\right]} \quad \textbf{(II.8)}$$

Le rendement □□ (efficience) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente il est donné par :

$$\mathbf{n = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{I_{opt}.V_{opt}}{P_{inc}}} \quad \textbf{(II.9)}$$

II.2.4 Facteur de forme :

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF).

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule noté P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{sc} * V_{co}$ .plus la valeur de ce facteur sera grand, plus la puissance exploitable le sera également.

Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromise technologique pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéals.

Il est défini par la relation suivante :

$$\mathbf{FF = \frac{P_{max}}{I_{sc}.V_{co}} = \frac{I_{opt}.V_{opt}}{I_{sc}.V_{co}}} \quad \textbf{(II.10)}$$

II.3 Modèle du module photovoltaïque :

Le modèle suivant utilise une méthode différente pour calculer la série de la résistance et de la résistance parallèle. Par exemple, le BP MSX 120 est fait de cellules solaires (72 nitrure de silicium multi-cristallines) en série et fournit 120 W de puissance maximale nominale. La tension de l'point de puissance maximale est de 33,7 V et courant délivré au point de puissance maximale est de 3,56 A. Les paramètres de la BP MSX120 sont donnés dans le ***tableau II.1, ce qui est essentiel pour modéliser le photovoltaïque.***

Courant de court-circuit I_{sc}	***3.87 A***
Tension de circuit ouvert V_{oc}	***42.1 V***
Courant au pointde puissance maximum I_{MPP}	***3.56 A***
Tension au pointde puissance maximumV_{MPP}	***33.7 V***
Nombre des cellules en série N_s	***72***
Coefficient de température d'I_{sc}	***(0.065±0.015)% °C***
Coefficient de température de v_{oc}	***-(80±10)mV/°C***
Pmax	***120 W***
Courant de saturation renversé de diode I_0	***0.323µ M***
Facteur de qualité de diode A	***1.3977***
Résistance série R_s	***0.473 Ω***
Résistance série R_s	***1367 Ω***

Tableau II.1Module PV BP MSX120 datasheet au STC.[Annexe 1]

Différents modèles de la photovoltaïque sont développés dans la littérature. L'équation suivante sera principalement utilisée dans le présent rapport. Le modèle consiste à trouver la courbe caractéristique du module PV de la fiche technique.

L'équation utilisée pour calculer la courbe I-V est :

$$\mathbf{I_{pv} = I_{ph} - I_0\left[e\left(\frac{V+I.Z.R_s}{nV_T}\right) - 1\right] - \left(\frac{V+I.Z.R_s}{R_p}\right)} \quad \textbf{(II.11)}$$

Avec Z : nombres de cellules

OùI_D , le courant de diode, est donné par l'équation :

$$\mathbf{I_D = I_0\left[e\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1\right]} \quad \textbf{(II.12)}$$

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

$$\mathbf{I_0 = I_{sc}/\left[e\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right) - 1\right]} \quad \textbf{(II.13)}$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie $(R_p = \infty)$l'équation (II.11) devient :

$$\mathbf{I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) - 1 \right]} \quad \textbf{(II.14)}$$

Avec :

I: Le courant fournit par la cellule.

V : La tension à la borne de cellule.

$$\mathbf{I_{pv} = I_{sc} - I_0 \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) - 1 \right]} \quad \textbf{(II.15)}$$

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

$$\mathbf{dI = 0 - I_0 . \left(\frac{dV+R_S.dI}{nV_T} \right) . \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) \right]} \quad \textbf{(II.16)}$$

La résistance série influe largement sur la pente de la courbe des caractéristique I-V au voisinage deV_{oc}.Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$\mathbf{R_S = -\frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_0.e\left(\frac{V+I.R_S}{nV_T}\right)}} \quad \textbf{(II.17)}$$

$$\mathbf{R_S = -\frac{dV}{dI} \Big|_{V_{oc}} - \frac{nV_T}{I_0.e\left(\frac{V+I.R_S}{nV_T}\right)}} \quad \textbf{(II.18)}$$

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

$$\mathbf{x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f\prime(x_n)}} \quad \textbf{(II.19)}$$

Où :

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

x_n : La présente itération.

x_{n+1}: L'itération suivante.

Ainsi, on récrit l'équation (II.14) sous la forme suivante :

$$\mathbf{f(I_{pv}) = I_{sc} - I - I_0 \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) - 1 \right] = 0} \quad \textbf{(II.20)}$$

$$\mathbf{I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) - 1 \right]}{-1 - I_0 . \left(\frac{R_S}{nV_T} \right) . \left[e \left(\frac{V+I.R_S}{nV_T} \right) \right]}} \quad \textbf{(II.21)}$$

En remplaçant dans l'équation (II.15), on calcule le courant (I) par les itérations:

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. V Pour généraliser notre calcul pour différentes éclairements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements. [13]

$$\mathbf{I_{sc}(T) = I_{scr}(T_{ref}).[1 + a(T - T_{ref})]} \quad \textbf{(II.22)}$$

$$\mathbf{I_{sc} = I_{scr}\left(\frac{G}{1000}\right)} \quad \textbf{(II.23)}$$

Où :

I_{scr}: Le courant de court-circuit de référence.

$$\mathbf{I_0(T) = I_0(T_{ref}).\left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n}}.\left[e\left(\frac{-q.E_g}{nk}\right).\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right]} \quad \textbf{(II.24)}$$

Où :

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

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

G : L'irradiation solaire.

II.4 Les Hacheurs :

Le hacheur est un convertisseur continue/continue permettant de convertir une énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) en une énergie continue à un autre niveau de tension (ou de courant). Son utilisation s'avère nécessaire pour stocker l'énergie photovoltaïque dans des batteries, ou pour alimenter une charge continue [13].

Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs [14].

Les hacheurs sont des convertisseurs continus qui procèdent par découpage d'une grandeur d'entrée continue, tension ou courant et dont la grandeur de sortie est également continue ou à faible ondulation [1].

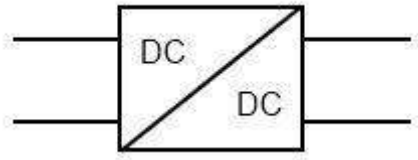


Figure II.2 : Symbole d'un convertisseur DC-DC.

II.4.1 Type des hacheurs :

Nous traitons dans cette partie des convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence d'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer :

- des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant.
- des sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension.

Cela conduit à L'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être. Dans ce cadre, on distingue deux familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs).
hacheur abaisseur (ou buck).
hacheur élévateur (ou boost) [3].

II.4.2 Hacheur Buck :

C'est un convertisseur direct DC-DC. Le convertisseur buck dévolteur peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur dévolteur ou hacheur série. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant.

L'interrupteur K figure (II.3) peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [3].

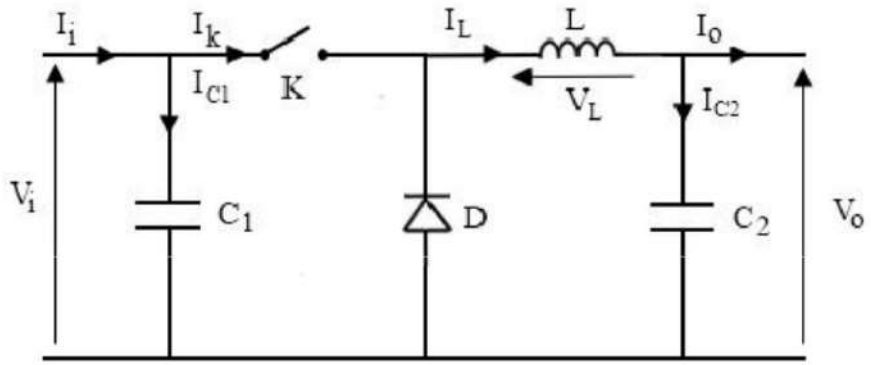


Figure II.3 : Schéma électrique d'un hacheur buck.

a)-Fonctionnement

On note : le rapport cyclique des impulsions qui commandent l'interrupteur. Te : étant la période des impulsions.

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αTe, la tension appliquée aux bornes de la diode. L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpagefe $= \frac{1}{te}$. La source Vi fournit de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps t € [α Te, Te] l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. La tension à ses bornes est donc nulle [3].

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure (II.4) sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle [3].

$$V_o = \alpha . Vi \quad \text{(II.25)}$$

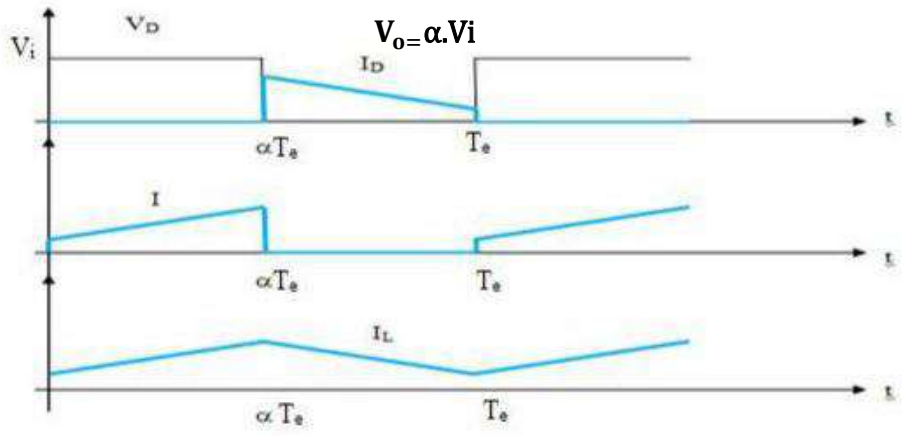


Figure II.4 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck

b) Modèle mathématique équivalent :

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure (II.5) montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure (II.6) représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert pendant (1- α) Te [3].

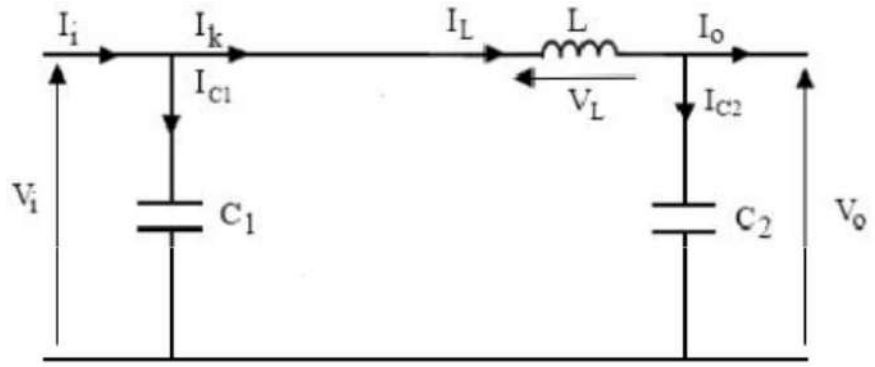


Figure II.5 : Schéma électrique d'un hacheur buck fermé

Lorsqu'on applique la loi de Kirchhoff sur le circuit ci-dessus on aura les équations suivantes :

$$\mathbf{Ic1(t)} = \mathbf{C1}\frac{\mathbf{dVi(t)}}{\mathbf{dt}} = \mathbf{Ii(t)} - \mathbf{Il(t)} \quad \text{(II.26)}$$

$$\mathbf{Ic2(t)} = \mathbf{C2}\frac{\mathbf{dV0(t)}}{\mathbf{dt}} = \mathbf{Ii(t)} - \mathbf{I0(t)} \quad \text{(II.27)}$$

$$\mathbf{Vl(t)} = \mathbf{L}\frac{\mathbf{dIL(t)}}{\mathbf{dt}} = \mathbf{Vi(t)} - \mathbf{V0(t)} \quad \text{(II.28)}$$

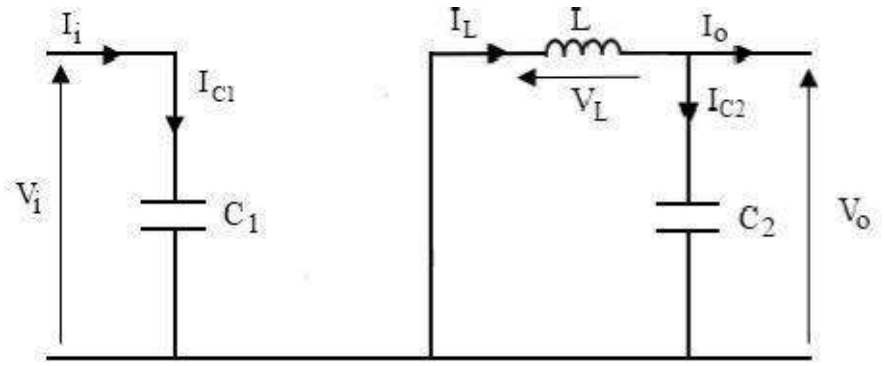


Figure II.6 : Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert.

$$\mathbf{Ic1(t) = C1\frac{dVi(t)}{dt} = Ii(t)} \quad \textbf{(II.29)}$$

$$\mathbf{Ic2(t) = C2\frac{dV0(t)}{dt} = IL(t) - I0(t)} \quad \textbf{(II.30)}$$

$$\mathbf{Vl(t) = L\frac{dIL(t)}{dt} = -V0(t)} \quad \textbf{(II.31)}$$

II.4.3 Hacheur boost :

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [3]. Connu aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est celui de la figure (II.7).

Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [14].

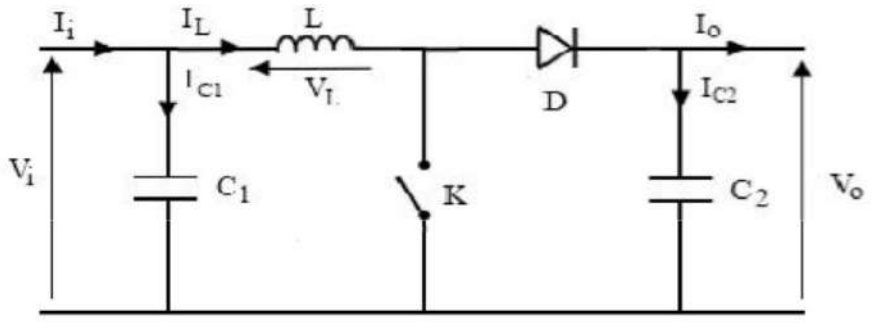


Figure II.7 : Schéma électrique d'un hacheur boost

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée, le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [3]

$$\mathbf{V0\ (\ 1-\alpha)=Vi} \qquad \mathbf{I.25)}$$

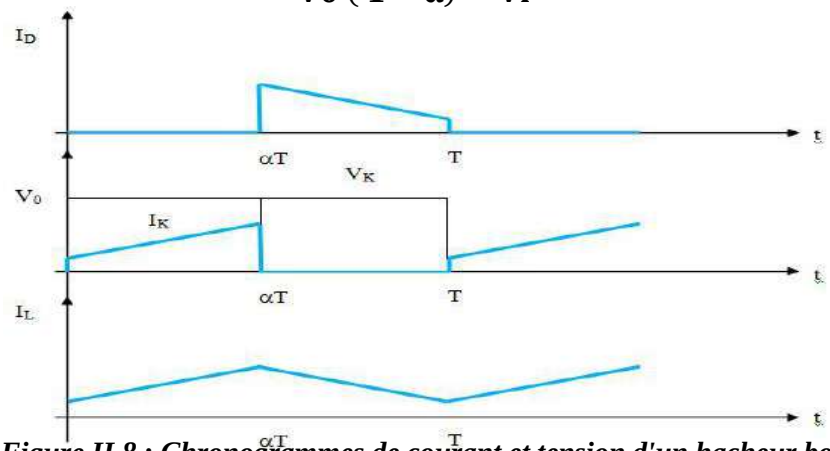


Figure II.8 : Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost.

b) Modèle mathématique équivalent :

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. celui de la figure (II.9) présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c-à-d d'entre [0, αTe][3].

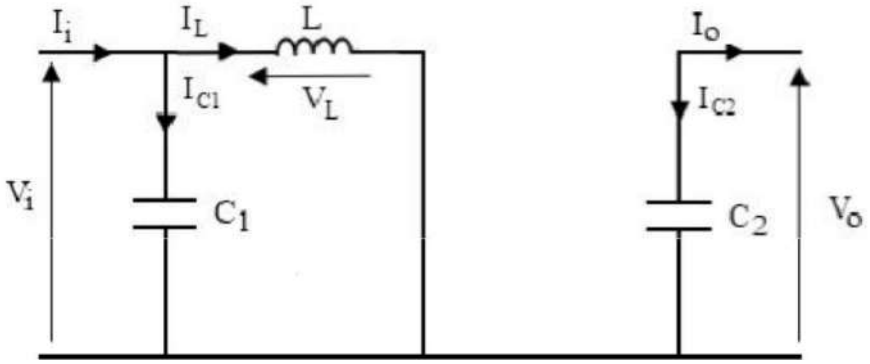


Figure II.9 : Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.

Comme pour le circuit buck, l'application des lois de Kirchhoff sur les circuits deux équivalents des phases de fonctionnement donnent les calcules suivantes :

$$\mathbf{Ic1(t)=C1\frac{dVi(t)}{dt}=Ii(t)-IL(t)} \qquad \mathbf{(II.32)}$$

$$\mathbf{Ic2(t) = C2\frac{dV0(t)}{dt} = -I0(t)} \quad \textbf{(II.33)}$$

$$\mathbf{Vl(t) = L\frac{dIL(t)}{dt} = Vi(t)} \quad \textbf{(II.34)}$$

L'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du Boost est le suivant:

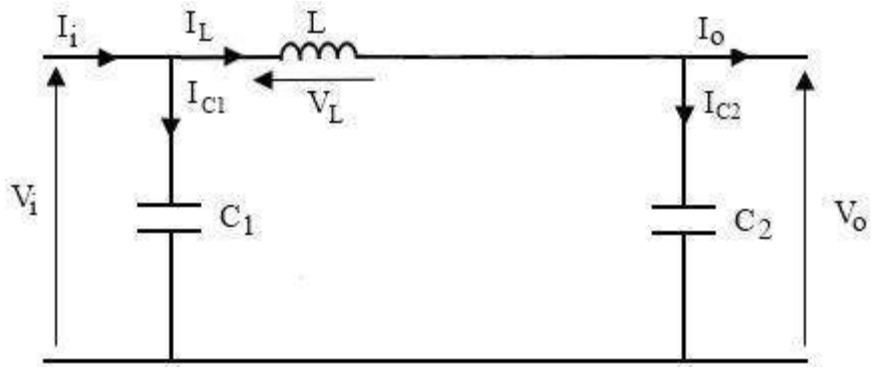


Figure II.10 : Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert

$$\mathbf{Ic1(t) = C1\frac{dVi(t)}{dt} = Ii(t) - Il(t)} \quad \textbf{(II.35)}$$

$$\mathbf{Ic2(t) = C2\frac{dV0(t)}{dt} = IL(t) - I0(t)} \quad \textbf{(II.36)}$$

$$\mathbf{Vl(t) = L\frac{dIL(t)}{dt} = Vi(t) - V0(t)} \quad \textbf{(II.37)}$$

II.5 Modélisation de l'onduleur :

Les onduleurs de tension constituent une fonction incontournable de l'électronique de puissance. Ils sont présents dans des domaines d'application les plus variés, dont le plus connu est sans doute celui de la variation de vitesse des machines à courant alternatif. La forte évolution de cette fonction s'est appuyée, d'une part, sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandables, puissants, robustes et rapides, et d'autre part, sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques dites de modulation de largeurs d'impulsions.

Dans les applications de fortes puissances, la structure des onduleurs à multi-niveaux (3,5,7,….. etc.)est plus adaptée, par rapport à la structure classique, du fait que les tensions et courants de sortie présentent un taux d'harmoniques nettement inférieur. La tension aux bornes de chaque interrupteur est divisée par deux et la fréquence de hachage est plus basse [1- 4].

