

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abou-Bekr BELKAÏD –Tlemcen–

Département de Physique



ECOLE DOCTORALE « ENERGIES RENOUVELABLES »

UNITE DE RECHERCHE DES MATERIAUX ET ENERGIES

RENOUVELABLES

Mémoire De Magister

Spécialité : Physique Énergétique et Matériaux

Sur le Thème

Contribution à l'étude et à la modélisation des
éléments d'un système photovoltaïque

Présenté par : M_r : MEBREK Yahia

Soutenu : juin 2011

Devant le jury composé de :

Président : **BOU MEDIENE BENYOUCEF** Professeur, Université de Tlemcen

Encadreur : **ABDEGHANI KHEROUS** Maître de conférences, Université de Tlemcen

Examineur : **KHERREDDINE GHAFfour** Professeur, Université de Tlemcen

Examineur : **ALI CHERMITTI** Maître de conférences, Université de Tlemcen

Année universitaire : 2010 - 2011

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Ce travail a été effectué dans l'Unité de Recherche des Matériaux et des Énergies Renouvelables (URMER) de la faculté des sciences université de Tlemcen.

*Je remercie vivement monsieur **A.KHEROUS**, maître de conférences à l'université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen, de m'avoir accueilli pour ce mémoire, il a su me faire profiter de son abondante expérience, tant théorique que pratique. Je l'exprime également toute ma gratitude pour son soutien constant. Cette année passée sous sa direction fut très enrichissante, à la fois sur le plan scientifique et sur le plan humain.*

*J'exprime mes sincères remerciements à monsieur **B.BENYOUCEF**, professeur à l'université Abou-bekr Belkaïd Tlemcen, d'avoir accepté de présider le jury de ce mémoire.*

*Je remercie profondément monsieur **K. GHAF FOUR** Professeur à l'université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen, et monsieur **A.CHEMITTI** maître de conférences à l'université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen d'avoir accepté de faire partie du Jury.*

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous les membres de l'«URMER» sans oublier les étudiants.

*J*e dédie ce modeste travail à

Mes parents

Mes frères et sœurs

Mes ami(e)s

Sommaire

Introduction..... 1

Chapitre I : Les cellules solaires conventionnelles

1. Introduction.....	4
2. Le rayonnement solaire.....	4
3. Durée d'insolation.....	5
4. Panneaux solaires photovoltaïques.....	6
5. Une cellule solaire.....	6
5.1. Principe de fonctionnement	6
5.2. Méthodes standard de fabrication d'une cellule photovoltaïque en silicium multicristallin.....	8
5.3. Schéma électrique équivalent.....	11
5.4. Les caractéristiques électriques.....	12
5.5. Réponse spectrale de la cellule photovoltaïque.....	14
6. Les différents types des cellules solaires.....	15
6.1. Les cellules mono- cristallines	15
6.2. Les cellules poly-cristallines	15
6.3. Les cellules amorphes	16
7. Pertes physiques et technologiques	16
7.1. Pertes physiques.....	17
7.2. Pertes technologiques	19
8. Caractéristiques d'un module	20
9. Caractéristiques d'un panneau solaire	21
10. Conclusion	22

Chapitre II : Régulation et stockage d'énergie

1 Introduction	23
2 Le système de régulation	23

2.1. Régulation de décharge	23
2.2 Régulation de la charge	24
2.2.1. Régulations de charge série	24
2.2.2 Régulateur de charge de coupure	24
2.2.3. Régulateur de charge à découpage	25
2.2.4. Régulateur de charge série à coupure partielle	25
3 Système de stockage électrique.....	25
4 Le principe de fonctionnement	26
5. Types d'accumulateurs	27
5.1 Les Accumulateurs au plomb acide	27
a) Les composantes de l'accumulateur au plomb acide	28
b) Caractéristique de charge	29
c) Caractéristique de décharge.....	30
d) Influences de la température.....	30
5.2. Les Accumulateurs au Nickel- cadmium	31
a) Caractéristique de charge.....	31
b) Influence de la température.....	33
5.3. Les accumulateurs Lithium-Ion.....	33
5.4. Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium	34
6. conclusion.....	35

Chapitre III : La commande MLI

1. Introduction.....	39
2. Définition des convertisseurs DC-AC.....	39
3. Les différents types d'onduleurs autonomes	40
3.1 Onduleur à onde sinusoïdale	40
3.2 Onduleur à onde carré.....	40

