

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

pour l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Spécialité : Machine Electrique

présenté par

MugumbateMufaro

&

Mashangwa Trevor

Analyse du comportement dynamique d'un générateur photovoltaïque

Proposé par : Dr CHEGGAGA Nawal

Année Universitaire 2016-2017

Remerciements

Premièrement nous aimerions remercier Dieu pour nous donner la solidité dans nos études.

Nous tenons à remercier le gouvernement Algérien et la Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique pour nous donner l'occasion d'avancer notre formation d'université sous une bourse d'études.

Nous remercions très sincèrement Madame **N.Cheggaga**, sans elle ce travail ne serait jamais achevé, nous lui souhaitons du succès dans ses recherches ainsi que dans sa vie professionnelle.

Nous tenons à remercier les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de participer à l'examen de ce travail.

Nous aimerions aussi remercier tous les professeurs qui ont joué un rôle directement ou indirectement dans nos études d'université ici à USDB.

Enfin, nos remerciements vont à tous ceux qui portent de l'estime pour nous et qui nous ont soutenus d'une manière ou d'une autre pour l'élaboration de ce travail.

Je dédie ce modeste travail à mon père F.Mugumbate et ma mère L.Mabande pour tous les sacrifices ils font pour moi, pour l'amour et le supporte ils me donnent.

À ma tante A.Mugumbate pour les conseils que vous donnez à tous.

À mes grands-parents pour toutes les paroles de sagesse.

À ma petite sœur Grace et à tous mes amis et famille.

M.Mugumbate

Je voudrais consacrer le travail accompli dans ce travail à ma mère V. Mashangwa, qui a été là pour nous encourager et me soutenir de toutes les manières de ma vie, de mon projet et de mon travail académique. Je remercie tous ceux qui sont les plus proches de ma vie pour leur contribution qui m'a amené là où je suis aujourd'hui. Cela comprend mes frères, Tapuwa, Terence et Taurai, qui ont toujours été une épaule sur laquelle je peux m'appuyer et avoir soutenu mon travail. Je remercie Thembe, qui a toujours cru en ce que je peux accomplir et m'a soutenu. Je remercie mon ami avec qui j'ai travaillé pendant le projet, Mufaro, qui a également contribué grandement à ce succès.

Surtout, j'honore Dieu qui a rendu ce travail réalisable, ce qui m'a donné la force de rester concentré sur tous les objectifs du travail et de ma vie, et sans lui, rien du tout n'aurait été atteint.

T. Mashangwa

Introduction générale

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et les substances polluantes (au-delà du protocole de Kyoto 1992), en exploitant et en combinant des sources d'énergie alternatives et renouvelables ainsi qu'en réduisant l'utilisation de combustibles fossiles voués à l'épuisement en raison de leur forte consommation dans de nombreux pays, est devenu capital. Le Soleil constitue naturellement une source d'énergie renouvelable offrant un grand potentiel et pouvant être utilisée tout en respectant l'environnement. À chaque instant, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au soleil reçoit une énergie supérieure à 50 000 TW par conséquent, la quantité d'énergie solaire atteignant la surface de la Terre est considérable, équivalant à près de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier [7]. Il s'agit donc d'une énergie abondante, renouvelable, qui pourrait parfaitement couvrir la totalité ou une grande part de nos besoins énergétiques futurs, comme elle l'a fait durant des milliers d'années.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles. De plus en plus de systèmes photovoltaïques sont connectés à des réseaux électriques afin de réduire la pression sur les réseaux et de réduire la dépendance des combustibles fossiles pour l'énergie. L'augmentation du coût des énergies classiques d'une part, et la limitation de leurs ressources d'autre part, font que l'énergie photovoltaïque devient de plus en plus une solution parmi les options énergétique.

Mis en évidence depuis le siècle dernier, l'effet photovoltaïque a connu ses premières applications pour l'espace (alimentation des satellites) dans les années 1950 et ses premières

utilisations terrestres dans l'année 1970. Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et est même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et réfrigérateurs solaires.

En effet, cette énergie est soumise aux conditions météorologiques (éclairage et température). Elle présente donc une fluctuation de production qui peut être importante en fonction du site d'installation, ce qui pose des problèmes sur les réseaux locaux qu'elle participe à alimenter. L'un des principaux problèmes rencontrés par les chercheurs dans ce domaine de la photovoltaïque est comment produire des matériaux photovoltaïques qui peuvent réagir et s'adapter à des conditions variables de température et éclairage. Certaines solutions proposées incluaient l'insertion de diodes de by-pass dans les modules photovoltaïques pour les situations où l'éclairage a rapidement chuté (le soleil est couvert de nuages ou le module est recouvert d'une ombre). Cette solution a également été avantageuse dans les cas où une partie du module a été endommagée. Des recherches ont été effectuées afin que les modules soient constitués de matériaux qui n'absorbent pas la chaleur de sorte qu'ils restent à des températures optimales tout le temps. Avec le temps, des méthodes ont été développées, ce qui a permis aux modules photovoltaïques de fonctionner à des points optimum qui ont entraîné la production de puissance maximale par le module, malgré tout la recherche, les conditions climatiques (température et éclairage) restent les principaux paramètres qui déterminent la quantité de puissance produite par un système photovoltaïque.

Ce Mémoire a pour but d'analyser le comportement dynamique d'un générateur photovoltaïque face à des variations météorologiques. Le travail est divisé en quatre chapitres :

Au premier chapitre on revient sur la définition d'énergie renouvelable et on évoque son histoire depuis son début à ces derniers temps. On s'intéresse aussi à la plus petite mais plus importante partie d'un générateur photovoltaïque; la cellule photovoltaïque et les différentes technologies des cellules photovoltaïques. Chapitre deux se concentre sur le gisement solaire et comment le rayonnement solaire est converti en électricité par l'effet photovoltaïque. Dans ce chapitre on étudie aussi en détail la cellule photovoltaïque et les effets de l'éclairage et température sur ses performances. Le chapitre trois décrit le fonctionnement des convertisseurs d'électronique de puissance d'un générateur photovoltaïque en particulier le

hacheur et l'onduleur. On discute aussi les méthodes utilisées pour traquer la puissance maximale des modules photovoltaïques et les topologies des champs photovoltaïques. Chapitre quatre est focalisé sur le comportement de l'ensemble complet du générateur photovoltaïque face aux variations de éclairement et température. On étudie aussi la variation du rapport cyclique par la méthode MPPT appliquée pour chercher le point associé à la puissance maximale du générateur.

ملخص:

ان تزايد الطلب على الطاقة في العالم، و ظاهرة الاحتباس الحراري الناتجة عن استعمال الوقود الاحفوري قد حفزا كثيرا البحث عن مصادر لطاقة متجددة مثل الخلايا الكهروضوئية . لهذا نقدم في هذا العمل نموذج وظيفي في "مطلب" لتحليل سلوك المولد الضوئي و السيطرة على مهاراته بهدف مواجهة التغيرات المفاجئة و التدريجية للظروف المناخية، بحيث اظهرت نتائج محاكاة السلوك الديناميكي للجهاز فعالية النموذج المقترح و اكدت استجابة نظامه حتى في الظروف القاسية التي قد يتعرض لها النظام .

الكلمات المفتاحية للبحث:

الطاقة الكهروضوئية، المولد الضوئي، المحاكاة، الاضاءة، درجة الحرارة، المنطقة المظلمة.

Résumé- La croissance de la demande en énergie dans le monde et le réchauffement planétaire résultant des combustibles fossiles a largement stimulé la recherche des nouvelles sources d'énergie inépuisables, telles que l'énergie photovoltaïque. Nous présentons dans ce travail un modèle fonctionnel sous Matlab pour l'analyse du comportement et la maîtrise des performances d'un générateur photovoltaïque face aux variations brusque et aux variations graduelle des conditions climatiques : éclairement et température. Les résultats de simulation obtenus sur le comportement dynamique du système étudié ont montré la fiabilité du modèle proposé et ont affirmé la réponse du système face aux conditions extrêmes aux quelles le système peut être exposé.

Mots clés : L'énergie Photovoltaïque, Générateur Photovoltaïque, Simulation, Eclairment, Température, Ombrage.

Abstract- Global energy demand growth and global warming resulting from fossil fuels has greatly stimulated the search for new, unlimited sources of energy, such as photovoltaic energy. We present in this work a functional model in Matlab for the analysis of the dynamic behavior and the performance control of a photovoltaic generator in response to sudden variations and gradual variations in climatic conditions: irradiance and temperature. The simulation results obtained on the dynamic behavior of the system studied showed the reliability of the proposed model and affirmed the response of the system to the extreme conditions to which the system can be exposed.

Keywords: Photovoltaic Energy, Photovoltaic Generator, Simulation, Irradiation, Temperature, Shading.

Listes des acronymes et abréviations

A : Le facteur d'idéalité de la diode
AC: Courant Alternative
AM: Air Mass
CdS- Sulfure de cadmium
CdTe- Tellure de cadmium
Cu₂S- Sulfure de cuivre
CuInGaSe₂- Cuivre indium gallium (di) selenid
DC: Courant Direct
EPFL- École polytechnique fédérale de Lausanne
FF: Facteur de forme
G : L'éclairement absorbé par la cellule (W/m²)
G réf : L'éclairement de référence (1000 w/m²)
GaAs- Arséniure de gallium
GaInP- Gallium et phosphore d'indium
GPV : Générateur photovoltaïque
GWp-Gigawatt-peak (puissance nominale d'une PV module)
I_{cc} : Courant de court-circuit (A)
I_d : Courant de diode (A)
Inc.Cond: Incrément de Conductance
I_o : Courant de saturation inverse de la diode (A)
I_o réf : Courant de saturation inverse de référence de la diode (A)
I_p : Courant de résistance parallèle (A).
I_{ph} : Le photo-courant (A)
I_{ph} réf : Photo-courant à STC
I_{ppm} : Courant de point de Puissance maximale (A)
k : La constante de Boltzmann (1.381*10⁻²³ J/K)
MgPh- Phosphure de magnésium
MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion
MPPT: Maximum Power Point Tracking
MW-Mégawatt (unité de puissance)
N_p : Nombre de cellules photovoltaïque en parallèle

NREL USA- National Renewable Energy Laboratory- United States of America

Ns : Nombre de cellules photovoltaïque en série

P&O: Perturbe and Observe

Pm : Puissance maximale (W)

PPM : Point de Puissance Maximale

PV : Photovoltaïque

q : La charge de l'électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C)

ROAP/CA: Regional Office for Asia and the Pacific/ Central Asia

Rp: Résistances parallèle (shunt) de la cellule (Ω)

Rs : Résistance série de la cellule (Ω)

SiC- Carbure de silicium

Si-Silicium

STC : Standard Test Conditions (Conditions de test standard) 25°C et 1000W/m²

Tc : La température réelle de la cellule PV (°K)

Tc réf: La température de référence de la cellule PV (298 °K).

USA/CAN: United States of America / Canada

Vco: Tension de circuit ouvert (V)

Vi : Tension à l'entrée du Hacheur(V)

Vo : Tension à la sortie du Hacheur(V)

Vppm : Tension de point de Puissance maximale (V)

α : Rapport cyclique

λ : La longueur d'onde (m)

Liste des figures

Figure 1.1 :	Production de l'industrie PV par région (2005-2015)-Production annuelle mondiale	6
Figure 1.2 :	Installation Photovoltaïque cumulative mondiale par région 2015	7
Figure 1.3 :	Technologies des cellules PV	8
Figure 2.4 :	Types des cellules PV	9
Figure 1.5 :	Production PV par technologie : Pourcentage de Production Annuelle Globale	11
Figure 2.1 :	Atlas Mondiale de l'éclairement solaire moyenne (kWh/m ² /jour)	14
Figure 2.2 :	Position du soleil	18
Figure 2.3 :	Composants du rayonnement solaire	19
Figure 2.4 :	Schéma d'une cellule solaire	20
Figure 2.5 :	Coupe d'un module PV	23
Figure 2.6 :	cellules PV, Module/Panneau PV et Champ PV	24
Figure 2.7 :	Schéma équivalent d'une cellule idéale	24
Figure 2.8 :	Schéma équivalent d'une cellule réelle	26
Figure 2.9 :	Schéma de modélisation relative à l'équation (2.19) sous Simulink (I)	27
Figure 2.10 :	Schéma de modélisation relative à l'équation (2.24) sous Simulink(I _{ph})	29
Figure 2.11 :	Schéma de modélisation relative à l'équation (2.28) sous Simulink (I _{o ref})	30
Figure 2.12 :	Schéma de modélisation relative à l'équation (2.30) sous Simulink (I _o)	31
Figure 2.13 :	Courbe I(V) et P(V) associée avec MPP	31

Figure 2.14 : Association de 3 cellules PV en série	33
Figure 2.15 : Association de 3 cellules PV en parallèle	33
Figure 2.16 : Graphes I(V) et P(V) à éclairagements différents	34
Figure 2.17 : Graphes I(V) et P(V) à températures différentes	35
Figure 2.18 : Fonctionnement d'une diode by-pass	36
Figure 3.1: Symbole d'un convertisseur DC-DC	37
Figure 3.2: Schéma électrique d'un hacheur boost	38
Figure 3.3: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost	39
Figure 3.4 : Schéma électrique d'un hacheur élévateur fermé	39
Figure 3.5 : Schéma électrique d'un hacheur élévateur ouvert	40
Figure 3.6 : Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT	41
Figure 3.7 : Caractéristique puissance-tension d'un panneau photovoltaïque (P&O)	44
Figure 3.8. Algorithme de la méthode Incrément de conductance	46
Figure 3.9 : Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé	47
Figure 3.10 : Schéma d'un onduleur NPC à 3 niveaux	48
Figure 3.11 : Séquences de fonctionnement d'un bras d'onduleur NPC à trois niveaux	48
Figure 3.12 : Contrôle par MLI	49
Figure 3.13 : Commande des interrupteurs par MLI	50
Figure 3.14 : Onduleur central	51
Figure 3.15 : Onduleur string	52
Figure 3.16 : Onduleur intégré au panneau	52
Figure 4.1 : Implémentation des paramètres de module PWX 500 (49W) sous Simulink	54
Figure 4.2 : Schéma globale de simulation du module PWX 500 (49W) sous Simulink	54
Figure 4.3 : Courbes I(V) à éclairagements différentes (T=25 °C)	55
Figure 4.4 : Courbes P(V) à éclairagements différents (T=25 °C)	55

Figure 4.5 : Courbes I(V) à températures différentes ($G=1000 \text{ W/m}^2$)	56
Figure 4.6 : Courbes P(V) à températures différentes ($G=1000 \text{ W/m}^2$)	56
Figure 4.7 : Schéma de l'ombrage partiel (3 modules PWX 500 49W) sous Simulink	57
Figure. 4.8 : L'effet de l'ombrage partiel sur les courbes I(V), P(V)	57
Figure. 4.9 : Schéma globale du système PV raccorde au réseau	59
Figure 4.10 : Résultats de simulation de GPV	60
Figure. 4.11 : La Tension Vab	62
Figure. 4.12 : La Tension Vab (zoom)	62
Figure. 4.13 : Tension Va et Courant Ia à la sortie de l'onduleur	62
Figure. 4.14 : Tension Va et Courant Ia à la sortie de l'onduleur (zoom)	63

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Résumé les événements importants de l'histoire du photovoltaïque
4

Tableau 1.2 : Comparatif des différentes technologies des cellules PV
10

Tableau 3.1 : États possibles de l'onduleur NPC à 3 niveaux
49

Tableau (a) : Paramètres de module Photowatt PWX500 49W
67

Tableau (b) : Paramètres de SunPower SPR-305E-WHT-D
68

Tableau (c) : Paramètres de Champ PV avec des modules SunPower SPR-305E-WHT-D
68

Tableau (d) : Paramètres de transformateur
69

Table des matières

Introduction

Générale.....1

Chapitre 1 : Introduction de l'énergie Photovoltaïque

1.1 Définition d'énergie renouvelable.....4

1.1.1 Définition énergie photovoltaïque.....4

1.2 Historique de photovoltaïque4

1.3 Production de modules PV & de l'industrie PV mondiale.....6

1.3.1 Installation Photovoltaïque cumulative mondiale.....7

1.4 La cellule PV.....7

1.4.1 Les différentes technologies des cellules PV8

a) Cellules monocristallines.....9

b) Cellules polycristallines.....9

c) Cellules amorphes.....9

d) Cellules organiques et plastiques.....9

e) Cellules couches minces (Thin film).....10

1.5 Production PV Globale par technologie11

1.6 Avantages et inconvénients de l'énergie PV.....12

a) Avantages.....	12
b) Inconvénients.....	12
1.6	
Conclusion.....	13

Chapitre 2 : Généralité sur le Photovoltaïque

2.1		L'énergie
solaire.....	14	
2.1.1	Principes de calcul de	l'énergie
solaire.....	15	
a)	La latitude (φ)	
.....	15	
b) La longitude (l).....	16	
c)		
L'altitude.....	16	
2.1.2	La déclinaison du soleil (δ).....	16
2.1.3	Durée du	
jour.....	16	
2.1.4	L'angle horaire (ω).....	17
2.1.5	Temps solaire	moyen.....
		17
2.1.6	Temps solaire vrai (TSV)
		17
2.1.7	La durée et	taux
d'insolation.....	17	
2.2	Position	du
soleil.....	18	

2.3	Rayonnement solaire.....	19
a)	Rayonnement direct.....	20
b)	Rayonnement diffus.....	20
c)	Rayonnement réfléchi.....	20
d)	Rayonnement global.....	20
2.4	L'effet Photovoltaïque.....	20
a)	Dopage de type N.....	21
b)	Dopage de type P.....	21
c)	La jonction PN.....	21
2.5	Principe de fonctionnement.....	21
2.6	Module Photovoltaïque.....	21
2.7	Champ photovoltaïque.....	23
2.8	Modélisation & Simulation d'une cellule Photovoltaïque.....	24
a)	Résistance Série.....	26

b)		Résistance	
Parallèle.....			26
c)	Détermination	de	
I _{ph}			28
d)	Détermination de I _o réf.....		29
e)	Détermination	de	
I _o			30
2.9	Caractéristiques	d'une	cellule
PV.....			31
2.10	Facteur	de	forme
FF.....			32
2.11			
Rendement.....			32
2.12	Influence de l'association	série	des cellules
PV.....			33
2.13	Influence de l'association	parallèle	des cellules
PV.....			33
2.14	Effets d'Eclairement(SunPower SPR-305E-WHT-D).....		33
2.15	Effets de température(SunPower SPR-305E-WHT-D).....		34
2.16	Ombrage.....		35
2.17			
Conclusion.....			36
Chapitre 3: Convertisseurs d'électronique de puissance d'une Générateur Photovoltaïque			
Introduction.....			37

3.1	Les	Hacheurs	(Convertisseur	DC/DC)	
.....					37
3.1.1	Hacheur	élevateur	(ou	boost)	
.....					38
a)	Fonctionnement.....				38
b)	Schéma				
équivalent.....					39
c)	Rapport				
cyclique.....					40
3.2	Commande MPPT.....				41
a)	Types	de	commandes		
MPPT.....					42
3.2.1	Les méthodes				
indirectes.....					42
a)	Méthode	de	la	tension	de
circuit					
ouvert.....					42
b)	Méthode	de	courant	de	court-
circuit.....					43
3.2.2	Les méthodes				
directes.....					43
a)	Méthode	Perturbe	&	Observe	(P&O)
.....					43
b)	Méthode	incrémentation	de	la	
conductance.....					44
3.3	Les				
onduleurs.....					47
3.3.1	Classification des onduleurs.....				47

a) Les onduleurs autonomes.....	47
b) Les onduleurs non autonomes.....	47
c) Onduleurs hybrides ou intelligents.....	47
3.3.2 Type des Onduleurs.....	47
a) Onduleur Monophasé.....	47
b) Onduleur Triphasé (à 3 niveaux).....	48
3.3.3 Commande de l'onduleur.....	49
3.4 Les topologies de champs.....	50
a) L'onduleur central.....	51
b) Les onduleurs strings.....	51
c) Les onduleurs intégrés aux panneaux.....	51
Conclusion.....	52

Chapitre 4 : Simulation d'une Générateur Photovoltaïque

Introduction.....	53
4.1 Simulation d'une cellule (PhotowattPWX500 49W).....	53
4.2 Effets d'Eclairement (PhotowattPWX500 49W).....	54
4.3 Effets de température (PhotowattPWX500 49W).....	55
4.4 L'ombrage partiel (PhotowattPWX500 49W).....	56

4.5 Simulation d'un Générateur PV (SunPower SPR-305E-WHT-D).....	58
a)Résultat de simulation.....	60
Conclusion.....	63
Conclusion générale.....	64
Annexe.....	67
Bibliographié.....	70

Chapitre 1 Introduction de l'énergie Photovoltaïque

1.1 Définition d'énergie renouvelable

On désigne énergies renouvelables un ensemble de filières diversifiées dont la mise en œuvre n'entraîne en aucune façon l'extinction de la ressource initiale et est renouvelable à l'échelle humaine :

- Vent : éolienne.
- Soleil : thermique, photovoltaïque, thermodynamique.
- Chaleur terrestre : géothermie.
- Eau : hydroélectrique, marémotrice.
- Biodégradation : biomasse.
- Biocarburant.

Les énergies renouvelables sont ainsi multiples et fondamentalement diverses par leurs mécanismes physiques, chimiques ou biologiques.

1.1.1 Définition d'énergie photovoltaïque

Le nom Photovoltaïque vient du Grec, il est composé de deux parties:

Photos : Lumière.

Volt : Unité de tension électrique, du nom Alessandro volta.

Donc on peut définir l'énergie photovoltaïque comme l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnementsolaire avec une cellule photovoltaïque.

1.2 Historique de photovoltaïque

La conversion de la lumière en électricité, appelé effet photovoltaïque, a été découverte en 1839 par un physicien français, Alexandre Edmond Becquerel (en irradiant une électrode en argent dans un électrolyte, il obtient une tension électrique)[3].

Année	Evénement
1873	L'ingénieur américain Willoughby Smith découvre les propriétés photosensibles du sélénium
1877	W.G. Adams et R.E. Day expliquent l'effet photovoltaïque du sélénium

1883	Charles Fritts réalise la première cellule solaire mais le rendement étant très faible
1905	Albert Einstein publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". Cet article lui vaudra le prix Nobel de physique en 1922.
1918	Le scientifique polonais Jan Czochralski développe un procédé pour créer du silicium monocristallin.
1930	Les premières vraies cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium sont apparues.
1939	L'ingénieur américain Russel Ohl (1898-1987) découvre la jonction P-N
1954	Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince ont développé une cellule photovoltaïque au silicium dans les laboratoires Bell (rendements de 6%)
1958	Les premiers satellites avec panneaux solaires sont envoyés dans l'espace et au même moment une cellule avec un rendement de 9% est mise au point
1958	Kearns et Calvin ont démontré l'effet photovoltaïque d'une cellule à base de MgPh
1970	Première cellule solaire à hétérostructures GaAs élaborée par Alferov, Andree et al. en URSS
1971	Elliot Berman crée la société Solar power pour développer des applications terrestres pour les modules photovoltaïques
1980	La première cellule à base de Cu ₂ S/CdS délivrant un rendement >10%
1982	Première unité de production de 1 MW (Californie, USA) avec des cellules Si
1983	la première voiture, alimentée par énergie photovoltaïque, parcourt une distance de 4000 km en Australie.
1985	Les cellules à base de Si donnent un rendement > 20% sous le rayonnement solaire
1994	Des rendements > 30 % avec des cellules à concentration multi jonctions à base de GaInP/GaAs (NREL, USA)
1996	Les cellules solaires hybrides à colorants atteignent un rendement de 11% (EPFL, Switzerland)
1999	A présent 1000 MW d'énergie solaire sont répartie dans le monde entier, une somme qui a quintuplée en 50 ans.
2002	Le photovoltaïque installé mondial cumulatif atteint 2000 MW
2007	La lampe solaire RAVI est lance par SolarAid afin de stopper la dépendance de l'Afrique aux lampes kérosène
2011	La catastrophe nucléaire de Fukushima fait réfléchir l'Allemagne qui remplace

	son programme nucléaire par un programme en faveur des énergies renouvelables, qui met l'accent sur l'énergie solaire photovoltaïque.
2012	La production d'énergie solaire durant un jour ensoleillé en Allemagne atteint 22 GW/heure, l'équivalent de la production de 20 stationnaires nucléaires. C'est assez pour alimenter 50% du pays en électricité.
2013	Les premiers distributeurs de billets indiens fonctionnant à l'énergie solaire sont installés.
2013	L'Espagne génère désormais plus de 50% de l'électricité consommée de manière renouvelable
2016	Fin du tour du monde par l'avion Solar Impulse

Tableau 1.1 : résumé les événements importants de l'histoire du photovoltaïque [3][8].