Dans ce modélisation, nous présentons la structure et ainsi que le modèle de l'onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC

II.5.1 Structure de l'onduleur NPC à cinq niveaux:

Cet onduleur dit à cinq niveaux car il délivre 5 niveaux de tension (+2Uc, +Uc, 0, -Uc et –2Uc). La structure choisie dans ce travail est de l'onduleur de tension triphasé à cinq niveaux à structure NPC (Neutral Point Clamping) [13] [14] (la structure NPC était proposée par NABAE 1981).

La symétrie des onduleurs triphasés à cinq niveaux permet leur modélisation par bras. Ainsi on commencera par définir un modèle global d'un bras sans à priori sur la commande figure II.11. On montrera ensuite comment déduire celui d'un onduleur complet.

La figure II.9 représente l'onduleur de tension triphasé à cinq niveaux NPC :

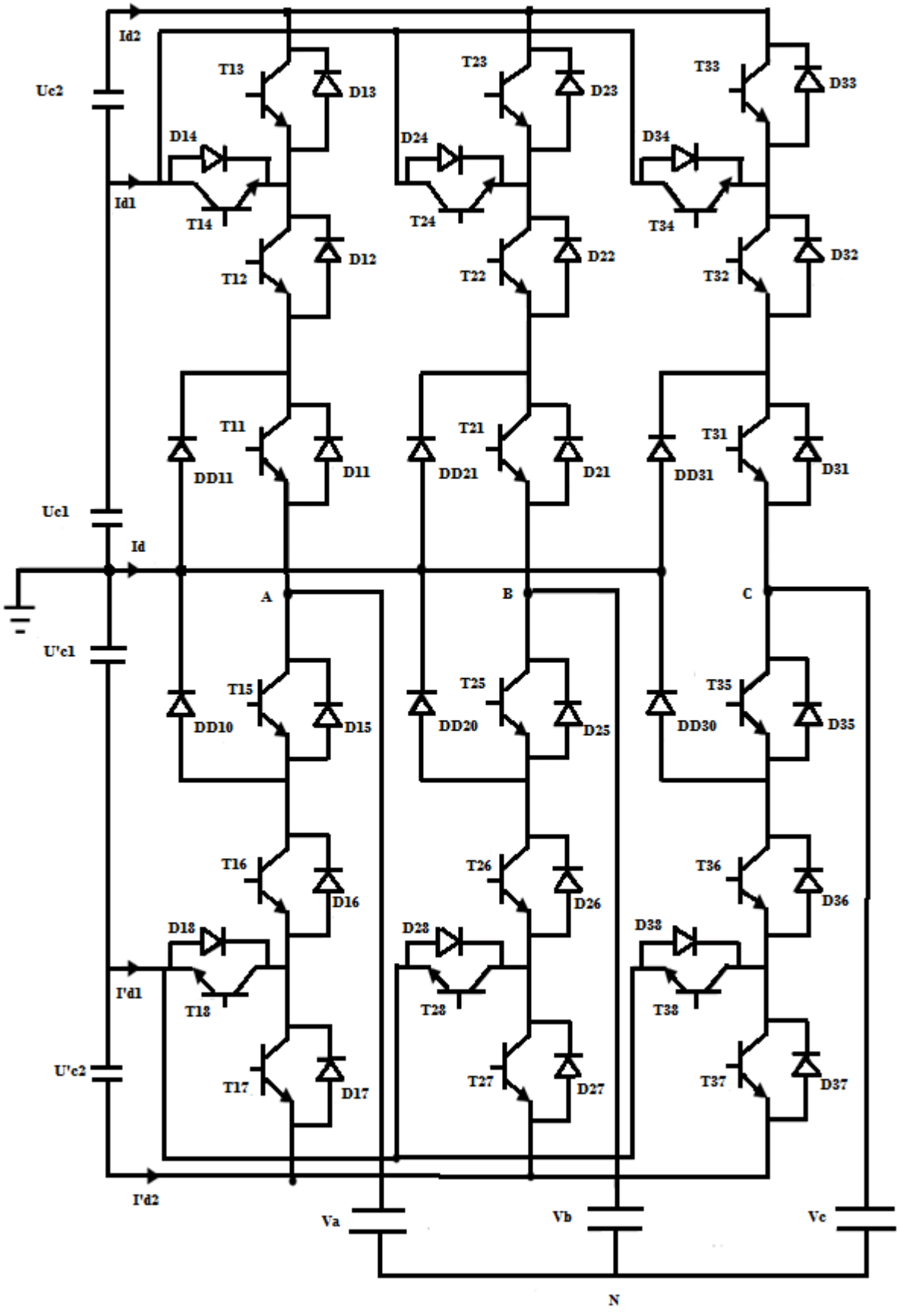


Figure II.11 : Onduleur triphasé à cinq niveaux à structure NPC.

On représente chaque paire transistorT_{Ks}, diode D_{Ks} par un seul interrupteur bidirectionnelTD_{Ks}, figure.II.10.

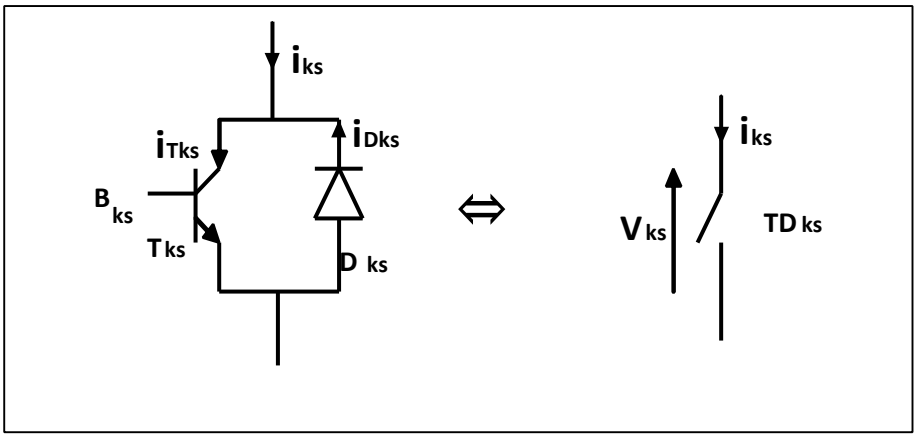


Figure II.12 :Interrupteur bidirectionnel équivalent du paire transistor–diode.

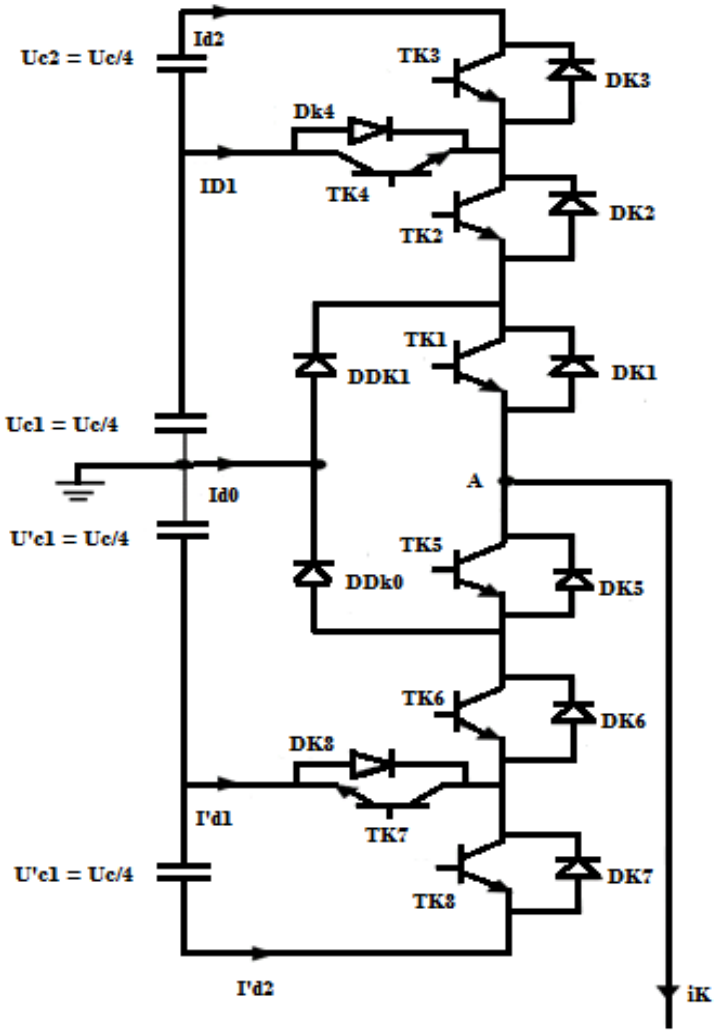


Figure II.13 :Structure d'un bras d'onduleur à cinq niveaux.

II.5.2 Les différentes configurations d'un bras de l'onduleur NPC à cinq niveaux:

Une analyse topologique d'un bras de l'onduleur à cinq niveaux à structure NPC montre sept configurations. Ces différentes configurations sont représentées par la figure II.12,

Les grandeurs électriques caractérisant chacune de ces configurations sont données dans le tableau II.1 avec (M origines des potentiels et V_K le potentiel du nœud kdu bras k).

Pour la configuration E0 le potentiel dépend de la charge de l'onduleur.

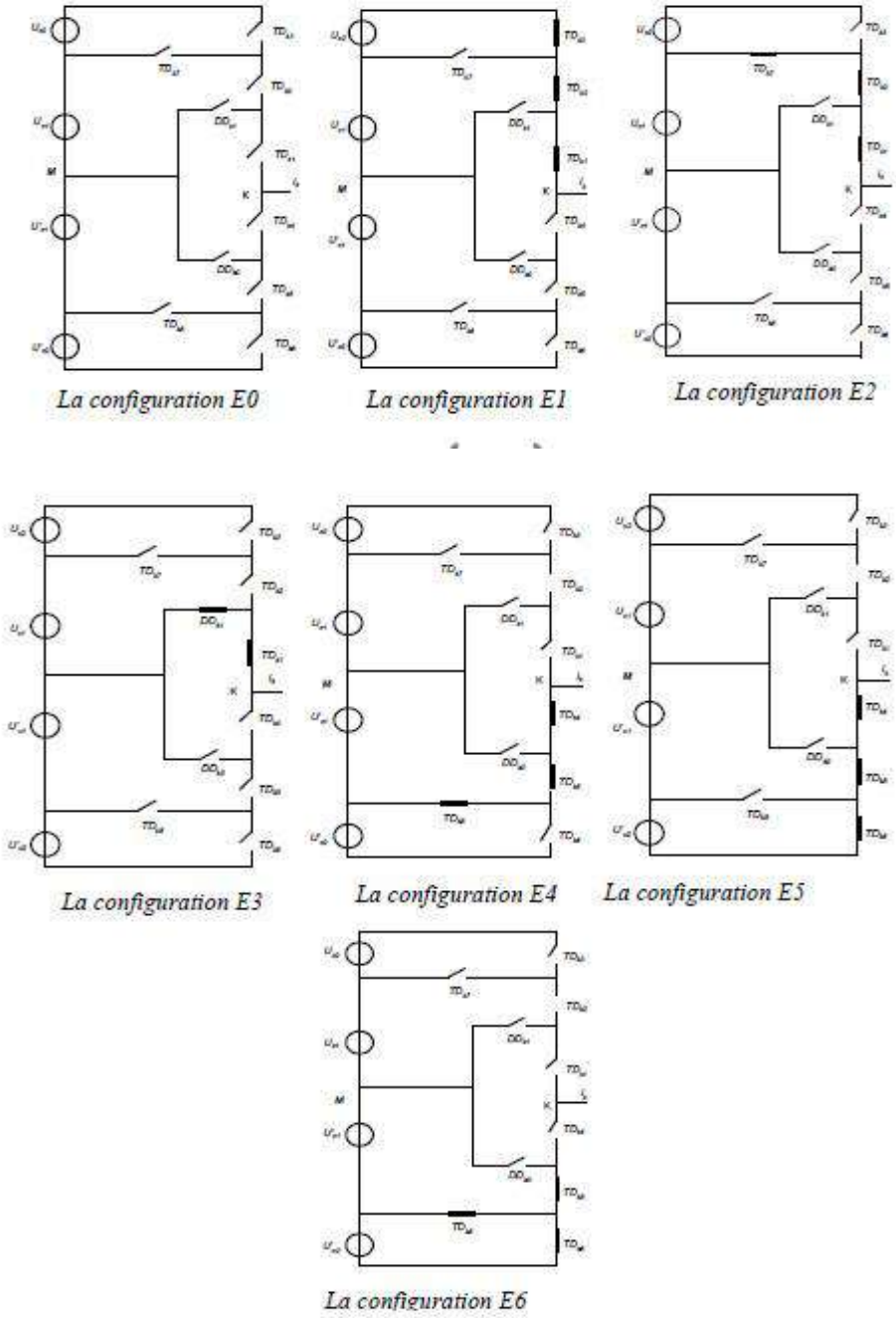


Figure.II.14:Différentes configurations pour un bras l'onduleur à cinq niveaux.

configuration	Grandeurs électriques
$\boldsymbol{E_0}$	$I_k = 0$
$\boldsymbol{E_1}$	$V_{km} = U_{c1} + U_{c2} = 2U_c$
$\boldsymbol{E_2}$	$V_{km} = U_{c1} = U_c$
$\boldsymbol{E_3}$	$V_{km} = 0$
$\boldsymbol{E_4}$	$V_{km} = -U'_{c1} = -U_c$
$\boldsymbol{E_5}$	$V_{km} = -U'_{c1} - U'_{c2} = -2U_c$
$\boldsymbol{E_6}$	$V_{km} = 0$

Tableau.II.2Grandeurs électriques pour chacune des configurations d'un bras k.

II.5.3 Modélisation en vue de la commande :

L'alimentation en tension de l'onduleur est considérée comme parfaite. En pratique cela se traduit par le fait quel que soit le courant $i_K$délivré par cette alimentation, la tension à ces bornes reste constante. $\frac{dU_C}{dt} = 0$Cette tension peut être symétrique ou asymétrique.[13] [14]

Dans notre cas on suppose que$(U_{c1} = U_{c2} = U_{c3} = U_{c3} = U_c)$.

La chute de tension aux bornes des semi-conducteurs est négligeable devant la tension d'alimentation qui est de l'ordre de quelques centaines de volts.

II.5.4 Commandabilité des convertisseurs statiques:

Un convertisseur statique est dit en mode commandable si les transitions entre ses différentes configurations dépendent uniquement de la commande externe et non plus des commandes internes. Nous supposerons dans la suite que cette condition est toujours vérifiée.

Dans ces conditions, on peut définir la notion de connexion.

- **Fonction de Connexion :**

Chaque interrupteur TD_{ks}introduit une fonction de connexionF_{ks}, qui décrit son État ouvert ou fermé ; tel que :

$$\mathbf{TD_{ks}} = \begin{cases} \mathbf{1} & \mathbf{si\ l'interrupteur TD_{ks} ferme} \\ \mathbf{0} & \mathbf{dans\ le\ cas\ contraire} \end{cases} \qquad \textbf{(III.31)}$$

- **Fonction Génératrice :**

La fonction génératrice de connexion F_{ksg}est une fonction continue qui représente lavaleur moyenne de la fonction discontinue de connexion F_{ks} sur une période de commutation T_c. Cette période T_c est supposée infiniment petite.

La fonction génératrice de connexion F_{ksg}est donnée par l'expression suivante :

$$\mathbf{F_{ksg} = \left[\frac{1}{T_c}\int_{nT_c}^{(n+1)T_c} F_{ks}(\tau)\, d\tau\right] \epsilon[0,1] avec\ n\epsilon\ N\ et\ T_c \to 0.} \qquad \textbf{(III.32)}$$

- **Commande complémentaire :**

Pour éviter des court-circuites des sources de tension par conduction de plusieurs interrupteurs, et pour que le convertisseur soit totalement commandable, on adopte une commande complémentaire.

Pour un bras k de l'onduleur triphasé à cinq niveaux, figure.II.11, plusieurs complémentaires sont possible, la commande optimale est définie comme suit :

$$\begin{cases} B_{k4} = \overline{B_{k2}} \\ B_{k5} = \overline{B_{k1}} \\ B_{k6} = \overline{B_{k3}} \end{cases} \qquad \textbf{(III.33)}$$

Avec B_{ks} , commande de base du transistor T_{ks} de ce bras k. Ainsi avec cette commande complémentaire, les fonctions de connexion des interrupteurs du bras k sont liées par les relations suivantes :

$$\begin{cases} F_{k4} = 1 - F_{k2} \\ F_{k5} = 1 - F_{k1} \\ F_{k6} = 1 - F_{k3} \end{cases} \qquad \textbf{(III.34)}$$

Pour l'onduleur NPC à cinq niveaux, on définit en plus une fonction de connexion du demi-bras, qu'on notera F_{km}^{b}avec :

k = numéro du bras. m= 1 pour le demi bras du haut, et m=0 pour le demi bras du bas.

Pour un bras k, les fonctions de connexion des demi-bras s'expriment au moyen des fonctions de connexion des interrupteurs comme suit :

$$\begin{cases} F_{k1}^{b} = F_{k1}.F_{k2}.F_{k3} \\ F_{k0}^{b} = F_{k4}.F_{k5}.F_{k6} \end{cases} \qquad \textbf{(III.35)}$$

F_{k1}^{b} est associée au demi bras du haut($TD_{k1}.TD_{k2}.TD_{k3}$), et F_{k0}^{b} au demi-bras du bas($TD_{k4}.TD_{k5}.TD_{k6}$). [13]

II.5.5 Modèle de connaissance de l'onduleur triphasé à cinq niveaux:

Les potentiels des nœuds, A, B et C de l'onduleur triphasé à cinq niveaux par rapport au point milieu M sont donnés par le système suivant:

$$\begin{cases} V_{AM} = F_{11}F_{12}(1-F_{13})U_{c1} + F_{11}F_{12}F_{13}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{14}F_{15}(1-F_{16})U'_{c1} - F_{14}F_{15}F_{16}(U'_{c1}+U'_{c2}) \\ V_{BM} = F_{21}F_{22}(1-F_{23})U_{c1} + F_{21}F_{22}F_{23}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{24}F_{25}(1-F_{26})U'_{c1} - F_{24}F_{25}F_{26}(U'_{c1}+U'_{c2}) \\ V_{CM} = F_{31}F_{32}(1-F_{33})U_{c1} + F_{31}F_{32}F_{33}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{34}F_{35}(1-F_{36})U'_{c1} - F_{34}F_{15}F_{36}(U'_{c1}+U'_{c2}) \end{cases} \quad \textbf{(III.36)}$$

Pour l'onduleur triphasé à cinq niveaux, les fonctions de connexion des demi-bras sont définies selon les relations suivantes:

$$\begin{cases} F_{11}^{b} = F_{11}F_{12}F_{13} \\ F_{10}^{b} = F_{14}F_{15}F_{16} \end{cases}; \quad \begin{cases} F_{21}^{b} = F_{21}F_{22}F_{23} \\ F_{20}^{b} = F_{24}F_{25}F_{26} \end{cases}; \quad \begin{cases} F_{31}^{b} = F_{31}F_{32}F_{33} \\ F_{30}^{b} = F_{34}F_{35}F_{36} \end{cases} \quad \textbf{(III.37)}$$

Les fonctions de connexion des interrupteurs placée en parallèle sont définies comme suit:

$$\begin{cases} F_{17} = F_{11}F_{12}(1-F_{13}) \\ F_{18} = F_{14}F_{15}(1-F_{16}) \end{cases}; \begin{cases} F_{27} = F_{21}F_{22}(1-F_{23}) \\ F_{28} = F_{24}F_{25}(1-F_{26}) \end{cases}; \begin{cases} F_{37} = F_{31}F_{32}(1-F_{33}) \\ F_{38} = F_{34}F_{35}(1-F_{36}) \end{cases} \quad \textbf{(III.38)}$$