3.3 Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale.....	41
4. Différent types de commandes des interrupteurs	41
4.1 Commande à onde rectangulaire	41
4.2 Commande en créneaux de largeur variable	42
4.3 Commande à paliers	42
5 Onduleur de tension triphasé à deux niveaux de tension	42
5.1 Schéma de Principe de l'onduleur triphasé.....	42
5.2 Paramètres de performances de l'onduleur triphasé	44
5.2.1. Facteur de distorsion harmonique (THD)	44
5.2.2 Facteur courant harmonique	45
5.2.3. Facteur de distorsion	45
5.2.4. Contenu de la fondamentale	45
6. Modulation de largeur d'impulsion	46
6.1 Modulation sinus triangle	47
6.1.1. Principe de la technique	47
6.1.2. Propriétés	47
7. La commande MLI vectorielle	50
7.1. Principe de la modulation Vectorielle.....	50
7.2. Intérêt de la modulation vectorielle	51
7.3 .Transformation de CLARK.....	52
8. Vecteur tension désiré.....	55
8.1. Approximation du vecteur de tension désiré.....	57
8.2. Commande des interrupteurs	58
8.3. Calcul des temps de commutations.....	59
.9. Conclusion	63

Chapitre IV : modélisation des composantes d'un générateur solaire

1 .Introduction.....	65
2. Modèle de rayonnement solaire	65
2.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal	65
a)Rayonnement diffus	66
b) Rayonnement réfléchi	66
c) Rayonnement global	66
2.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné	66
a) Rayonnement direct	66
b) Rayonnement diffus	67
c) Rayonnement réfléchi	67
d) Rayonnement global incliné	68
3. La modélisation du champ photovoltaïque.....	68
a) Tension de circuit ouvert	71
b) Courant de court circuit	72
4. Modèle représentant la température	72
a) Température de la jonction	72
b) Température ambiante	72
c) Variation du courant de saturation	73
d) Variation du courant court circuit	73
e) Variation de la tension à circuit ouvert	73
5. Modèle de la Batterie	74
6. Modèle de l'onduleur.....	75
7. Simulation des commandes MLI	78
7.1. La commande MLI sinus triangle	78
7.2. La commande MLI vectorielle	80

Sommaire

8. Influence de l'irradiation solaire et la température sur le module PV	83
9. résultats	83
10. Conclusion	86
<u>Conclusion générale</u>	87

Nomenclature

A : Le facteur d'idéalité de la jonction.

I_{ph} : Le photo courant (A).

I_0 : Courant de saturation (A).

R_{sh} : Résistances shunt.(ohm)

R_S : Résistance série (ohm).

T_c : Température de jonction ($^{\circ}K$).

G_0 : L'éclairement de référence (1000 W/m²).

T_0 : La température de référence (298 $^{\circ}K$).

α : Le coefficient de courant en fonction de température (A/ $^{\circ}C$).

b_0 : Le coefficient de la tension en fonction de température (V/ $^{\circ}C$).

I_{cc} : Le courant de court circuit (A).

V_{co} : La tension de circuit ouvert (V).

FF : Facteur de forme.

N : Nombre de modules dans le panneau en série.

M : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.

P_m : La puissance maximale produite PV (W).

V_{COO} : la tension à circuit ouvert de référence (V).

S : Surface de générateur (m²).

I_{mp} : Le courant maximal sous conditions standards (A).

V_{mp} : La tension maximale du module sous conditions standards (V).

R_b : Rapport de flux direct.

S_B : Flux direct pour un plan d'inclinaison (W/m²).

S_H : Flux direct horizontal.

w : Déclinaison du soleil.

d : Angle horaire du soleil.

$K(i)T$: Coefficient de sérénité.

GH_f : Flux global horizontal.

x : Albédo du sol.

b_R : Rapport du flux direct.

SOC : L'état de charge de batterie.

$Bat_{min} C$: La capacité minimale.

$Bat_{max} C$: La capacité maximale.

$Bat C$: La capacité de stockage de la batterie (Ah).

V_{bat} : La tension aux bornes de la batterie (V).

Introduction

L'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau et du cycle des saisons. Elle est donc à l'origine de richesses énergétiques telles que le charbon, le pétrole et le gaz. L'énergie solaire est utilisée depuis de nombreux siècles, de façon plus ou moins indirecte pour, par exemple, chauffer. L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par Alexandre Edmond Becquerel, qui a démontré qu'il s'agissait d'une conversion directe de la lumière en énergie électrique. A cette époque, les appareils électriques n'existaient pas encore donc il n'y avait pas d'utilisation pratique de cette découverte.

En 1905, Albert Einstein a écrit que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes, et que la collision entre les photons et les atomes pouvait faire sortir des électrons de leurs orbites et permettre la création d'un courant électrique.

Il faut attendre le XX^{ème} siècle pour voir se développer aux États-Unis une série de travaux et de réalisations se rapportant à l'énergie solaire. Les laboratoires de Bell Telephone (États-Unis) vont en 1954 mettre au point la première cellule photovoltaïque de rendement acceptable (environ 6%), ce rendement sera par la suite augmenté grâce à la découverte que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des impuretés et atteindra, au début des années 1960, 15%.

Lors de la course vers l'espace, les photopiles ont fait des progrès intéressants.