1.3 Production de modules PV & l'industrie PV mondiale

D'après le rapport du Photovoltaïques Préparé par Institut Fraunhofer pour les Systèmes D'énergie Solaires, ISE avec support de PSE AG Fribourg le 17 novembre 2016, en ce qui concerne la production de modules PV en 2015, la Chine et Taiwan tiennent la tête avec une part de 67%, suivie par le reste de l'Asie-Pacifique et l'Asie centrale (ROAP/CA) avec 14%. L'Europe a contribué avec une part de 5% (6% en 2014); Les USA/CAN ont contribué 3% [30].

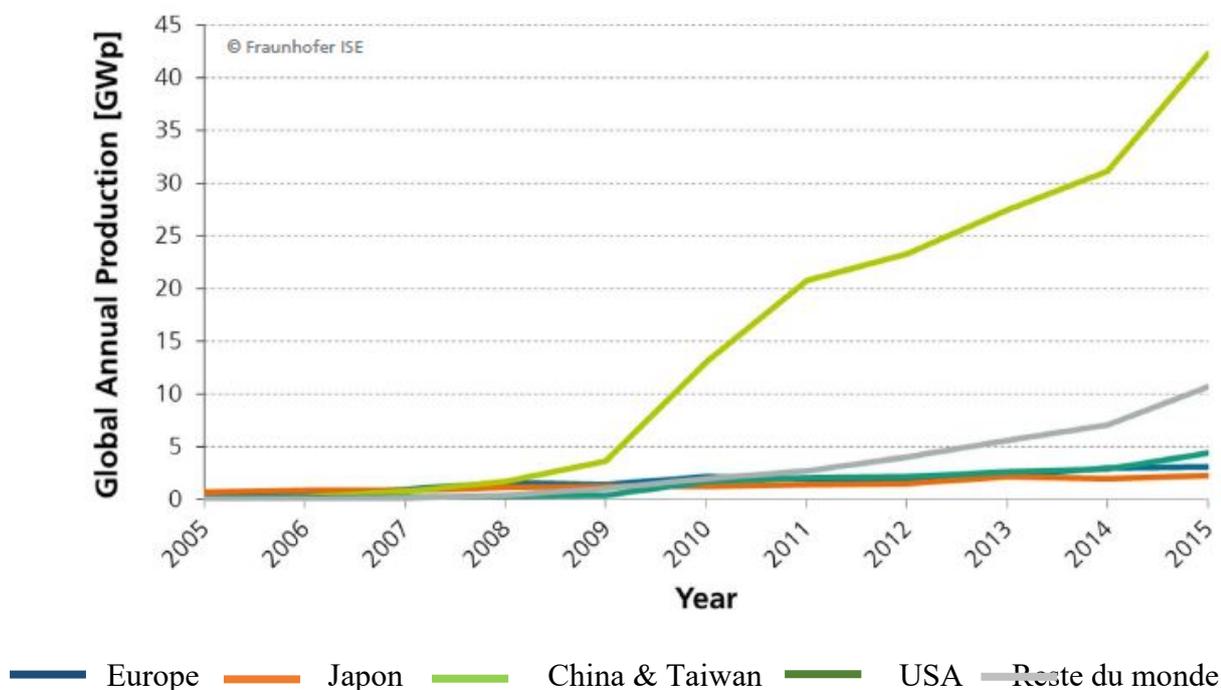


Figure 1.1 : Production de l'industrie PV par région (2005-2015)-Production annuelle mondiale [30].

D'après la figure 1.1 on remarque que entre les années 2005 et 2007, la production annuelle Globale d'industries PV était presque la même pour toutes les régions du monde mais de 2007 jusqu'à 2009, on remarque que la Chine et le Taiwan ont augmenté leur production jusqu'à 4 GWp. Entre 2009 et 2011 il y avait une montée énorme dans la production annuelle d'industrie PV en Chine et Taiwan, jusqu'à approximativement 21 GWp. Il y avait aussi une petite montée dans la production des autres régions du monde. Mais à partir de 2013, le Japon, et l'USA et l'Europe sont resté au-dessous de 5GWp. En 2015, la Chine et le Taiwan étaient au-dessus de 40GWp avec le Japon, l'Europe et l'USA qui ont une augmentation. Le reste du monde avait augmenté cependant la production autour de 10 GWp [30].

1.3.1 Installation Photovoltaïque cumulative mondiale

D'après le rapport du Photovoltaïques préparé par l'Institut Fraunhofer pour les Systèmes D'énergie Solaires, ISE avec support de PSE AG Fribourg le 17 novembre 2016, le total des installations cumulées s'élevait à 242 GWp à la fin de 2015. La Chine avait la plus grande proportion d'installations PV dans le monde avec un total de 21% avec Allemagne et le reste de l'Europe en 2ieme place chacun avec 16% des installations PV totales en 2015. Le Japon et l'Amérique du Nord avaient une petite différence de 1% avec des installations PV cumulatives respective de 14% et 13%. L'Italie avait une installation PV cumulative de 8% et le reste du monde 12% (Figure 1.2). Tous les pourcentages sont liés à l'ensemble des installations mondiales, y compris les systèmes hors réseau [30].

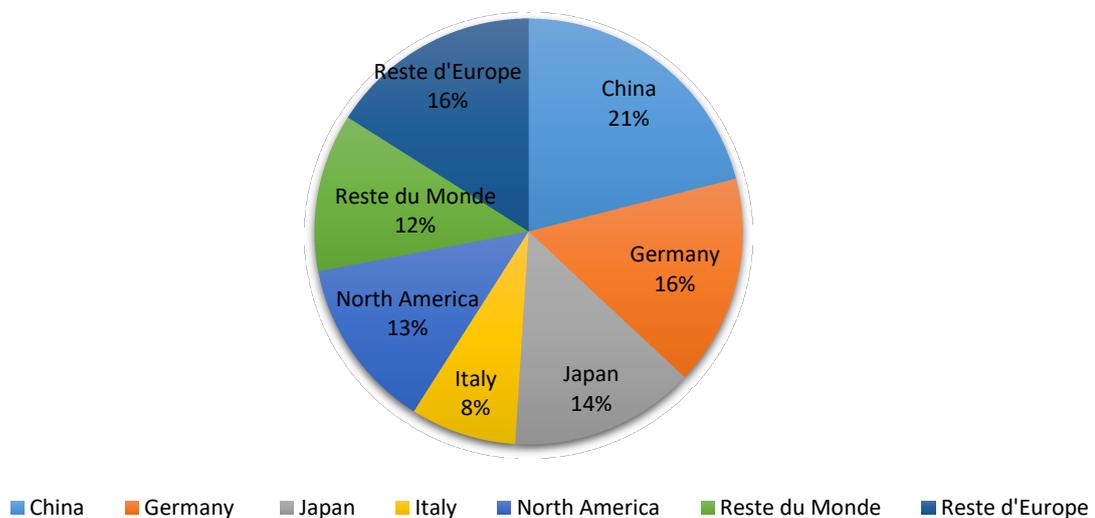


Figure 1.2 : Installation Photovoltaïque cumulative mondiale par région 2015 [30]

1.4 La cellule PV

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. C'est une composante optoélectronique qui est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. La cellule photovoltaïque délivre une

tension continue et un courant la traverse dès qu'elle est connectée à un circuit électrique (en général un onduleur, parfois une simple batterie).

1.4.1 Les différentes technologies des cellules PV

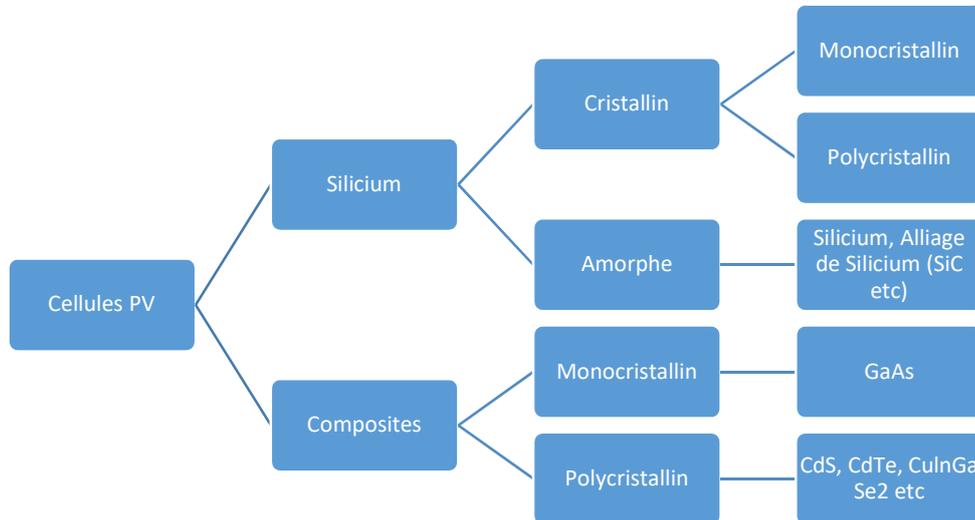


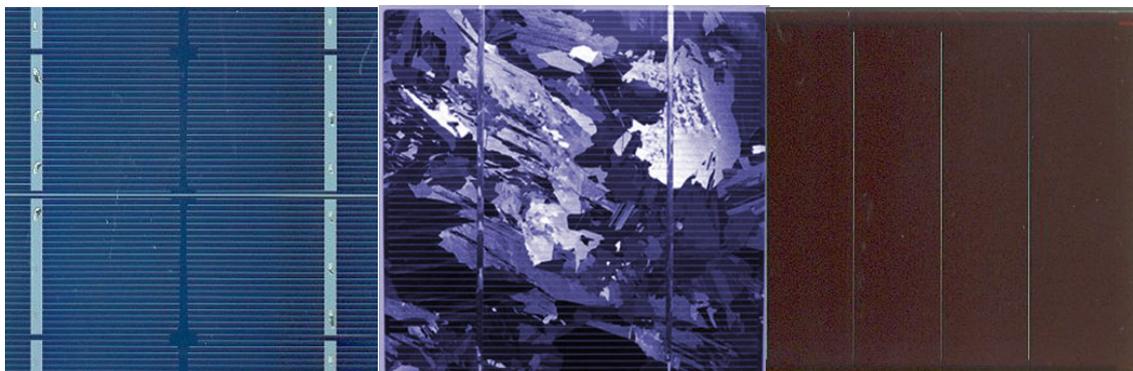
Figure 1.3: Technologies des cellules PV [8]

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre l'effet photovoltaïque. Beaucoup sont encore en phase de recherche et développement. Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale), le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium) et les cellules Organiques/plastiques

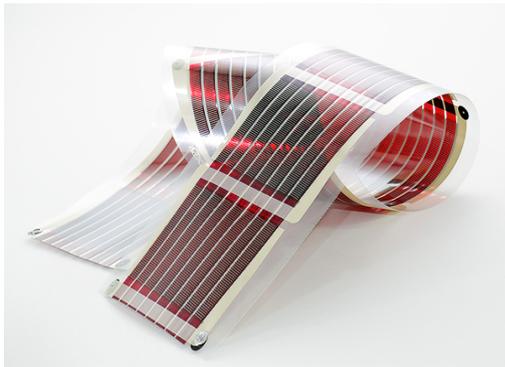
(a) Monocristallin

(b) Polycristallin

(c) Amorphe



(d) Cellules Organiques/plastiques



(e) Cellules couches minces



Figure 2.4: Types des cellules PV[8]

a) Cellules monocristallines

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines (figure 1.4 a) sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Leur procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme [8].

b) Cellules poly-cristallines

Les panneaux PV avec des cellules poly-cristallines (figure 1.4 b) sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication [8].

c) Cellules amorphes

Les cellules amorphes (figure 1.4 c) ont un coût de production bien plus bas. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide. Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies poly-cristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grande surface à bas coût en utilisant peu de matière première [8].

d) Cellules organiques et plastiques

Les cellules organiques (figure 1.4 d) sont aujourd'hui un sujet d'étude très actif et restent actuellement un sujet de laboratoire. Le principal frein à ces technologies est actuellement la

stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures) [8].

e) Cellules couches minces (Thin film)

Les Cellules couches minces (figure 1.4 e) mettent en œuvre 1% seulement du silicium utilisé pour la fabrication de modules cristallins équivalents. Les cellules couches minces sont plutôt utilisées pour des applications de courant faible. Elles sont également souvent utilisées là où un fort échauffement des modules est à prévoir car le rendement ne chute pas avec la température. Cependant, le rendement est de l'ordre de plus de 2 fois inférieur à celui du silicium cristallin et nécessite donc plus de surface pour la même puissance installée. Il y a un risque de toxicité vis-à-vis de l'environnement pour les modules CIS donc par conséquent ils sont utilisés seulement au laboratoire ou à des applications très spécifiques [8].

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
Silicium mono cristallin	12 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production * Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs
Amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)		* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20%	Appareils électroniques (montres, calculatrice), Intégration dans le bâtiment

			supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	
Composite mono cristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)		*Lourd, se fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CulnGaSe2)	8% (16% en laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices), intégration dans le bâtiment

Tableau 1.2 Comparatif des différentes technologies des cellules PV [8]

1.5 Production PV Globale par technologie

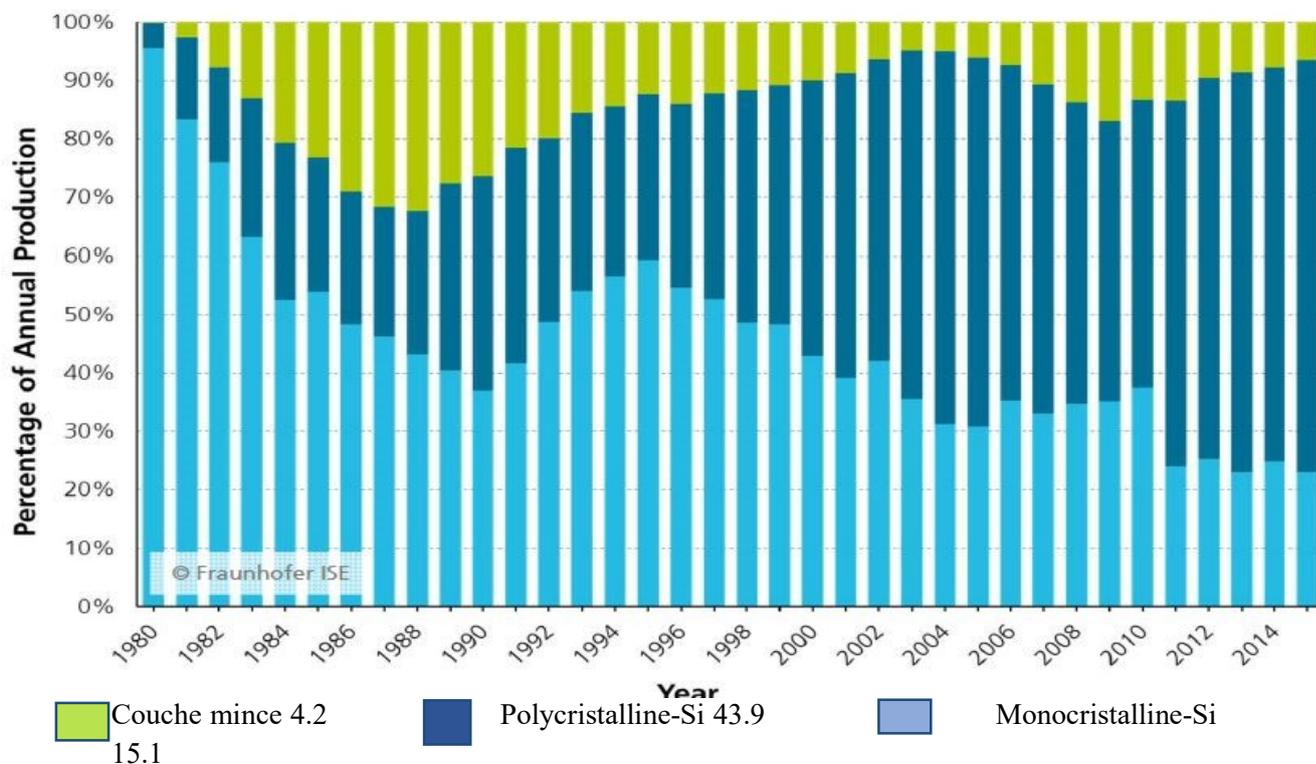


Figure 1.5 : Production PV par technologie : Pourcentage de Production Annuelle Globale [30]

D'après la figure 1.5, nous observons qu'en 1980, presque 97% des cellules PV produits étaient presque seulement des monocristalline avec 3% des cellules poly-cristalline et aucune cellules PV de couche mince ont été produites. Entre les années 1982 et 1988, nous notons qu'il y avait une augmentation énorme dans la production des cellules couche mince de 2% à 32% et aussi une augmentation dans les cellules PV poly-cristalline de 3% à 26%. Pendant cette même période, la production à chute de 97% à 43%. Ces changements peuvent être estimés aux avancements dans la recherche qui a montré que les cellules du poly-cristalline avaient plus d'avantages que cellules du monocristalline. Cependant de 1988 à 2015, nous remarquons une baisse dans la production de cellules de la couche minces à cause des hauts coûts impliqués dans leur production. Pendant cette période, il y a une augmentation énorme dans la production du poly-cristalline comparé à la production du monocristallin qui a régressé à cause des avantages des cellules PV poly-cristalline ont par rapportaux cellules du monocristalline. Ces avantages ont été répertoriés dans la table 1.2 [30].

1.6 Avantages et inconvénients de l'énergie PV

a) Avantages

- L'énergie solaire présente, outre tous les avantages des énergies renouvelables, ses propres avantages, à savoir : énergie maîtrisable et adaptable aux situations de toutes les régions.
- Le photovoltaïque est une technologie sûre et sans risque. En général, les panneaux photovoltaïques sont garantis 25 ans (et peuvent fonctionner 40 ans quasiment sans diminuer leur rendement).
- L'investissement et le rendement sont prévisibles à long terme.
- Ce sont des systèmes simples et rapides à installer qui nécessitent très peu de maintenance (d'où des frais de maintenance relativement faibles).
- Le solaire photovoltaïque ne comporte aucune pièce en mouvement, la production électrique est réalisée sans combustion ; il n'existe donc ni usure due aux mouvements, ni d'usure thermique comme pour les chaudières.
- En devenant producteur d'électricité avec une installation photovoltaïque, chacun peut améliorer son impact environnemental, réduire les émissions de Dioxyde de Carbone et préserver les ressources naturelles.
- La mise en place d'une installation photovoltaïque donne de la valeur au logement qui en est équipé.
- Ce système produit de l'électricité sur place ; il peut donc être installer là où on en a besoin, sans être raccordé à un quelconque réseau.
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple, des installations éoliennes.

b) Inconvénients

- Les panneaux solaires coûtent excessivement cher, du fait de la haute technicité qu'ils requièrent.

- Le rendement actuel des cellules photovoltaïques reste assez faible et ne délivre qu'une faible puissance. De ce fait, pour couvrir un besoin familial, une grande surface de panneaux photovoltaïques est nécessaire.
- Le rendement maximum d'un panneau solaire s'obtient uniquement quand la surface du panneau est strictement perpendiculaire aux rayons solaires. Idéalement, il faudrait donc que la position du panneau varie suivant les saisons et au cours de la journée, ce qui est difficile à réaliser.
- La production d'électricité ne se fait que le jour alors que la plus forte demande se fait la nuit.
- Le stockage de l'électricité est également très difficile avec les technologies actuelles.
- Le recyclage des cellules photovoltaïques en fin de vie pose des problèmes environnementaux. Les batteries utilisés par les panneaux photovoltaïques sont composées de plomb, de zinc, de cadmium et donc ont un impact sur l'environnement.
- Les usines de production de cellules photovoltaïques émettent un grand taux de Dioxyde de Carbone.
- La transformation du silicium de sa forme naturelle (non exploitable) à sa forme traitée (exploitable) nécessite une très haute température (donc beaucoup d'énergie).
- Le photovoltaïque souffre d'une "pénurie" de silicium : l'accroissement de la demande ayant été sous-estimé, la production de cet élément chimique n'arrive pas à couvrir la demande actuelle des industries électroniques et solaires.
- Les panneaux ne sont pas toujours esthétiques, notamment sur des bâtiments non modernes.

[3][8][10]

1.6 Conclusion

Après la Conférence de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (COP 21) à Paris, le monde a pris une nouvelle direction vers un avenir vert où le développement et l'application des technologies d'énergie renouvelable sont fortement encouragés. Parmi ces technologies se trouve l'énergie photovoltaïque et on s'attend à ce qu'elle soit la plus appliquée des technologies, car elle est moins chère et plus facile à appliquer dans les régions les plus reculées du monde par rapport aux autres. Dans ce chapitre, nous avons présenté une introduction à cette forme d'énergie, son historique ainsi que son évolution à des temps récents et les statistiques mondiales pertinentes du passé au présent concernant la façon dont elle a été adoptée et appliquée dans le monde. Nous avons également brièvement évoqué l'aspect la technologie qui compose ce système et les types qui ont été développés ainsi que leurs avantages et inconvénients. Dans les prochains chapitres, nous examinerons en détail les processus impliqués par l'absorption et la conversion de la lumière solaire (rayonnement) en énergie électrique et tous les composants impliqués.

Chapitre 2 Généralité sur le Photovoltaïque

2.1 L'énergie solaire

Nous commençons ce chapitre sur le rayonnement solaire avec une introduction bref sur le soleil. Le Soleil est l'étoile centrale de notre système solaire. Il se compose principalement d'hydrogène et hélium. La masse du soleil est si grand qu'il contribue à 99,68% du total masse du système solaire avec une masse d'environ $1,9891 \times 10^{30}$ kg, composée d'hydrogène (75 % de la masse ou 92 % du volume) et d'hélium (25 % de la masse ou 8 % du volume). Sontempérature (au centre) est environ 15 000 000 K et la température à la surface appelée la photosphère est approximativement 6 000 K. Au centre du Soleil, les conditions de pression et de température sont telles que fusion se fait. La distance entre le soleil et la Terre est d'environ 149,6 millions de km. Les rayons solaires se déplacent à la vitesse de la lumière. Les photons émis par la surface du soleil prennent en moyenne 8 minutes et 20 secondes pour se rendre du Soleil à la Terre. [2].

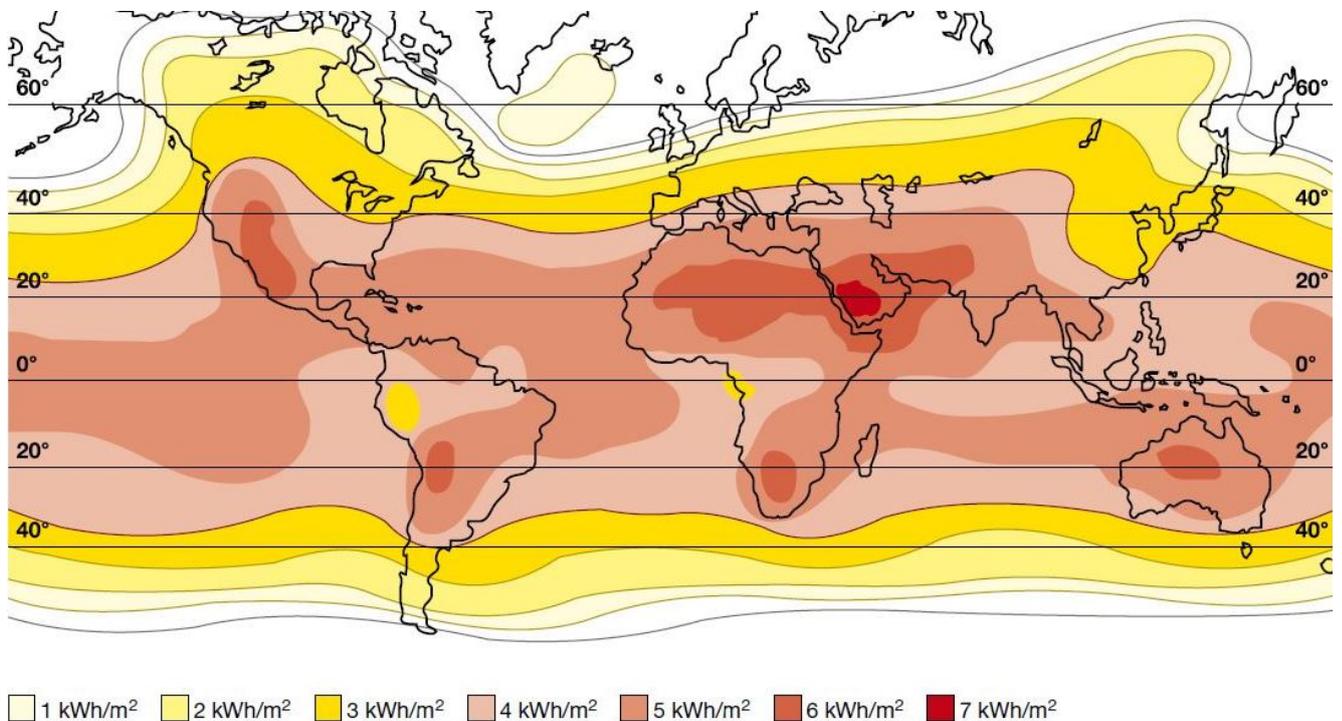


Figure 2.1 : Atlas Mondiale de l'éclairage solaire moyenne (kWh/m²) [36]

Le rayonnement produit par le soleil est appelé rayonnement solaire et il est défini comme la puissance par unité de surface reçue du soleil sous forme de rayonnement électromagnétique dans la gamme de longueurs d'onde de l'instrument de mesure. L'éclairement peut être mesurée dans l'espace ou à la surface de la terre après absorption atmosphérique et diffusion. Il est mesuré perpendiculairement à la lumière du soleil entrant et s'exprimant en mégajoules par mètre carré, MJ/m² (comme recommandé par l'Organisation météorologique mondiale) ou en watts-heures par mètre carré, Wh/m² (surtout par l'industrie solaire). Cette mesure divisée par le temps d'enregistrement fournit la mesure de densité de puissance, appelée l'éclairement énergétique/éclairage, exprimé en watts par mètre carré (W/m²). Dans ce travail, nous allons utiliser la notion d'éclairement exprimée en watts par mètre carré (W/m²).