En introduisant ces fonctions dans le système III.36, on aboutit au système suivant:

$$\begin{cases} V_{AM} = F_{17}U_{c1} + F_{11}^{b}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{18}U'_{c1} - F_{10}^{b}(U'_{c1}+U'_{c2}) \\ V_{BM} = F_{27}U_{c1} + F_{21}^{b}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{28}U'_{c1} - F_{20}^{b}(U'_{c1}+U'_{c2}) \\ V_{CM} = F_{37}U_{c1} + F_{11}^{b}(U_{c1}+U_{c2}) - F_{38}U'_{c1} - F_{30}^{b}(U'_{c1}+U'_{c2}) \end{cases} \quad \textbf{(III.39)}$$

Sous forme matricielle l'équation III-37 s'écrit:

$$\begin{bmatrix} V_{AM} \\ V_{BM} \\ V_{CM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{17}+F_{11}^{b} \\ V_{27}+F_{21}^{b} \\ V_{37}+F_{31}^{b} \end{bmatrix} U_{c1} + \begin{bmatrix} F_{11}^{b} \\ F_{21}^{b} \\ F_{31}^{b} \end{bmatrix} U_{c2} \begin{bmatrix} F_{18}+F_{10}^{b} \\ F_{28}+F_{20}^{b} \\ F_{38}+F_{30}^{b} \end{bmatrix} - U'_{c1} - \begin{bmatrix} F_{10}^{b} \\ F_{20}^{b} \\ F_{30}^{b} \end{bmatrix} U'_{c2} \quad \textbf{(III.40)}$$

Dans le cas où$U_{c1} = U_{c2} = U'_{c1}$=$U'_{c2} = U_c$, la relation III-38 s'écrit comme suit:

$$\begin{bmatrix} V_{AM} \\ V_{BM} \\ V_{CM} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{17}+2F_{11}^{b}-F_{18}-2F_{10}^{b} \\ V_{27}+2F_{21}^{b}-F_{28}-2F_{20}^{b} \\ V_{37}+2F_{31}^{b}-F_{38}-2F_{30}^{b} \end{bmatrix} U_c \quad \textbf{(III.41)}$$

Les équations de mailles du système source – onduleur - charge donnent:

$$V_{AM} + V_{BM} + V_{CM} = V_A + V_B + V_C + 3V_{NM} \quad \textbf{(III.42)}$$

Puisque la charge triphasée est couplée en étoile avec neutre isolé :

$$V_{NM} = {}^{1}/_{3}\,(V_{AM} + V_{BM} + V_{CM}) \quad \textbf{(III.43)}$$

Les tenions simples aux bornes aux de la charge sont :

$$\begin{cases} \mathbf{V_A = V_{AM} - V_{NM} = {}^1\!/_3\,(2V_{AM} - V_{BM} - V_{CM})} \\ \mathbf{V_B = V_{BM} - V_{NM} = {}^1\!/_3\,(-V_{AM} + 2V_{BM} - V_{CM})} \\ \mathbf{V_C = V_{CM} - V_{NM} = {}^1\!/_3\,(-V_{AM} - V_{BM} + 2V_{CM})} \end{cases} \quad \textbf{(III.44)}$$

A partir des relations III-38 et III-42, on obtient le système matriciel ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = {}^1\!/_3 \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} F_{17} + F_{11}^b \\ F_{27} + F_{21}^b \\ F_{37} + F_{31}^b \end{bmatrix} U_{c1} + \begin{bmatrix} F_{11}^b \\ F_{21}^b \\ F_{31}^b \end{bmatrix} U_{c2} - \begin{bmatrix} F_{18} + F_{10}^b \\ F_{28} + F_{20}^b \\ F_{38} + F_{30}^b \end{bmatrix} U'_{c1} \begin{bmatrix} F_{10}^b \\ F_{20}^b \\ F_{30}^b \end{bmatrix} U'_{c2} \right\} \quad \textbf{(III.45)}$$

Dans le cas, $U_{c1} = U_{c2} = U'_{c1} = U'_{c2} = U_c$cette relation se réduit à :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = {}^1\!/_3 \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{17} + 2F_{11}^b - F_{18} - 2F_{10}^b \\ F_{27} + 2F_{21}^b - F_{28} - 2F_{20}^b \\ F_{37} + 2F_{31}^b - F_{38} - 2F_{30}^b \end{bmatrix} \quad \textbf{(III.46)}$$

Ainsi les courants d'entrée de l'onduleur, s'expriment en fonction des courants de la charge,i_1, i_2, i_3 en utilisant les fonctions de connexion des interrupteurs comme suit :

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{17} i_1 + F_{27} i_2 + F_{37} i_3 \\ i_{d2} = F_{11} F_{12} F_{13} i_1 + F_{21} F_{22} F_{23} i_2 + F_{31} F_{32} F_{33} i_3 \\ i'_{d2} = F_{10} i_1 + F_{20} i_2 + F_{30} i_3 \\ i'_{d2} = F_{14} F_{15} F_{16} i_1 + F_{24} F_{25} F_{26} i_2 + F_{34} F_{35} F_{36} i_3 \end{cases} \quad \textbf{(III.47)}$$

En remplaçant les fonctions de connexion des interrupteurs par les fonctions de connexion des demi-bras, le système (III-47) devient :

$$\begin{cases} i_{d1} = F_{17} i_1 + F_{27} i_2 + F_{37} i_3 \\ i_{d2} = F_{11}^b i_1 + F_{21}^b i_2 + F_{31}^b i_3 \\ i'_{d1} = F_{18} i_1 + F_{28} i_2 + F_{38} i_3 \\ i'_{d2} = F_{10}^b i_1 + F_{20}^b i_2 + F_{30}^b i_3 \end{cases} \quad \textbf{(III.48)}$$

Le courant i_{d0} d'exprime en fonction des courants d'entrée et courants de charge par la relation :

$$i_{d0} + i_{d1} + i_{d2} + i'_{d1} + i'_{d2} = i_1 + i_2 + i_3 \quad \textbf{(III.49)}$$

D'où le courant i_{d0} :

$$i_{d0} = (i_1 + i_2 + i_3) - (F_{17} + F_{18} + F_{11}^b + F_{10}^b)\, i_1 - (F_{27} + F_{28} + F_{21}^b + F_{20}^b)\, i_2 - (F_{37} + F_{38} + F_{31}^b + F_{30}^b)\, i_3 \quad \textbf{(III.50)}$$

II.6 Stratégies de commande de l'onduleur de tension à cinq niveaux à structure NPC:

La modulation de largeur d'impulsions MLI (en anglo-saxonne PWM) (Pulse Width Modulation) consiste à adopter une fréquence de commutation supérieure à la fréquence des grandeurs de sortis et chaque alternance d'une tension de sortie est formé d'une succession de créneaux des largeurs convenables.

Afin de générer une source de tension la plus sinusoïdale possible, différentes stratégies de modulation de largeur d'impulsion ont été proposées par différents auteurs.

Toutes les stratégies MLI appliquées pour la commande de l'onduleur à deux niveaux sont applicables pour l'onduleur à cinq niveaux après quelques modifications et adaptations. Il y a différentes stratégies parmi ces stratégies on cite :

- la commande triangulo-sinusoïdale avec une seule porteuse.
- la commande triangulo-sinusoïdale avec 4 porteuses en dents de scie.
- la commande triangulo-sinusoïdale avec 4 porteuses triangulaires.
- la commande vectorielle.
- la commande élimination d'harmoniques.
- la commande par hystérésis en courant.

L'essor de la modulation de largeur d'impulsions est lie aux progrès sur les semi-conducteurs de puissance ; l'augmentation du nombre des commutations entraîne des pertes excessives si on n'avait pas réussi à les réduire à chaque commutation. [5][13]

II.7 Le Point de Puissance Maximal (MPPT) :

Le MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un principe permettant de suivre le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Les premières utilisations du MPPT datent de 1968. [9]

II.7.1 Différentes techniques du MPPT:

Le MPPT est le point clé du montage. Il s'agit d'un genre de contrôleur qui va forcer le générateur à travailler à sa puissance maximale (MPP). En effet, cette opération permet d'obtenir le meilleur rendement de puissance de la cellule PV. Il existe différentes méthodes pour obtenir ce point.

Les algorithmes de programmation de contrôleurs MPPT sont relativement simples, du fait des limitations technologiques dans les microprocesseurs disponibles. Il peut donc être facilement implémenté sur un ordinateur ou un microprocesseur [9][5].

Un générateur photovoltaïque est un générateur dont la caractéristique I=f(U) est non linéaire.

En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. Il existe différents types de contrôleurs MPPT.

Généralement, chacun de ces contrôleurs a été réalisé pour une application spécifique.

La précision et la robustesse de ces contrôleurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :

- le rendement global du système désiré par le constructeur .
- le type de convertisseur de puissance permettant l'adaptation et la connexion à une .
- charge (DC-DC, DC-AC), ou à un réseau électrique .
- L'application souhaitée (systèmes autonomes, système connectés au réseau, systèmes spatiaux) .

II.7.2 Perturbation et Observation (P&O) :

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche de MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque VPV et IPV respectivement, elle peut dépister le point maximum de puissance même lors des variations de l'éclairement et la température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec la perturbation de la tension Vpv et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque.

La figure (II.2) représente l'algorithme de la méthode P&O. À chaque cycle Vpv et $I\ pv$ sont mesurés pour calculer Ppv(k).Cette valeur de Ppv(k) est comparée à la valeur (k-1) calculée au cycle précédent. [9]

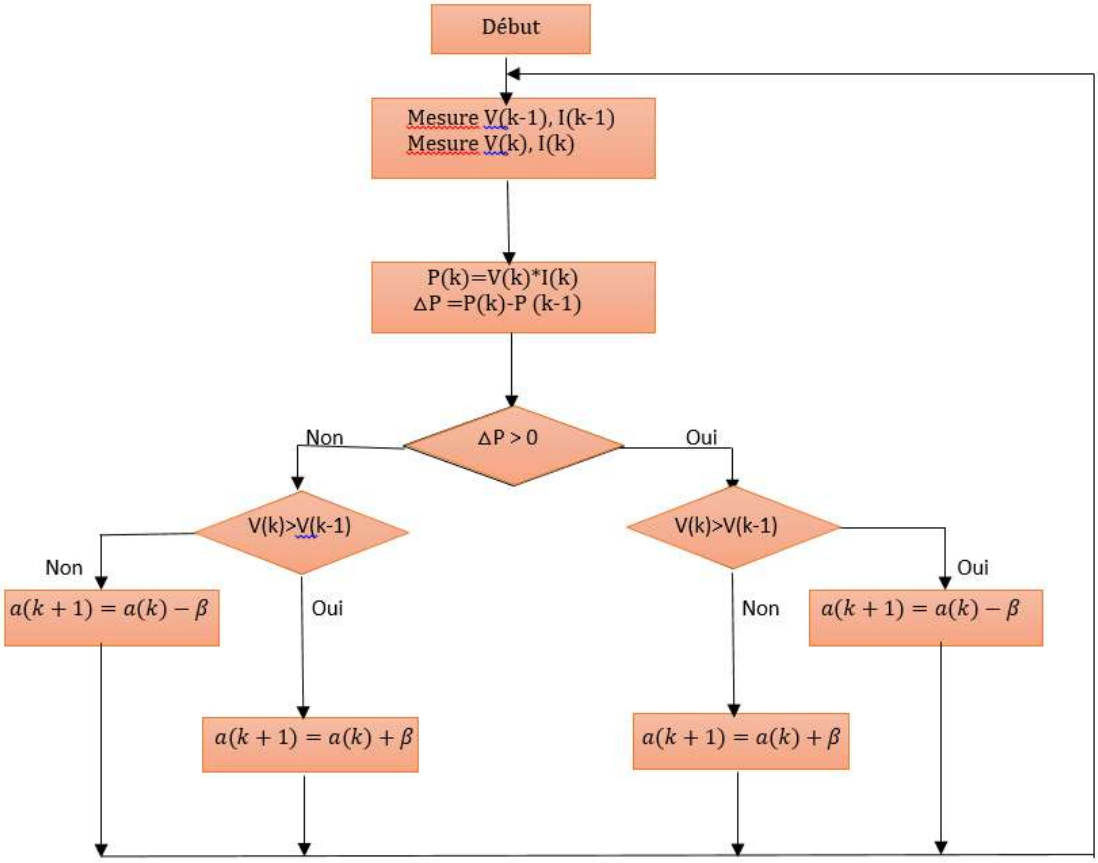


Figure II.15: Organigramme de l'algorithme P&O.

Si la puissance de sortie a augmenté, VPV est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent. Si la puissance de sortie a diminué V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent V_{pv} et ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT.

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale. Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrémentation de la perturbation. Si ce pas VOP d'incrémentation est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'éclairement. Le pas idéal est déterminé expérimentalement en fonction des besoins.

Si une augmentation brutale de l'ensoleillement est produite, on aura une augmentation de la puissance du panneau. L'algorithme précédent réagit comme si cette augmentation est produite par l'effet de perturbation précédente, alors il continu dans la même direction qui est une mauvaise direction, ce que l'éloigne du vrai point de puissance maximale.

Ceci cause un retard de réponse lors des changements soudains de fonctionnement et des pertes de puissance. Pour remédier à l'inconvénient majeur de la déviation de cette méthode lors de la recherche du MPP durant l'augmentation rapide des niveaux d'insolation, une version améliorée de cet algorithme est proposée. [9]

Cette méthode utilise une méthode itérative, qui repose sur un procédé algorithmique utilisé dans le but d'aller chercher la puissance maximale. Ce procédé se base sur le calcul d'une valeur actuelle de la puissance et de la valeur précédente. Un algorithme permet de faire la comparaison des deux puissances aux différents points successifs situés sur la courbe. Si : Pn°2−Pn°1 > 0, on ajoute un pas de tension. Si la différence Pn°2−Pn°1 < 0, A partir de ce changement, on réduit la tension du panneau d'un pas. Le tableau ci-dessous résume le fonctionnement de l'algorithme P&O [10].

cas	dPV	dV	Action
1	$P(n) < P(n-1)$	$V(n) < V(n-1)$	V++
2	$P(n) < P(n-1)$	$V(n) > V(n-1)$	V--
3	$P(n) > P(n-1)$	$V(n) < V(n-1)$	V--
4	$P(n) > P(n-1)$	$V(n) > V(n-1)$	V++

Tableau II.3 : Résumé du fonctionnement de l'algorithme P&O.

II.7.3 Incrémentale Conductance (IncCond) :

La méthode basée sur la conductance incrémentale est également très utilisée. Cet algorithme est basé, comme le précédent, sur une considération de la dérivée de la puissance par rapport à la tension. Effectivement, nous savons qu'au point de puissance maximale, cette dérivée est égale à zéro. Dans l'équation :

$$\frac{\mathbf{dp}}{\mathbf{dV}} = \mathbf{0} \Leftrightarrow \frac{\mathbf{dUI}}{\mathbf{dU}} = \mathbf{0} \Leftrightarrow \frac{\mathbf{dU}}{\mathbf{dU}}\mathbf{I} + \frac{\mathbf{dI}}{\mathbf{dU}}\mathbf{U} = \mathbf{0} \qquad \textbf{(II.25)}$$

$$\frac{\mathbf{dI}}{\mathbf{dU}} = -\frac{\mathbf{I}}{\mathbf{U}} \qquad \textbf{(II.26)}$$

L'algorithme calcule donc le rapport I/U, et le compare à la dérivée de I par rapport à U. Quand les deux membres de cette équation sont exactement opposés, nous avons atteint le point de puissance maximale. Cela nécessite une conservation en mémoire de la tension et du courant précédents [10]. A travers ce tableau, on résume le fonctionnement de l'algorithme IncCond :

cas	Dérivée	Action
1	$\frac{dI}{dU} < -\frac{I}{U}$	V--
2	$\frac{dI}{dU} > -\frac{I}{U}$	V++

Tableau II.4:Résumé du fonctionnement de l'algorithme IncCond.

II.8 Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC:

Nous pouvons classifier d'une manière générale les commandes du MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classifier selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée de la commande du MPPT. Bien qu'il existe un grand nombre de publications scientifiques qui présentent des commandes du MPPT plus ou moins complexes.

La figure (II.3) montre le diagramme synoptique d'un système photovoltaïque, avec un module MPPT qui a pour entrées la tension et le courant de sortie du module. Dans la plupart des cas, on fait une maximisation de la puissance fournie par le module solaire.

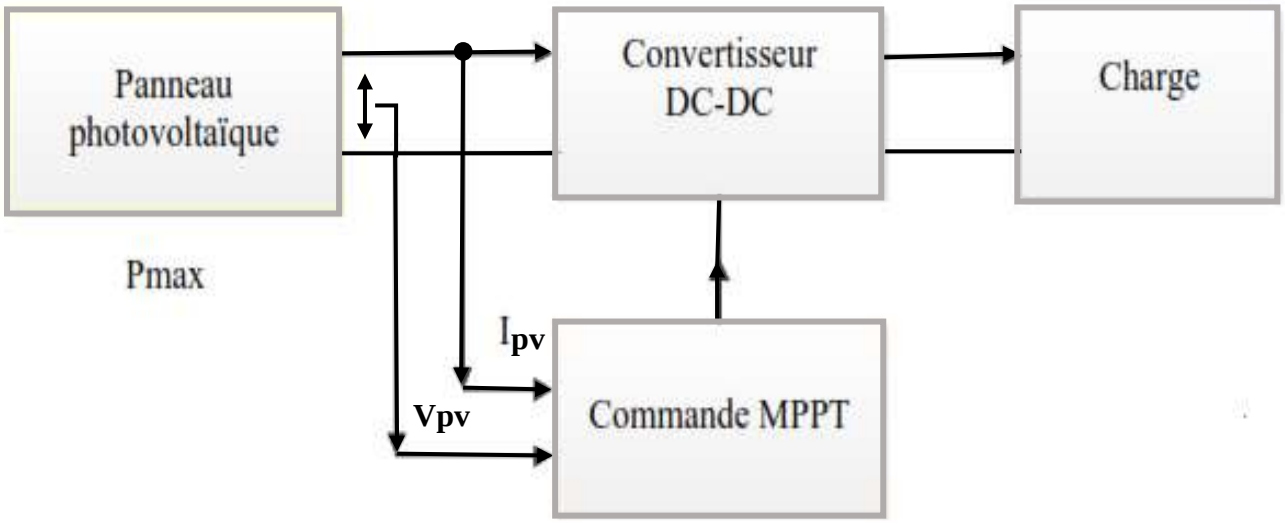


Figure II.16:Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT.

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du module solaire pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de

références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les modules photovoltaïque PV.

La puissance extraite du module est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du module et la multiplication de ces deux grandeurs $P_{pv} = I_{pv} * V_{pv}$

Ces mesures sont utilisées par diverses méthodes qui poursuivent le MPP réel de la ragée.

II.9 Conclusion :

Nous avons expliqué dans ce chapitre, le fonctionnement de cellule photovoltaïque en citant les caractéristiques principales. Ensuite on a présenté la modélisation de l'onduleur et le hacheur qui vas possible utilisé dans les systèmes photovoltaïques et la commande MPPT des convertisseurs DC-DC pour rechercher le point où la puissance du générateur photovoltaïque maximale, sous ces conditions. On a étudié la structure de l'onduleur NPC à cinq niveaux et des méthodes MPPT basées sur contre réaction de puissance, c'est la méthode à base de l'algorithme de perturbation, observation (P&O).

CHAPITRE III

Dimensionnement d'un Système photovoltaïque avec PVSYST

III.1 Introduction :

Comme on a vu dans le chapitre précédent, les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température.

En plus de ces dépendances, le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement, la position de ce point de fonctionnement dépendant à son tour de l'ensoleillement et de la température ainsi que de la charge. Pour que le module fournisse sa puissance maximale disponible il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque.

Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC (hacheur) contrôlé par une technique de poursuite « Maximum Power Point Tracking» (MPPT) [8][5].

III.2 Le logiciel PVSYST :

III.2.1 Présentation du logiciel :

Le programme PVSyst est un logiciel développé initialement par le Groupe de Physique Appliquée (GAP) de l'Université de Genève, pour le dimensionnement des panneaux solaires permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète. Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement (figure.III.1). Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte

beaucoup plus de paramètre. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général. Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéressent.