En effet les photopiles sont une solution idéale pour combler les besoins en électricité des satellites.

En 1973, suite au choc pétrolier, l'énergie solaire subit un essor considérable. Au début des années 90, la prise de conscience des limites de l'électrification rurale conventionnelle (le réseau câblé), oblige les marchés du photovoltaïque à s'ouvrir afin d'atteindre les campagnes de façon plus rentable.

Dans ce travail nous allons faire une modélisation et une simulation des différentes composantes d'un générateur photovoltaïque.

Le chapitre I présente le fonctionnement et les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque en silicium comme première partie, puis en deuxième partie nous présentons les différentes formes de silicium cristallin et les différentes pertes au niveau des cellules solaire ainsi les technologie de réduction des ces pertes.

Pour le deuxième chapitre, nous avons étudiés les systèmes de régulations de la charge avec ses différents types, et en nous donnerons les définitions des différents types de stockage d'énergie photovoltaïque ; les types d'accumulateurs et leur principe de fonctionnement. Et améliorer le fonctionnement de l'onduleur de puissance en choisissant une commande appropriée.

Il est souvent conçu à base d'une modulation de Largeur d'Impulsion (MLI). L'onduleur de tension doit être commandé de telle sorte qu'il maintient sa tension continue constante et qu'il injecte dans le réseau des courants de forme sinusoïdale et avec un facteur de puissance unitaire à tout moment. Nous avons aussi présenté les différents types d'onduleurs dans le troisième chapitre.

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté des modèles permettant de reconstituer les moyennes mensuelles par jour des irradiances globales et diffuses sur un plan horizontal. Les modèles choisis ont été proposés dans la littérature par différents scientifiques et relatifs à plusieurs sites dans le monde. Ces modèles sont fonction des principaux paramètres météorologiques, comme la température ambiante, l'humidité relative, la durée d'insolation et de quelques paramètres astronomiques, tels que la déclinaison du soleil, la durée astronomique du jour, la constante solaire, la variation de la distance terre soleil et de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal à la limite de l'atmosphère. Ainsi, Nous avons présenté dans ce chapitre, un modèle Matriciel d'un onduleur triphasé à deux niveaux de tension commandé par MLI sinus triangle et par MLI vectorielle.

En fin, nous avons construit deux programmes ;

- Le premier sur MATLAB (simulink) pour simuler l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une commande MLI (sinus triangle et vectorielle)
- Le deuxième sur MATLAB (Script) pour simuler l'influence des différents paramètres (température, irradiation) sur les caractéristiques électriques des panneaux solaires.

Chapitre I

Cellules solaires conventionnelles

I.1 INTRODUCTION

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue [2].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV).

I.2 Le rayonnement solaire

La surface du Soleil peut être considérée comme un corps noir d'une température d'environ 5800 K, conduisant à un pic d'émission autour de la longueur d'onde de 500 nm. Le rayonnement moyen hors atmosphère terrestre est d'environ 1.36 kW/m^2 . La traversée de celle-ci engendre une diminution de l'intensité solaire à cause notamment des conditions climatiques, de la latitude, de la saison et de l'absorption par les molécules présentes dans les différentes couches de l'atmosphère (ozone, dioxyde de carbone, vapeur d'eau). Ces dernières absorbent les photons d'énergie proche de leur énergie de liaison, conduisant à des « trous » dans le spectre solaire

visible au sol. Les poussières et aérosols présents dans l'atmosphère induisent une baisse globale de la puissance incidente sur toute la gamme spectrale.

Afin de définir une référence indépendante de la localisation sur Terre, la notion d'Air Masse (AM) est introduite : c'est la distance parcourue par la lumière à travers l'atmosphère normalisée par la plus petite distance possible (i.e. quand le soleil est au zénith). L'Air Masse donne la réduction de puissance due à la traversée de l'atmosphère. On utilise la notation suivante : AM1 quand le soleil est au zénith et AM_0 hors atmosphère. Le spectre standard est AM1.5G, correspondant à un rayonnement d'environ 1 kW/m^2 (G pour global car il tient compte à la fois des radiations directes et diffuses). La partie la plus importante du spectre solaire à la surface de la Terre concerne le domaine du visible (390-780 nm) et du proche infrarouge.