Les 3 façons importantes dont l'énergie solaire est utilisée sont :

- Photosynthèse : le processus bioénergétique qui permet aux plantes, aux algues et à certaines bactéries, dites photo-autotrophes, de synthétiser de la matière organique en utilisant la lumière du soleil.
- L'énergie solaire thermique: qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.
- L'énergie solaire photovoltaïque: qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires (cellules photovoltaïques).

Le rayonnement solaire absorbé par les cellules photovoltaïques est absorbé en photons. L'énergie d'un photon étant donnée par la relation:

$$E = \frac{h.c}{\lambda}(2.1)$$

Avec :

h : la constante de Planck, (6,626 070 040×10⁻³⁴ J·s)

c : la vitesse de la lumière (299 792 458 m /s)

λ : La longueur d'onde du photon (m)

2.1.1 Principes de calcul de l'énergie solaire

Afin d'étudier efficacement et de faire des calculs corrects du rayonnement solaire par rapport à la composition géographique de la terre, nous devons définir certains termes qui représentent les paramètres et les processus impliqués. Ceux-ci sont:

a) La latitude (φ)

C'est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif. [5]

b) La longitude (l)

Représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 00. Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'ouest négatives. [5].

c) L'altitude

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m) [5].

2.1.2 La déclinaison du soleil (δ)

La déclinaison du soleil est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial de la terre. La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin). Le mouvement relatif du soleil par rapport à la terre est composé d'une part d'un mouvement annuel pendant lequel la terre se déplace sur une orbite elliptique quasiment circulaire (excentricité proche de zéro) et d'autre part du mouvement de rotation de la terre sur elle-même de périodicité égale à un jour ou 24 heures. Dans ce dernier mouvement, le soleil semble décrire une trajectoire qui correspond à un parallèle situé entre les deux tropiques, celui du Cancer au solstice de juin et celui du Capricorne au solstice de décembre. La déclinaison du soleil peut donc être assimilée à la latitude du parallèle décrivant la trajectoire du soleil pour un jour donné. La déclinaison du Soleil varie selon les saisons et il est calculer avec une formule attribuée à Desmond Fletcher :

$$\delta = 23.45 * \sin\left(\frac{2\pi}{365}(284 + J)\right) \quad (2.2)$$

Avec :

δ : la déclinaison en degrés

J : le numéro du jour de l'année du calendrier. [16].

2.1.3 Durée du jour

La durée du jour est par définition le temps pendant lequel le centre du disque solaire est apparent depuis un lieu situé sur un terrain « plat » à perte de vue (on dit qu'il n'y a pas de masque à l'horizon). Cela ne se produit qu'en mer, ou sur de très grandes plaines non vallonnées. En terrain accidenté on peut voir le Soleil plus ou moins longtemps selon le lieu (sommet ou vallée). En raison de la diffusion de la lumière par l'atmosphère, il fait jour, au sens commun, avant le lever et après le coucher du soleil et ceci dépend des conditions

météorologiques. La formule approchée suivante, exacte pour une planète sphérique sans atmosphère, ne prend pas, bien sûr, ce phénomène de diffusion atmosphérique en compte :

$$T_j = 24 * \left[1 - \frac{\arccos(\tan \delta * \tan \varphi)}{\pi} \right] \quad (2.3)$$

Avec

T_j : la durée du jour exprimée en heures

φ : La latitude du lieu [17]

2.1.4 L'angle horaire (ω)

L'angle horaire est défini comme l'angle, compté positivement vers l'est, entre la position actuelle du plan méridien local et la position de ce même méridien à midi vrai (ou entre le plan méridien local et le plan méridien qui contient le centre du Soleil à l'instant qui nous concerne).

$$\omega = \frac{\pi * (12 - H)}{12} = \pi * \left(1 - \frac{H}{12} \right) \text{ en radians} \quad (2.4)$$

$$\omega = \frac{180 * (12 - H)}{12} = 15 * (12 - H) \text{ en degrés} \quad (2.5)$$

H est l'heure solaire vraie, 12h quand le centre du Soleil passe dans le plan méridien local [17].

2.1.5 Temps solaire moyen

Le temps solaire moyen est l'angle horaire H d'un mobile fictif, appelé Soleil moyen, qui se déplacerait régulièrement sur l'équateur de manière que l'intervalle de temps qui s'écoulerait entre ses deux passages consécutifs en un même méridien soit égal à 24 h, durée du jour solaire moyen[15].

2.1.6 Temps solaire vrai (TSV)

Le temps solaire vrai est une mesure du temps basée sur le déplacement apparent du Soleil au cours de la journée. Le temps solaire vrai en un lieu et à un moment donné est l'angle horaire du soleil H en ce lieu et à ce moment. En découle la définition du midi solaire : c'est l'instant où le Soleil atteint son point de culmination, en un endroit donné de la Terre ; à cet instant, son angle horaire est égal à zéro[15].

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (2.6)$$

2.1.7 La durée et taux d'insolation

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

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

$$\sigma = \frac{S}{S_o} \quad (2.7)$$

La durée maximale S_o est calculée par l'expression suivante (10)

$$S_o = \left(\frac{2}{15}\right) \cos^{-1}(-\tan \varphi * \tan \delta) \quad (2.8)$$

Avec :

δ : La déclinaison

φ : La latitude du lieu [10]

2.2 Position du soleil

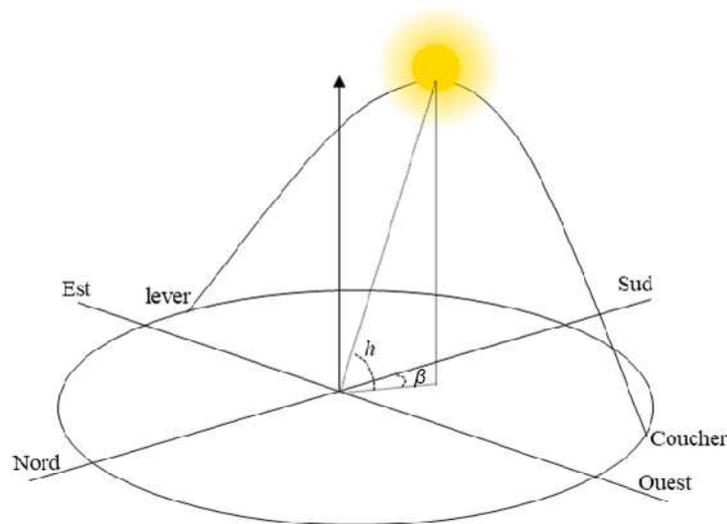


Figure 2.2 : Position du soleil [10]

La position du Soleil dans le ciel est fonction du temps et des coordonnées géographiques de l'observateur à la surface de la Terre. Comme la Terre se déplace autour du Soleil au cours de l'année, le Soleil semble se déplacer par rapport aux étoiles fixes sur la sphère céleste, le long d'un chemin appelé l'écliptique. La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles qui est :

- La hauteur angulaire (h) : Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 00 (au lever et au coucher) et maximum au zénith (midi en temps solaire vrai). La hauteur h est définir par [10] :

$$\sin h = \sin \varphi \sin \omega + \cos \varphi \cos \omega \cos \delta \quad (2.9)$$

Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé.

- Azimut du soleil (β) : Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest. L'azimut du soleil est défini par [10] :

$$\sin \beta = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \quad (2.10)$$

2.3 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire qui arrive au sol se décompose en deux parties : L'une provient directement du soleil (direct), l'autre a été diffusée par l'atmosphère (diffus). Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique composé essentiellement:

- de lumière visible de longueur d'onde comprise entre 400nm et 800 nm.
- de rayonnement infrarouge (IR) de longueur d'onde inférieure à 400 nm.
- de rayonnement ultraviolet (UV) de longueur d'onde supérieure à 800nm.

Sur Terre, l'atmosphère (via le dioxyde de carbone, l'ozone, la vapeur d'eau) absorbe en grande partie les IR et les UV et un peu la lumière visible. Ainsi plus l'épaisseur d'atmosphère traversée est importante, plus la quantité d'énergie solaire reçue par le sol est faible. Quand on se rapproche des pôles, les rayons sont plus inclinés : la même quantité d'énergie se répartit sur une plus grande surface. C'est pourquoi le rayonnement solaire par unité de surface reçu diminue de l'équateur vers les pôles (ceci, avec l'inclinaison de l'axe de la Terre, est à l'origine du phénomène des saisons).

On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. Pour tenir compte de la distance traversée par les rayons, il est nécessaire d'introduire une notion de masse d'air (AM) elle correspond à la longueur relative du parcours à travers l'atmosphère terrestre traversée par le rayonnement solaire direct. Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales [23].

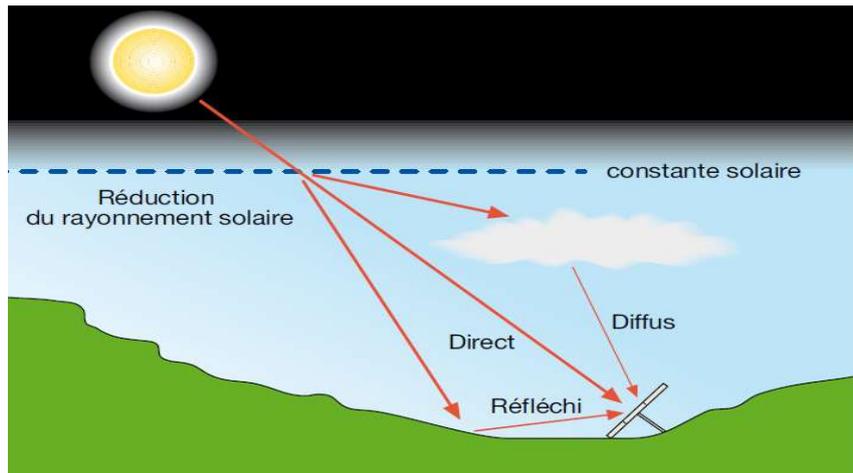


Figure 2.3 Composants du rayonnement solaire [7]

a) Rayonnement direct

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère [23].

b) Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère [23].

c) Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo [23].

d) Rayonnement global

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi. Les stations météorologiques généralement mesurer le rayonnement global horizontal par un Pyromètre placé horizontalement à l'endroit requis. [23].

2.4 L'effet Photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse (photons) des rayons solaires en électricité, par le biais du déplacement de charges électriques dans un matériau semi-conducteur (silicium) [19]. Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

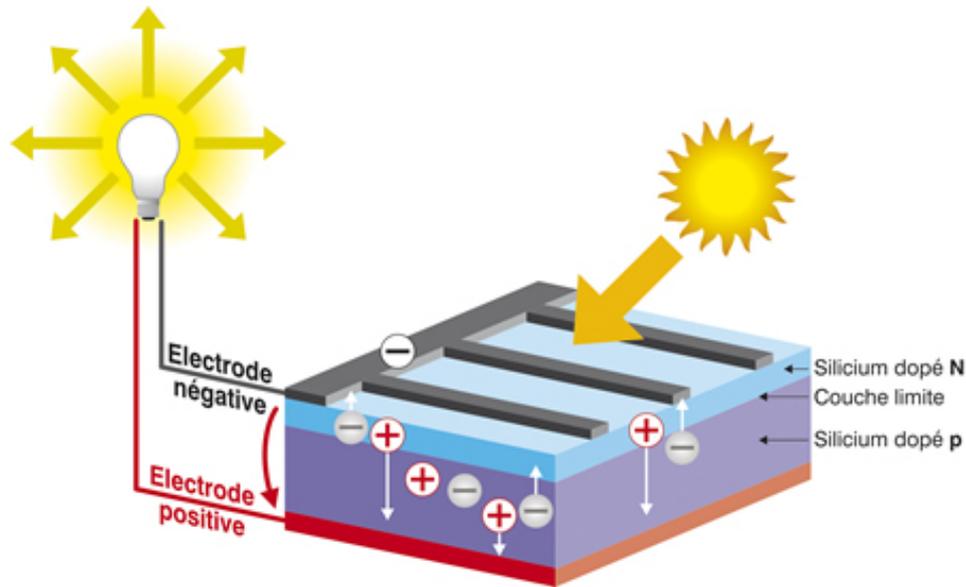


Figure 2.4 Schéma d'une cellule solaire [6]

a) Dopage de type N

On remplace un atome de silicium par un atome pentavalent. Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter : dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre. On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif).

b) Dopage de type P

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième. Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant. Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore.

c) La jonction PN

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopé P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition. Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner [27].

2.5 Principe de fonctionnement

Lorsqu'un photon de la lumière arrive, son énergie crée une rupture entre un atome de silicium et un électron, modifiant les charges électriques. Les atomes, chargés positivement, vont alors dans la zone P et les électrons, chargés négativement, dans la zone N. Une différence de potentiel électrique, c'est-à-dire une tension électrique, est ainsi créée. C'est ce qu'on appelle l'effet photovoltaïque. A la surface, le contact électrique (électrode négative) est établi par la grille afin de permettre à la lumière du soleil de passer à travers les contacts et de pénétrer dans le silicium. Les cellules solaires sont recouvertes d'une couche antireflet qui protège la cellule et réduit les pertes par réflexion. C'est une couche qui donne aux cellules solaires leur aspect bleu foncé [28].

2.6 Module Photovoltaïque

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire. A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [10].

Un module est constitué des cellules associées en série/parallèle encapsulées et protégées par une face avant du module qui doit être en verre ayant les caractéristiques suivantes :

- bonne transparence
- résistance à l'impact et à l'abrasion (grêle, jet de pierres, vent de sable, nettoyage au chiffon)
- étanchéité à l'humidité

L'enrobage des cellules ayant les caractéristiques suivantes :

- transparence (à l'avant)
- souplesse pour «enrober» les cellules et connexions.
- adéquation aux indices optiques du verre et des cellules.

Le matériau généralement utilisé est de l'Acétate d'éthylène-vinyl (EVA).

En Face arrière, un matériau ayant les caractéristiques suivantes :

- Protection mécanique contre le poinçonnement et les chocs (risque de mise à nu et de bris des cellules).
- étanchéité à l'humidité.
- bonne évacuation de la chaleur.
- La face arrière est généralement réalisée soit en verre (modules dits «bi-verre») soit en composite alu/tehdar (plus fragile)[19].

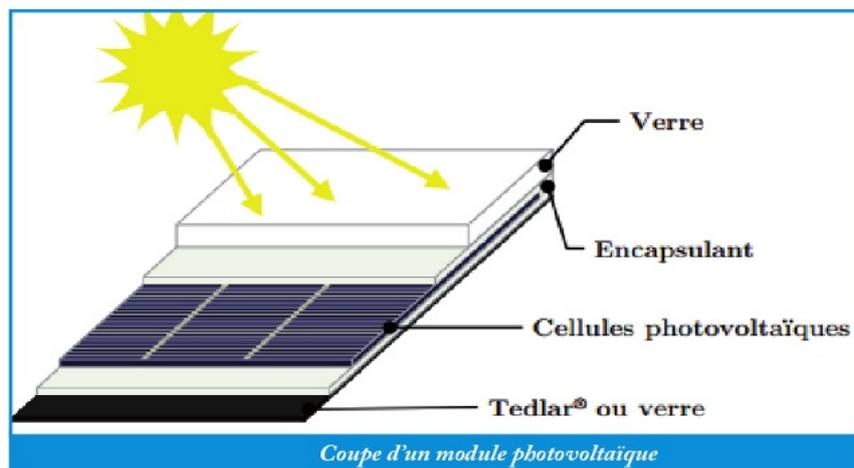


Figure 2.5 Coupe d'un module PV [7]

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

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

2.7 Champ photovoltaïque

Le champ PV (panneau PV) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique. Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce qui fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui regroupe le tout. Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connexions entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie [10].

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

- Des diodes Schottky série, placée sur un radiateur, sur chaque entrée, qui empêche aux batteries de se décharger dans les panneaux.
- Des fusibles de protections qui empêcheront aux batteries de se décharger dans les modules en cas de destruction des diodes antiparallèles.
- Des diodes lumineuses, en parallèle sur chaque fusible de protection. Ces diodes permettant de contrôler individuellement chaque branche de modules.
- Une protection parafoudre en sortie de la boîte.

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- des besoins en électricité.
- la taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation [10].



Figure 2.6 a) 4 cellules PV b) Module/Panneau PV c) Champ PV [35]

2.8 Modélisation & Simulation d'une cellule Photovoltaïque

De nombreux modèles électriques sont disponibles dans la littérature pour modéliser les cellules PV, en particulier la modèle simple diode et le modèle double-diode. Dans cette étude nous avons choisila modèle simple diode à cause de sa simplicité qui donne des résultats bons et exacts et aussi parce que c'est le modelé largement utilisée dans les littératures. Il peut être représenté par le schéma électrique suivant :



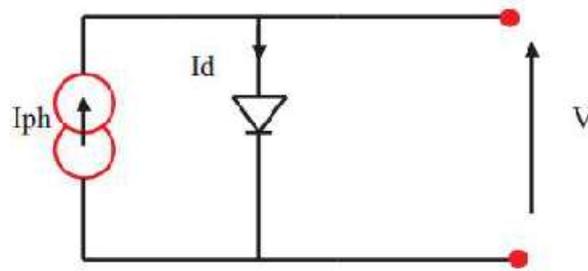


Figure 2.7 Schéma équivalent d'une cellule idéale [13]

Dans figure 2.7, on a le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque idéal. Cela consiste d'une source de courant (photo-courant généré par la lumière) connecté en antiparallèle avec une diode. Le courant de sortie I est obtenu Par la loi du Kirchhoff:

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2.11)$$

Avec :

I_{ph} : photo-courant

I_d : courant de diode

Si nous court-circuitons les bornes du circuit de figure 2.7, on trouver que $V=0$ et

$$I = I_{cc} \quad (2.12)$$

Avec I_{cc} -courant de court-circuit qui est définir par :

$$I_{cc} = \frac{G}{G_{ref}} \quad (2.13)$$

Avec :

G : L'éclairement absorbé par la cellule

G_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m^2)

Le courant de diode I_d est donnée par :

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.14)$$

Avec :

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode

V : la tension à travers la diode

A : Facteur d'idéalité de la diode et elle dépend de technologie de cellule PV

Ns : Nombre des cellules photovoltaïque relie en séries

Vt : Tension thermique et elle dépend de la température donnée par :

$$V_t = \frac{k.T_c}{q} \quad (2.15)$$

Avec :

k : Constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K)

Tc : Température réelle de la cellule

q : Charge d'un électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$ C)

($V_t = 26$ mV à 300K pour une cellule de silicium).

Si on remplace Id de l'équation (2.14) dans équation (2.11), nous obtenons

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.16)$$

Le modèle de cellule idéale ne tient pas compte des pertes internes du courant et d'effets résistifs parasites dues à la fabrication. La cellule photovoltaïque comporte en réalité une résistance série R_s représentant les pertes par effet Joule et une résistance shunt R_p caractérisant un courant de fuite illustré par la figure ci-dessous :

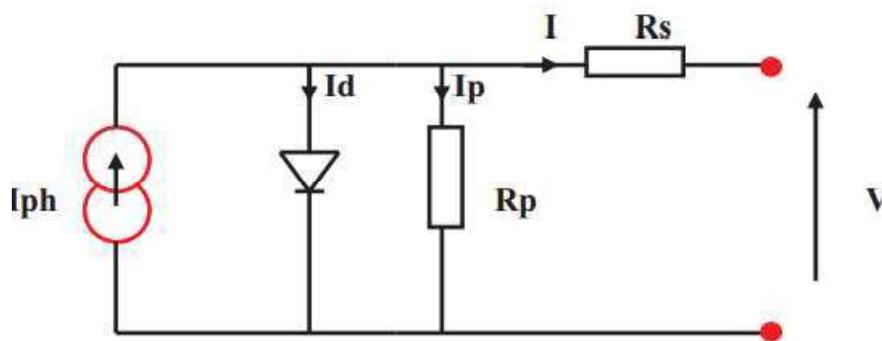


Figure 2.8 Schéma équivalent d'une cellule réelle[13]

a) Résistance Série

En pratique, la cellule PV contient des résistances dans le matériel qui constitue les semi-conducteurs, la grille en métal, et les contacts. Cette ensemble est représenté par R_s , son effet devient très remarquable en module compose de plusieurs cellules connectées en série. La R_s est une valeur très petite qui modélise chute de tension dans le module avant sortie.

b) Résistance Parallèle

Egalement la résistance shunt représente une partie des pertes liée à une petite fuite de courant par un chemin résistif parallèlement au dispositif intrinsèque. Ceci peut être représenté par une résistance parallèle R_p qui modélise la courant de fuite du module avant sortie.