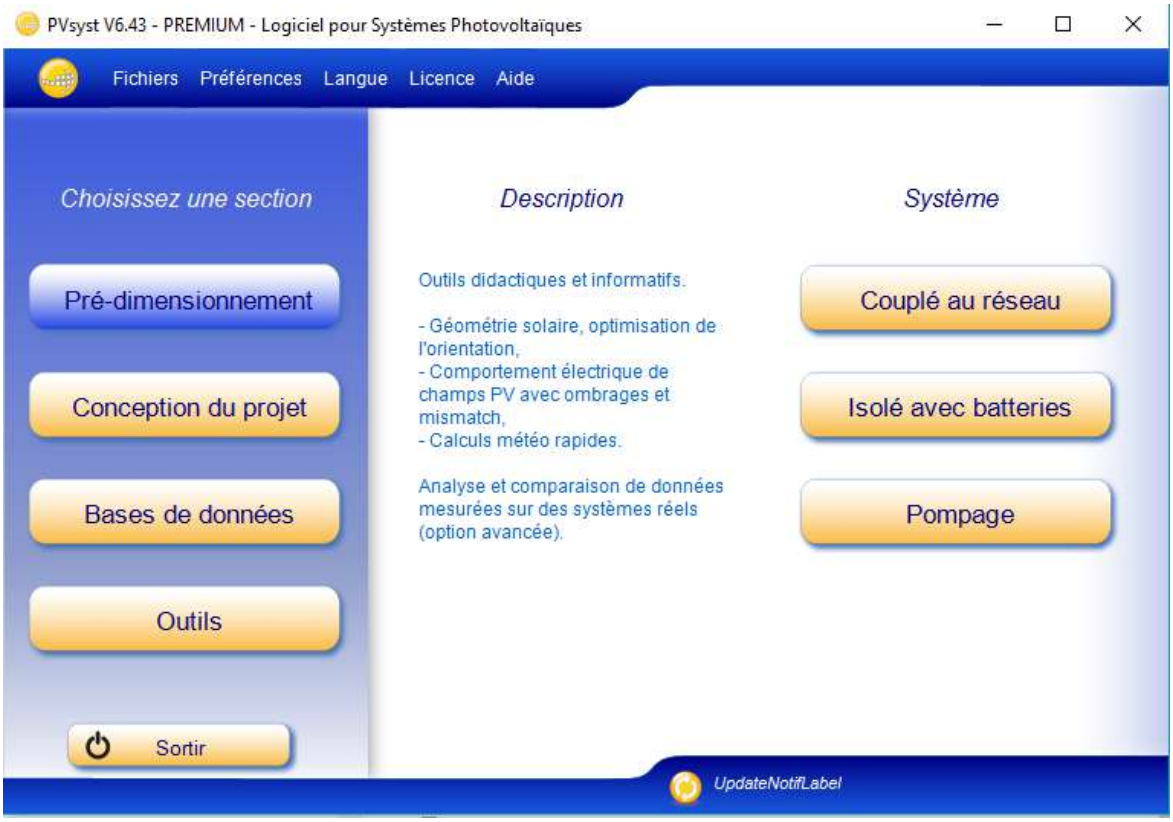


Figure III.1: Interface du logiciel PVSYST

III.2.2 Les menus principaux :

III.2.2.1 Pré-dimensionnement :

Pour une étude rapide et simple : on donne une localisation et un système puis le logiciel calcule quelques paramètres de pré-dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût.

III.2.2.2 Conception du projet :

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux "***tracking***" qui suivent la course du soleil. Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira

parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes personnalisables.

III.2.2.3 Outils :

Permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

III.2.3 Organigramme du processus de simulation PVSYST.

La simulation à base du logiciel PVSYST suit l'organigramme suivant :

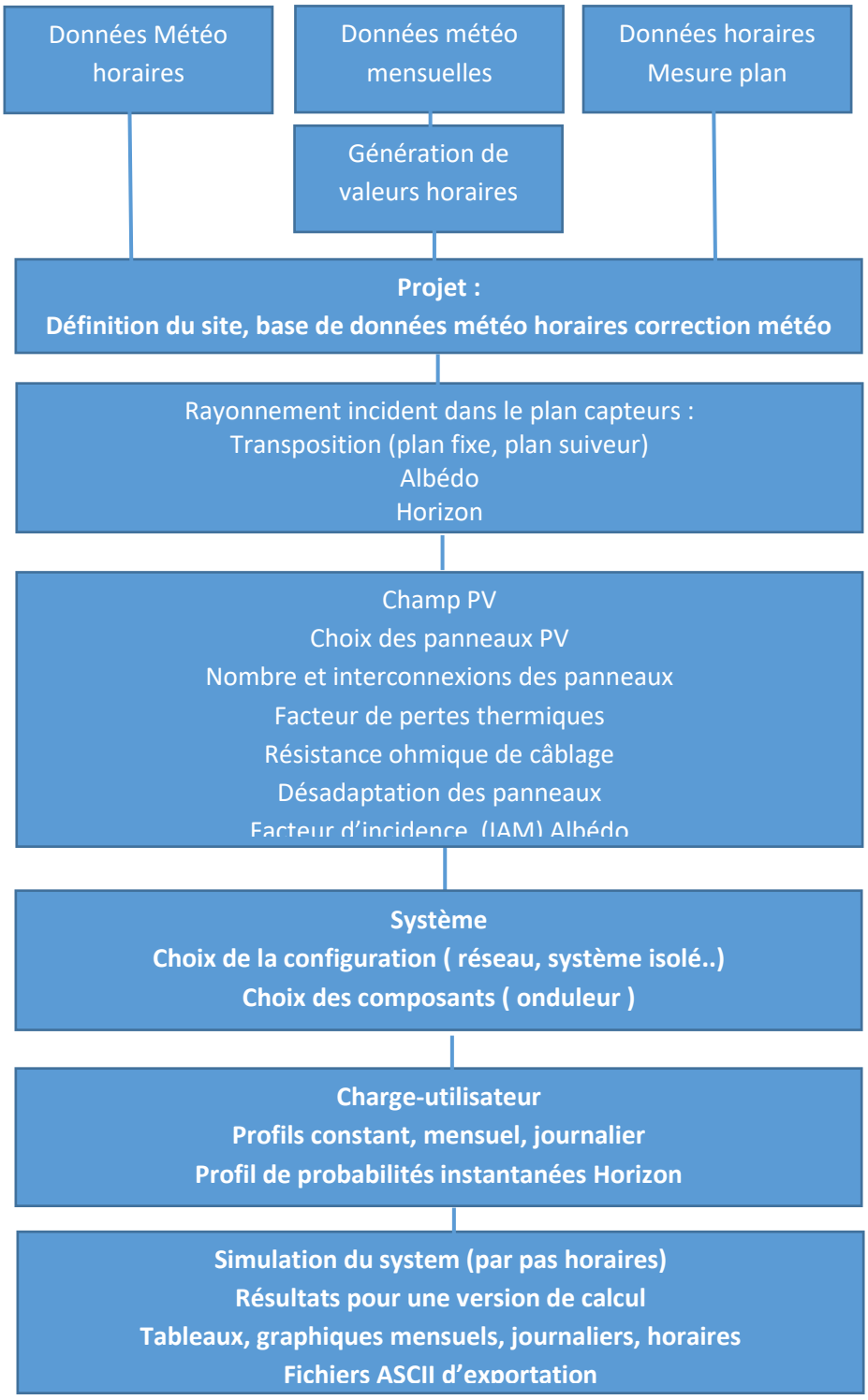


Figure III.2: Les étapes de simulation avec PVSYST

III.3 Site d'implantation

Les données météorologiques du site du projet lors de la simulation avec le logiciel PVSyst sont obligatoires. Il faut donc localiser au préalable le site géographique du projet, la région de MEDEA dans notre cas, afin de lui associer les données climatiques appropriés.

III.3.1 Données géographiques

On lance le logiciel PVSYST, L'interface offre plusieurs possibilités, on choisit la conception du projet.

Puisque le système étudié est connecté au réseau, on choisit l'option « Couplé au réseau » ensuite on localise le site du projet en utilisant la carte interactive, une fois le site est localisé ses coordonnées géographiques s'affichent à côté de la carte comme illustré sur la fenêtre suivante :

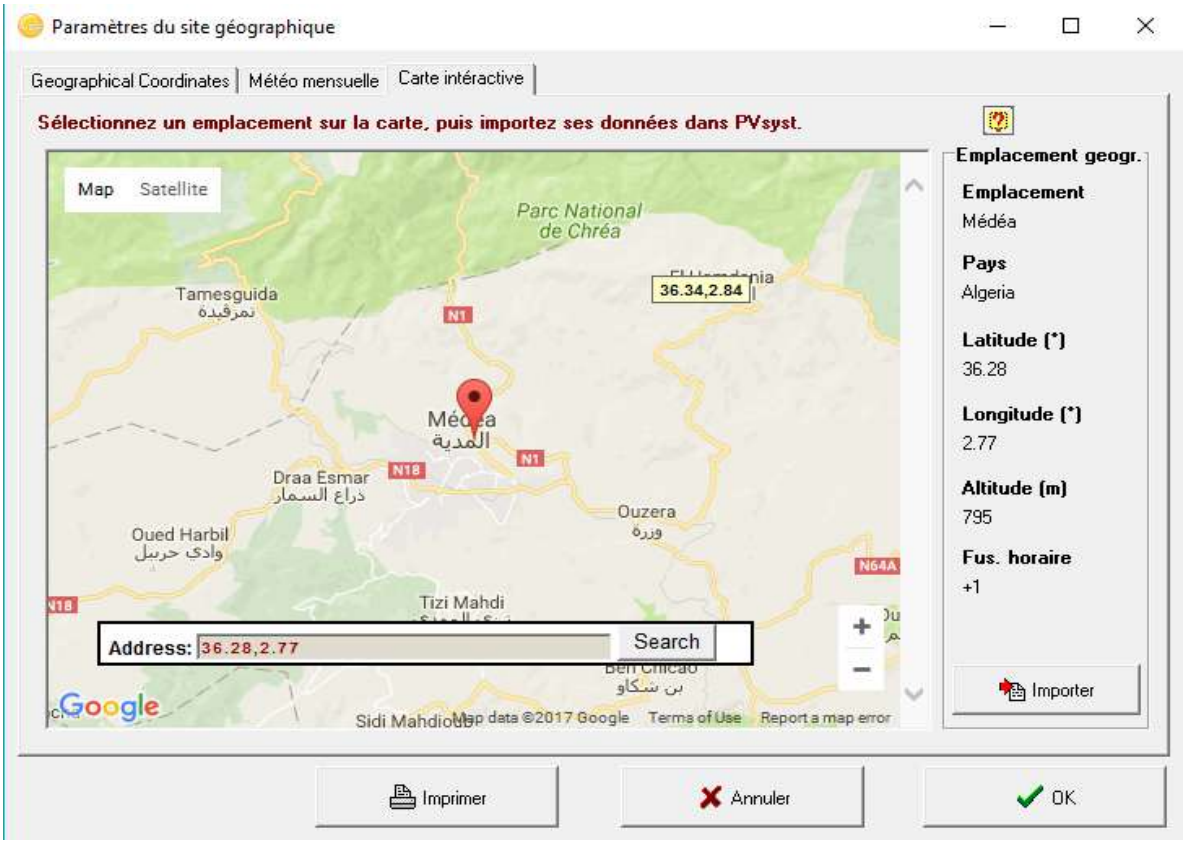


Figure III.3: Carte interactive

Le tableau III.1 présente les données géographiques du site de Medea.

Caractéristiques / Site	Latitude [°]	Altitude [m]	Longitude [°]
Medea	36.28	795	2.77

III.3.2 Données météorologiques du site :

Après avoir localisé le site, on clique sur le bouton « importer » pour importer les données météorologiques du site dans PVSYST, ces données mensuelles représentent l'irradiation et la température moyenne qui résume les caractéristiques climatiques du site de MEDEA :

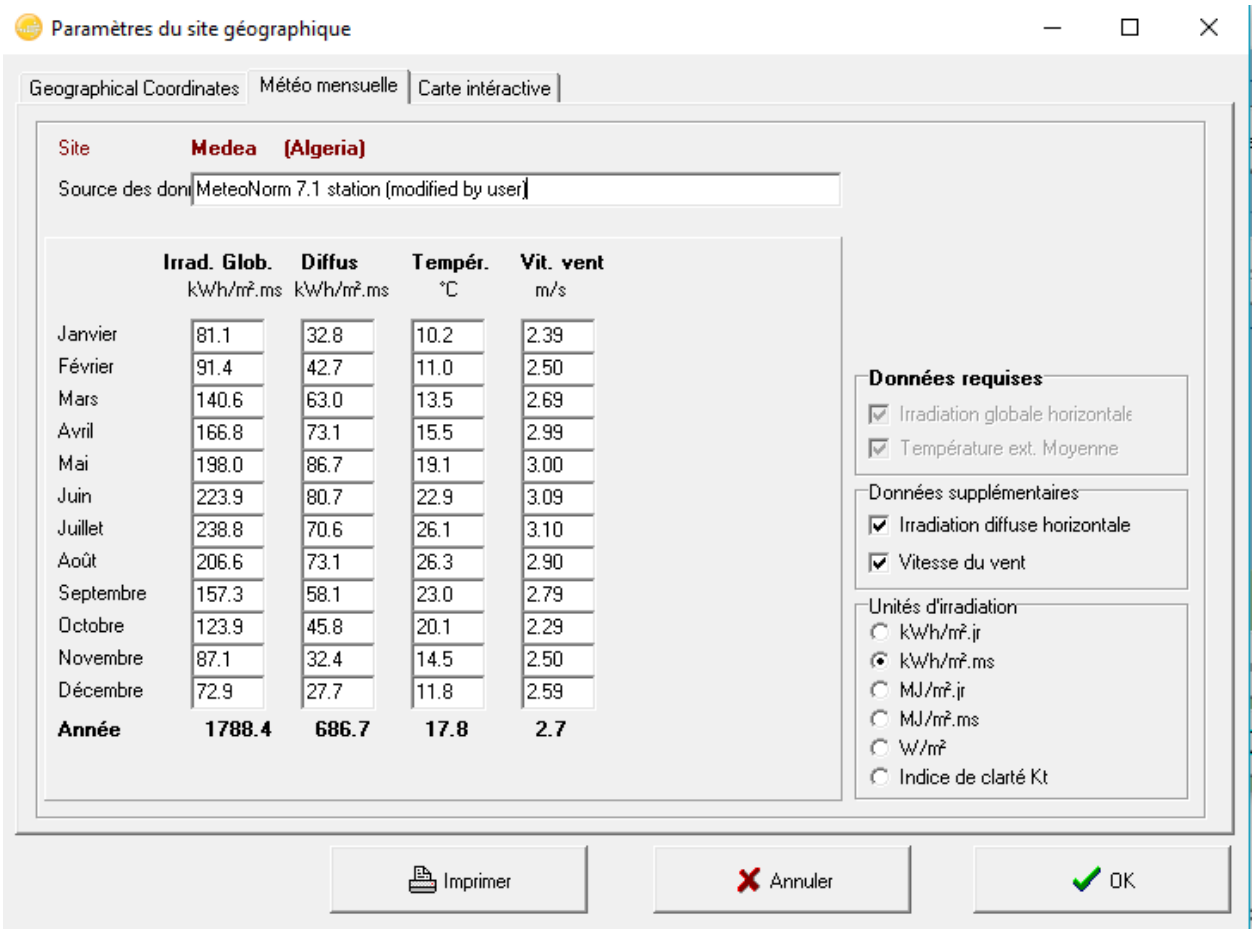


Figure III.4: Paramètres du site géographique

III.3.3 Trajectoire du soleil :

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son azimut AZ (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est). La figure III.5 présente la hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimut à Medea au cours d'une année.

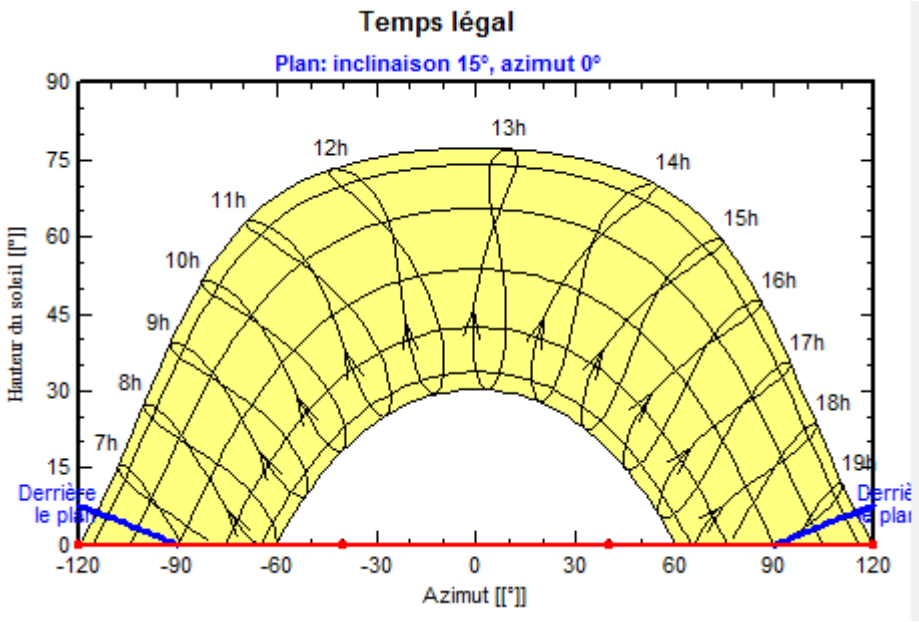


Figure III.5. Trajectoires du soleil à MEDEA

III.4 Simulation de systèmes PV avec le logiciel PVSYST :

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

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

III.4.1 Orientation des modules PV :

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie. Pour la simulation en technologies de silicium polycristallin et Silicium monocristallin, nous avons choisi "un plan incliné fixe" d'une inclinaison 15° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure III.6 pour assurer une production électrique maximale grâce à la possibilité de suivre continuellement la position du soleil.

Le système PV installé à Medeacouplé au réseau est orienté en plein sud (Azimut=0°) , l'angle d'inclinaison est de 15 ° et la période considéré pour la simulation est « hiver(Oct-Mars) ».