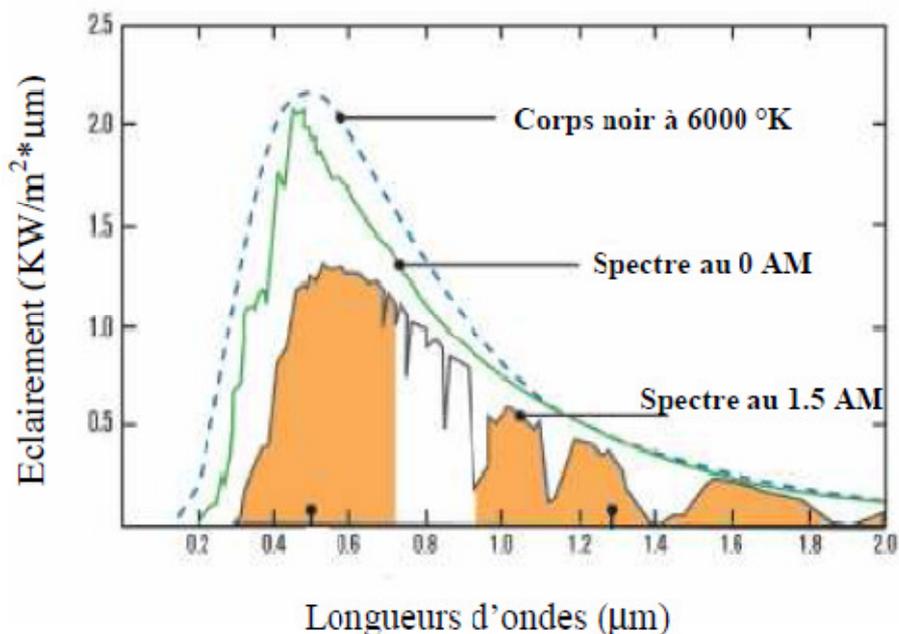


Figure I-1 : Spectre solaire hors atmosphère [3]

I.3. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell– Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qui elle-même dépend de la période de l'année considérée.

I.4 Panneaux solaires photovoltaïques :

Un panneau solaire photovoltaïque (ou module solaire photovoltaïque) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïque et notamment les centrales solaires photovoltaïques

I.5. Une cellule solaire :

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, quand elle est exposée à la lumière (photons), génère de l'électricité. C'est l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est fonction de la lumière incidente. L'électricité produite est fonction de l'éclairement, la cellule photovoltaïque produit un courant continu



Figure I-2 : Une cellule solaire

I.5.1 Principe de fonctionnement :

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule. Dans ce travail on a utilisé le silicium multicristallin. La figure I.2 illustre une cellule PV typique où sa constitution est détaillée.

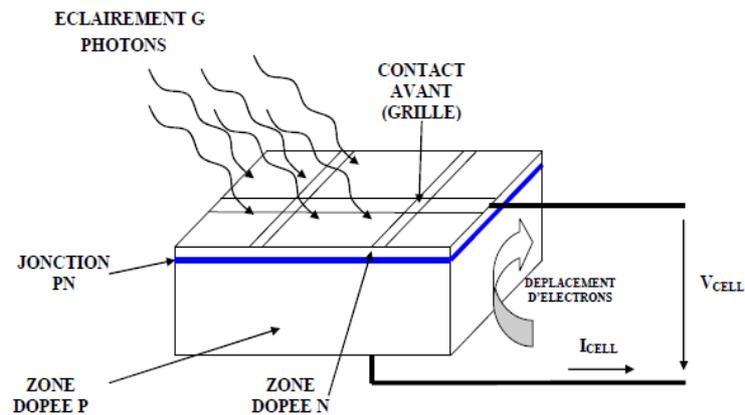


Figure II.2 : coupe transversale d'une cellule PV

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court circuit (I_{cc}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

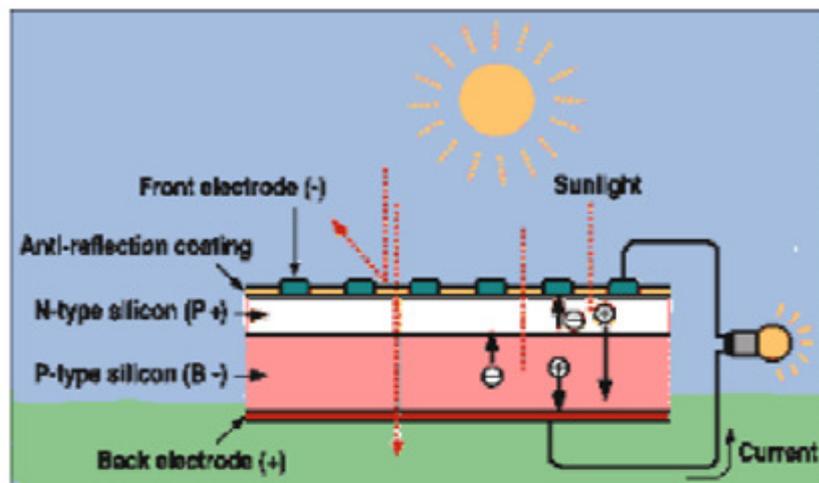


Figure I.3 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV

I.5.2. Méthodes standard de fabrication d'une cellule photovoltaïque en silicium multicristallin

Nous allons présenter le processus standard de fabrication des cellules photovoltaïques en silicium multicristallin, qui est un compromis entre le coût de production et le rendement. Les différentes étapes sont résumées dans la Figure I.5. Afin d'appréhender au mieux les contraintes liées au matériau, nous commencerons par la méthode de fabrication du silicium multicristallin.