Modélisation des paramètres

La cellule PV comprend quatre paramètres importants qui sont ; I (courant de sortie), I_{ph} (photo-courant), I_0 réf (Courant de saturation inverse de référence de la diode) et I_0 (Courant de saturation inverse de la diode) qui on va modéliser ensuite. Pour réaliser la modélisation, nous avons utilisé MATLAB-SIMULINK comme outil de tests et de simulation. D'après figure 2.8, le courant produire par la cellule PV est :

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.17)$$

I_p : Courant de fuites dans R_p

$$I_p = \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2.18)$$

En détail équation (2.17) devient

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2.19)$$

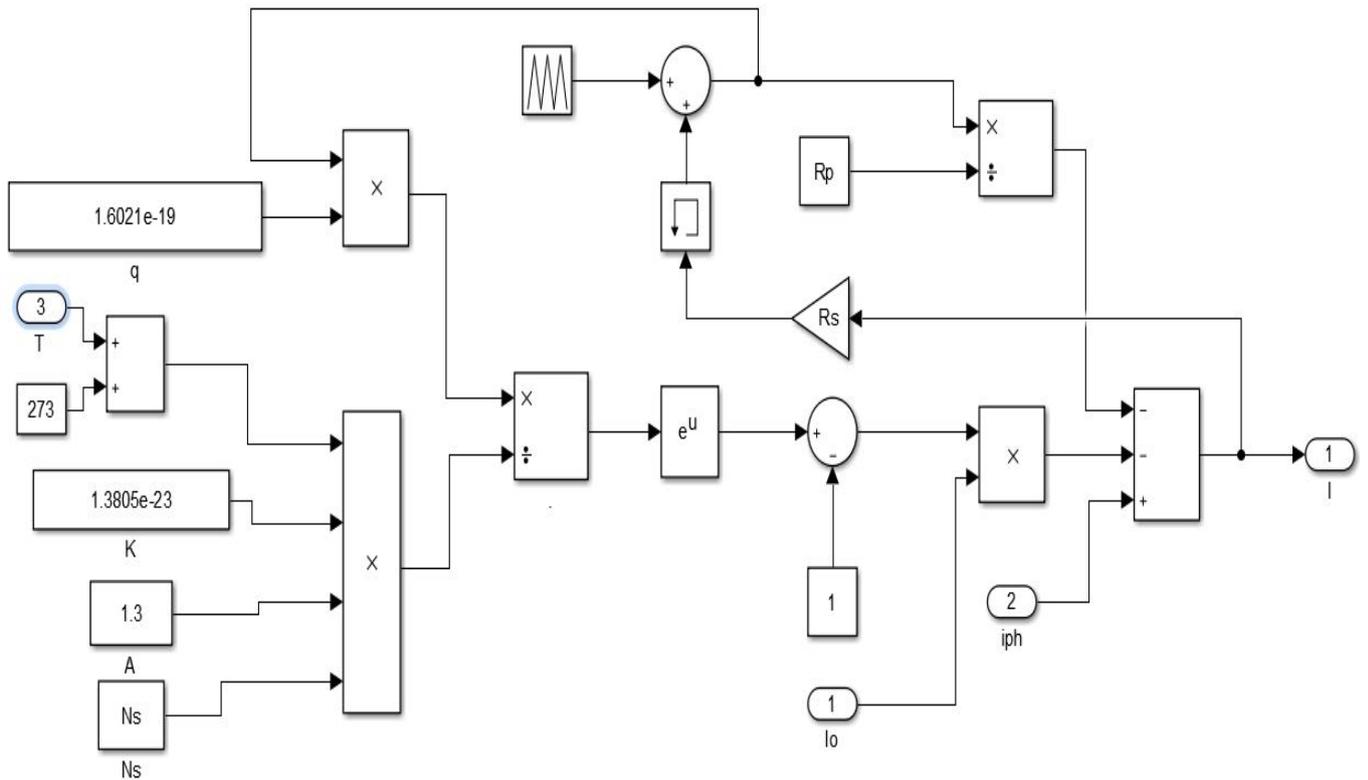


Figure 2.9 Schéma de modélisation relative à l'équation (2.19) sous Simulink (I)

c) Détermination de I_{ph}

D'après l'équation 2.16, le courant de sortie à STC est :

$$I = I_{ph \text{ ref}} - I_{o \text{ ref}} \left[\exp \left(\frac{V}{A.N_s.V_t} \right) - 1 \right] \quad (2.20)$$

Si on court-circuiter la cellule PV, et on prend en considération équation (2.12), l'équation (2.20) devient :

$$I_{cc \text{ ref}} = I_{ph \text{ ref}} - I_{o \text{ ref}} \left[\exp \left(\frac{0}{A.N_s.V_t} \right) - 1 \right] \quad (2.21)$$

D'ou

$$I_{cc \text{ ref}} = I_{ph \text{ ref}} \quad (2.22)$$

Le photo-courant I_{ph} est donnée par :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph \text{ ref}} + \mu_{sc} * \Delta T) \quad (2.23)$$

Avec :

G: Eclairement reçu par la cellule (W/m²)

Gréf: Eclairement de référence STC =1000W/m²

Iphréf: Photo-courant à STC

μsc: Coefficient de température du courant de court-circuit. (Stipuler par le fabricant)

ΔT =Tc-Tcréf (Kelvin) Tcréf: température de la cellule à STC = 25+273 =298 K

D'où l'équation (2.23) devient :

$$I_{ph} = \frac{G \cdot [I_{cc \text{ ref}} + (\mu_{sc} \cdot (T + 273) - 298)]}{1000} \quad (2.24)$$

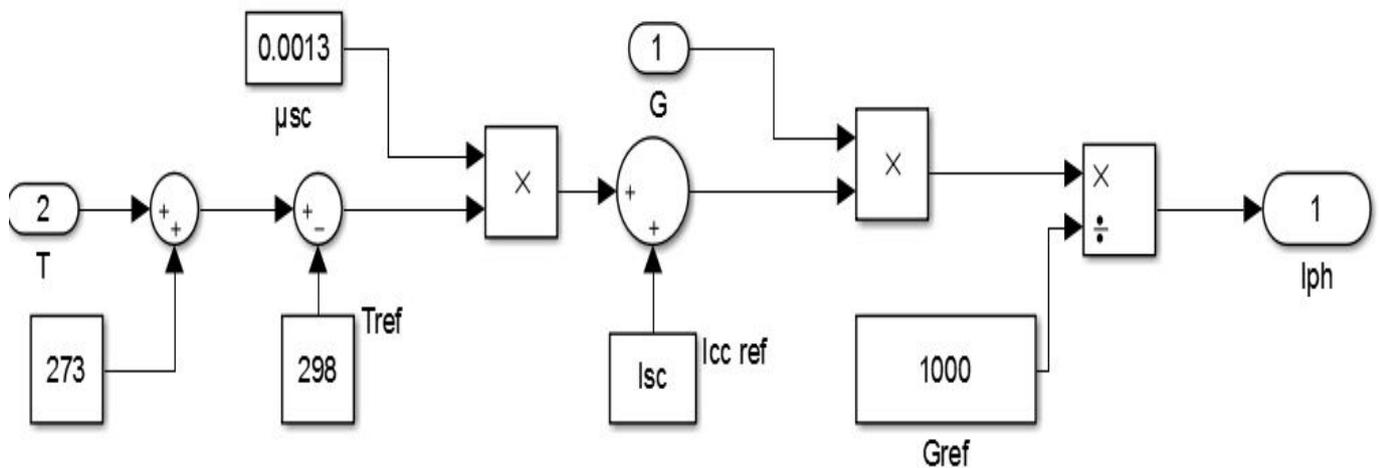


Figure 2.10 Schéma de modélisation relative à l'équation (2.24) sous Simulink (Iph)

d) Détermination de Ioréf

D'après figure 2.7, si on prend un circuit ouvert (I=0 ; V=Vco réf), l'équation (2.20) devient :

$$0 = I_{ph \text{ ref}} - I_{o \text{ ref}} \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.25)$$

Vco : tension de circuit ouvert

Et remplaçons équation (2.22) dans équation (2.25) on trouve :

$$0 = I_{cc \text{ ref}} - I_{o \text{ ref}} \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.26)$$

$$I_{o \text{ ref}} = I_{cc \text{ ref}} \left[\exp\left(\frac{V_{co}}{A.N_s.V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.27)$$

Avec $V_t = k \cdot T_c / q$, l'équation (2.27) devient :

$$I_{o \text{ ref}} = I_{cc \text{ ref}} \left[\exp - \left(\frac{V_{co} * q}{A * N_s * k * (T + 273)} \right) - 1 \right] \quad (2.28)$$

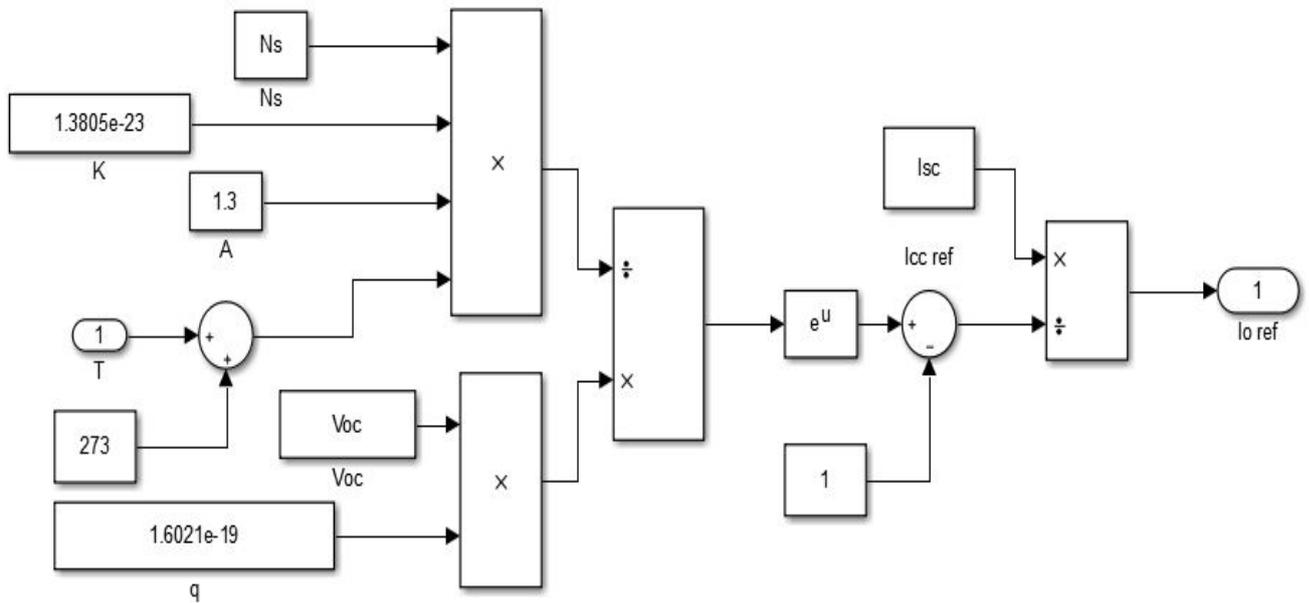


Figure 2.11 Schéma de modélisation relative à l'équation (2.28) sous Simulink($I_{o \text{ ref}}$)

e) Détermination de I_o

Le courant de saturation inverse est donnée par :

$$I_o = D T_c^3 \exp \left(\frac{-q * E_g}{A * k * T} \right) \quad (2.29)$$

Avec :

D :facteur de diffusion de la diode.

E_g : Energie de la bande de matérielle (1.12 eV pour Si)

Pour éliminer le facteur de diffusion de la diode (D), l'équation (2.29) est calculée deux fois à T_c et à $T_{c \text{ ref}}$ et le rapport des 2 équations est :

$$I_o = I_{o \text{ ref}} \left(\frac{T_c}{T_{c \text{ ref}}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q * E_g}{A * k} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{c \text{ ref}}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.30)$$

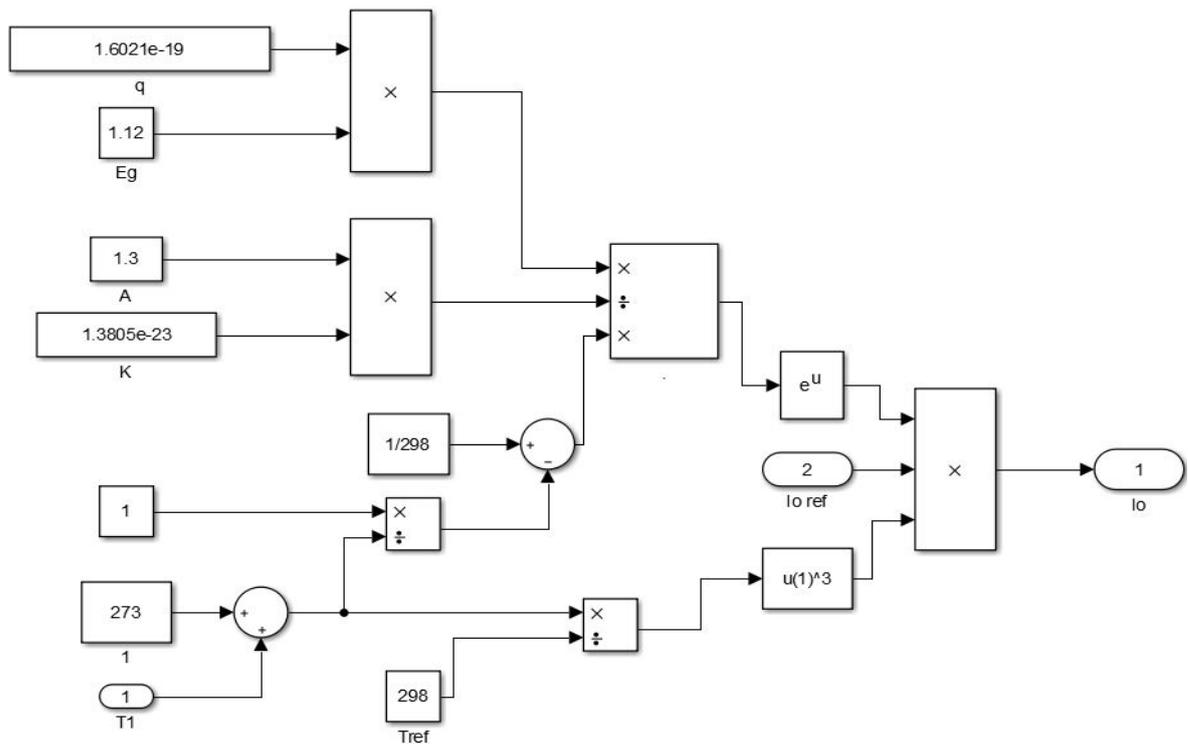


Figure 2.12 Schéma de modélisation relative à l'équation (2.30) sous Simulink (I_o)

2.9 Caractéristiques d'une cellule PV

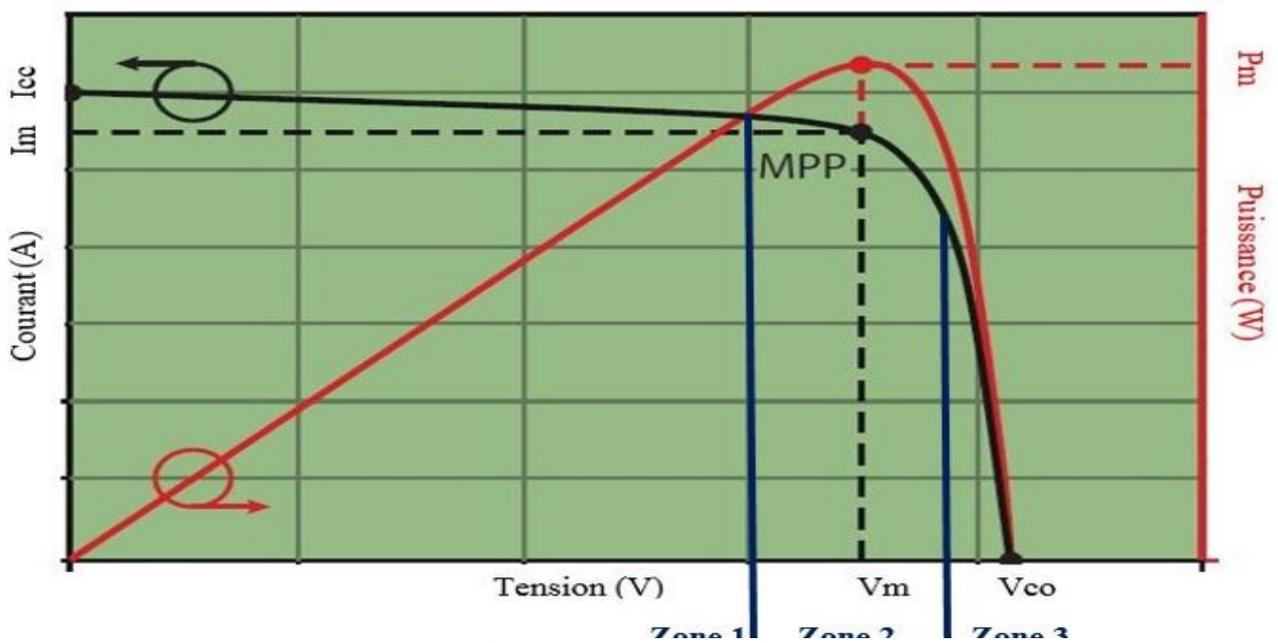


Figure 2.13 Courbe $I(V)$ et $P(V)$ associée avec MPP [3]

La figure 2.13 montre les caractéristiques d'une cellule PV. La courbe de courante-tension $I(V)$, en noire représente la variation du courant I en fonction de la tension V aux bornes de la cellule.

La caractéristique I(V) représente les trois zones (bleu) essentielles [27]:

- La zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le module fonctionne comme un générateur de courant.
- La zone (2) : représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérise par une puissance maximale) de la cellule peut être déterminé.
- La zone (3) : qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le module est assimilable à un générateur de tension [27].

Dans la même figure aussi on voit la courbe représentant la variation de la puissance (P) en fonction de la tension (V) (caractéristique puissance tension P(V)) (rouge) avec P_m indiquant la puissance électrique maximale qui est associée à une tension maximale V_{met} à un courant maximal I_m. Dans la figure nous voyons également un point de puissance maximum MPP (Maximum Power Point) qui représente le point de fonctionnement de la cellule (Chapitre 3).

2.10 Facteur de forme FF

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité et l'efficacité d'une cellule ou d'un module PV est le facteur de remplissage ou facteur de forme (FF). C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale). Ce paramètre dépend de la conception de la cellule, de la qualité de la jonction p-n et du matériau, de la résistivité des contacts métalliques, etc. Elle est donnée par l'équation suivante [27]:

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} \cdot V_{co}} = \frac{V_m \cdot I_m}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (2.31)$$

2.11 Rendement

Le rendement d'une cellule ou un module PV est le rapport de la puissance générée et de la puissance du rayonnement solaire incident (P_i). Elle est donnée par l'équation suivante [27]

$$n = \frac{P_m}{P_i} \quad (2.32)$$

$$P_i = E * S \quad (2.33)$$

Avec

E : Eclairage et S : Surface de module PV

2.12 Influence de l'association série des cellules PV

Dans les conditions STC, la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium est d'environ 2.3W sous une tension de 0.5V. Un module de 36 cellules en série (comme le module photovoltaïque PWX 500 (49W) qui on a utilisé dans ce chapitre) est suffisant pour obtenir une tension compatible avec la charge d'une batterie d'accumulateurs au plomb. L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule comme montré dans la figure dessous:

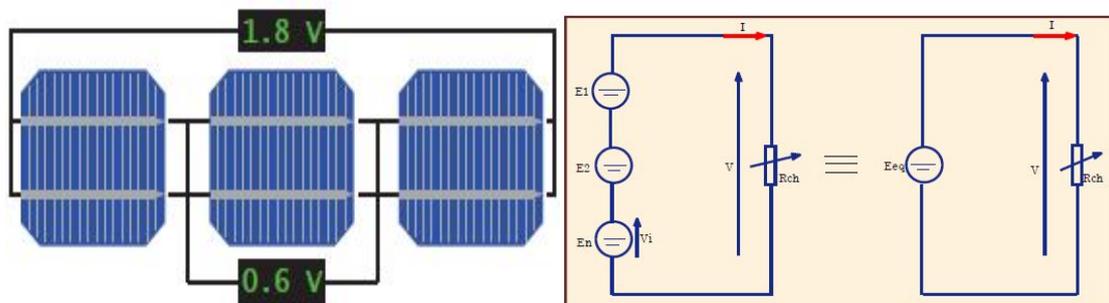


Figure 2.14 Association de 3 cellules PV en série [3]

2.13 Influence de l'association parallèle des cellules PV

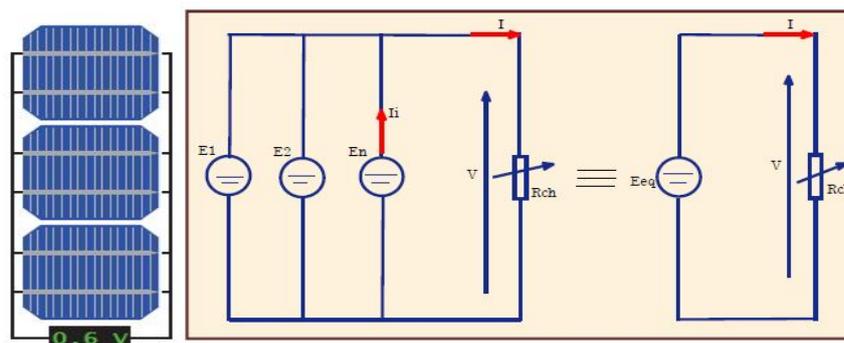


Figure 2.15 Association de 3 cellules PV en parallèle [3]

L'association en parallèle des cellules PV délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule comme montré dans la figure 2.15.

2.14 Effets d'Éclairage

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairage qu'elle reçoit sur sa surface. Nous avons déjà vu d'équation 2.13 que le courant du court-circuit est proportionnel à l'éclairage absorbé par la cellule. La puissance fournir par la cellule ou module PV est proportionnel à l'éclairage aussi comme montre dans la figure 2.16

- A partir de l'équation (2.16) dans la condition de circuit ouvert, on peut trouver que la tension de circuit ouvert V_{co} est :

$$V_{co} = A \cdot N_s \cdot V_t \cdot \log \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.34)$$

On voit donc que la tension de circuit ouvert est proportionnelle au Log de l'éclairage comme ce représente dans les figures.

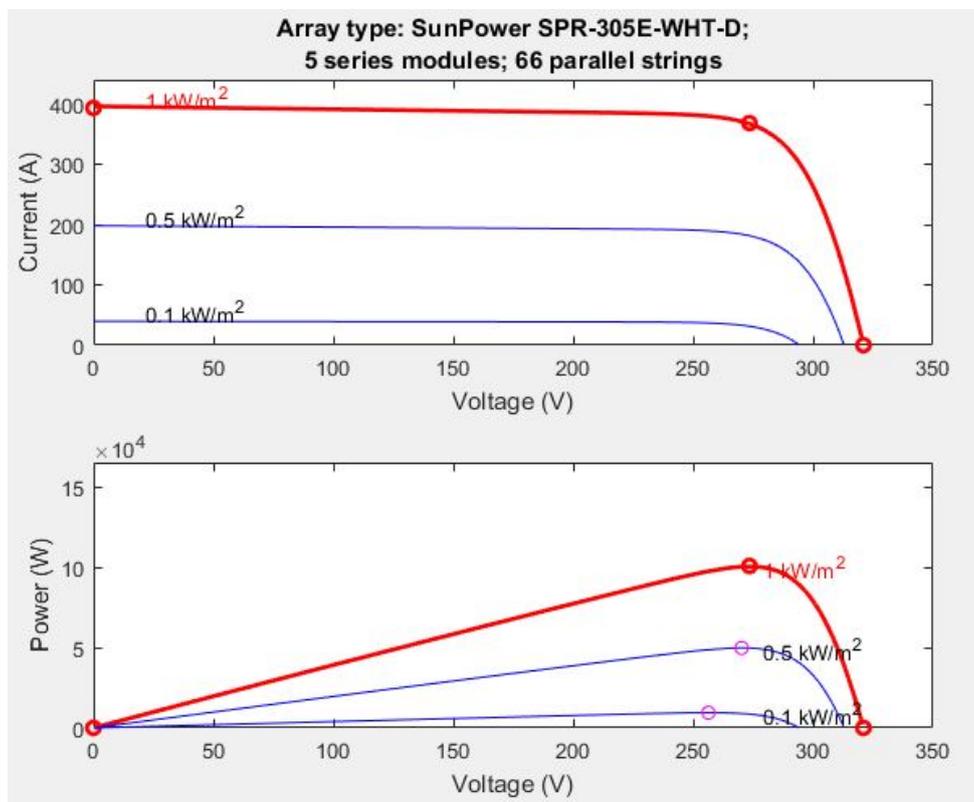


Figure 2.16 Graphes I(V) et P(V) à éclairagements différents [31]

2.15 Effets de température

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules PV, ne serait-ce que parce qu'une cellule exposée à un éclairage de 1 kW/m^2 n'en transforme en électricité que 12 % au plus, le reste (soit 88 %) étant dissipé en chaleur. Ainsi si la cellule n'est pas correctement ventilée, elle peut monter très haut en température et voir ses performances électriques se dégrader [2]. La Figure 2.17 montre l'influence de la température sur les courbes I(V) et P(V) puissance.

A partir de la figure, On observe une petite augmentation du courant avec une augmentation de température, notamment à cause de la diminution de la largeur de bande interdite. Cela résulte en une augmentation de nombre des paires électron-trou créé dans le matériau. Cette augmentation de courant est de l'ordre de $25 \mu\text{A/cm}^2 \text{ }^\circ\text{K}$, soit une variation de $+0.1 \text{ \% /}^\circ\text{K}$ pour silicium. On constate que la température influe négativement sur la tension de circuit ouvert dû à une forte augmentation du courant direct de la diode qui entraînant une diminution nette de la tension de circuit ouvert (équation 2.34). Et par conséquent la puissance maximale du cellule/module subit une diminution lorsque la température augmente. [2].

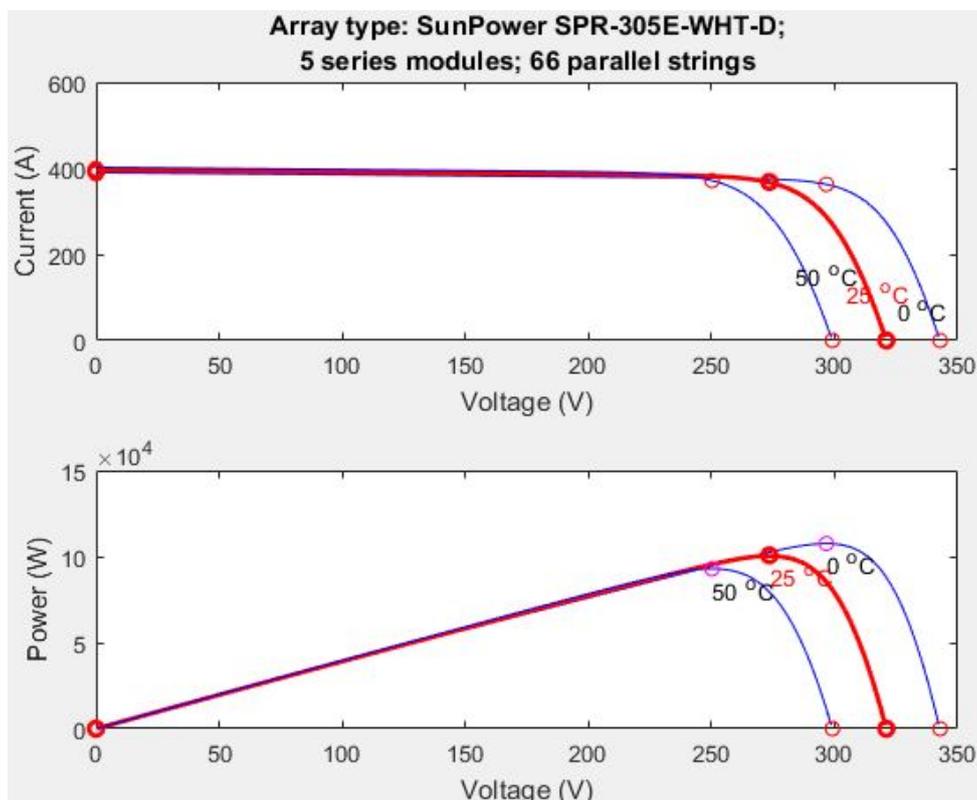


Figure 2.17 Graphes I(V) et P(V) à températures différentes [31]

2.16 Ombrage

Compte tenu de la surface occupée par les modules sur une installation PV, certains (une ou plusieurs cellules) peuvent être ombragés par des arbres, des feuilles mortes, des cheminées, des nuages ou des panneaux PV installés à proximité. En cas d'ombrage, une cellule PV présentant une jonction P-N cesse de produire de l'énergie et devient une charge passive.