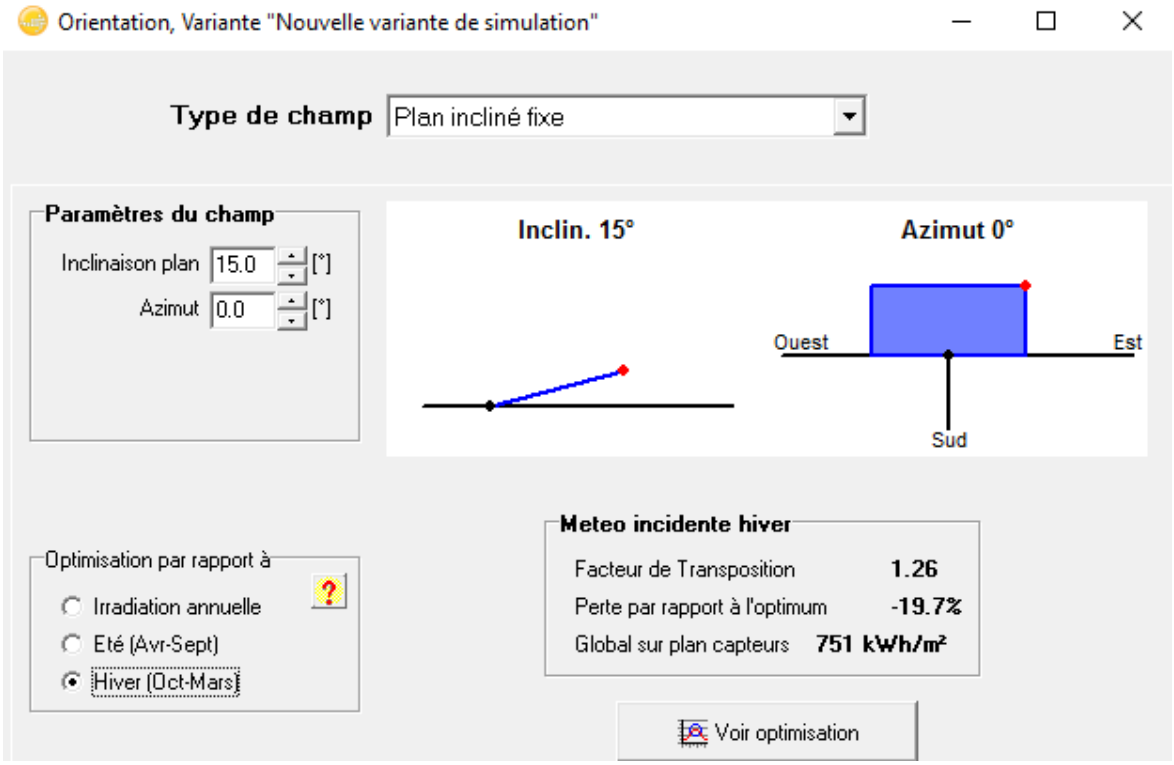


Figure III.6: Orientation et inclinaison du système PV

III.4.2 Schéma du système PV raccordé auréseau :

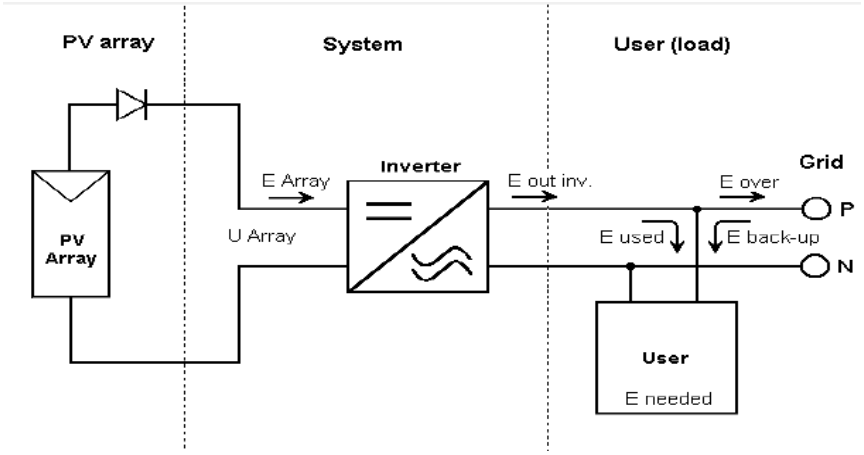


Figure III.7. Schéma simplifié du système PV raccordé au réseau (PVSYST).

La figure III.7 représente le schéma du système PV raccordé au réseau pris en compte dans la simulation.

III.5 Simulation de systèmes PV couplé au réseaux avec silicium Poly-cristallin:

Après la définition des paramètres géographiques du site, et les paramètres actifs du site (inclinaison, Azimut,…) Figure III 8.

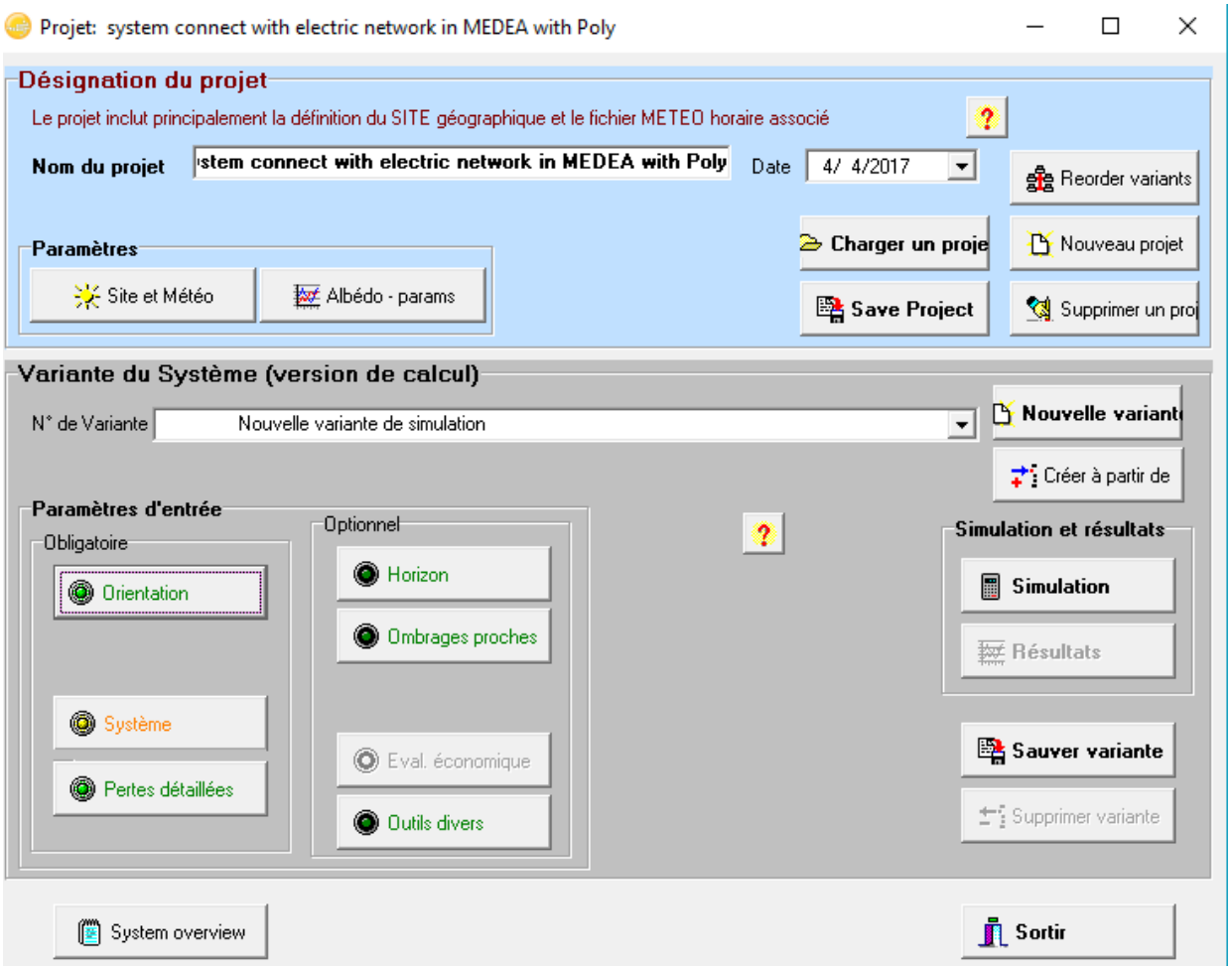


Figure III.8 : Définition du projet couplé au réseau

III.5.1 Définition les paramètres du système

On va défini les caractéristiques du module PV et les caractéristiques de l'onduleur dans l'interface de paramètre de système Figure III.9 .

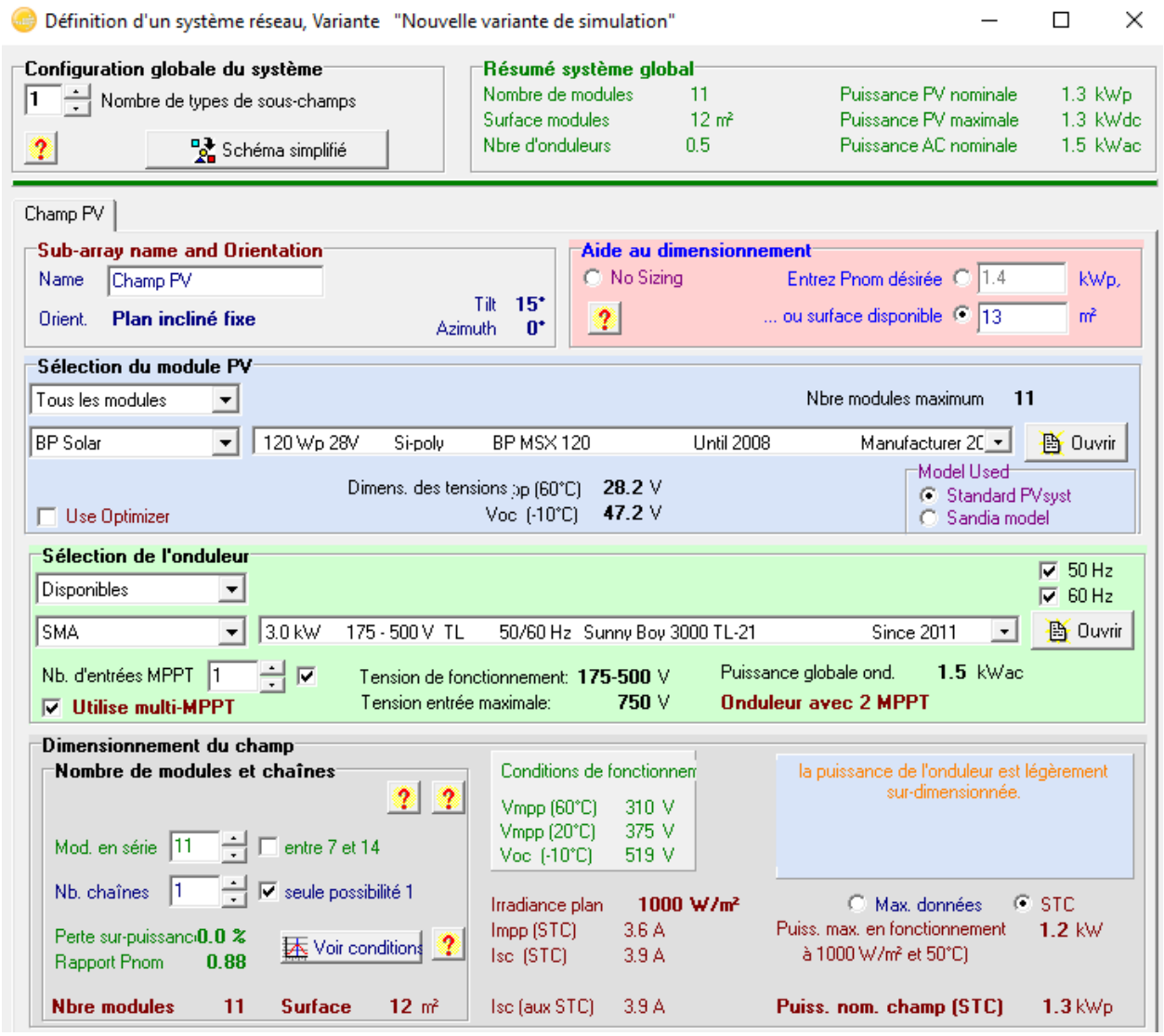


Figure III.9: Dimensionnement des onduleurs et des panneaux PV

III.5.1.1 Caractéristique du module PV silicium Poly-cristallin couplé au réseau :

- Modèle : BP MSX 120 ;
- Fabricant : BP $Solar$;
- Technologie : $Silicium$Poly$cristallin$;
- Puissance : P = 120Wp ;
- Tension Un = 28 V.
- nombre du module : 11
- Rendement : /Surf. Cellules 16.56 % ; / Surf. module : 14.60 % (Figure III.10)

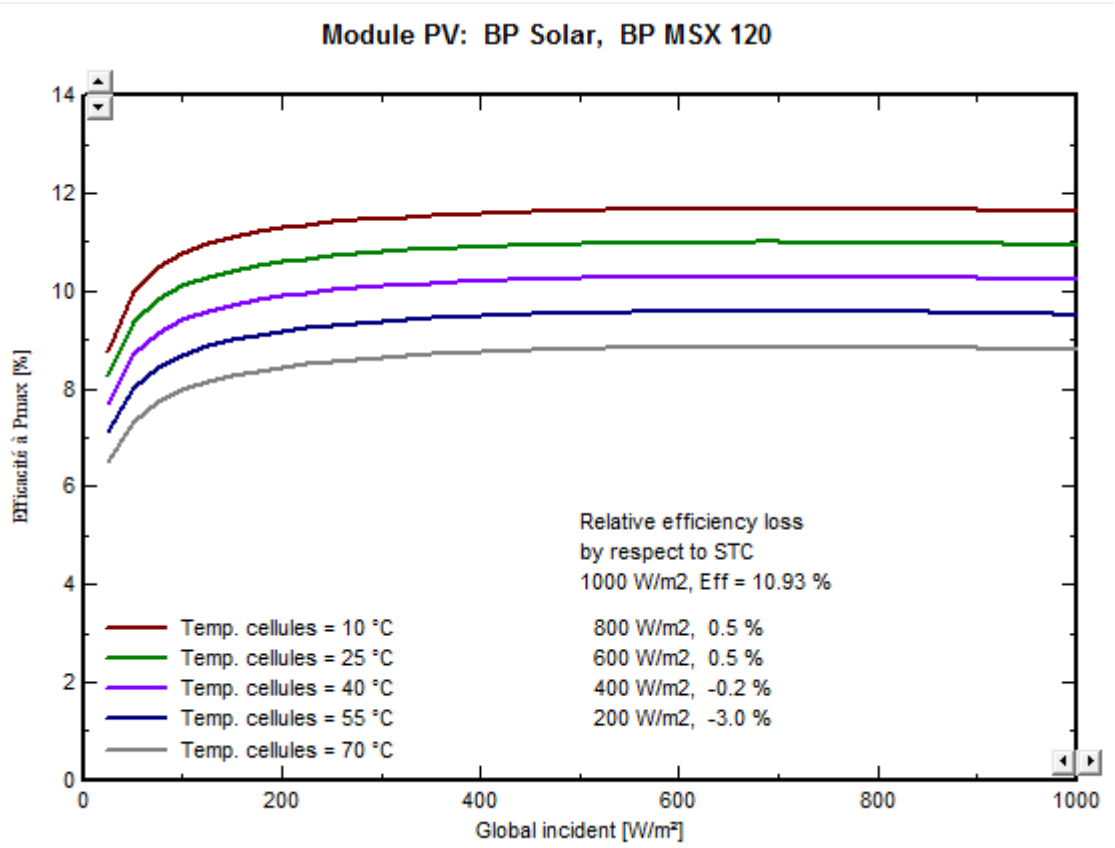


Figure.III.10 Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium polycristallin.

III.5.1.2 Caractéristiques de l'onduleur :

L'onduleur sunny boy 3000 TL-21 du fabricant SMA présente les caractéristiques suivantes :

- Tension MPP minimale : 175 V ;
- Tension MPP maximale : 500 V ;
- Puissance AC nominale : 3 KW ;
- Type : Triphasé ;
- Fréquence : 50 /60 HZ ;
- Rendement : 97.0%.

Rapport qui représente les paramètres de simulation : site géographique du projet, données météorologiques, orientation, inclinaison… .Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une surface limitée de 13 m^2, le tableau ci-dessous Figure III.11.

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **system connect with electric network in MEDEA with si-Poly**

Site géographique	**Medea**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.3°N	Longitude	2.8°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	910 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Medea**	MeteoNorm 7.1 - Synthetic		

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

Date de la simulation 05/06/17 à 15h42

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	15°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV (Original PVsyst database)	Si-poly	Modèle	**BP MSX 120**	
		Fabricant	BP Solar	
Nombre de modules PV		En série	11 modules	En parallèle 1 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	11	Puissance unitaire 120 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**1320 Wc**	Aux cond. de fonct. 1179 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	326 V	I mpp 3.6 A
Surface totale		Surface modules	**12.1 m²**	

Onduleur (Original PVsyst database)		Modèle	**Sunny Boy 3000 TL-21**	
		Fabricant	SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement		175-500 V	Puissance unitaire 3.00 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs		1 * MPPT 50 %	Puissance totale 1.5 kWac

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	1528 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Figure III.11 : Paramètres de simulation de la chaîne poly-cristallin

Comme l'illustre la figure III.11 le champ PV sera constitué de 11 modules PV (technologie : Silicium monocristallin) branches en série. Le nombre d'onduleurs est un avec une puissance globale de 1.5kW.

III.5.2 Résultats de simulation :

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **system connect with electric network in Medea with si-mono**

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

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**			
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	BP MSX 120	Pnom	120 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	11	Pnom total	**1320 Wc**	
Onduleur	Modèle	Sunny Boy 3000 TL-21	Pnom	3000 W ac	
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)				

Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie produite**	**2057 kWh/an**	Productible	1559 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	79.6 %		

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	81.1	10.23	106.3	102.3	124.3	119.0	9.68	9.27
Février	91.4	10.99	108.8	105.1	125.8	120.6	9.57	9.18
Mars	140.6	13.54	158.5	153.5	179.7	172.6	9.39	9.01
Avril	166.8	15.49	176.5	170.8	196.4	188.9	9.22	8.87
Mai	198.0	19.06	199.4	192.9	215.7	207.2	8.96	8.61
Juin	223.9	22.90	221.2	214.4	234.6	225.7	8.78	8.45
Juillet	238.8	26.08	238.9	232.1	248.1	238.6	8.60	8.27
Août	206.6	26.27	215.6	209.4	225.2	216.7	8.65	8.32
Septembre	157.3	22.99	174.7	169.2	187.9	180.8	8.90	8.57
Octobre	123.9	20.12	147.1	142.1	160.8	154.4	9.05	8.69
Novembre	87.1	14.47	112.6	108.4	128.9	123.8	9.48	9.10
Décembre	72.9	11.79	98.1	94.2	113.9	109.0	9.61	9.20
Année	1788.4	17.87	1957.7	1894.4	2141.2	2057.3	9.06	8.70

Légendes: GlobHor Irradiation globale 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; EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute; EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Figure III.12:Principaux résultats de simulation d'un système PV (Technologie : silicium polycristallin)

D'après ces résultats (Figure III.12) qui indique les résultats de la simulation et énergie électrique produite par le système pendant un an, ainsi que le bilan qui regroupe les résultats de l'irradiation mensuelle, la température moyenne mensuelle, l'énergie électrique en sortie du champ et l'énergie électrique injectée au réseau.

On voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque ($EArray$ illustrée sur la figure III.12) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente ($GlobInc$). La production du système (à la sortie de l'onduleur : Yf) est représentée sur la figure III.14. Les pertes Lc et Ls sont les pertes correspondantes dans le champ PV et dues à l'onduleur, respectivement. L'indice de performance (ou performance ratio "PR") représenté sur la figure III.17, est défini par le rapport de la production du système (Yf) par l'énergie incidente de référence (Yr) tel que $PR = Yf/Yr$.

Autrement dit, il représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée et peut atteindre 80% dans les meilleures installations. L'énergie produite peut être donnée par la relation :

Energie produite = $\boldsymbol{Pnom}.\boldsymbol{Einc}.\boldsymbol{PR}$, où : $\boldsymbol{Pnom}$ est la puissance nominale de l'installation.

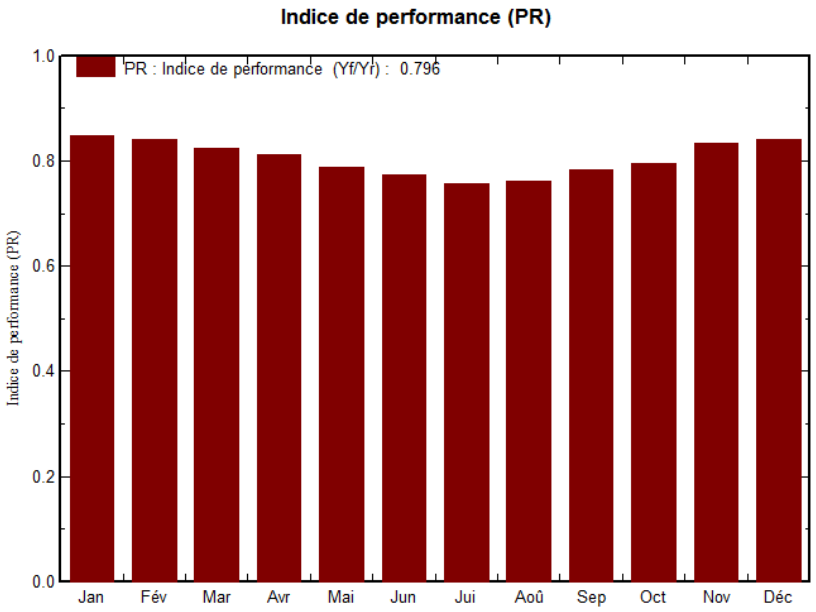


Figure III.13. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV poly-cristallin.