➤ Elaboration des lingots de silicium multicristallin :

Il existe plusieurs procédés de production du silicium multicristallin, le procédé le plus utilisé est le POLIX développé par PHOTOWATT, Le lingot est obtenu par cristallisation orientée dans un creuset fixe en graphite soumis à un écoulement de chaleur unidirectionnel.

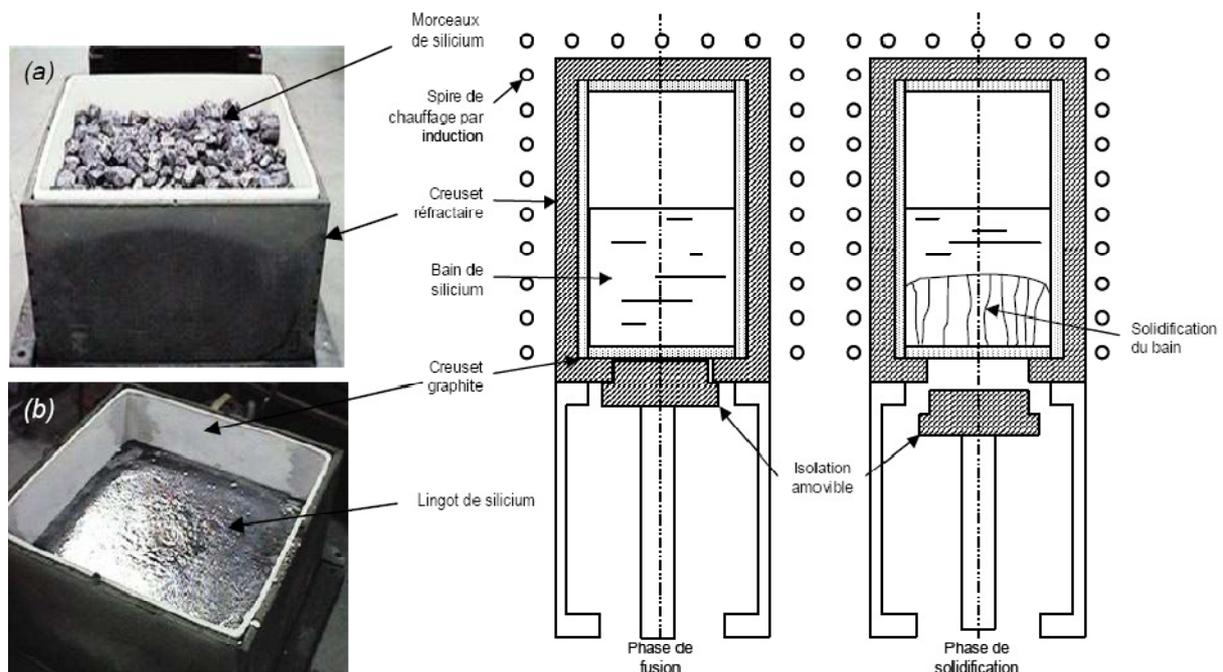


Figure I.4 : Schéma d'un four de croissance de lingot POLIX [4]. Les photos montrent le creuset avec (a) le matériau initial et (b) le lingot obtenu.

➤ Découpe

Le silicium se présente sous la forme de gros grains, allongés transversalement à la cellule. Cela accorde aux porteurs minoritaires une longueur de diffusion élevée. Ces lingots sont ensuite découpés en briques grâce à une scie à ruban, qui sont elles-mêmes sciées en plaques minces à l'aide d'une scie à fil.

➤ **Traitement de surface et texturisation**

L'étape de sciage entraîne des dommages en profondeur à la surface des wafers, de l'ordre du rayon du fil de la scie. Un fort décapage à la soude retire la zone perturbée. Puis l'étape de texturisation est entreprise sur les faces avant et arrière à l'aide d'une solution acide ou basique, pour la formation des pyramides qui constituent des pièges pour le rayonnement incident augmentant ainsi l'absorption.

➤ **Formation de la jonction pn**

Dans l'étape suivante, le substrat est placé dans un four de diffusion à environ 850°C pendant 20 minutes dans un mélange gazeux de N₂, O₂ et de POCl₃. Un verre de phosphore (P₂O₅) se forme sur tout le pourtour de la plaque, à partir duquel le phosphore va diffuser sur une profondeur moyenne de 0.5 μm. On obtient donc une structure n⁺/p/n⁺. On procède ensuite à la désoxydation, c'est-à-dire l'élimination du verre conducteur, par acide fluorhydrique (HF à 10%). Les substrats sont ensuite rincés à l'eau désionisée.