Cette cellule se comporte comme une diode qui bloque le courant produit par les autres cellules raccordées en série, compromettant toute la production du module. De plus, la diode est soumise à la tension des autres cellules, ce qui peut entraîner la perforation de la jonction due à une surchauffe localisée (point chaud) et endommager le module. Afin d'éviter qu'une ou plusieurs cellules ombragées ne compromettent la production de l'ensemble d'un string, des diodes court-circuitant la partie ombragée ou endommagée du module sont insérées au niveau du module. Par conséquent, le fonctionnement du module est garanti même si l'efficacité est réduite. En théorie, il serait nécessaire de insérer une diode by-pass en parallèle à chaque cellule, toutefois cela s'avèrerait trop onéreux en termes de rapport coût/bénéfice. 2 à 4 diodes by-pass sont donc généralement installées sur chaque module. Les diodes by-pass assurent la continuation de courant aussi quand il y a une cellule endommagée [7].

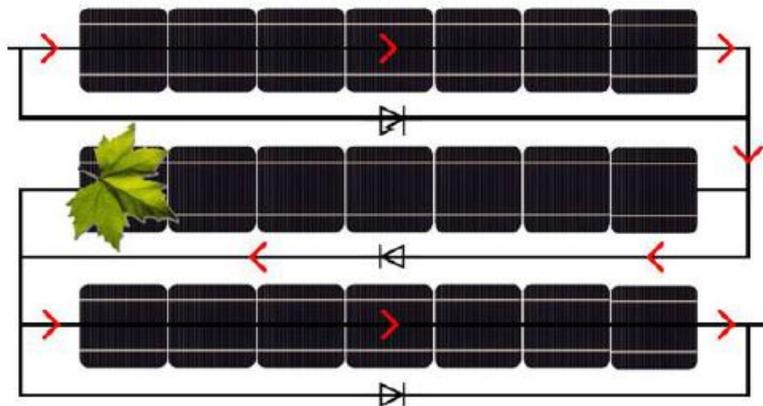


Figure 2.18 Fonctionnement d'une diode by-pass

La deuxième rangée passe par la diode by-pass à cause d'ombrage

2.17 Conclusion

Dans ce chapitre, on a étudié le gisement solaire et le rayonnement solaire, le principe de l'effet photovoltaïque, et la structure d'un module photovoltaïque. Ensuite on a fait une étude sur la modélisation et développée une cellule photovoltaïque. Cela nous a permis d'observer l'effet de la température et l'éclairement (chapitre 4). On a étudié aussi l'effet de la variation d'éclairement et la température sur la performance d'une cellule photovoltaïque. Le prochain chapitre on va étudier les convertisseurs DC-DC (hacheurs), Onduleurs (DC-AC) et leurs commandes MPPT pour chercher le point où la puissance du générateur photovoltaïque est maximale.

Chapitre 3 Convertisseurs d'électronique de puissance d'une Générateur Photovoltaïque

Introduction

Dans le chapitre précédent on a vu que la production d'une cellule solaire dépend fortement de l'intensité de radiation solaire et la température aussi pour générer la puissance maximale. Par convention, le GPV relié au réseau se compose de convertisseur DC-DC (Hacheur) et d'onduleur (DC-AC). Le convertisseur DC-DC est contrôlé pour la poursuite du point de puissance maximum du panneau photovoltaïque et l'onduleur est contrôlé pour produire le courant de telle manière que le courant de système ait une faible déformation totale d'harmonique et sont en phase avec la tension de réseau. Dans ce chapitre nous présentons les différents convertisseurs statiques qu'on peut trouver dans le système d'une GPV et on va faire une étude sur les différents types des méthodes utilisé pour chercher le MPP (Maximum Power Point) « point de puissance maximum » d'une GPV.

3.1 Les Hacheurs (Convertisseur DC/DC)

Les hacheurs sont les convertisseurs statiques continu-continu permettant de fabriquer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension continue fixe. La tension continue de départ peut être un réseau alternatif redressé et filtré, une batterie d'accumulateurs, une alimentation stabilisée.

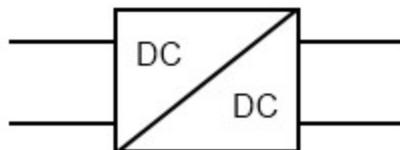


Figure. 3.1: Symbole d'un convertisseur DC-DC [10]

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. Les 3 types des hacheurs sont :

- hacheur abaisseur (ou buck)
- hacheur élévateur (ou boost)
- hacheur abaisseur-élévateur (buck-boost).

Dans ce travail on va étudier le hacheur élévateur (boost) selon son fonctionnement et configuration.

3.1.1 Hacheur élévateur (ou 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) [10]

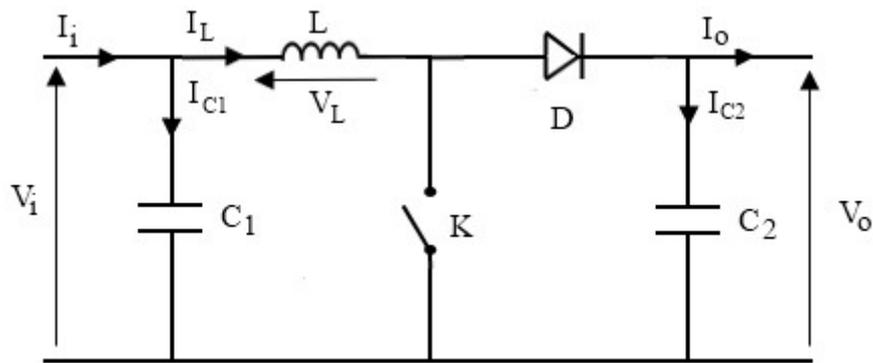


Figure. 3.2: Schéma électrique d'un hacheur boost [29]

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée $\alpha.T$, le courant dans l'inductance croît linéairement. La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t \in [\alpha.T, T]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D, on a alors $V_k = V_o$. [10]

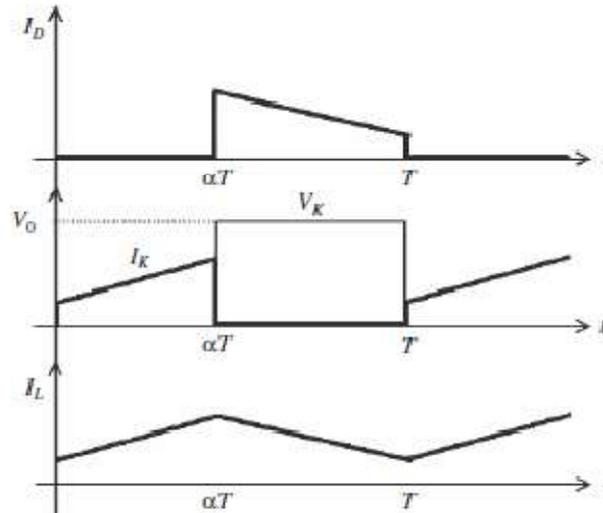


Figure 3.3: Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur boost [29]

b) Schéma équivalent :

La figure ci-dessous représente le circuit équivalent du hacheur boost lorsque K est fermé entre $[0, \alpha.T]$ suivi par les équations respectives. [10].

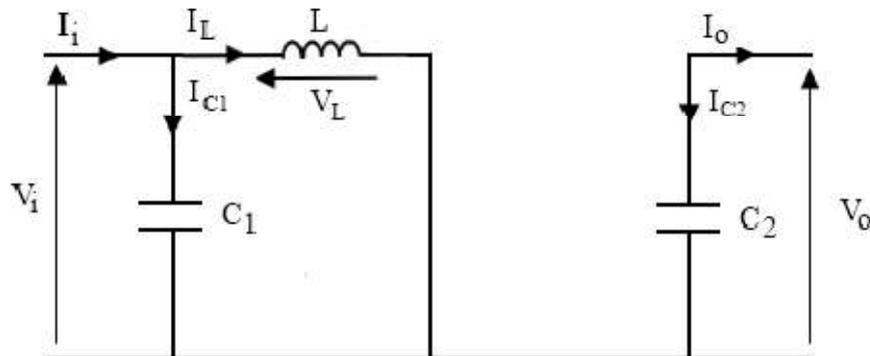


Figure. 3.4 : Schéma électrique d'un hacheur élévateur fermé [29]

Equations:

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad 3.1$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \quad 3.2$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \quad 3.3$$

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

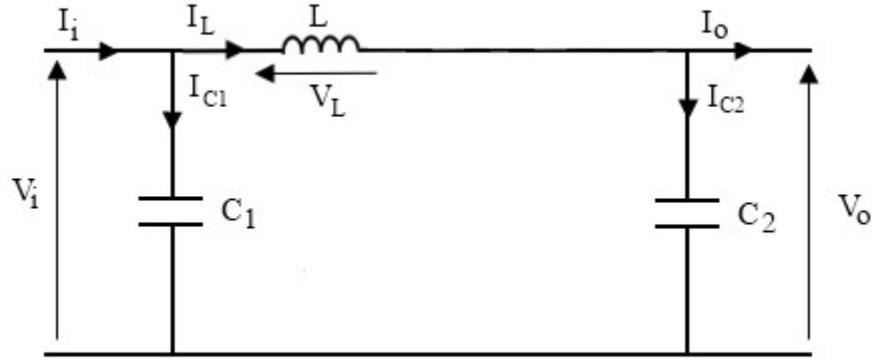


Figure. 3.5 : Schéma électrique d'un hacheur élévateur ouvert [29]

Equations:

$$I_{c1}(t) = C_1 \frac{dV_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad 3.4$$

$$I_{c2}(t) = C_2 \frac{dV_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad 3.5$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad 3.6$$

c) Rapport cyclique

Durant l'état passant, l'interrupteur K est fermé, entraînant l'augmentation du courant suivant la relation $V_i(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt}$. À l'état passant, le courant I_L a augmenté de:[29].

$$\Delta I_{L\ on} = \int_0^{\alpha T} dI_L = \int_0^{\alpha T} \frac{V_i}{L} dt = \frac{V_i \cdot \alpha T}{L} \quad 3.7$$

Par conséquent, la variation de I_L durant l'état bloqué est :

$$\Delta I_{L\ off} = \int_0^{(1-\alpha)T} dI_L = \int_0^{(1-\alpha)T} \frac{V_i - V_o}{L} dt = \frac{(V_i - V_o)(1-\alpha)T}{L} \quad 3.8$$

Le courant I_L traversant l'inductance est le même au début et à la fin de chaque cycle de commutation donc :

$$\Delta I_{L\ on} + \Delta I_{L\ off} = 0$$

En remplaçant $\Delta I_{L\ on}$ et $\Delta I_{L\ off}$ par leur expression, on obtient :

$$\frac{V_i \cdot \alpha \cdot T}{L} + \frac{(V_i - V_o)(1 - \alpha)T}{L} = 0 \quad 3.9$$

Ce qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - \alpha} \quad 3.10$$

Grâce à cette dernière expression, on peut voir que la tension de sortie est toujours supérieure à celle d'entrée. C'est pour cela que l'on parle d'élévateur [29].

3.2 Commande MPPT

Pour que le système photovoltaïque fonctionne à des points de puissance maximums de leurs caractéristiques, il existe des lois de commande spécifiques qui répondent à ce besoin. Cette commande est nommée Recherche du Point de Puissance Maximum ou Maximum Power Point Tracking (MPPT) en Anglais. Le principe de ces commandes est de chercher le point de puissance maximale (PPM) en gardant une bonne adaptation entre le générateur et sa charge pour assurer le transfert de la puissance maximale. En général, un convertisseur DC/DC est placé entre la PV et la charge, et en faisant varier le rapport cyclique du point de fonctionnement comme montre dans la figure ci-dessous :

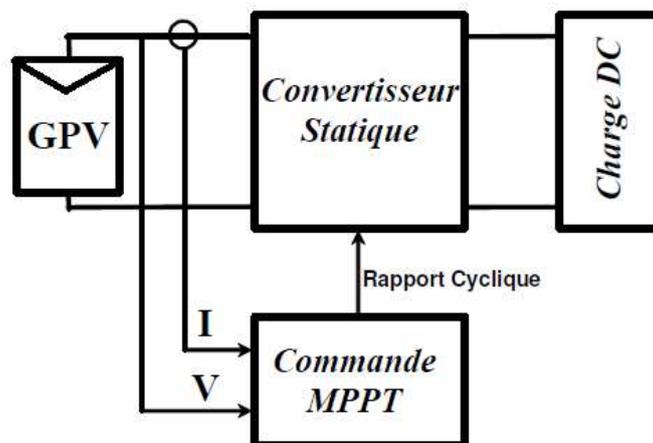


Figure 3.6 Chaîne de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT[28].

a) Types de commandes MPPT

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Les méthodes des commandes MPPT sont basées sur leurs techniques ou des stratégies de commande utilisées. On a deux catégories de commande MPPT qui est méthodes directes et indirectes.

3.2.1 Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques dans différentes conditions climatiques (température et éclairage) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi ces méthodes, on retrouve les 2 méthodes suivantes [13]:

- Méthode de la tension de circuit ouvert du GPV
- Méthode de courant de court-circuit du GPV

a) Méthode de la tension de circuit ouvert

L'une des techniques MPPT indirectes les plus courantes est méthode de la tension de circuit ouvert du générateur. Cette méthode utilise le fait que dans une très bonne approximation, le V_{ppm} est donné par :

$$V_{ppm} = k * V_{co} \quad 3.11$$

Où k est une constante qui dépend du type de cellules solaires. Pour le silicium cristallin, k est comprises entre 0,7 et 0,8. Comme changements dans V_{co} peut être facilement traqué, les changements dans le V_{ppm} peuvent être estimés facilement simplement en multiplier avec k . Cette méthode donc est facile à implémenter. De l'autre cote, il y a aussi certains inconvénients ; première, l'utilisation d'un facteur constant k permet une estimation de la position de PPM donc le point d'opération sera pas exactement au PPM mais dans sa proximité s'appelle région PPM. Deuxièmement, chaque fois le système répondre à un changement dans les conditions de l'éclairage, le V_{co} doit être mesuré. Pour cette mesure, le module PV doit être déconnecté de la charge pour un temps court qui résulte dans une diminution totale de production de GPV. Le plus souvent le V_{co} est mesure, le plus grand la perte dans la production totale de GPV. Cet inconvénient peut être réduit en modifiant les modules. Pour cette modification une cellule PV pilote est choisie qui est extrêmement s'harmoniser avec le reste des cellules dans le module. La cellule pilote reçoit le même éclairage comme le reste du module PV, et une mesure du V_{co} de la cellule PV pilote donne aussi une représentation exacte de la reste du module, d'où il peut être utilisé pour

estimer V_{ppm} . Par conséquent, le point de fonctionnement du module peut être ajusté sans déconnecter le module [3].

b) Méthode de courant de court-circuit

Cette méthode est similaire au précédent et basée sur la proportionnalité existant entre le courant de court-circuit et le courant au point de puissance maximale.

$$I_{ppm} = k * I_{cc} \quad 3.12$$

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert [3].

3.2.2 Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve les 2 méthodes suivantes [13] :

- Méthode Perturbe & Observe (P&O)
- Méthode incrémentation de la conductance (Inc.Cond)

a) Méthode Perturbe & Observe (P&O)

Le principe de commande P&O consiste à provoquer une perturbation de faible valeur sur la tension PV (V_{pv}), ce qui engendre une variation de la puissance. La figure 3.7 montre que si une augmentation de la tension provoque un accroissement de la puissance, le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM, si au contraire la puissance décroît, il est à droite. De la même manière, on peut faire un raisonnement pour une diminution de la tension. En résumé, pour une perturbation de la tension, si la puissance augmente, la direction de la perturbation est maintenue. Si non, elle est inversée pour que le point de fonctionnement converge vers le PPM [28].

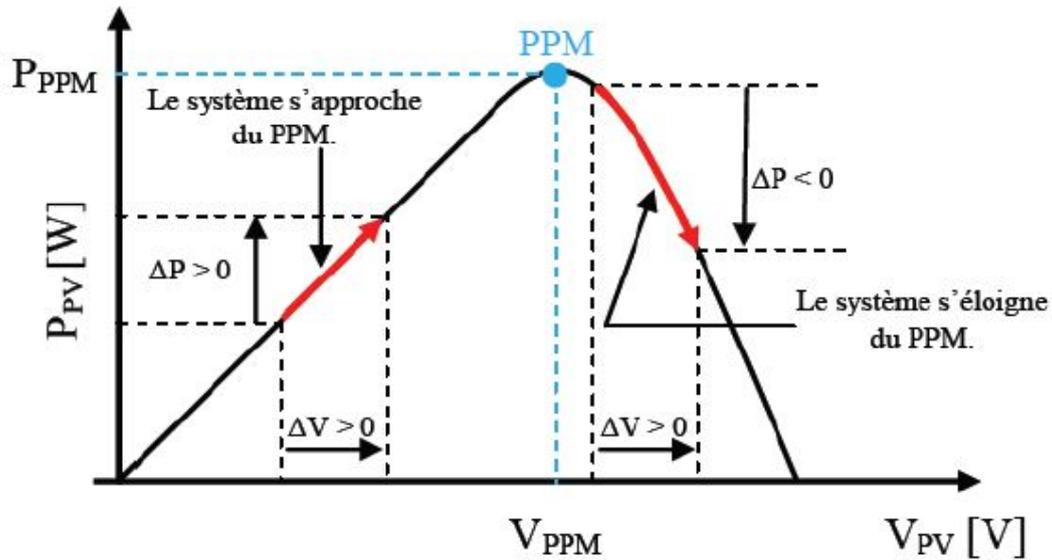


Figure 3.7. Caractéristique puissance–tension d’un panneau photovoltaïque[28]

b) Méthode incrémentation de la conductance

Cette technique est basée sur la variation de la conductance du GPV et son influence sur la position du point de fonctionnement. La conductance et la variation élémentaire de la conductance (incrément) du module photovoltaïque sont définies respectivement par :[28].

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} 3.15$$

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} 3.16$$

La caractéristique puissance-tension du GPV, permet d’écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM.
- Si $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, le point de fonctionnement est sur la droite du PPM .

La dérivée de la puissance peut s’écrire sous la forme :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} \cdot I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad 3.17$$

On peut donc avoir d'autres conditions sur la variation de la conductance :

- Si $I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM
- Si $I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est sur le PPM
- Si $I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \rightarrow \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$, le point de fonctionnement est à droite du PPM

Le PPM peut être atteint en comparant à chaque instant la valeur de la conductance $\frac{I_{pv}}{V_{pv}}$ avec celle de l'incrément de conductance $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$. La figure 3.8 montre l'algorithme de cette méthode : [28].

Avec

$V_{pv(n)}$: La tension dans le temps (t)

$I_{pv(n)}$: La courant dans le temps (t)

$V_{pv(n-1)}$: La tension précédente dans le temps (t-1)

$I_{pv(n-1)}$: Le courant précédent dans le temps (t-1)

ΔV : La variation de tension

ΔI : La variation de courant

Pratiquement, comme la méthode P&O, cette technique présente des oscillations autour du PPM car il est difficile de remplir la condition $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, ce qui fait que le système reste toujours en train de la chercher. L'algorithme Incrément de Conductance est plus complexe que celui du P&O, ce qui engendre un temps d'exécution plus long [28].

La méthode du incrément de conductance est plus effective que la méthode P&O parce qu'il ne serpente pas autour du MPP sous conditions de l'état stables. L'inconvénient majeur de ce l'algorithmme est la complexité d'implémentation dans le matériel.

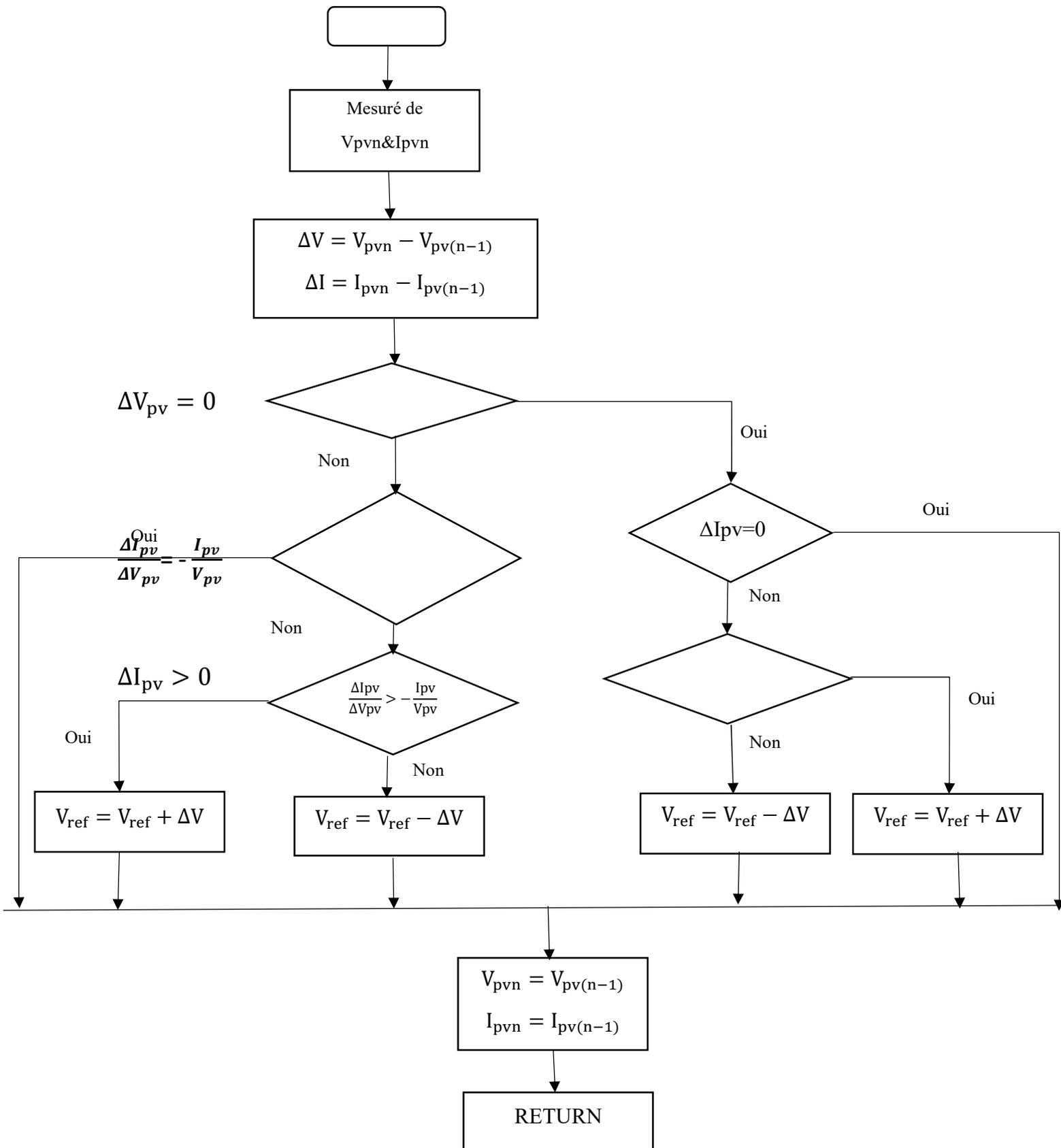


Figure 3.8. Algorithme de la méthode Incrément de conductance[28]

3.3 Les onduleurs :

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion d'énergie électrique de la forme continue (DC) à la forme alternative (AC). Cette conversion d'énergie est satisfaite au moyen d'un dispositif de commande (semi-conducteurs). Il permet d'obtenir aux bornes du récepteur une tension alternative réglable en fréquence et en valeur efficace, en utilisant une séquence adéquate de commande. [23].