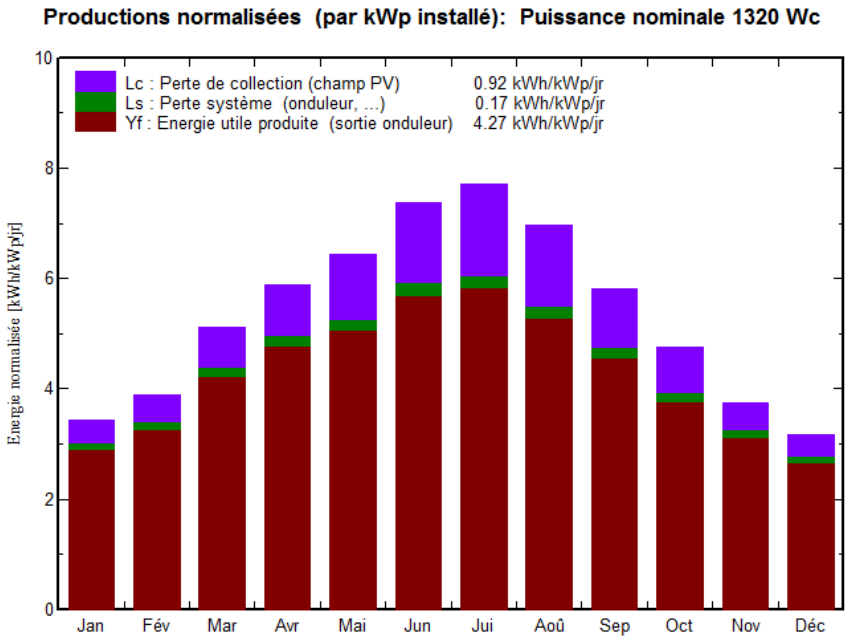


Figure III.14. Energie utile produite par le système PV poly-cristallin(à la sortie de l'onduleur).

Le tableau III.2 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ,

pertes dues à la qualité des modules, …etc. Parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ ($EArray$: Figure III.12) estimée à 89.010 MWh est réduite à 86.5 MWh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **system connect with electric network in MEDEA with si-Poly**
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	BP MSX 120	Pnom	120 Wc
Champ PV	Nombre de modules	11	Pnom total	**1320 Wc**
Onduleur	Modèle	Sunny Boy 3000 TL-21	Pnom	3000 W ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière

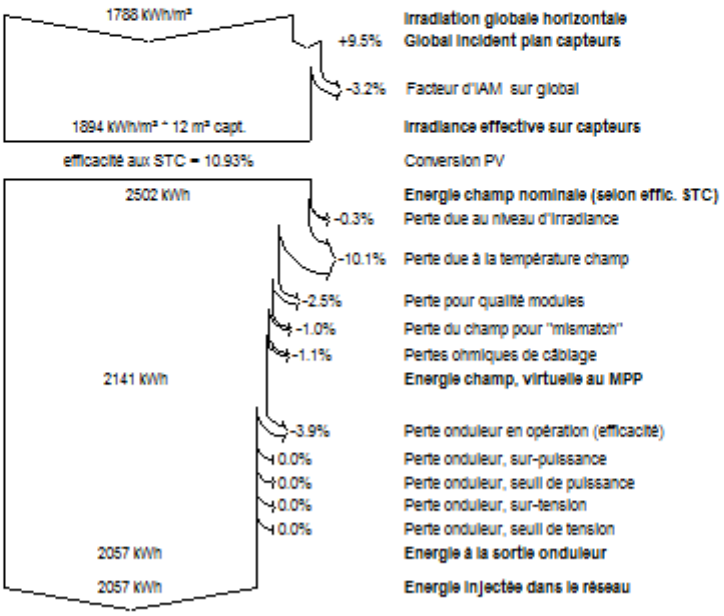


Tableau III.2 : Diagramme des pertes dans le système PV Poly-cristallin

Par complément, 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/Sortie sont représentés, respectivement, sur les figures III.15, III.16, III.17 et III.18.

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 5.077 $kWh/jour$ (Figure.III.15) pour un fonctionnement en mode normal.

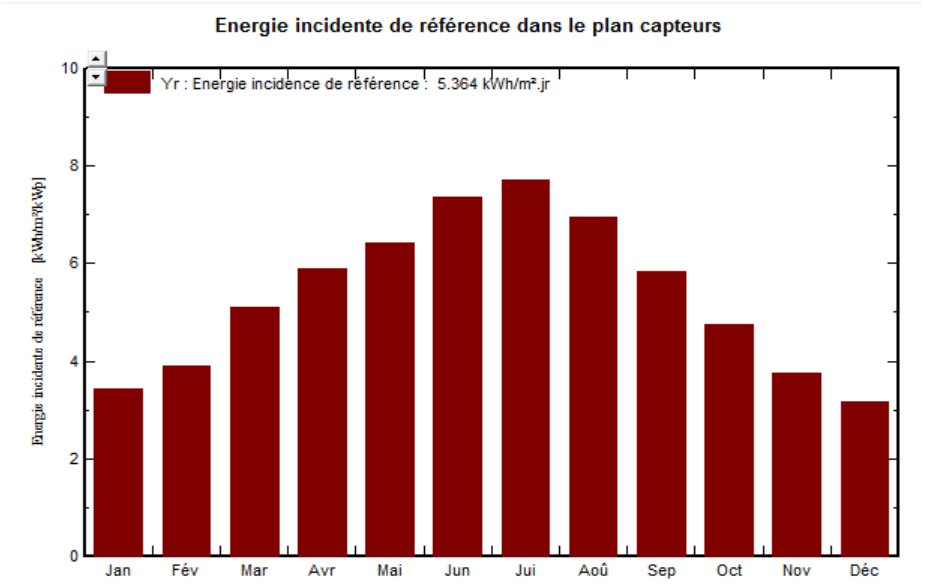


Figure III.15. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette même énergie le long de l'année est illustrée par la figure III.16

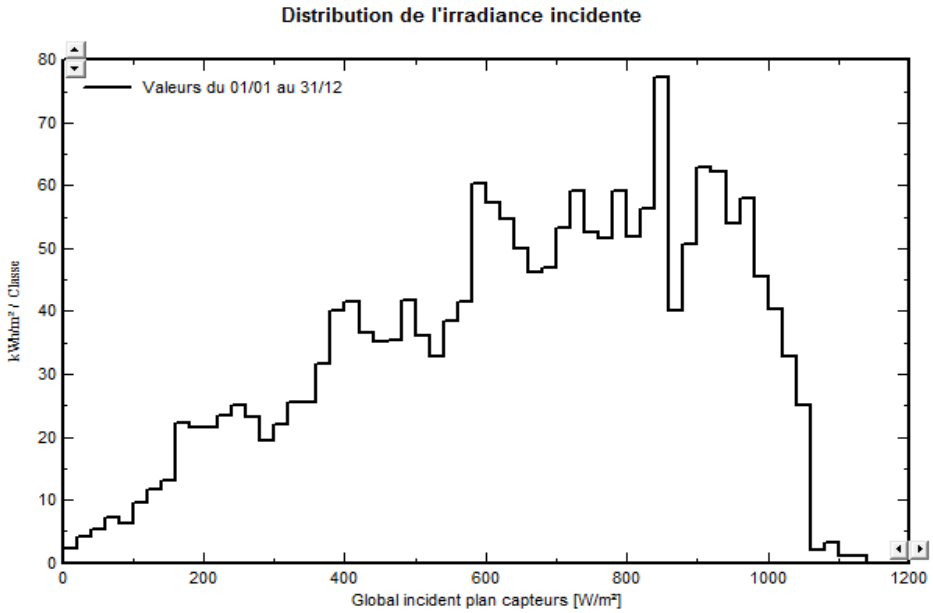


Figure III.16. Distribution annuelle de l'irradiance incidente.

En comparant les deux figures III.16 et III.17, nous pouvant constater que la distribution de la puissance en sortie du champ PV varie suivant la même allure que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

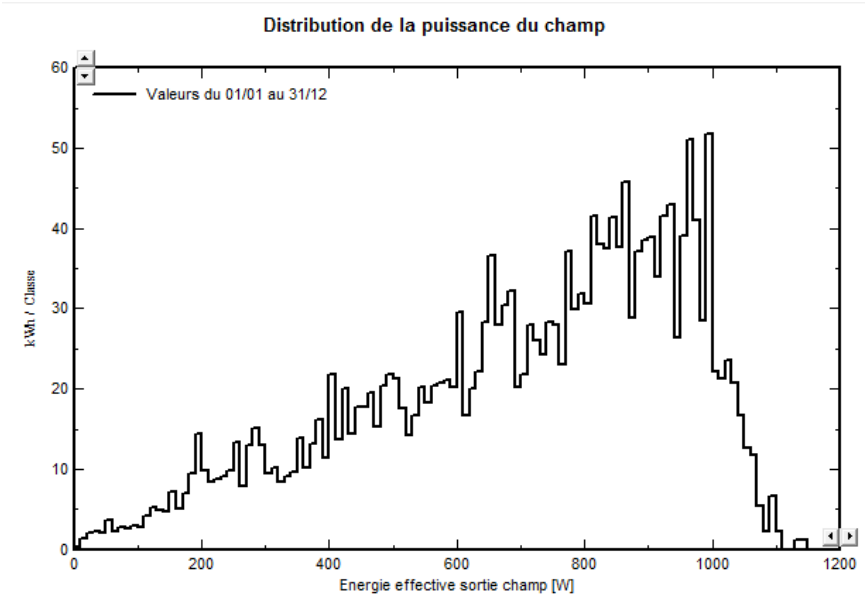


Figure III.17 Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (Figure III.18). Les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

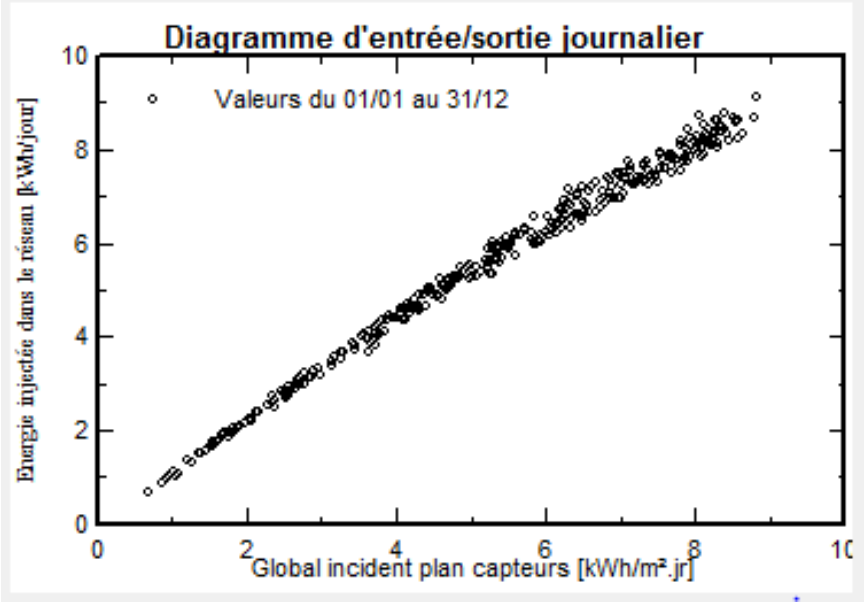


Figure III.18 Diagramme journalier Entrée/Sortie du système PV Poly-Cristallin

III.6 simulation de systèmes Photovoltaïque Mono-cristallin couplé au réseau :

III.6.1 Paramètres de simulation :

III.6.1.1 Caractéristique du module PV Mono-cristallin

– Modèle : BP 2140S ;

– Fabricant : BP solaire ;
– Technologie : Silicium Mono-cristallin;
– Puissance (aux STC) : $P = 140Wp$;
– Tension $Un = 29V$;
– Rendement Surf. Module : 12,83 % (Figure III.19).

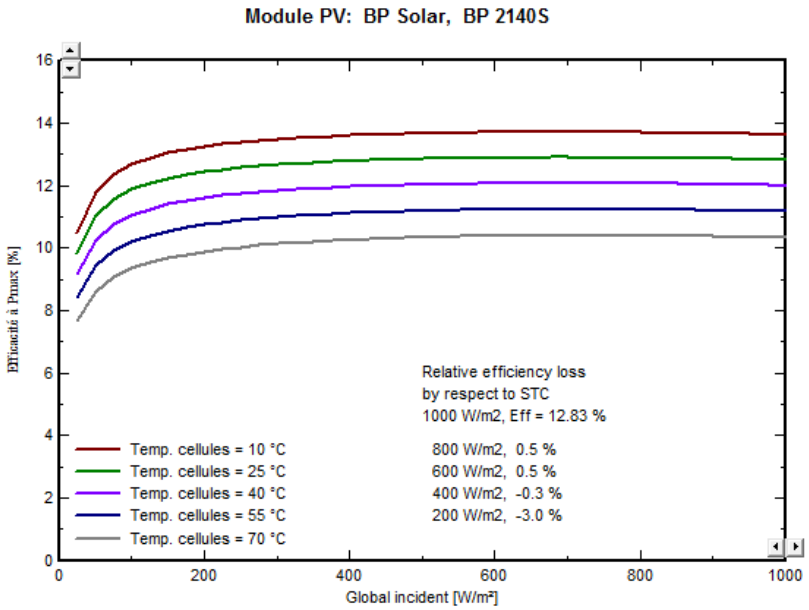


Figure III.19. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules à Mono-cristallin

III.6.1.2 Caractéristiques de l'onduleur :

– Modèle : Sunny Boy 1.5 du fabricant SMA avec les caractéristiques suivantes ;
– Tension MPP minimale : 120 V ;
– Tension MPP maximale : 480 V ;
– Puissance AC nominale : 1.5kW ;
– Type : Monophasé ;
– Fréquence : 50/60Hz ;
– Rendement : 97.2%.

Les paramètres de dimensionnement du système PV mono-cristalline couplé au réseau pour une surface limitée de 13m^2, sont donnés dans le tableau III.3.

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet :	**system connect with electric network in MEDEA with si-mono**			
Site géographique	**Medea**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.3°N	Longitude	2.8°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	910 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Medea**	MeteoNorm 7.1 - Synthetic		

Paramètres de simulation				
Orientation plan capteurs	Inclinaison	15°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Caractéristiques du champ de capteurs				
Module PV Si-mono	Modèle	**BP 2140S**		
Original PVsyst database	Fabricant	BP Solar		
Nombre de modules PV	En série	11 modules	En parallèle	1 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	11	Puissance unitaire	140 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**1540 Wc**	Aux cond. de fonct.	1389 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	332 V	I mpp	4.2 A
Surface totale	Surface modules	**12.1 m²**		
Onduleur	Modèle	**Sunny Boy 1.5**		
Original PVsyst database	Fabricant	SMA		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	160-480 V	Puissance unitaire	1.50 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale	1.5 kWac
Facteurs de perte du champ PV				
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	1341 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	3.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)			

Tableau III.3. Paramètres de simulation d'un système PV

Comme on peut le voir sur le tableau III.3, le champ *PV* sera constitué de 11 modules connectés en série *PV* (Technologie Mono-cristallin) Le nombre d'onduleur est égal à 1 avec une puissance globale de 1.5KW.

III.6.2 Résultats de simulation pour l'installation mono-cristalline couplée au réseau :

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **system connect with electric network in MEDEA with si-mono**

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

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	BP 2140S	Pnom	140 Wc
Champ PV	Nombre de modules	11	Pnom total	**1540 Wc**
Onduleur	Modèle	Sunny Boy 1.5	Pnom	1500 W ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie produite**	**2413 kWh/an**	Productible	1567 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	80.0 %		

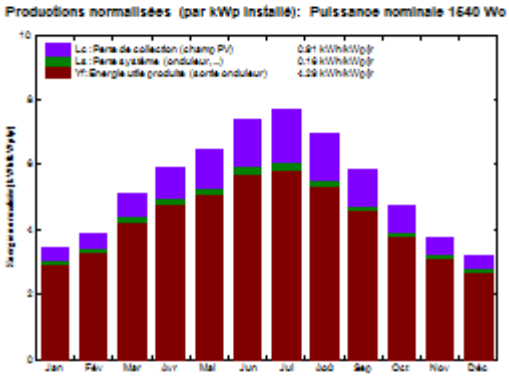


Figure III.20 Energie utile produite par le système PV

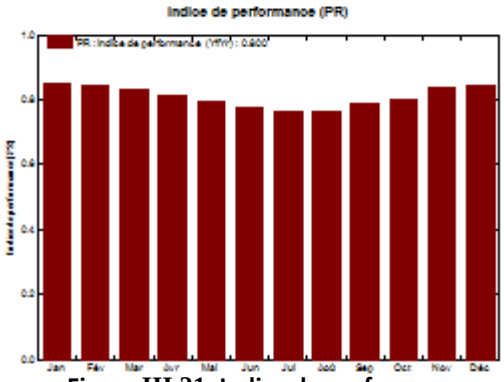


Figure III.21. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	81.1	10.23	106.3	102.3	145.2	139.5	11.26	10.82
Février	91.4	10.99	108.8	105.1	147.0	141.5	11.13	10.72
Mars	140.6	13.54	158.5	153.5	210.0	202.4	10.92	10.52
Avril	166.8	15.49	176.5	170.8	229.6	221.6	10.73	10.35
Mai	198.0	19.06	199.4	192.9	252.2	243.1	10.43	10.05
Juin	223.9	22.90	221.2	214.4	274.4	264.7	10.22	9.86
Juillet	238.8	26.08	238.9	232.1	290.3	279.9	10.01	9.66
Août	206.6	26.27	215.6	209.4	263.4	254.2	10.07	9.72
Septembre	157.3	22.99	174.7	169.2	219.6	212.0	10.36	10.00
Octobre	123.9	20.12	147.1	142.1	187.9	181.1	10.53	10.15
Novembre	87.1	14.47	112.6	108.4	150.6	145.1	11.02	10.62
Décembre	72.9	11.79	98.1	94.2	133.0	127.8	11.17	10.74
Année	1788.4	17.87	1957.7	1894.4	2503.2	2413.0	10.54	10.16

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale — EArray Energie effective sortie champ
T Amb Température ambiante — E_Grid Energie injectée dans le réseau
GlobInc Global incident plan capteurs — EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages — EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Tableau III.4. Principaux résultats de simulation d'un système PV

D'après ces résultats, on peut constater que pour une même surface limitée à $13m^2$, l'énergie produite par le système PVsilicium Mono-cristallin estimée à $2413\mathrm{K}Wh/an$ est supérieure à celle obtenue pour un système PV Poly-cristallin qui est de $2057MWh/an$ (Tableau III.4) et ce, en utilisant le même nombre de modules PV.

L'augmentation de la production du système est dû principalement à l'utilisation de la technologie des modules à base de cellules à silicium Mono-cristallin présentant un rendement meilleur comparativement au module de silicium Poly-cristallin.

La figure.III.20 présente l'énergie produite par le système (à la sortie de l'onduleur), nous remarquons que les pertes dans le champ PV mono-cristallin sont plus faibles comparativement à celles du champ à PV Poly-cristallin.

L'indice de performance PR (Figure III.21) du système PV Mono Cristallin est légèrement supérieur à celui caractérisant le système PV Poly-cristallin.

Les pertes influençant la production du système à double jonction sont détaillées dans le tableau III.5.