➤ **Ouverture de la jonction**

Les plaquettes sont superposées les unes sur les autres (~ 400 à la fois) et gravées latéralement par plasma. L'émetteur n'est plus en contact avec la face arrière de la cellule.

➤ **Couche antireflet et passivation de la face avant**

Le nitrure de silicium hydrogéné (SiN_x:H) est ensuite déposé par PECVD afin de faire office de couche antireflet et de passivation. On peut noter également que la couche de SiN joue le rôle de barrière de diffusion contre les impuretés, réduisant le risque d'introduction, pendant les étapes ultérieures, d'impuretés métalliques pouvant court-circuiter la jonction. De plus, les contacts métalliques lors de leur recuit pénètrent moins profondément dans l'émetteur. La technique PECVD permet d'obtenir des vitesses de dépôt relativement élevées à basse température (< 400°C).

➤ **Métallisation avant**

Les contacts avant sont déposés par sérigraphie avec une pâte à l'argent au travers d'une grille. Puis, ils sont séchés dans une étuve à air à 150°C pendant un quart d'heure.

➤ **Métallisation arrière** : Une pâte en aluminium est ensuite déposée sur la quasi-totalité de la face arrière. De même, le métal est séché dans une étuve à air à 150°C pendant un quart d'heure.

- **Co-firing** : formation des contacts, passivation du volume et de la face arrière, la cuisson simultanée des contacts « co-firing » permet de combiner la formation des contacts avant (à travers le SiN) et arrière (BSF), ainsi que les effets getter (Al) et passivation par hydrogénation (SiN_x:H). Elle se fait par cuisson rapide sous air à environ 800°C pendant quelques secondes.

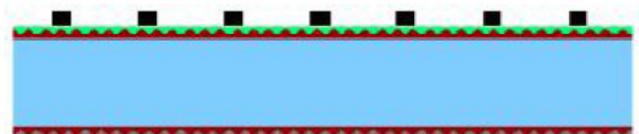
TRAITEMENT DE SURFACE ET TEXTURISATION	
	<ul style="list-style-type: none"> - Décapage à la soude - Texturisation basique ou acide
FORMATION DE LA JONCTION N	
	<ul style="list-style-type: none"> - Diffusion au phosphore (POCl₃ / ~ 850°C) ➔ Formation d'une structure n⁺/p/n⁺ ➔ Effet getter (phosphore)
OUVERTURE DE LA JONCTION	
	<ul style="list-style-type: none"> - Gravure plasma latérale (CF₄+O₂)
DEPOT DE LA COUCHE ANTIREFLET	
	<ul style="list-style-type: none"> - Dépôt PECVD de SiN_x:H (NH₃ + SiH₄ / ~ 400°C) ➔ Couche antireflet ➔ Passivation de la surface avant
METALLISATION DE LA FACE AVANT	
	<ul style="list-style-type: none"> - Sérigraphie Ag - Séchage : étuve à air (150°C)
METALLISATION DE LA FACE ARRIERE	
	<ul style="list-style-type: none"> - Sérigraphie Al - Séchage : étuve à air (150°C)
COFIRING	
	<ul style="list-style-type: none"> - Four à passage (~ 800°C / ~ 30s) ➔ Formation des contacts avant ➔ Formation du BSF face arrière ➔ Effet getter (aluminium) ➔ Passivation de volume (hydrogénation à partir de SiN_x:H)

Figure I.5 : Schéma des différentes étapes de fabrication de cellules photovoltaïques en silicium Multicristallin (les dimensions ne sont pas respectées).[5]

I.5.3. Schéma électrique équivalent :

L'équation (I.1) correspond à un cas idéal du fonctionnement de la cellule photovoltaïque. Pour tenir compte des limitations de la cellule et calculer le courant réellement délivré sur la charge du circuit extérieur, on introduit un modèle comportant une résistance série et une résistance parallèle. Ce modèle est représenté par le schéma électrique suivant Les différents types de cellules solaires (Figure I.6)