La structure d'un onduleur est généralement constituée d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), transistors de puissance ou thyristors. Pour avoir un signal alternatif de fréquence bien déterminée, on module la source à l'aide des commutations commandées généralement par modulation de largeur d'impulsion (MLI).

3.3.1 Classification des onduleurs

On distingue :

- a) **Les onduleurs autonomes:** La tension délivrée par ce type de convertisseur est soit de fréquence fixe ou variable. En plus, l'onduleur autonome n'a pas besoin de réseau électrique pour fonctionner.
- b) **Les onduleurs non autonomes:** Ce type de convertisseurs est un montage redresseur tout thyristors qui permet un fonctionnement en onduleur, lorsqu'il est en commutation naturelle assistée par le réseau, auquel il est raccordé. (Leur fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau)
- c) **Onduleurs hybrides ou intelligents:** Ces onduleurs représentent une nouvelle génération destinée surtout aux applications d'énergie renouvelable en particulier pour les panneaux solaires photovoltaïques.[28].

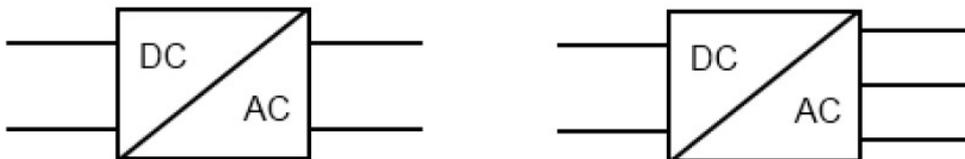


Figure. 3.9 : Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé [10]

3.3.2 Type des Onduleurs

a) Onduleur Monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours.

b) Onduleur Triphasé (à 3 niveaux)

Dans ce travail on va étudier l'onduleur NPC (Neutral Point Clamped) à trois niveaux qui est représenté dans la figure 3.10. Le bus continu d'entrée est composé de deux capacités en série (C1 et C2), formant un point milieu noté (O) qui permet à l'onduleur d'accéder à un niveau de tension supplémentaire par rapport à l'onduleur classique à deux niveaux. La tension totale du bus continu vaut E, dans les conditions normales de fonctionnement, celle-ci est uniformément répartie sur les deux capacités qui possèdent alors une tension $E/2$ à leurs bornes. Chacun des trois bras (a, b et c) de l'onduleur est composé de quatre interrupteurs commandés (K_{A1} , K_{A2} , K_{A3} et K_{A4} pour le bras A) et deux diodes de maintien (D_{clA1} et D_{clA2}) connectées au point milieu du bus continu [34].

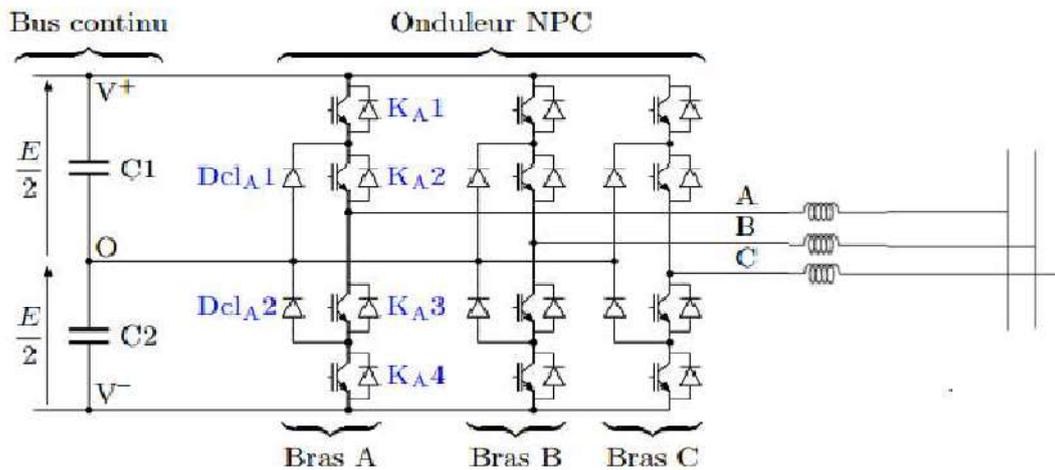


Figure 3.10 Schéma d'un onduleur NPC à 3 niveaux [34]

L'onduleur à trois niveaux étant symétrique et pour des raisons de simplicité, l'étude peut se limiter au fonctionnement d'un bras l'objectif visé est de déterminer les valeurs que peut prendre la tension V_{ao} pour les différents états possibles des interrupteurs statiques, et de montrer les séquences de conductions des interrupteurs. Pour un convertisseur NPC à N-niveaux de tensions, nous avons N séquences de fonctionnement possibles permettant de générer les N niveaux de tensions. Et en particulier pour le NPC à trois niveaux on a trois séquences de fonctionnement:

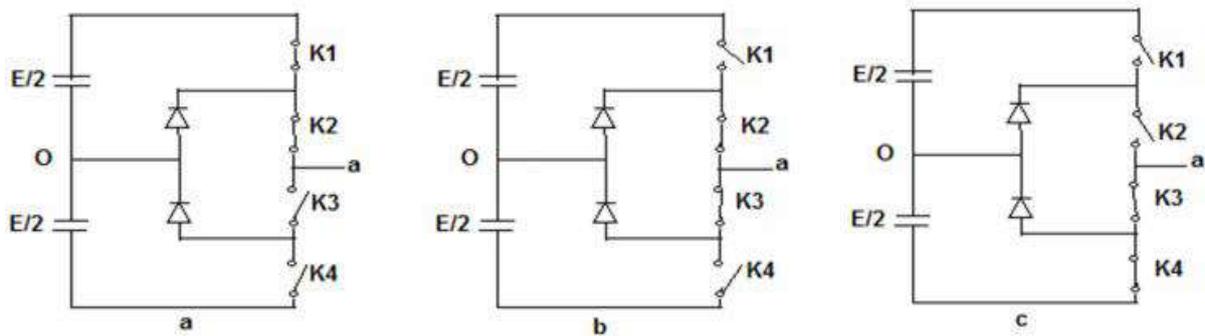


Figure 3.11 Séquences de fonctionnement d'un bras d'onduleur NPC à trois niveaux [34]

• **Séquences 1 : Génération du niveau maximum**

Dans ce cas, les interrupteurs K1, K2 sont passants et K3, K4 sont bloqués comme montre dans la figure (3.11-a). La tension de sortie V_{ao} est: $V_{ao}=+E/2$ [34].

• **Séquences 2 : Génération du niveau intermédiaire**

Les interrupteurs K2, K3 sont passants et K1, K4 sont bloqués, dans ce cas le point a est relié directement au point O à travers l'une des diodes de maintien, comme montre dans la figure (3.11-b). La tension de sortie V_{ao} est donc nulle, $V_{ao} = 0$ [34].

• **Séquences 3 : Génération du niveau minimum**

Dans ce cas, les interrupteurs K1, K2 sont bloqués et K3, K4 sont passants comme montre dans la figure (3.11-c). La tension de sortie V_{ao} est: $V_{ao}=-E/2$ [34].

Les 3 états ou séquences de commutation possibles sont résumés au tableau 3.1.

K1	K2	K3	K4	V _{ao}
1	1	0	0	+E/2
0	1	1	0	0
0	0	1	1	-E/2

Tableau 3.1 États possibles de l'onduleur NPC à 3 niveaux [34]

3.3.3 Commande de l'onduleur

L'objectif de la commande est de générer les ordres d'ouverture et fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit plus proche de la tension de référence. L'une des méthodes de commande peuvent être utilisées est la commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion). La méthode base sur la MLI est de faire une comparaison de tension de référence de l'onduleur (modulatrice) avec un signal en dent de scie (porteuse triangulaire). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

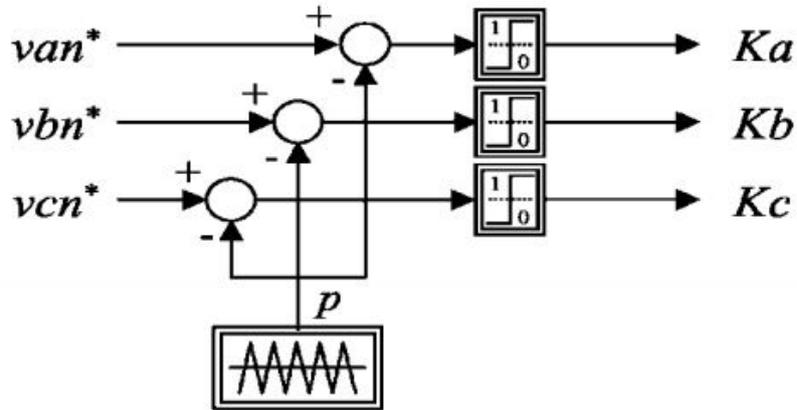


Figure 3.12 Contrôle par MLI[33]

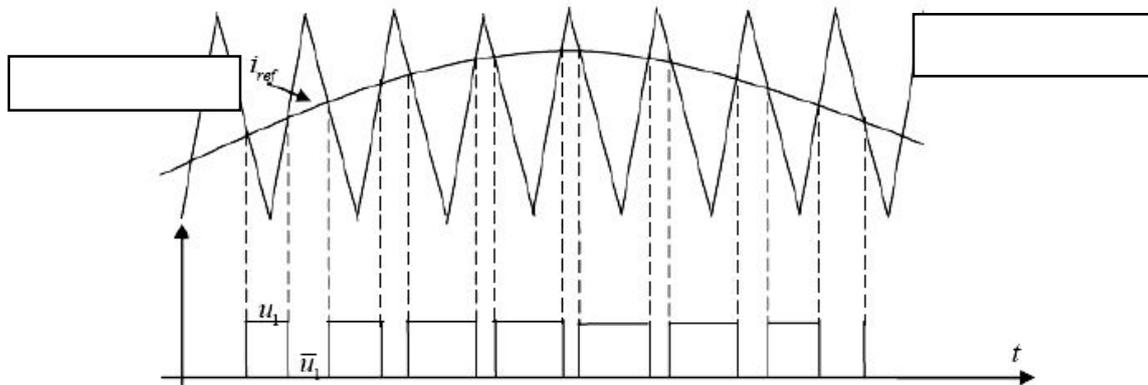


Figure 3.13 Commande des interrupteurs par MLI[33]

A partir de figure 3.13, on voit que les intersections de signal de référence et le signal porteuse donnent les instants de fermeture des interrupteurs.

a) Paramètres importantes de la MLI

- L'indice de modulation m , égal au rapport de la fréquence de la modulation (porteuse) sur la fréquence de la référence (modulante) :

$$m = \frac{F_m}{F_s} \quad 3.18$$

Avec :

F_m : fréquence de modulation

F_s : fréquence des trois tensions de référence

- Le coefficient de réglage en tension r , égal au rapport de l'amplitude de la tension de la référence sur celle de la porteuse :

$$r = \frac{T_r}{T_p} \quad 0 < r < 1 \quad 3.19$$

Avec :

T_r : l'amplitude de la tension de la référence

T_p : l'amplitude de la tension de la porteuse

3.4 Les topologies de champs

Nous allons présenter dans la suite les architectures de champs PV permettant la connexion au réseau de distribution, en s'intéressant principalement à la fonction de base « conversion ». Pour la gestion de ces installations, les différentes topologies qui existent sont : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux que nous décrivons dans ce qui suit.

a) L'onduleur central

Pour ce type d'architecture, les panneaux photovoltaïques sont montés en rangées pour former une chaîne appelée en anglais « string », cette chaîne est couplée en parallèle avec d'autres à travers des diodes anti-retours comme le montre la figure 3.14. Dans cette topologie, une mauvaise adaptation du panneau ou un éclairage insuffisant entraîne une diminution du rendement énergétique. La fiabilité de cette topologie est limitée, surtout lorsqu'une panne survient sur l'onduleur central, la production de l'énergie s'arrête complètement. [28].

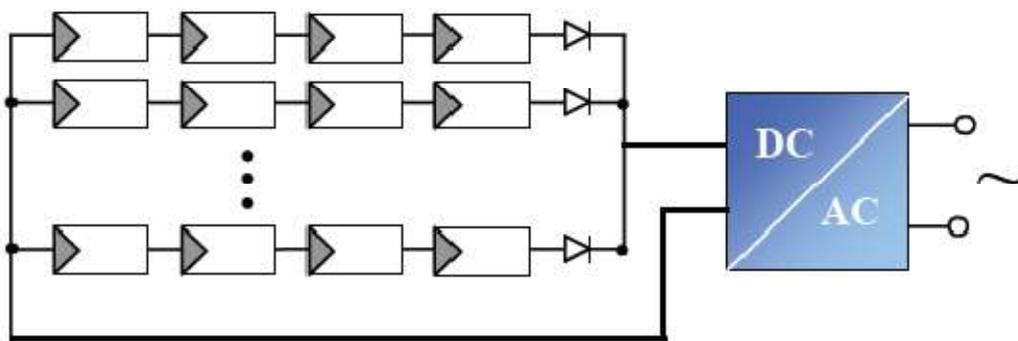


Figure. 3.14 Onduleur central[28].

b) Les onduleurs strings

Dans ce cas, le module photovoltaïque est constitué de chaînes. Chaque chaîne est reliée à un onduleur qui peut être doté d'un système de contrôle MPPT (Figure 3.15). Cette topologie permet d'éviter les problèmes liés à l'adaptation du GPV et au manque d'ensoleillement

occasionnel. Cette technologie présente l'avantage d'augmenter la fiabilité de l'installation, par contre le nombre élevé des onduleurs de moyenne puissance va engendrer un surcoût par rapport à la technologie précédente. En plus, pour le fonctionnement à maximum de puissance, la caractéristique de puissance des chaînes peut avoir plusieurs pics de puissance et par conséquent la puissance délivrée ne sera pas la valeur maximale désirée. En effet, si quelques panneaux sont par exemple mal ensoleillés ou leur orientation n'est pas identique, la recherche du PPM est perturbée. [28].

a) Les onduleurs intégrés aux panneaux

Dans cette architecture, chaque panneau est muni de son propre onduleur (Figure 3.16), ce qui permet d'éliminer les problèmes dus au déséquilibre entre les panneaux. Mais le nombre élevé des onduleurs et le câblage de l'installation entraînent des coûts supplémentaires.[28]

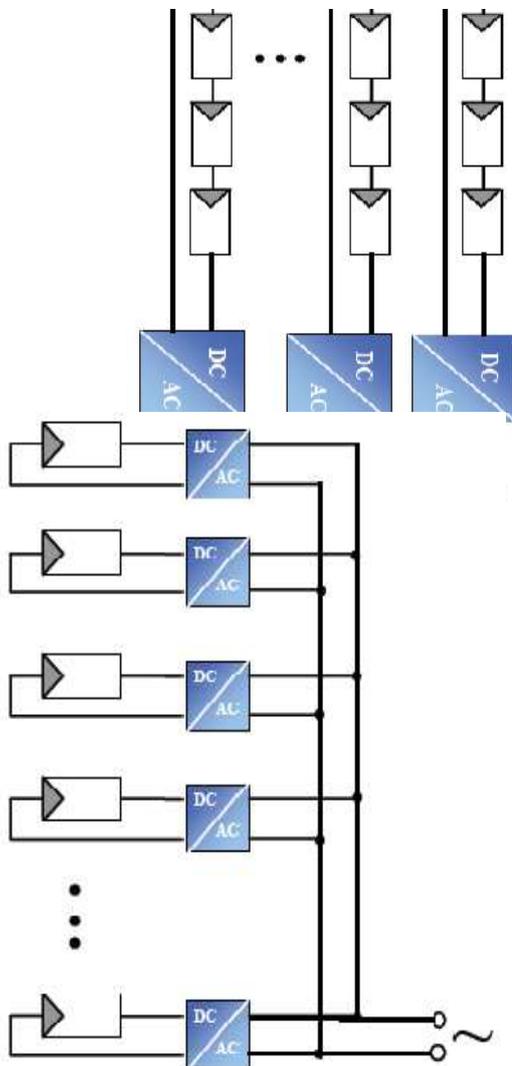


Figure. 3.15. Onduleur string[28] Figure. 3.16. Onduleur intégré au panneau[28].

Conclusion

Ce chapitre a été consacré aux convertisseurs statiques qu'on trouve entre les modules PV et la charge. Ce sont les hacheurs et les onduleurs, on a étudié aussi en détail une méthode utilisée pour chercher le point de puissance maximum qui est la méthode de l'incrément de conductance. Dans le prochain chapitre, on va simuler et analyser la cellule PV, un système PV ombragé et un générateur photovoltaïque se concentrer sur les effets des changements de l'éclairement et température sur la tension et puissance du GPV.

Chapitre 4 : Simulation d'une Générateur Photovoltaïque

Introduction

Dans ce chapitre nous allons commencer par effectuer la simulation de la cellule PV qui était modélisé dans chapitre 2. Ensuite on va étudier l'effet de l'ombrage dans le fonctionnement d'une GPV et comment réduire ces effets et on va faire une simulation sur l'ombrage d'une GPV. Finalement on va simuler un générateur PV raccordé au réseau. L'attention de ce simulation est focalisée sur le comportement dynamique d'un générateur photovoltaïque face aux variations des conditions éclairément et température et le rôle de la fonction de MPPT. Le schéma globale comprend un champ PV connecte à un Hacheur boost qui est connecté à un Onduleur triphasé. Cette ensemble est relie a un transformateur de 100-kVA 260V/25kV qui est relie a un réseau électrique. Pour la MPPT, on va utiliser la méthode de l'incrémentation de la conductance et l'onduleur est contrôle par la MLI.

4.1 Simulation d'une cellule PV(Photowatt PWX500 49W)

Les conditions standards de qualification (S.T.C : Standard Test Conditions) des modules photovoltaïques sont : un éclairément de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température de 25°C (variables d'entrée de module). Nous avons choisi le modèle photovoltaïque PWX 500 49W (Silicium) fabriqué par Photowatt Technologies. C'est convenable pour plusieurs applications comme télécommunications, électrification rurale, résidences privées etc. Le module est composé de 36 cellules solaires polycristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 49W.

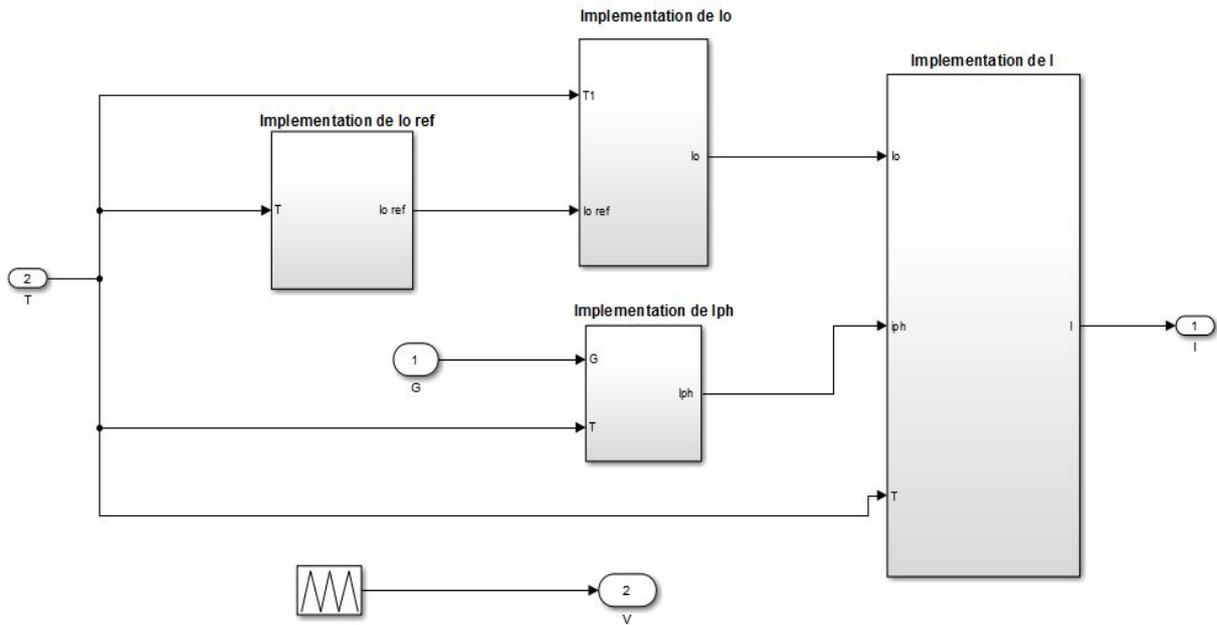


Figure 4.1 : Implémentation des paramètres de module sous SimulinkPWX 500 49W

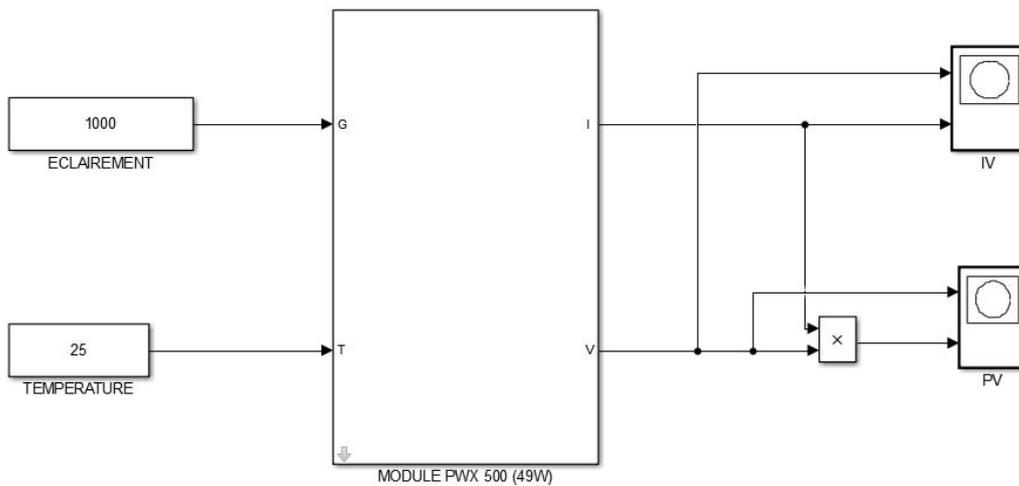


Figure 4.2 : Schéma globale de simulation du module PWX 500 49W

4.2 Effets d'Éclairement (Photowatt PWX500 49W)

D'après la figure 4.3 on remarque une forte diminution du courant de court-circuit et une faible diminution de la tension du circuit ouvert avec la diminution de l'éclairement. Ce qui prouve que le courant de court-circuit de la cellule dépend de l'éclairement, par contre la tension de circuit ouvert est moins influencé par la variation de celui-ci. On remarque d'après

la figure 4.4 que la variation de l'éclairement influe sur la puissance du GPV, plus l'éclairement diminué plus la puissance diminuée.