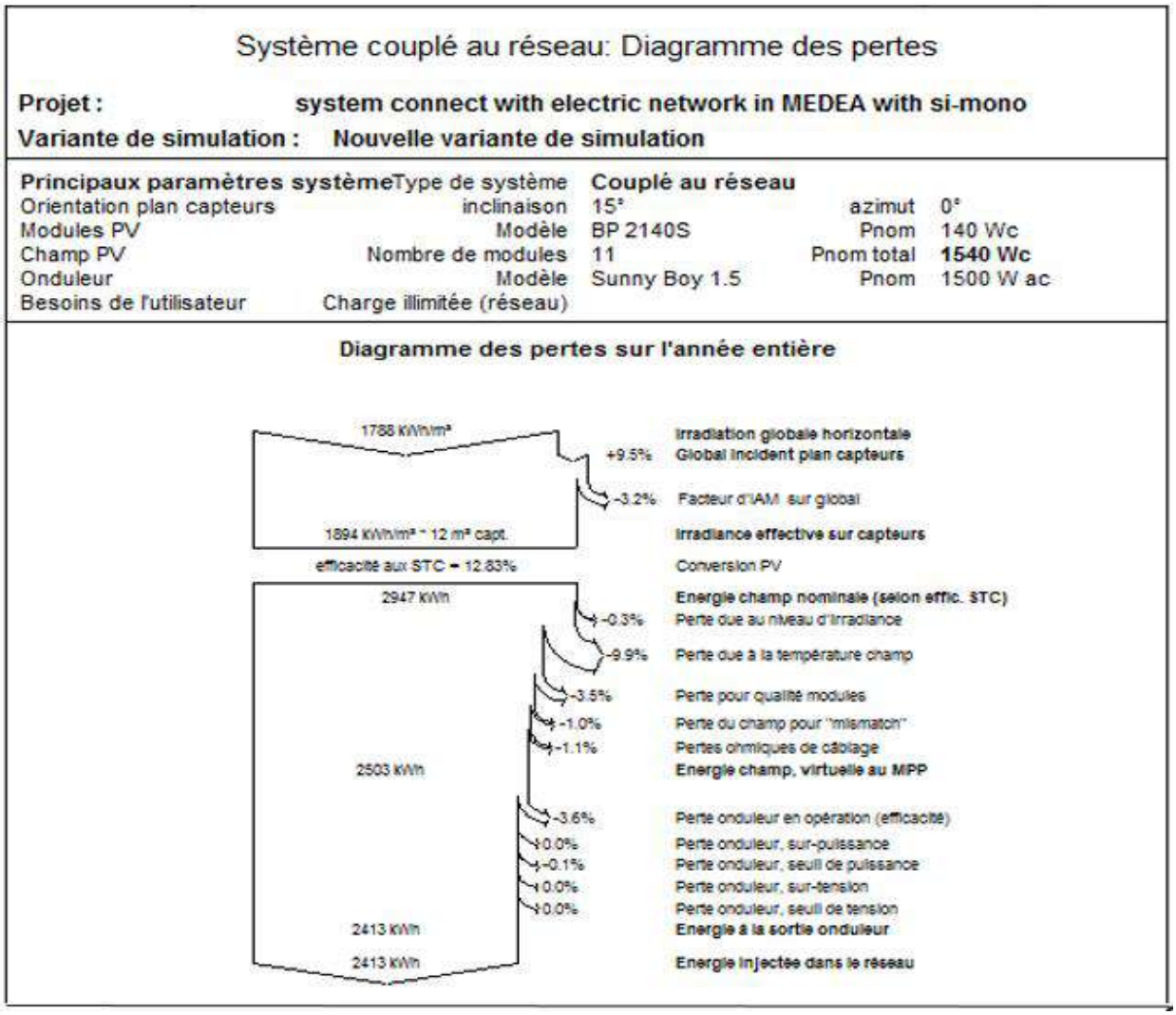


Tableau III.5. Diagramme des pertes dans le système PV Mono-Cristallin

Les figures III.22 et III.23 présentent respectivement l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux et la distribution de la puissance du champ PV Mono-cristallin

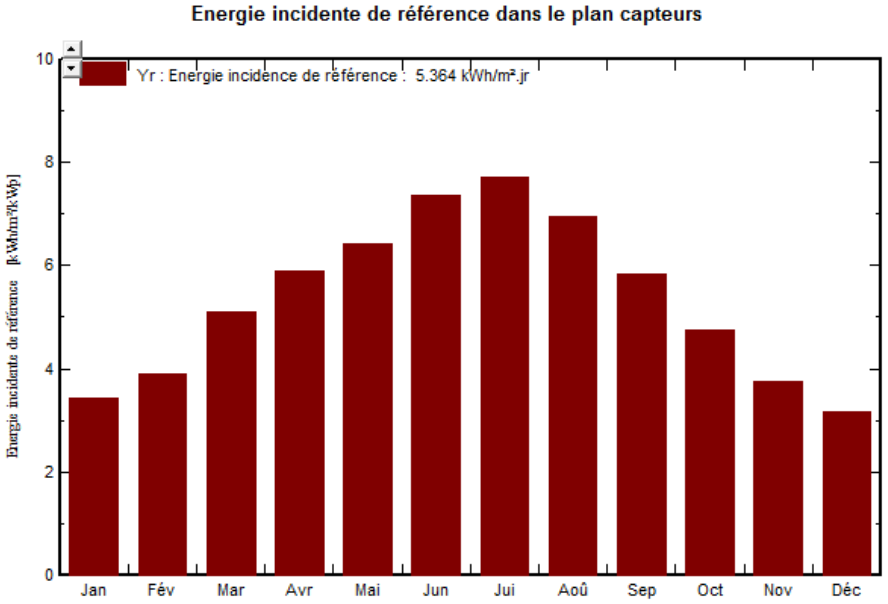


Figure III.22. Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

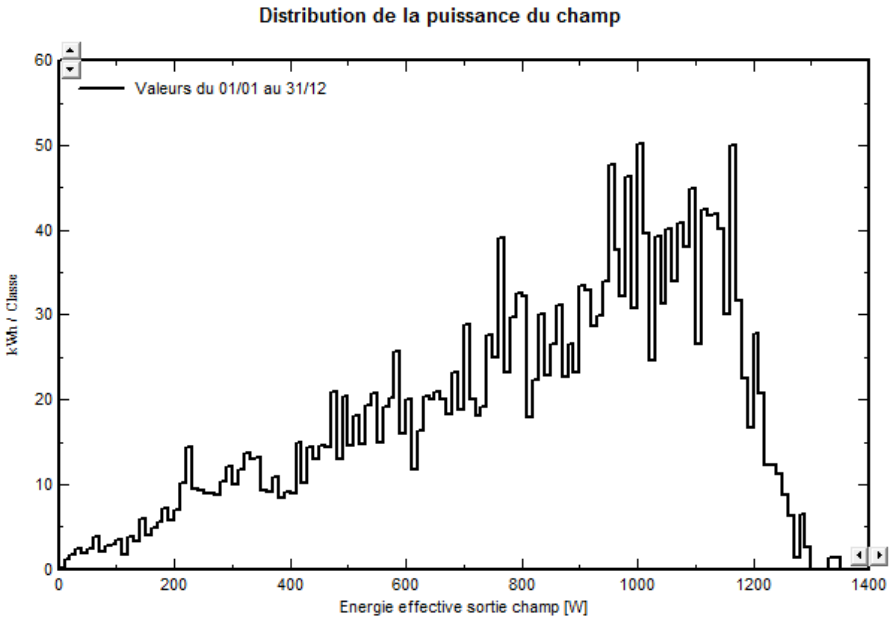


Figure III.23. Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PVMono-cristallin

Le diagramme journalier d'Entrée/Sortie du système *PV*Mono cristallin est représenté sur la Figure III.24

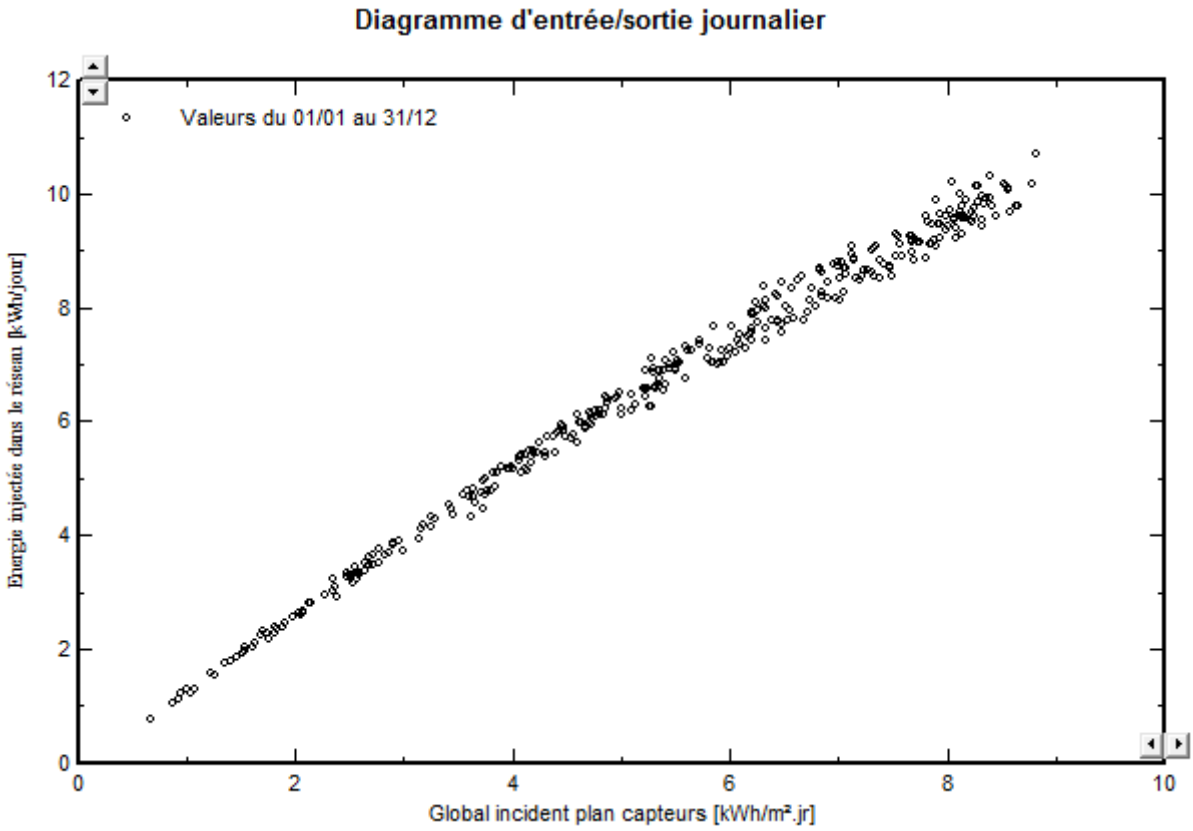


Figure III.24. Diagramme d'Entrée/Sortie journalier du système PV Mono-Cristallin

En comparant les deux figures III.18 et III.24, nous remarquons un meilleur alignement de la caractéristique du système *PV* à Mono-cristallin comparativement au système à Ploy-cristallin, ce qui reflète une meilleure efficacité de l'installation.

III.6.3 Comparaison des résultats de la simulation :

Après avoir obtenu les rapports de simulation des différents types de panneaux, nous allons comparer l'énergie électrique injectée au réseau par les deux chaînes photovoltaïques :

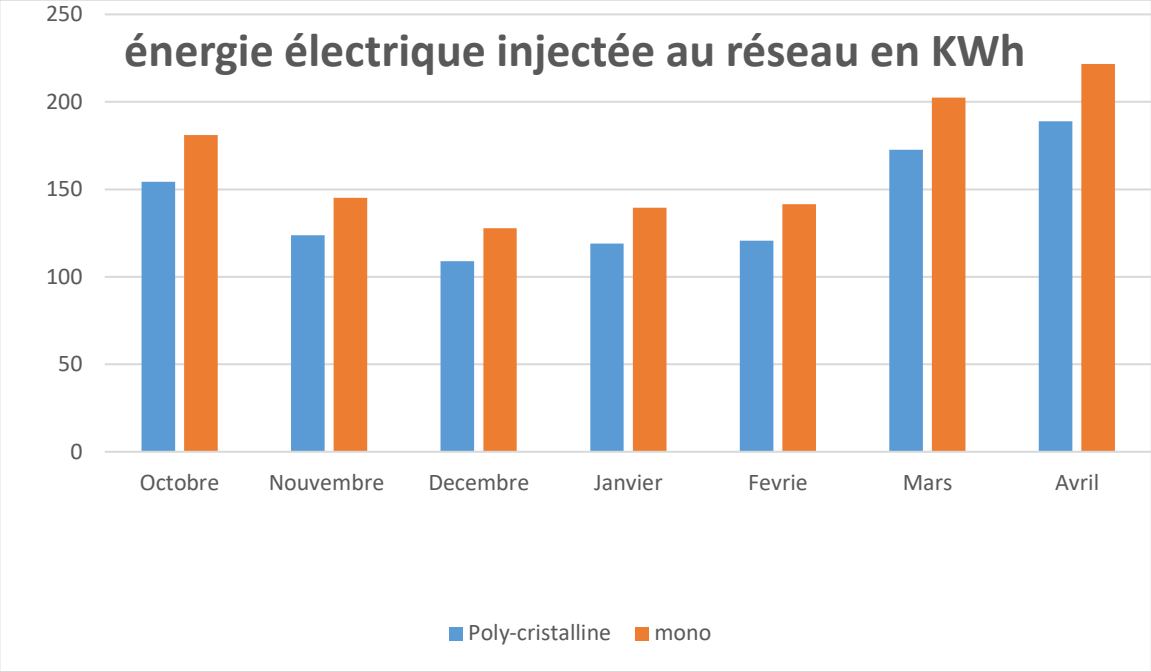


Figure III.25 : Énergie électrique générée par les trois types de panneaux PV

La figure III.25 montre que les quantités d'énergie électrique injectée au réseau par l'installation monocristalline est légèrement supérieurs à celle injectée au réseau par l'installation poly cristalline.

Si nous tenons compte des résultats de la simulation et des coûts de fabrication des technologies monocristalline et polycrstalline , nous pouvons dire que le Mono cristallin est le mieux adaptés à la région de MEDEA .

III.7 Conclusion :

La comparaison effectuée entre les trois types de panneaux solaires, basée sur les résultats fournis par l'installation photovoltaïque implantée à MEDEA et les résultats de la simulation.

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que le système PV à Silicium Monocristallin permet une production maximale d'énergie comparativement aux systèmes à Silicium Monocristallin.

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

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce rapport d'étude réalisé à MEDEA porte sur une étude comparative de panneaux solaires photovoltaïques monocristallins et polycristallin dans les conditions météorologiques de la ville de MEDEA, dans le but de repérer le type des panneaux solaires le mieux adapté au fonctionnement dans cette ville.

Dans un premier temps, nous avons donné un aperçu général sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïque ainsi que les différents types de systèmes photovoltaïques existants.

Nous avons vu, dans un deuxième temps, la définition et le principe de fonctionnement de cellule photovoltaïque en citant les caractéristiques principales. Ensuite on a présenté la modélisation de l'onduleur et l'hacheur qui vas possible utilisé dans les systèmes photovoltaïques et la commande MPPT.

Afin d'optimiser la gestion d'une installation PV, il est nécessaire de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes technologies de modules et conceptions de systèmes. En effet, lorsque la surface disponible est limitée (modules intégrés au bâti, toitures, façades), la technologie choisie devra permettre une production maximale d'énergie à la tension de fonctionnement de l'utilisateur.

Dans ce sens, nous avons effectué le dimensionnement de systèmes PV à Silicium Monocristallin en utilisant le logiciel PVSYST développé par l'Université de Genève.
Le dimensionnement de système PV à Silicium Polycristallin est également effectué pour comparaison.

A la base des résultats de simulation, la production des systèmes PV, pour un rayon
de surface de 13 m², est comme suit :
2413 KWh/an pour le système PV à Silicium Monocristallin;
2057 KWh/an pour le système PV à Silicium Polycristallin ;
Nous en déduisons que le système PV à Silicium Monocristallin permet une meilleure production énergétique, ce qui confirme le potentiel de cette technologie en termes d'approvisionnement énergétique.

Cette étude comparative nous a permis de repérer le Mono-cristallin comme étant le mieux adapté au fonctionnement sous les conditions climatiques de la ville de Medea.

Bibliographie

[1]	**International Standard IEEE Std 929-2000. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**
[2]	IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface. Ed. 2.0 b: 2004
[3]	Grahame Holmes, Thomas A. Lipo. —Pulse Width Modulation for Power Converters. Principles and Practice‖, USA. John Wiley & Sons, Inc. 2003
[4]	Holtz, —Pulsewidth modulation—A survey, ‖*IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 39, pp. 410–420, Oct. 1992
[5]	M. Ahmed BETTACHE, «*Application de la technique du Mode Glissant pour la Poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque*», mémoire de Master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2014
[6]	http://www.les-energies-renouvelables.eu/9702fonctionnement-dune-cellule photovoltaique.html. (la date : 24 JUIL 2015, l'heure : 17:23)
[7]	C. Domestiques, "*Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordée réseau au Sénégal*.",2009
[8]	O.Boukli-Hacene., «*conception Réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure Gestion énergétique»,* Mémoire d'ingéniorat, université de Tlemcen, Algérie, 2011
[9]	M.Angel, C.Pastor, «*Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*». Mémoire de doctorat de l'Institut National des Sciences, Toulouse, septembre 2006
[10]	BOULESNAME Rafik, «Etude d'une chaine, source photovoltaïque onduleur multiniveaux reliée au réseau électrique». Mémoire master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2015
[11]	*O.Boukli-Hacene., «conception Réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure Gestion énergétique», Mémoire d'ingéniorat, université de Tlemcen, Algérie, 2011.*
[12]	*TEBBOUB Bilal MEMOIRE DE MAGISTER Etude conceptuelle des systèmes photovoltaïques à double et triple jonction*
[13]	*OULD CHERCHALI Noureddine « analyse et commande d'un onduleur multiniveaux. Application à la machine asynchrone», memoire de magister, Centre universitaire de Medea 2006.*
[14]	*Boulkhracherf. S. « Analyse et Commande D'un Onduleur à Cinq Niveaux à Structure NPC Application à La Machine Asynchrone Commandée par Logique Floue » thèse de magister, ENP, 2001.*

[15] *N. Abouchabana, «* Etude d'une nouvelle topologie buck-boost appliquée à un MPPT *», Mémoire de Magistère, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2009.*

[16] *Beriber. B, «Cellules photovoltaïques organiques souples a grande surface», Mémoire de doctorat, L'université bordeaux I, 2004.*