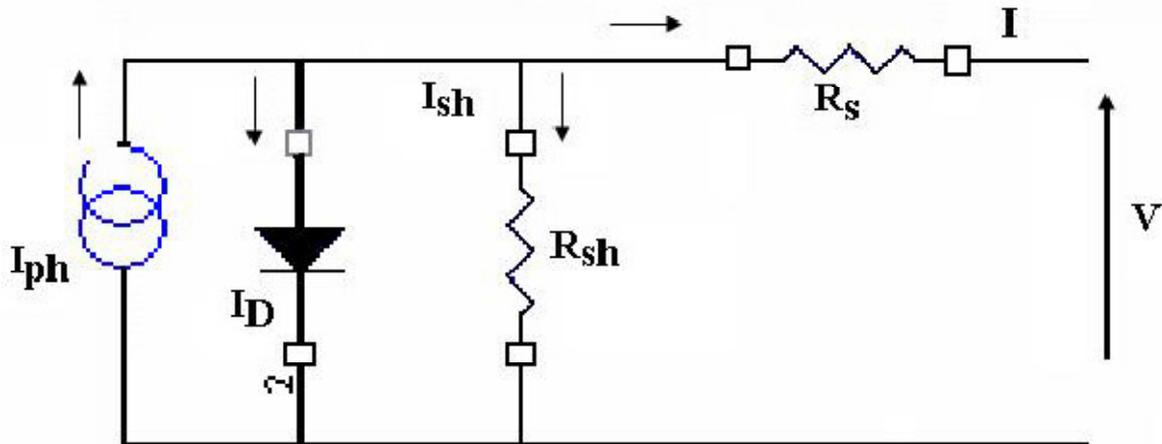


Figure I.6: Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

L'équation du courant devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{V_T} \right) - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \right] \quad (I-1)$$

Le schéma électrique équivalent d'une cellule solaire est ainsi composé d'une source de courant et de deux diodes en parallèle. La source de courant modélise le courant photogénéré I_{ph} . La première diode (facteur d'idéalité $n_1 \approx 1$) correspond au courant de diffusion dans la base et l'émetteur. I_{01} est le courant de saturation de ce phénomène. I_2 est le courant de génération/recombinaison ou d'effet tunnel dans la zone de charge d'espace, avec I_{02} le courant de saturation et n_2 le facteur d'idéalité de la seconde diode ($n_2 \approx 2$) [6].

I.5.4 Les caractéristiques électriques

La partie principale d'une cellule photovoltaïque est une jonction PN. C'est l'éclairement de cette jonction qui va générer des porteurs de charges et permettre de récupérer une puissance

électrique. On distingue deux régimes de fonctionnement qui dépendent de la polarisation de la diode : la polarisation directe qui correspond au régime passant (si le potentiel appliqué est supérieur à celui de la barrière de potentiel V_0) et la polarisation inverse qui correspond au régime bloqué (figure I.9 : courbe sous obscurité). En régime passant, la barrière de potentiel est levée, les porteurs majoritaires peuvent traverser la jonction sans être bloqués, un courant apparaît. En régime bloqué, seuls les porteurs minoritaires peuvent créer un courant dans la diode car ils n'ont pas de barrière de potentiel qui les retiennent. Ce courant est le courant I_s ou courant de saturation

Sous éclairage : Les photons incidents vont générer des paires électron/trou dont le comportement va différer selon la zone d'absorption :

- Dans la zone de charge d'espace (ZCE) engendrée par la jonction p-n, les paires électron/trou créées sont dissociées par le champ électrique. Les électrons sont accélérés puis injectés dans la zone n (émetteur) et les trous dans la zone p (base). Un courant photocourant de génération est créé ;
- Dans les zones de base et d'émetteur, les porteurs minoritaires générés (trous dans l'émetteur et électron dans la base) vont diffuser vers la ZCE. S'ils atteignent cette dernière avant de se recombiner, ils sont injectés dans la zone n pour les électrons et dans la zone p pour les trous et deviennent majoritaires. Un photocourant de diffusion est créé.

Ces deux contributions s'ajoutent pour donner le photocourant de porteurs minoritaires résultant I_{ph} . Il est proportionnel à l'intensité lumineuse.

Sous obscurité : Le courant dans une telle structure de type jonction p-n est appelé courant d'obscurité et a la forme suivantes

$$I_{obs} = I_s \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right) \quad (I.2)$$

Avec :

- q = charge élémentaire ($q = 1.6 \cdot 10^{-19}$ C)
- V = tension aux bornes de la jonction
- k = constante de Boltzmann ($k = 1.38 \cdot 10^{-23}$ J.K⁻¹)
- T = température (K)
- Ce courant d'obscurité correspond au courant de diode (I_d), le courant délivré sur une charge par une cellule photovoltaïque éclairée s'écrit alors :

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs}(V) \quad (I.3)$$

Soit

$$I(v) = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{qv}{nKT}} - 1 \right) \quad (I.4)$$

Ainsi, dans une cellule solaire deux courants s'opposent : le courant d'éclairement et le courant d'obscurité. La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identiques à celle d'une diode, sous éclairement la caractéristique à l'allure présentée sur la figure I.7

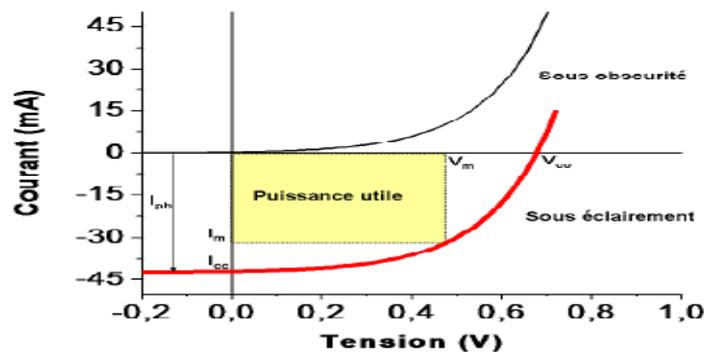


Figure I.7 : Caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque sous éclairement et sous obscurité.