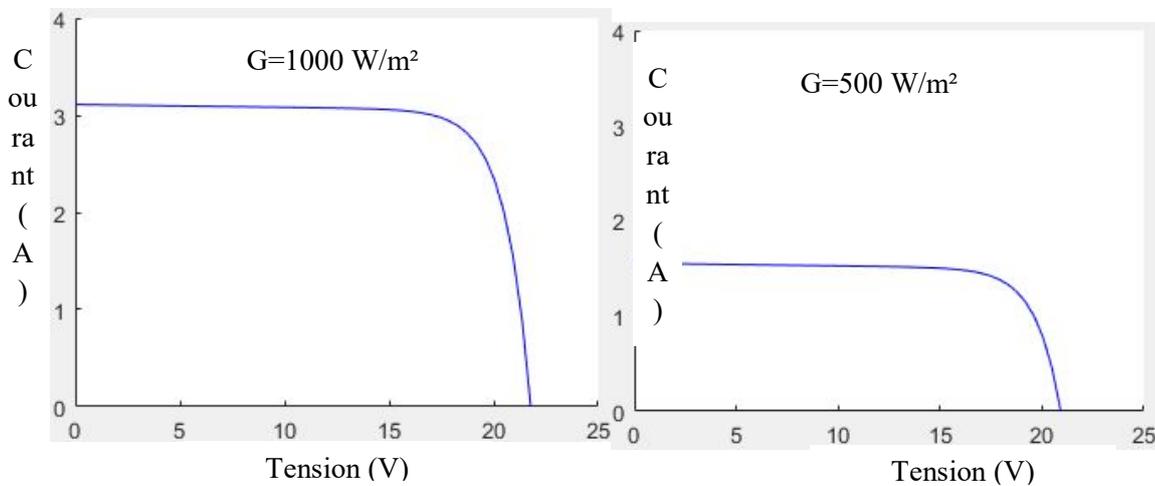


Figure 4.3 Courbes I(V) à éclairements différents (T=25 °C)

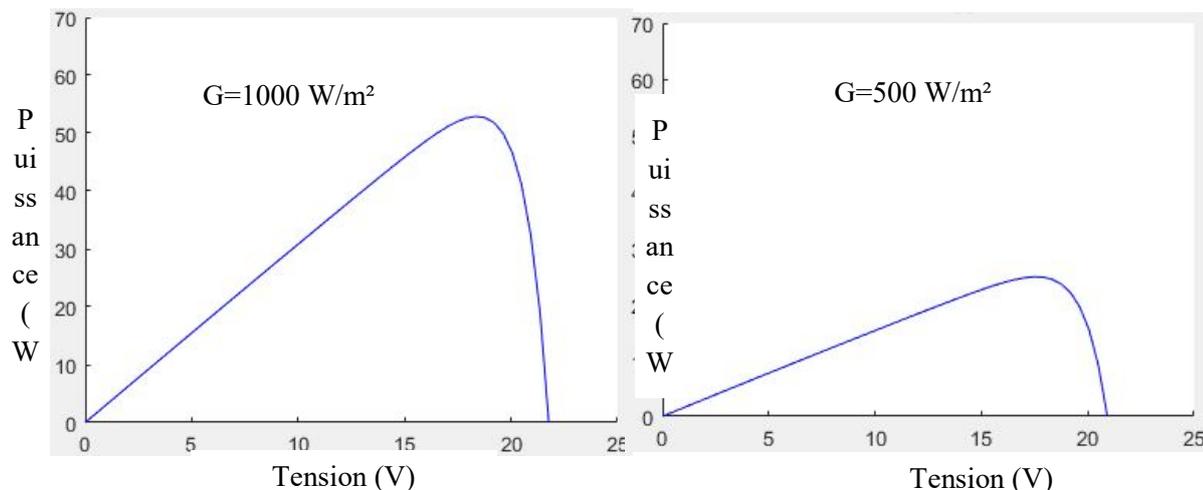


Figure 4.4 Courbes P(V) à éclairements différents (T=25 °C)

4.3 Effets de température(Photowatt PWX500 49W)

On constate d'après la figure 4.5 que la tension à vide diminue avec l'augmentation de la température. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement. On peut remarquer sur la figure 4.6 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

Nous avons remarqué que ces résultats sont semblables à ceux qui est donne par le fabricant de ce module ce qui nous permet de valider notre travail.

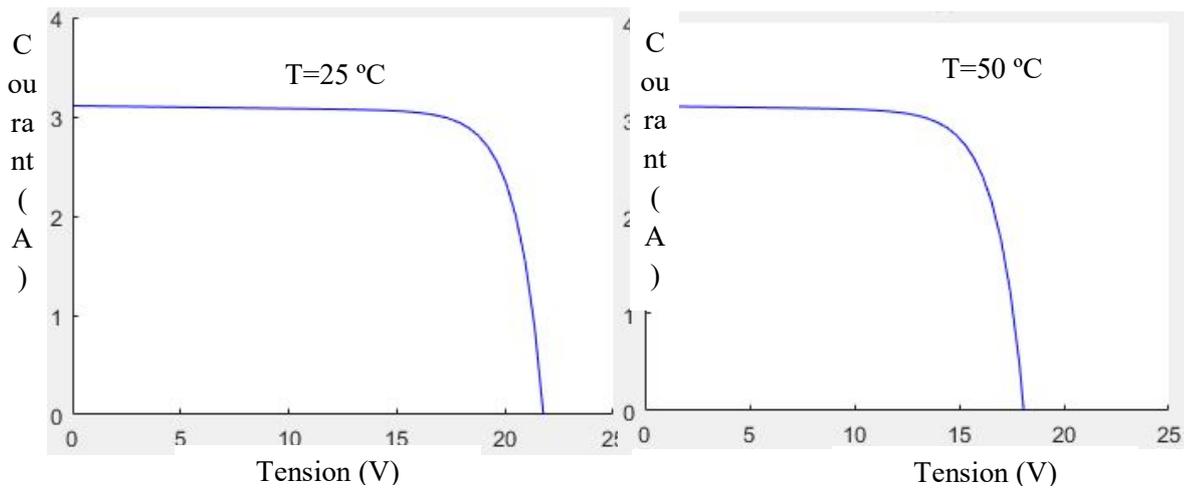


Figure 4.5 Courbes I(V) à températures différentes ($G=1000 \text{ W/m}^2$)

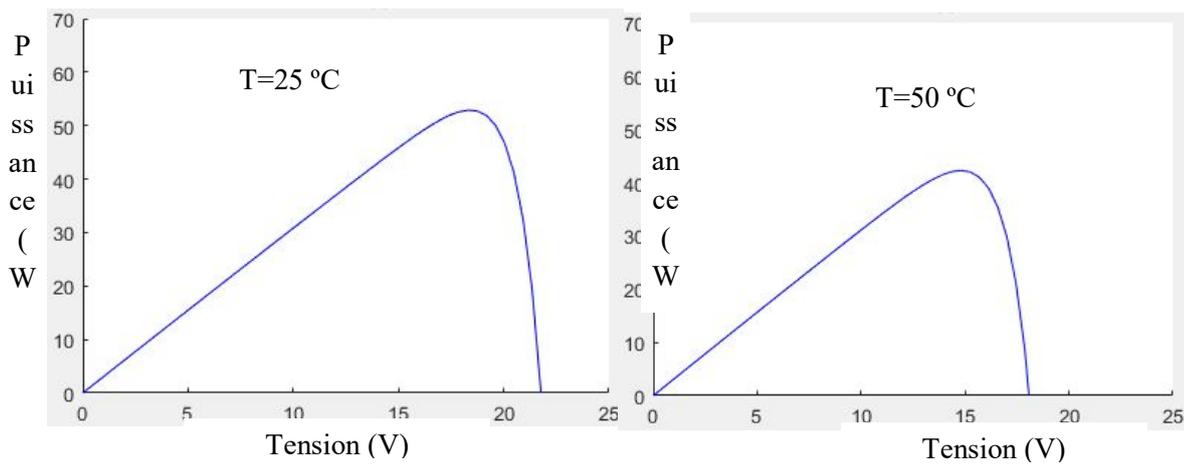


Figure 4.6 Courbes P(V) à températures différentes ($G=1000 \text{ W/m}^2$)

4.4 L'ombrage partiel(PhotowattPWX 500 49W)

L'ombrage partiel est un problème rencontré couramment dans les systèmes PV. Nous avons étudié l'effet d'ombrage partiel sur les courbes I(V) et P(V) sur le GPV sous Simulink. Le modèle étudié comprend trois modules (PWX 500 49W) qui sont reliés avec 3 diodes by-pass. Un éclairement standard de 1000 W/m^2 est appliqué sur le premier module tandis que l'ombrage partiel est appliqué sur le module 2 et le module 3 avec des éclairements respectifs de 300 W/m^2 et 600 W/m^2 . La température est constante pour tout le module (25 degrés Celsius).

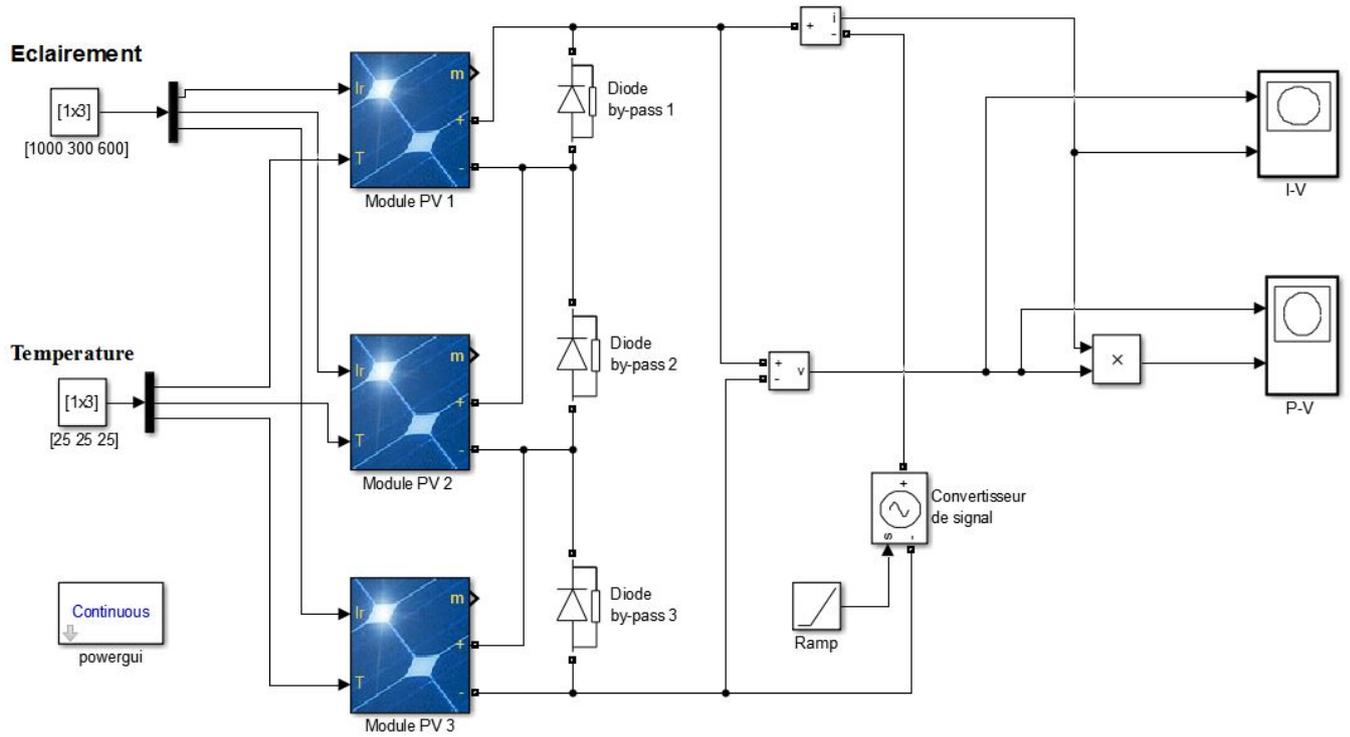


Figure 4.7. Schéma de l'ombrage partiel (3 modules PWX 500 49W) sous Simulink

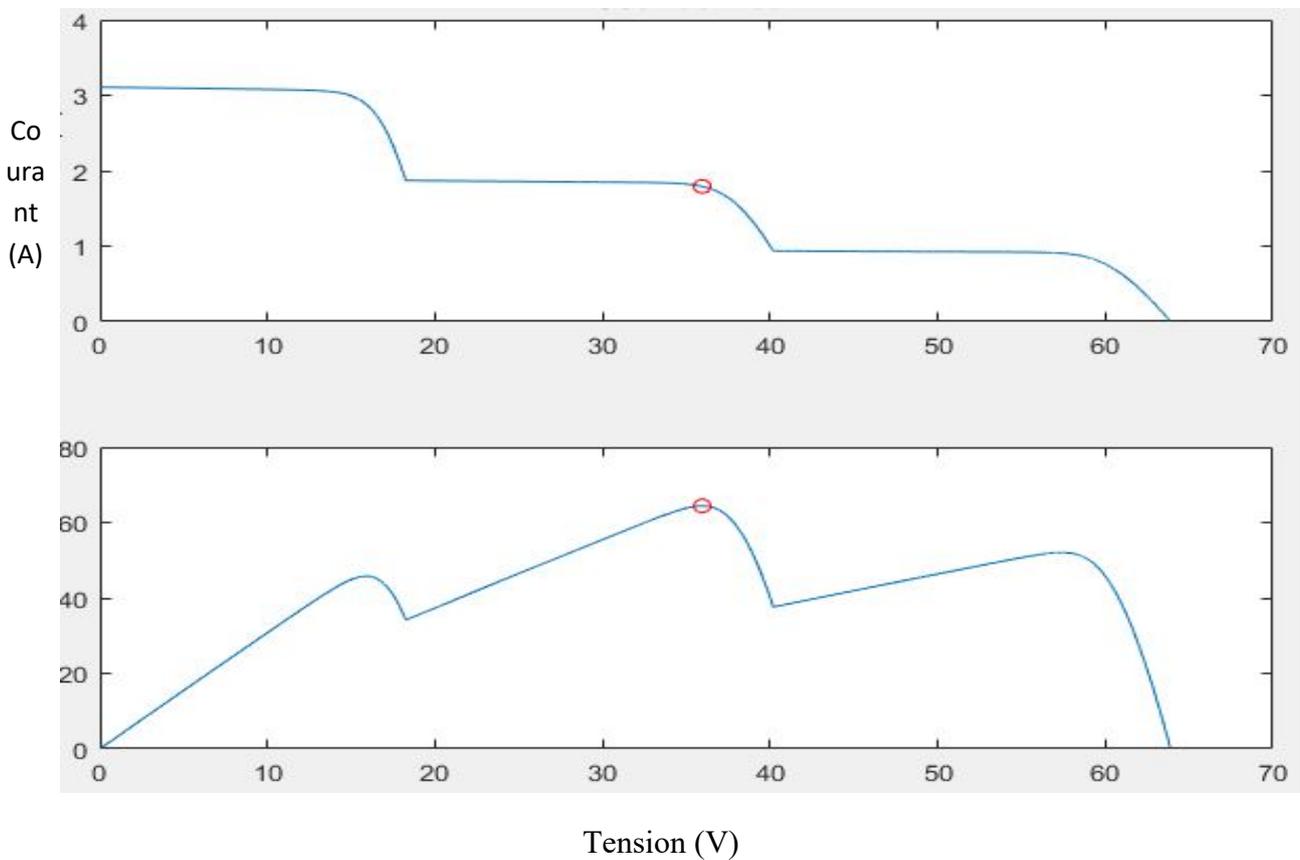


Figure. 4.8 L'effet de l'ombrage partiel sur les courbes I(V), P(V)

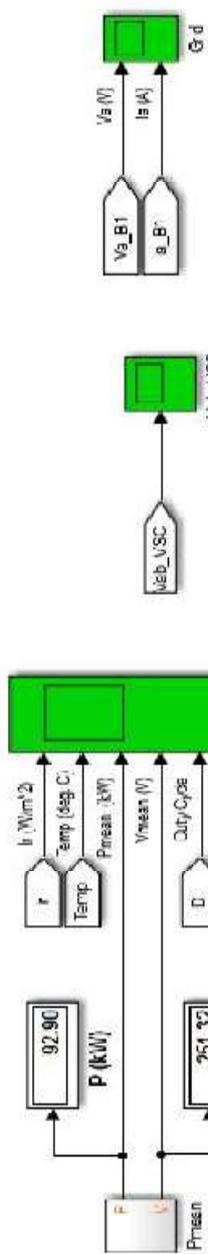
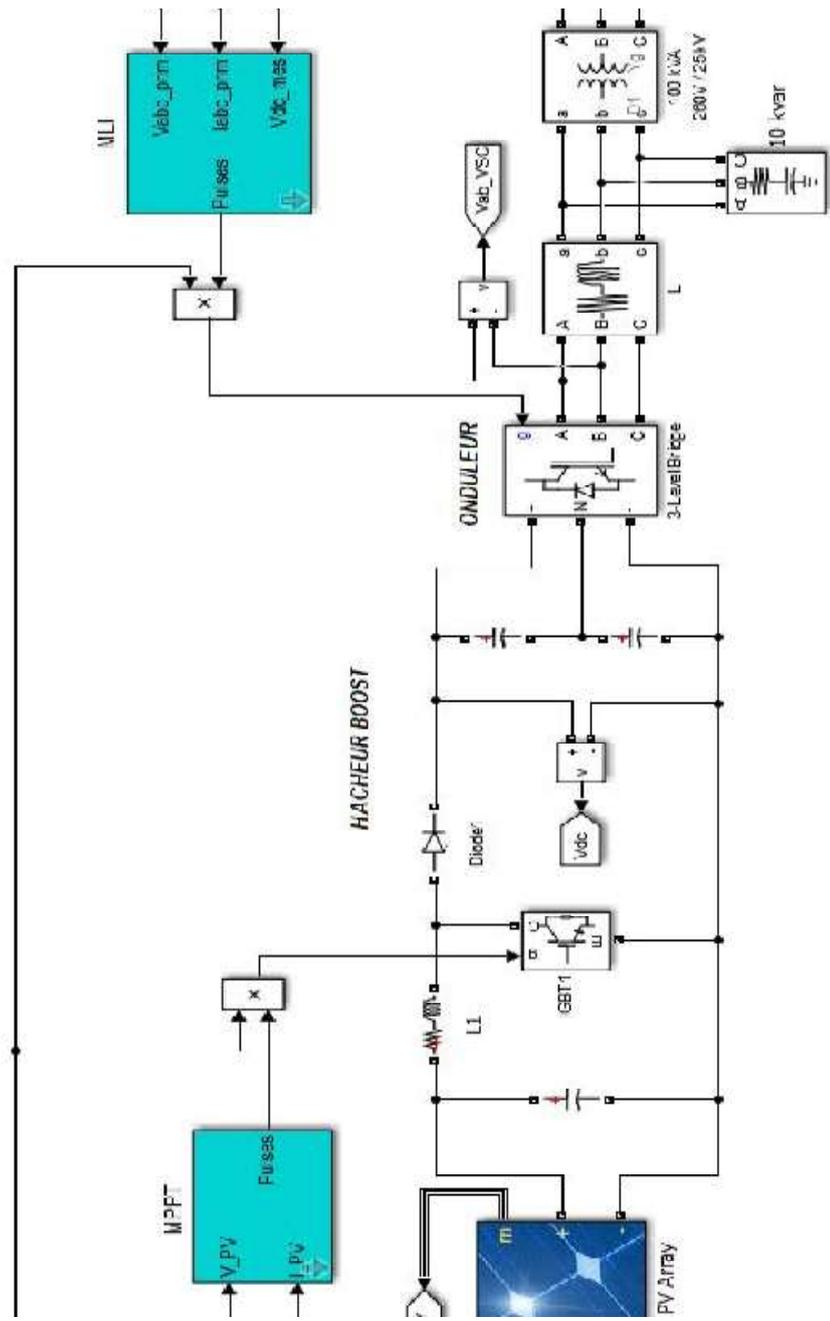
On note dans la figure 4.8 que la courbe P-V présente trois maxima qui correspondent aux 3 éclairagements auxquelles le module PV à expose. Le point de puissance maximal global (GMPP-Global Maximum Power Point) ($P_m=64 \text{ W}$) indiqué par un cercle rouge sur la figure est inférieur à la puissance maximale attendue ($150/3 * (1 +0.3 +0.6) = 95 \text{ W}$). Les autres maxima ne s'appellent point de puissance locale (LMPP-Local Maximum Power Point). Les résultats obtenus montrent clairement que les performances des modules PV dépendent fortement du scénario d'ombrage [3].

4.5 Simulation d'un Générateur PV

Le modelé global comprend :

- Champ PV délivrant un maximum de 100.7 kW à un éclairage de 1000 W/m². (Le champ consiste des modules fabrique par Sun Power [SunPower SPR-305E-WHT-D])
- Convertisseur boost (Hacheur élévateur) élevé la tension PV (273.5V DC à puissance maximale) à 500V DC. Le cycle de commutation est optimisé par le contrôleur MPPT qui utilise la technique d'incrémentation de la conductance.
- Onduleur triphasé (à trois niveaux) qui convertit les 500V DC à 260V AC. La fréquence de l'onduleur est 1980 Hz.
- Filtre des harmoniques produites par l'onduleur.
- Transformateur triphasé 100 kVA 260V /25kV.
- Modelé de Réseaux électrique.

L'objectif de cette simulation est d'observer comment le GPV répond à des variations simultanées de température et éclairage aussi on observe comment la MPPT varie le rapport cyclique (Duty cycle) et régule la tension PV en modifiant le rapport cyclique afin d'obtenir la puissance maximale du GPV face à ces variations. On observe aussi les résultats à la sortie de l'onduleur qui alimente le réseau électrique.



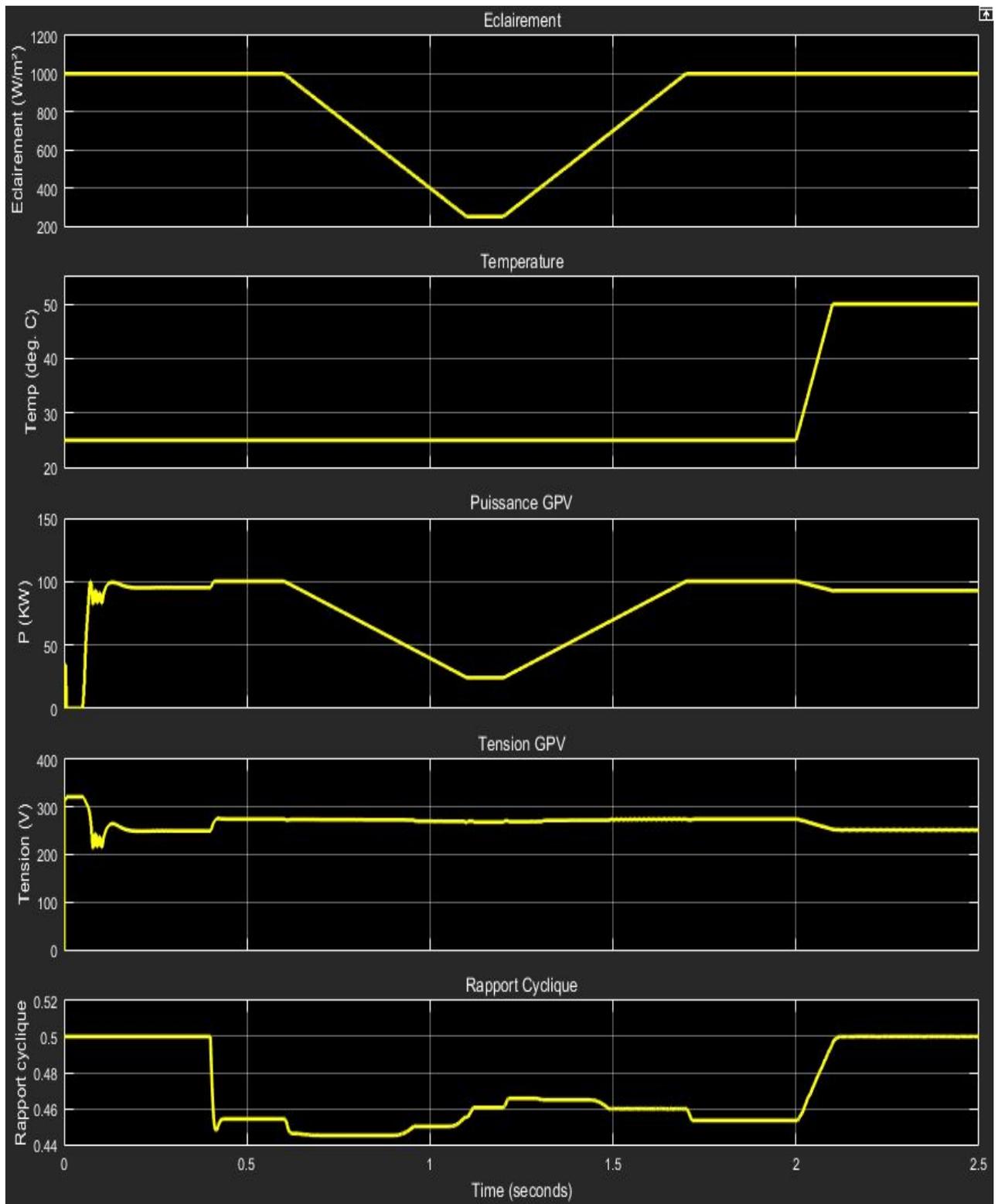


Figure. 4.10 : Résultats de simulation de GPV

a) Résultat de simulation

La figure 4.10 montre 5 graphes qui représentent la variation des variables d'entrée de GPV (éclairage et température), la variation des variables de sortie du GPV (puissance et tension) et la variation de rapport cyclique.

- La simulation commence par des conditions STC (25°C et 1000 W/m²).
- De t=0 sec à t = 0.05 sec, les impulsions du hacheur et l'onduleur sont bloquées. La tension PV correspond à la tension de circuit ouvert ($N_s * V_{co} = 5 * 64.2 = 321 \text{ V}$) - (Voir courbe de Tension GPV).
- À t = 0.05 sec, le hacheur et l'onduleur sont débloqués. La tension de sortie de hacheur est réglée à $V_{dc} = 500\text{V}$. Le rapport cyclique du hacheur est fixe ($D = 0.5$ comme indiqué sur la courbe de rapport cyclique).
- L'état stationnaire est atteint à t = 0,25 sec. La tension GPV résultante est donc :

$$V_{GPV} = V_{DC} * (1 - \alpha) = 500 * (1 - 0.5) = 250\text{V} \quad 4$$

(Voir courbe de Tension GPV). La puissance de sortie du GPV est 96 kW (voir courbe de puissance GPV) au lieu de la puissance maximale spécifiée avec un éclairage de 1000 W/m² qui est 100.7 kW.