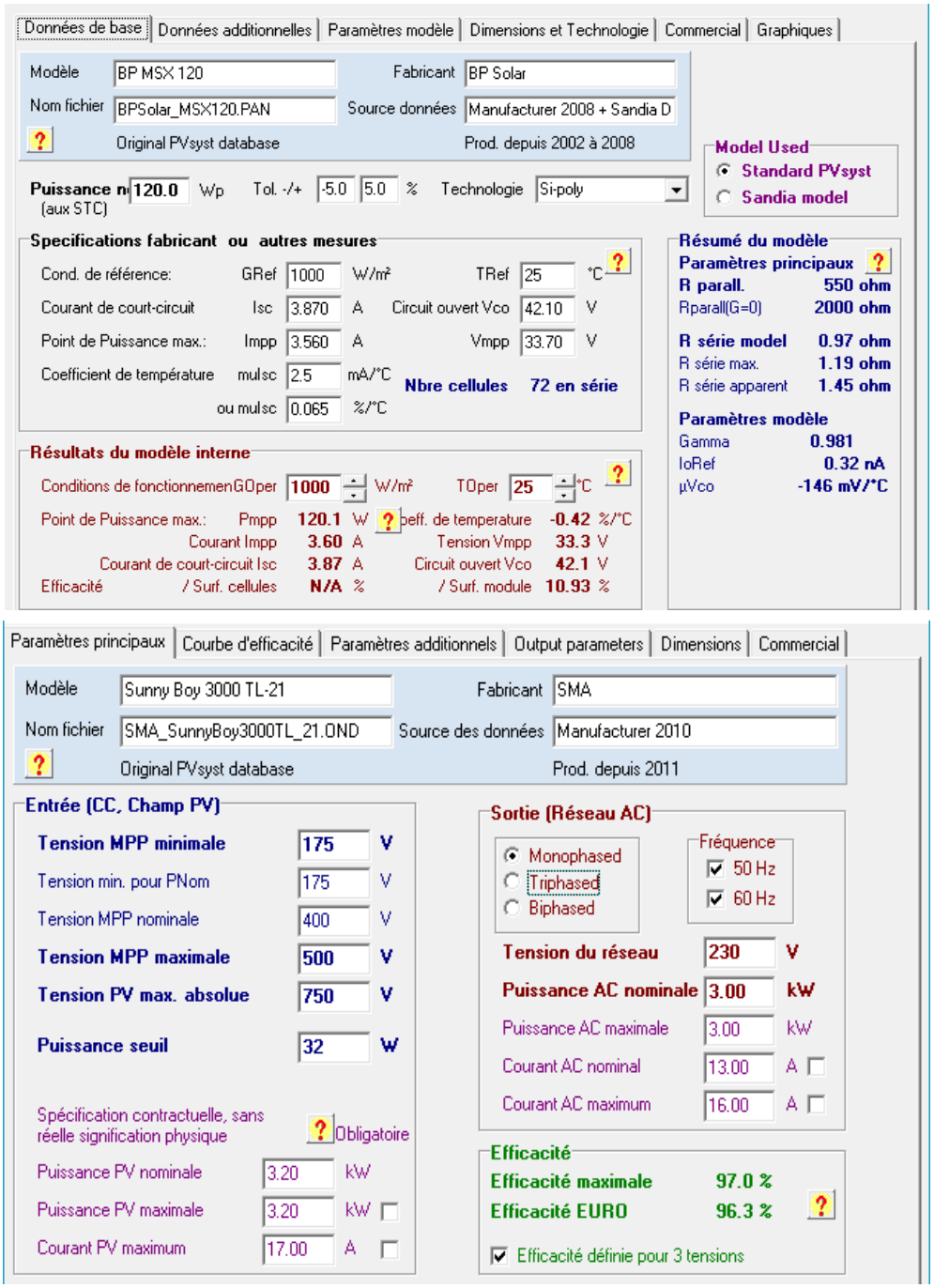
[17] *M. Ahmed BETTACHE, «Application de la technique du Mode Glissant pour la Poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque», mémoire de Master, UNIVERSITE DR. YAHIA FARES, Médéa, 2014.*

[18] *C. Domestiques, "Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordée réseau au Sénégal.",2009.*

[19] *J.Youngseok, S.Jungnun, Y.Gwonjog and C.Jaeho, « Amélioration de la perturbation et l'observation méthode de contrôle MPPT pour le système d'énergie photovoltaïque », la 31e Conférence des spécialistes photovoltaïques, pp.1788-1791, Floride 3-7 janvier 2005.*

[20] *A. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff, "Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs", PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.*

Annexe



Défiition de module BP solar MSX 120 et l'onduleur Sunny boy 3000 TL-21

BP MSX 120

120-Watt Multicrystalline Photovoltaic Modules

BP Solar's MSX series is a premium line of PV modules with a 25-year performance warranty, tightly controlled electrical parameters, and labeling showing each module's tested electrical characteristics. Providing 120 watts of nominal maximum power, the MSX 120 is used primarily in large battery-equipped PV systems or — through an inverter — to provide AC power directly to a load. Typical applications include grid-supplemental residential and commercial systems, telecommunications, remote villages and clinics, pumping, and land-based navigation aids. Its attractive bronze-anodized frame also suits it well for architectural applications.

This product is available as a framed module or an unframed laminate, in 12V or 24V nominal configurations, with either:

- Dual high-volume junction boxes which allow on-site 12V/24V selection by rewiring (MSX 120);
- Installation-speeding DC-rated polarized connectors (MSX 120MC).

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of these module's construction and materials:

- 72 multicrystalline silicon solar cells configured as one series string or two 36-cell series strings (bypass diodes are included);
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3mm tempered glass;
- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies.



Weatherproof Connectors

MSX 120MC output is via heavy-duty (4mm²/AWG #12) output cables with polarized weatherproof DC-rated connectors which provide reliable Low-resistance connections, eliminate wiring errors, and speed installation. Asymmetrical cables enable side-by- side or end-to-end module placement in arrays.

High-Capacity Versatile Junction Box

The junction boxes of the MSX 120 are rain tight (IP54 rated) and accept PG13.5 or 1/2" nominal conduit or cable fittings. Their volume (411cc, 25 cubic inches) and 6-terminal



Universal Frame

Connection blocks enable most system array connections (putting modules in series or parallel) to be made right in the boxes. Options include:

- An oversize terminal block which accepts conductors up to 25mm² (AWG #4); standard terminals accept up to 6mm² (AWG #10);
- A Solar state™ charge regulator.

Products with junction boxes may be rewired to provide 12V or 24V output.

Limited Warranties

- Power output for 25 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 5 years.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.

Individually Tested and Labeled

Each module tested and labeled with its actual output — voltage, current, and power at maximum power point (P_{max}) — at Standard Test Conditions and Standard Operating Conditions.



BP MSX 120

MSX 120 laminates also qualify for the above listings and certifications; MSX 120MC laminates are UL-recognized. MSX 120 modules and laminates with junction boxes are also certified by Power Mark Corporation and approved by Factory Mutual Research for application in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations.

Annexe 3

Catalogue du module BP MSX 120

Utilisé dans le dimensionnement PV systèmes Poly-cristallin

Quality and Safety

MSX 120 and MSX 120MC modules are manufactured in our ISO 9001-certified factories, listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating), certified by TÜV Rheinlander as Class II equipment, and comply with the requirements of IEC 61215 including:

- repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
- Simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
- A "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C And 85% relative humidity;
- A "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- Static loading, front and back, of 2400 Pascal (50 psf); front loading (E.g. snow) of 5400 Pascal (113 psf).

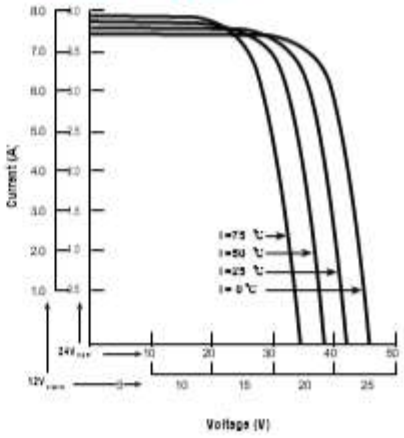
Electrical Characteristics[1]

	MSX 120	MSX 110[2]
Voltage at P_{max} (V_{mp})	33.7V	33.6V
Minimum P_{max}	114W	105W
Short-circuit current (I_{sc})	3.87A	3.6A
Open-circuit voltage (V_{oc})	42.1V	41.6V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT[3]	47±2°C	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating) 1000V (TUV Rheinland rating)	
Maximum series fuse rating	20A	

Notes

1. These data represent the performance of typical MSX 110 and MSX 120 products in 24V configuration. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
   - Illumination of 1 kW/m^2 (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
   - Cell temperature of 25°C.
2. During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical P_{max}.
3. The cells in an illuminated module operate hotter than the Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m^2, And wind speed of 1 m/s.
4. The power of solar cells varies in the normal course of production; the MSX 110 is assembled using cells of slightly lower power than the MSX 120.

MSX 120 I-V Curves



SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL



Économique
- Rendement maximal de 97 %
- Technologie multistring dans toutes les classes de puissance
- Réduction des coûts en raison du nombre réduit de strings parallèles
- Gestion de l'ombrage grâce à l'OptiTrac Global Peak

Flexible
- Tension d'entrée DC max. de 750 volts
- Fonctions de gestion de réseau intégrées grâce à la mise à disposition de la puissance réactive

Simple
- Sans ventilateur
- Montage mural simplifié
- Système de connexion DC SUNCLIX
- Raccordement rapide sans outil

Communicatif
- Facilité de réglage des paramètres régionaux
- Technologie Bluetooth® en série
- Relais multifonctions de série

SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL
avec Reactive Power Control

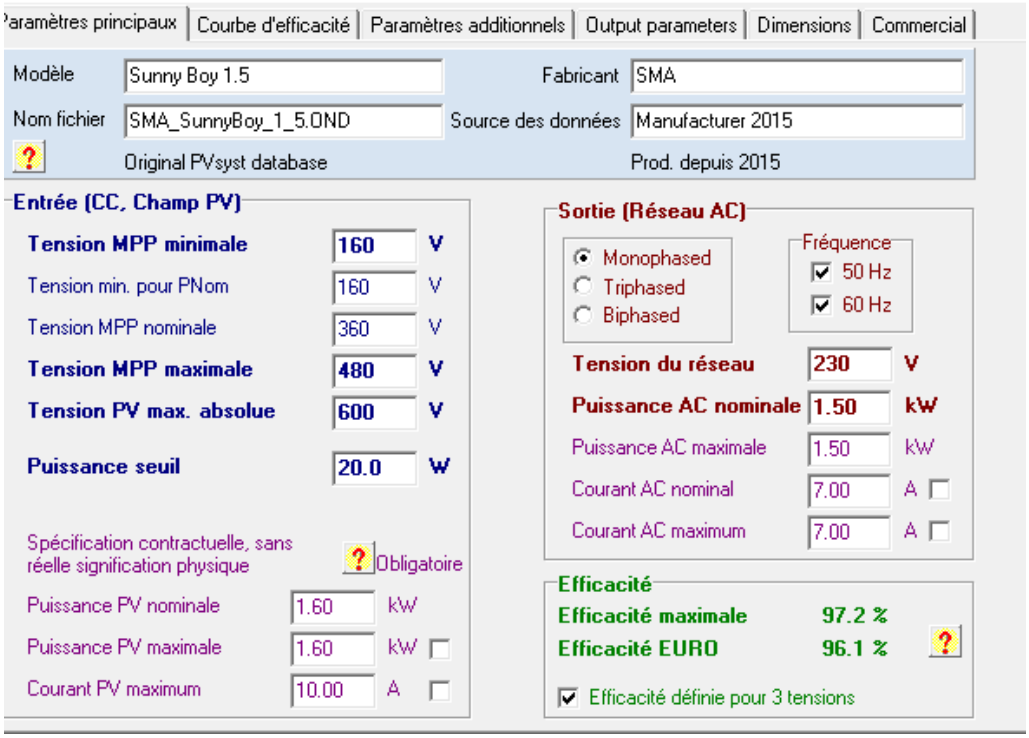
Le même, en mieux. Sunny Boy : l'onduleur universel.

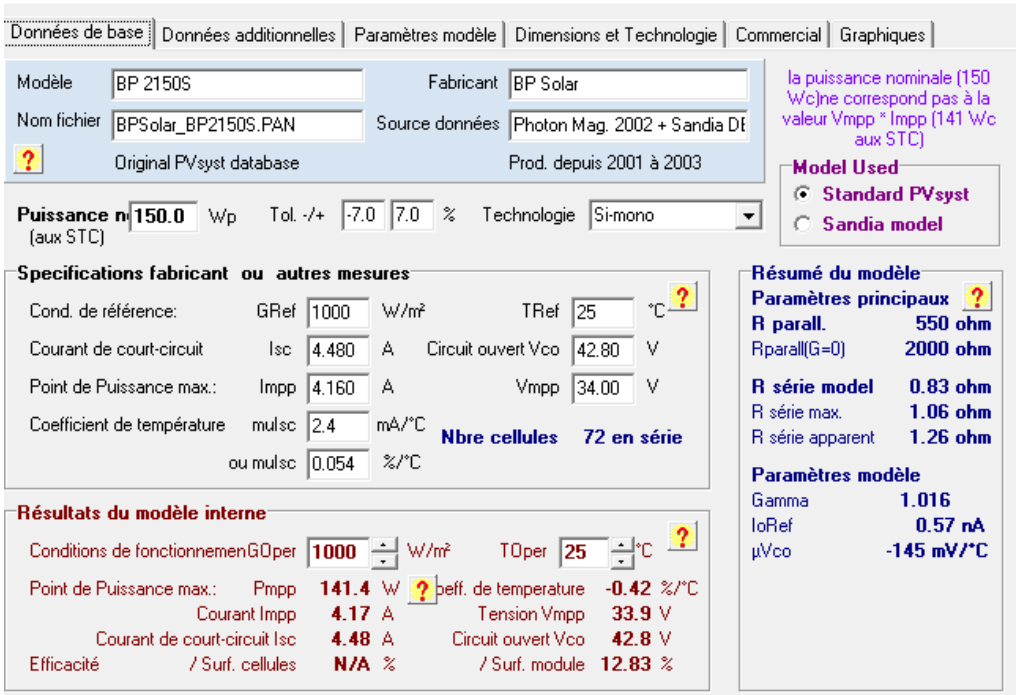
Le nouveau Sunny Boy se montre encore plus performant que son prédécesseur, le célèbre Sunny Boy 3000TL nouvelle génération. Cette nouvelle version apporte une souplesse plus grande dans le dimensionnement des installations partiellement ombragées tout en offrant une série d'avantages supplémentaires : un rendement plus élevé et une manipulation plus ergonomique. Intégrant d'ores et déjà des fonctions de gestion du réseau, ces onduleurs sont parfaitement parés pour l'avenir et ainsi prêts à contribuer au soutien du réseau électrique.

Catalogue de l'onduleur Sunny Boy 3000TL

Utilisé dans le dimensionnement PV systèmes Poly-cristallin

Données techniques	Sunny Boy 3000TL
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (pour cos φ=1)	3200 W
Tension d'entrée max.	750 V
Plage de tension MPP / tension d'entrée assignée	175 V - 500 V / 400 V
Tension d'entrée min. / de démarrage	125 V / 150 V
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 15 A
Courant d'entrée max. par string (entrée A / entrée B)	15 A / 15 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP	2 / A : 2 ; B : 2
Sortie (AC)	
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	3000 W
Puissance apparente AC max.	3000 VA
Tension nominale AC / plage	220 V, 230 V, 240 V/180 V-280 V
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Fréquence / tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	16 A
Facteur de puissance à la puissance assignée	1
Facteur de déphasage réglable	0,8 inductif ... 0,8 capacitif
Phases d'injection / de raccordement	1 / 1
Rendement	
Rendement max. / rendement européen	97 % / 96 %
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté DC	●
Surveillance du défaut à la terre / du réseau	● / ●
Protection inversion de polarité DC / résistance aux courts-circuits AC / séparation galvanique	● / ● / –
Unité de surveillance du courant différentiel résiduel, sensible à tous les courants	●
Classe de protection (selon IEC 62103) / catégorie de surtension (selon IEC 60664-1)	I / III
Données générales	
Dimensions (L / H / P)	490 / 519 / 185 mm (19
Poids	26 kg / 57,3 lb
Plage de température de fonctionnement	-25°C ... +60°C/-13°F ... +140°F
Émission de bruits (typique)	25 dB(A)
Autoconsommation (nuit)	1 W
Topologie	Sans transformateur
Système de refroidissement	Convection
Indice de protection (selon IEC 60529)	IP65
Catégorie climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %
Équipement	
Raccordement DC / Raccordement AC	SUNCLIX / Borne à ressort
Écran	Graphique
Interface : RS485 / Bluetooth / Webconnect / Speedwire[4]	○ / ● / ○ / ○
Relais multifonctions / Power Control Module	○ / ○
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 / 25 ans	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificats et homologations (autres sur demande)	CE, VDE0126-1-1, VDE-AR C10/11, RD1699, RD66 G59/2, EN50438[3], IEC 617





Définition de l'onduleur et le module

Utilisé dans le dimensionnement PV systèmes Mono-cristallin

bp solar

BP 2150S

150-Watt
Monocrystalline Photovoltaic Module

The BP 2150S PV module is part of BP Solar's new series of 72-cell modules designed specifically for large PV systems. With the strongest frame in the industry, time-tested monocrystalline silicon solar cells, integral bypass diodes, and installation-speeding MultiContact® polarized connectors, it provides cost-effective power for DC loads or, with an inverter, AC loads. Its 72-cell series string charges 24V batteries (or multiples of 24V) efficiently in virtually any climate. With 150 watts of nominal maximum power, the BP 2150S is primarily used in utility grid-supplemental systems, telecommunication systems, pumping and irrigation, cathodic protection, remote villages and homes, and land-based navigation aids.

Proven Materials and Construction

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of this module's construction and materials:

- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies;
- 72 monocrystalline silicon solar cells in series;
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3 mm tempered glass;
- MultiContact® plug-and-socket connectors provide reliable low-resistance connections and eliminate wiring errors.



Clear Anodized
Universal Frame

Limited Warranties

- Power output for 20 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 1 year.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.

Quality and Safety

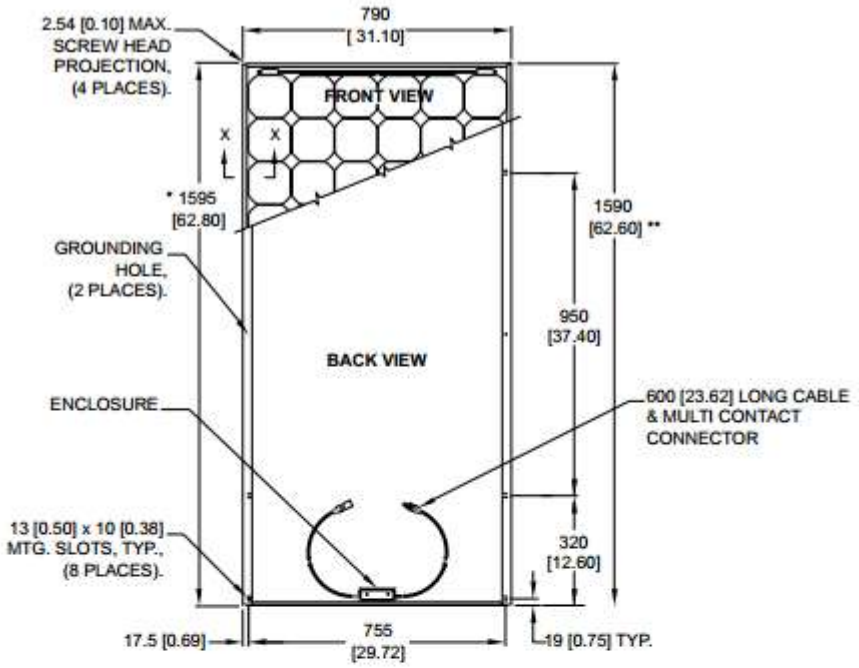
- Manufactured in ISO 9001-certified factories;
- Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating);
- Certified by TÜV Rheinland as Class II equipment for use in systems with voltage up to 1000VDC;
- Complies with the requirements of IEC 61215, including:
  - repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;
  - simulated impact of 25 mm (one-inch) hail at terminal velocity;
  - 2200 VDC frame/cell string isolation test;
  - static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf); front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf)



BP 2150S

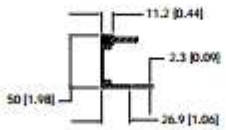
Module BP Solar BP 2150S

Utilisé dans le dimensionnement PV systèmes MONO-cristallin

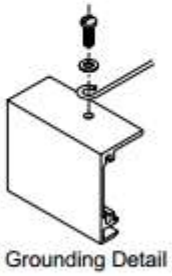


BP 2140S, BP 2150S

* includes screw head projection on each end
** does not include screw head projection



Section X-X



Grounding Detail

Dimensions

Unbracketed dimensions are in millimeters.
Dimensions in brackets are in inches.
Overall tolerances ±3mm (1/8")

Mechanical Characteristics

	Weight
BP 2150S	15.4 kg (34 pounds)