- À t = 0,4 sec MPPT est activé. Le régulateur MPPT commence à réguler la tension PV en modifiant le rapport cyclique afin d'obtenir une puissance maximale. La puissance maximale (100.7 kW) est obtenue lorsque le rapport cyclique est $\alpha = 0,454$. Quand le rapport cyclique diminue, la tension du GPV augmente suivant l'équation 4 par conséquent la puissance augmente. (voir courbes 3, 4,5 fig. 4.10)
- À t = 0,6 seconde, la tension moyenne du réseau photovoltaïque est 274 V, la valeur indiquée par des spécifications du module PV ($N_s * V_{ppm} = 5 * 54,7 \text{ V} = 273,5 \text{ V}$).
- De t = 0,6 sec à t = 1,1 sec, l'éclairage du soleil est diminué de 1000 W/m² à 250 W/m². La puissance de GPV diminue aussi mais la MPPT continue à chercher la puissance maximale.
- À t = 1,2 sec lorsque l'éclairage a diminué à 250 W/m², le rapport cyclique est 0,461. La tension et les puissances GPV correspondantes sont $V_{GPV} = 268\text{V}$ et $P_{GPV} = 24,3 \text{ kW}$. Notez que le MPPT continue de suivre la puissance maximale pendant cette modification rapide de l'éclairage.
- De t = 1.2 sec à t = 2.5 sec, l'éclairage est restauré à 1000 W/m², puis la température augmente à 50 degrés Celsius. Notez que lorsque la température augmente de 25°C à 50°C, la puissance de sortie du réseau diminue de 100.7 kW à 93 kW. A ce moment, la tension du GPV diminue aussi mais le rapport cyclique augmente et la MPPT continue à suivre la PPM.

La figure 4.11 montre la tension composée V_{ab} à la sortie de l'onduleur. La figure 4.12 montre une partie de figure 4.11 après l'opération zoom, à partir de cette figure on peut calculer la période de signal qui est $T=0.0167$ secondes. La figure 4.13 montre la tension simple V_a et le courant I_a dans le réseau électrique et la figure 4.14 montre une partie de figure 4.13 après l'opération zoom. On voit que la tension simple du réseau a une valeur de 20kV. On observe une chute et une augmentation du courant du réseau entre 0,6 seconde et 1,65 seconde ce qui correspond à la chute et à l'augmentation de l'éclairage pendant cette période.

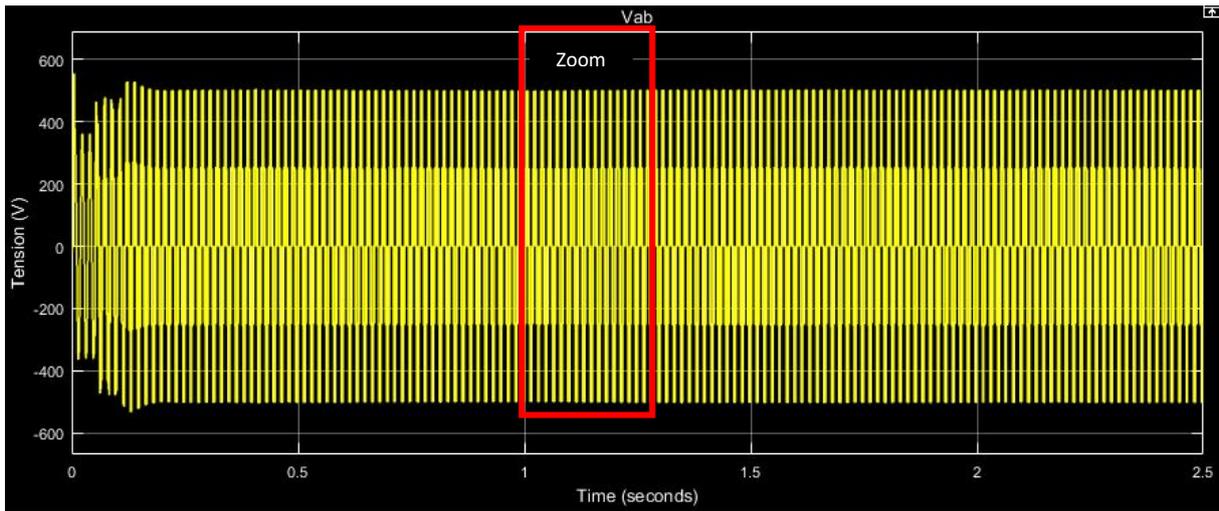


Figure. 4.11 : La Tension V_{ab} à la sortie de l'onduleur

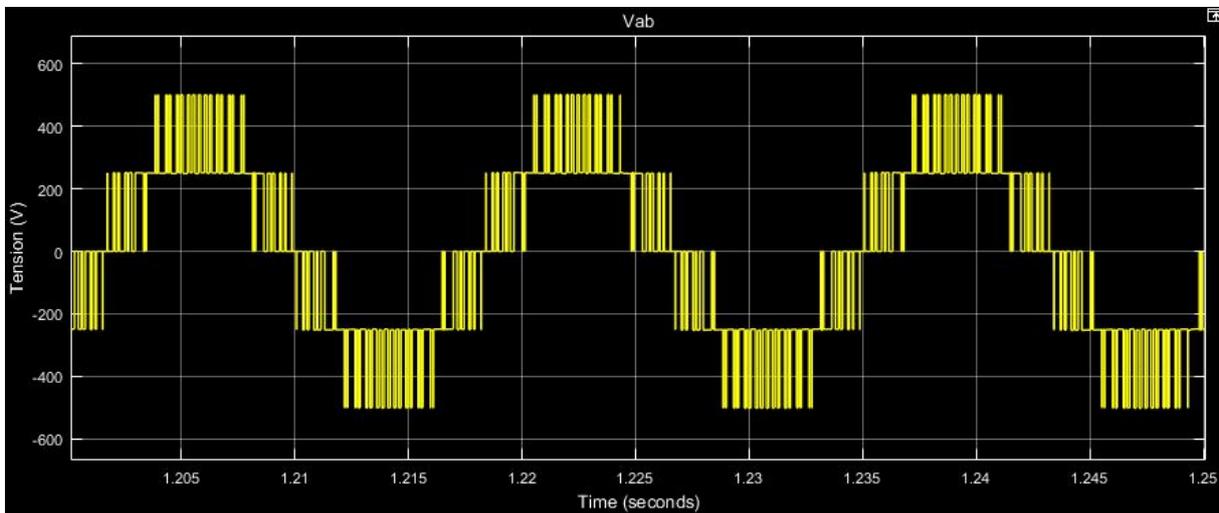


Figure. 4.12 : La Tension V_{ab} à la sortie de l'onduleur (zoom)

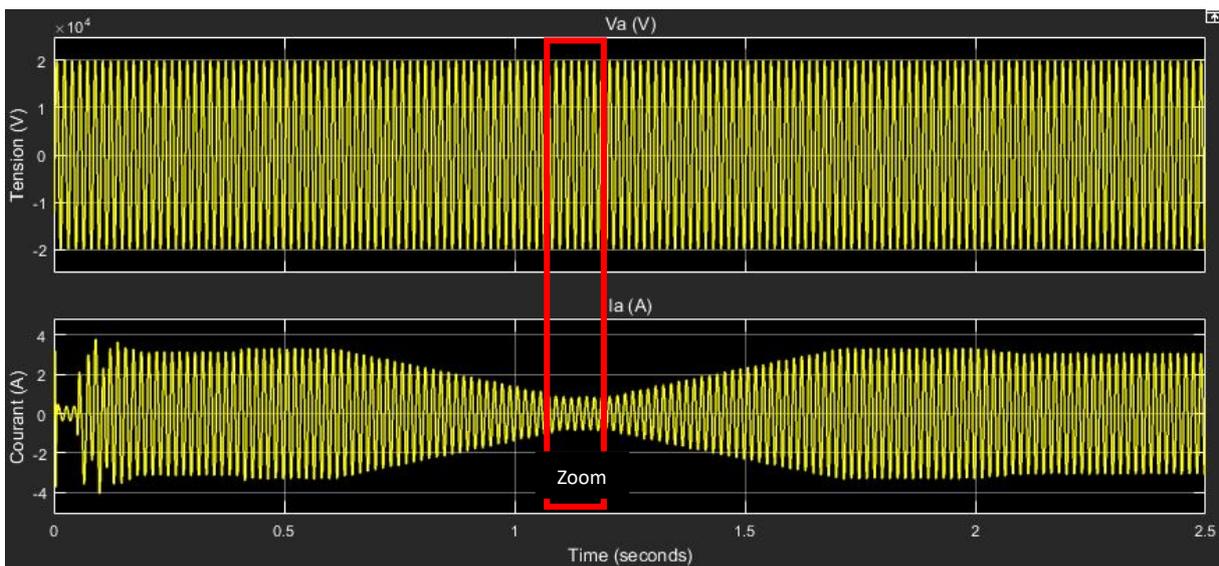


Figure. 4.13 : Tension V_a et Courant $I_{a\text{du}} \text{ réseau}$

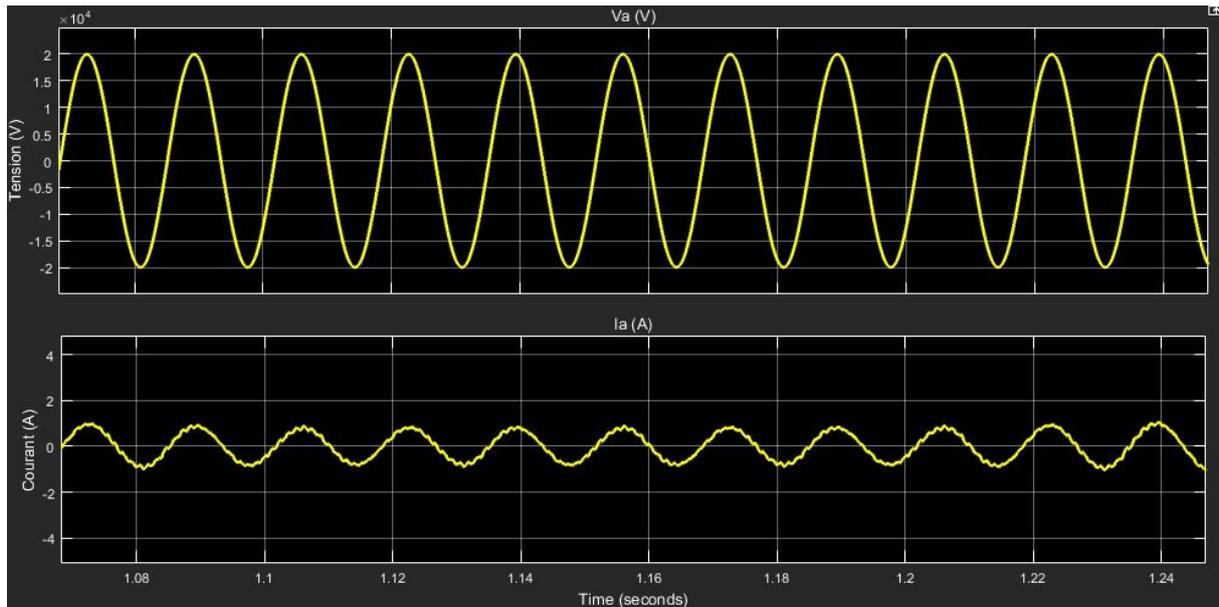


Figure. 4.14 : Tension V_a et Courant I_{adu} réseau (zoom)

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons simulé l'ensemble de la chaîne de conversion PV sous MATLAB et on a utilisé la méthode de l'Incrémentation de conductance pour la MPPT. Nous avons également observé la réponse du générateur photovoltaïque à différentes conditions de température et d'éclairement par rapport à la tension de sortie et la puissance qu'il fournit. On a vu dans ce chapitre l'importance de la présence de MPPT dans un générateur photovoltaïque et on a observé son rôle de poursuivre la puissance maximale du générateur sous des conditions variables de température et d'éclairement.

La validation des résultats est obtenue par les réponses de tension et la puissance qui sont celles obtenus par simulation est similaire à celles présentées dans la littérature ce qui nous permet de valider notre travail.

Conclusion générale

La demande mondiale d'énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie, comme l'uranium, le gaz et le pétrole, diminuent en raison de la propagation répandue de développement au cours des dernières années et la croissance de la population. De l'autre côté, le changement climatique au cours des années a également sensibilisé aux effets négatifs des combustibles fossiles sur l'environnement. Ces facteurs ont conduit à la recherche et au développement de technologies d'énergie renouvelable et l'énergie photovoltaïque est devenu le type le plus courant en raison de sa simplicité et la disponibilité de la lumière du soleil dans toutes les régions du monde.

Le travail présenté dans ce mémoire est focalisé sur le comportement dynamique d'un générateur photovoltaïque face aux variations brusque et aux variations graduelle des conditions climatiques (éclairage et température). Avant d'aborder la problématique de conversion, nous avons tout d'abord fait un bref rappel sur les ressources énergétiques renouvelables et l'énergie solaire photovoltaïque. Après on a étudié la cellule photovoltaïque qui est le plus petit élément du système photovoltaïque. Ceci s'avère nécessaire pour acquérir une connaissance approfondie du comportement d'un générateur photovoltaïque. On a trouvé que quel que soit la structure d'une cellule photovoltaïque, une optimisation de ses paramètres est nécessaire pour avoir un bon rendement. Les valeurs des paramètres optimaux dépendent, bien sûr, de la structure de la cellule solaire et la qualité du matériau du substrat. Dans cette étude, nous avons utilisé le modèle empirique à une diode pour simuler le fonctionnement des modules PV pour différentes conditions d'ensoleillement et de température. Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données du constructeur. Nous avons établi des programmes de calculs sous l'environnement Matlab-Simulink permettant de tracer la caractéristique I-V et P-V pour différents éclairagements et températures solaires. On a étudié aussi les effets

d'ombrage sur un générateur photovoltaïque et comment les modules photovoltaïque sont fabriqués avec les diodes de by-pass pour réagir à ça.

Nous avons présenté dans la troisième partie de notre travail les convertisseurs statique d'électronique de puissance. Ceux-ci sont les Hacheurs (DC-DC) et les onduleurs (DC-AC). Parmi les types des hacheurs, on a choisi le hacheur survolteur (boost) pour notre travail parce que sa tension de sortie est toujours supérieure à la tension d'entrée. Au niveau du hacheur, on a remarqué que pour extraire la puissance maximale du GPV, on connecte la MPPT qui varie le rapport cyclique du hacheur et fait fonctionner le générateur à son point optimum. Le hacheur est relié à un convertisseur DC-AC et pour notre étude on a choisi un onduleur à multi-niveaux (3 niveaux) qui est contrôlé par la MLI. La méthode de l'Incrémentation de Conductance a été choisie pour implanter un algorithme de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale du GPV (MPPT).

Dans la dernière partie nous avons effectué une simulation sous l'environnement Matlab-Simulink d'un générateur photovoltaïque qui délivre une puissance maximum de 100.7 kW qui comprend des modules de type SunPower SPR-305E-WHT-D connecté à un hacheur élévateur (273.5V DC-500V DC) dont le rapport cyclique est contrôlé par le MPPT qui utilise la technique d'incrémentation de la conductance. Le hacheur est relié à un onduleur triphasé (à trois niveaux) qui convertit les 500V DC à 260V AC. Entre l'onduleur et le transformateur triphasé (100 kVA 260V /25kV) il y a une banque de condensateurs pour le filtrage des harmoniques produites par l'onduleur. Le transformateur est raccordé au réseau électrique. Ce modèle a permis d'observer l'influence des conditions climatiques (éclairage et température) sur le système photovoltaïque. Les résultats de simulation obtenus illustrent la sensibilité des grandeurs électriques du générateur photovoltaïque à la fluctuation climatique. Ils montrent que les différentes grandeurs électriques (puissance, tension) à la sortie du générateur photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques. Les résultats de la simulation ont démontré aussi l'intérêt d'un dispositif de recherche de la puissance maximale.

D'après les résultats de la simulation obtenue, on peut dire que les performances du générateur se dégradent avec l'augmentation de la température, la diminution de l'intensité d'éclairage et les variations de la charge. Les performances du générateur PV sont évaluées

à partir des conditions standards (STC), le convertisseur fournit dans les conditions optimales une tension à sa sortie supérieure à celle fournie par le générateur PV.

De nombreuses recherches sont en cours pour améliorer l'efficacité des systèmes photovoltaïques. Il s'agit notamment d'apporter des améliorations à différents niveaux de la chaîne. Le modèle réalisé dans le présent travail permettra de valider les performances ou de quantifier les dégradations du système pour des futures recherches.

Bibliographie

- 1) B.Habbati,Y.Ramdani,F.Moulay:‘A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB’NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics (2014) Vol.3, pp 53–612014.
- 2) Alain Ricaud : ‘Modules et systèmes photovoltaïques’,Septembre 2008.
- 3) Klaus Jäger, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij, Miro Zeman : ‘Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems’, Delft University of Technology, 2014.
- 4) Prof. FredeBlaabjerg: ‘Power Electronics in Renewable Energy Systems’,Aalborg University Denmark-Institute of Energy Technology Denmark.
- 5) Alain Ricaud :‘Gisement solaire et transferts énergétiques’, Université de CERGY-PONTOISE,Résumé de cours, Janvier 2011.
- 6) IGBE-Institute Bruxellois pour la gestion d’environnement : ‘Le Photovoltaïque Fonctionnement et Technologie’,Novembre 2010.
- 7) ABB : ‘Document d'application technique n°10 Installations photovoltaïques’ 1SDC007109G0201 – Avril 2010.
- 8) B.Flèche, D.Delagnes : ‘Production d’énergie électrique : Energie Solaire Photovoltaïque’, Juin 2007.
- 9) H.Colin (CEA-INES), C.Duvauchelle(EDF), G.Moine (TRANSENERGIE), Y.Tanguy (TRANSENERGIE), B.Gaiddon (HESPUL), T.Tran-Quoc (IDEA): ‘ESPIRIT (Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le Raccordement Au Réseau Electrique D’installations Techniques Photovoltaïques) Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension ’,Avril 2010.

- 10) N.Mechalikh, C.Hamada: 'Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau', Mémoire Master Académique, Juin 2013.
- 11) A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm : 'Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque' Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) pp 473– 483.
- 12) Stephane Vighetti : 'Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix dimensionnement des étages de conversion', Thèse de Docteur L'Université de Grenoble-24 septembre 2010.
- 13) N.Touil, S.Ghenbazi : 'Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque', Mémoire de Master Académique, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued, Septembre 2015.
- 14) Anne Labouret, Michel Villosz : 'Energie Solaire Photovoltaïque', 4ieme Edition DUNOD.
- 15) Université de Lyon 1 : 'Mesure du temps', Résumé de cours, Avril 2003.
- 16) Benoit Beckers, Pierre Beckers : 'Comment calculer la déclinaison du soleil', Résumé de cours, Septembre 2010.
- 17) Vincent Bourdin : 'Calculs astronomiques simplifiés', Master PAM 2ème année, Energies renouvelables, Energie solaire thermique, Université Paris-Sud Orsay
- 18) Inspection fédérale des installations à courant fort ESTI n°233 version 0914 f 'Photovoltaïque solaire (PV) - Systèmes d'alimentation électrique', ESTI 233.0710 f.
- 19) Monsieur Assani Dahouéon : 'Le manuel de Technicien photovoltaïque', Publication PERACOD Hann Maristes 2011.
- 20) Violaine Didier, Bruno Gaidon : 'Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques' Août 2007.
- 21) Clément Brossard, Clément Joulain : 'Systèmes Autonomes Photovoltaïques Couplage DC ou AC', Mémoire de Master, Juillet 2014.
- 22) M.Belhadj : 'Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome', Mémoire de Master, Centre Universitaire De Bechar Institut des Sciences Exactes, Juin 2008.
- 23) F.Hananou, A.Rouabah : 'Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque', Faculté des Sciences Appliquées Département de Génie Electrique Université Ouargla.

- 24) S.Matallah :‘Dimensionnement et simulation d’un système photovoltaïque pour alimenter un habitat dans la wilaya d’Ouargla’, Université Ouargla.
- 25) S.Djeriou :‘Simulation d’un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone’, Université Ferhat Abbas de Sétif Faculté de Technologie, Mémoire de Master, Juillet 2011.
- 26) M. Bois :‘Les cellules photovoltaïques’, Institution des Chartreux Année 2004-2005.
- 27) Elsy MANSOUR :‘Modélisation des panneaux photovoltaïques sur compact rio’
Projet de Fin d’Etudes Diplôme d’Ingénieur Electrique, Université Libanaise-2012.
- 28) S.Abouda :‘Contribution à la commande des Systèmes Photovoltaïques application aux systèmes de pompage’, Université de Reims Champagne-Ardenne-Thèse de Docteur.
- 29) Guy Séguier : ‘Électronique de puissance’, 7th Edition, Dunod, Paris 1999.
- 30) ISE ‘PHOTOVOLTAICS REPORT’, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 17 November 2016.
- 31) Supower(SPR-305E-WHT-D) datasheet.
- 32) Photowatt(PWX 500 49W) datasheet.
- 33) Abbassen Lyes : ‘Etude de la connexion au réseau électrique d’une centrale photovoltaïque’,Mémoire de Magister, Mai 2011, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou.
- 34) ChirineBenzazah, Mustapha Ait Lafkih, Loubna Lazrak :‘Etude comparative entre deux topologies d'onduleurs triphasés, classique à 2-niveaux et NPC à 3-niveaux avec deux différentes méthodes de commande MLI-ST et SWM’, International Journal of Innovation and Applied Studies ISSN 2028-9324, Vol.9 No.2, Nov. 2014, pp. 841-852
- 35) solar4living.com/solarBasics.htm
- 36) www.italiapuntosolare.it/
- 37) Basim A. Alsayid, Samer Y. Alsadi, Ja’far S. Jallad, Muhammad H. Dradi, ‘Partial Shading of PV System Simulation with Experimental Results’, Smart Grid and Renewable Energy, 2013, Vol.4, pp 429-435.
- 38) energypedia.info/wiki/Portal:Solar
- 39) www.renewableenergyworld.com/solar-energy/tech/solarpv.html

Annexe

Tableau (a) : Paramètres de module PWX500 (49W) [32]

Paramètre	Valeur
Puissance maximale, P_m	49.88 W
Tension V_{ppm} correspondant à P_m	17.2 V
Courant I_{ppm} correspondant à P_m	2.9 A
Tension de circuit-ouvert, V_{co}	21.8 V
Courant de court-circuit, I_{cc}	3.11 A
Nombre des cellules	36
Coefficient de température de V_{co} (%/deg C)	-0.43
Coefficient de température I_{cc} (% /deg.C)	0.00146
Résistance série R_s	0 Ω
Résistance parallèle R_p	360 Ω
Dimension de la cellule	(101,50 x 101,50) mm
Dimension du module	(1042 x 462 x 45) mm
Poids du module	5.5 kg

Tableau (b) : Paramètres de SunPower SPR-305E-WHT-D [31]

Paramètre	Valeur
Type	Monocristalline Silicium
Puissance maximale	305.226 W
Tension à Pmax (Vppm)	54.7 V
Courant à Pmax (Ippm)	5.58 A
Tension à circuit ouvert Vco	64.2 V
Courant de court- circuit Icc	5.96 A
Nombre des cellules	96
Energie de la bande interdite	1.12 eV
Coefficient de la température de Icc	0.061745 (%/deg.C)
Coefficient de température de Vco	-0.27269 (%/deg.C)
Résistance série Rs	0.37152 Ω
Résistance parallèle Rp	269.5934 Ω
Facteur d'idéalité de la diode	0.94504
Dimension du module	(1559 x 1046 x 32) mm
Poids du module	18.6 kg

Tableau (c) : Paramètres de Champ PV avec des modules SunPower SPR-305E-WHT-D

Paramètre	Valeur
Modules connectés en série par chaîne	5
Nombres des chaines parallèles	66

Puissance maximale	100.7 kW
--------------------	----------

Paramètres de Hacheur

$C1 = 100e-6 \text{ F}$ RL : $R = 0.005$ $L = 5e-3$

$C2 = 12000e-6 \text{ F}$ $C3 = 12000e-6 \text{ F}$

Paramètres de l'onduleur (MLI)

L'indice de modulation : $m = \frac{1980}{60} = 33$

Coefficient de réglage : $r = \frac{0.8}{1} = 0.8$

Paramètres de Filtre (LC)

$L = 25\mu\text{H}$

Banques de condensateurs :

Tension nominale = 240 V

Fréquence nominale = 60 Hz

Puissance Active = 100 W

Puissance réactive inductive = 0 Var

Puissance réactive capacitif = 10 kVar

Paramètres de Transformateur triphasé

Puissance nominale = 100 kVA

Fréquence nominale = 60 Hz

Paramètre	Primaire	Secondaire
Tension (V)	260	25e3
Résistance (pu)	0.001	0.03
Inductance (pu)	0.001	0.03

Tableau (d) : Paramètres de transformateur