Plusieurs paramètres importants caractérisent la courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque :

- V_{co} : tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule sous éclairement et sans circuit de charge.
- I_{cc} : courant de court-circuit
- I_m et V_m : courant et tension qui correspondent à la puissance maximale P_m fournie par la cellule photovoltaïque avec :

$$P_m = V_m I_m \quad (I.5)$$

FF : facteur de forme qui détermine la qualité électrique de la cellule

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{cc}} \quad (I.6)$$

η : rendement de la cellule qui correspond au rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule et la puissance solaire incidente :

$$\eta = \frac{V_m I_m}{P_{\text{incidente}}} \quad (\text{I.7})$$

I.5.5. Réponse spectrale de la cellule photovoltaïque

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

$$RS = \frac{q\lambda}{hc} EQE \quad (\text{I.8})$$

Le EQE représente le rendement quantique externe de la cellule, c'est-à-dire le rapport du nombre de porteurs générés sur le nombre de photons incidents. Pour une longueur d'onde donnée, le rendement quantique externe est égal à 1 si chaque photon génère un électron. Si l'on prend en compte la réflectivité de la surface de la cellule photovoltaïque, on détermine son rendement quantique interne IQE. On peut alors accéder au comportement et à l'efficacité de chaque région constitutive de la cellule. Ainsi, en raison de la variation du coefficient d'absorption du silicium en fonction de la longueur d'onde (Figure I.8), l'émetteur (en surface de la cellule) collecte les photons de faible longueur d'onde alors que la base ne prend en compte que les photons de grande longueur d'onde

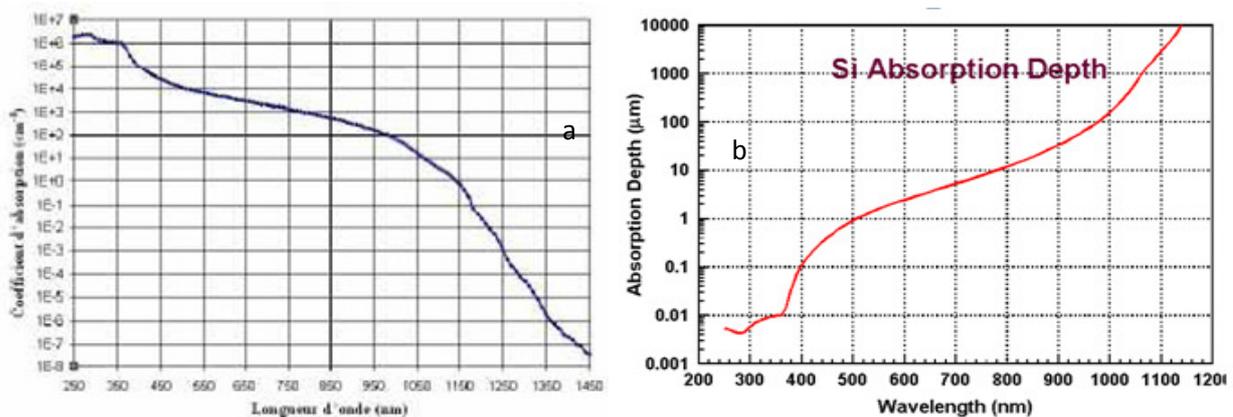


Figure I.8 : (a) Coefficient d'absorption du silicium en fonction de la longueur d'onde. (b) la profondeur d'absorption de silicium.

I.6. Les différents types des cellules solaires [7]:

Il existe trois types principaux de cellules :

I.6.1 Les cellules mono- cristallines :

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique : cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 22 %.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients :

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).

I.6.2. Les cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Les cellules poly- cristallines est caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

I.6.3. Les cellules amorphes :

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et de 14 % au laboratoire.
- Fonctionne sous très faible éclaircissement.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.

I.7. Pertes physiques et technologiques

La base pour réaliser un rendement élevé est la réduction du montant total des pertes. Les considérations et les calculs suivants sont basés exclusivement sur les cellules solaires faites de silicium cristallin. La Figure I.12 donne une vue d'ensemble et une classification des différents mécanismes des pertes. Ceux-ci peuvent être divisés principalement en deux secteurs soit aux restrictions purement physiques liées au matériau, soit aux limitations technologiques induites par le processus de fabrication. Des choix technologiques appropriés peuvent cependant avoir des conséquences sur les limitations intrinsèques du matériau [5].

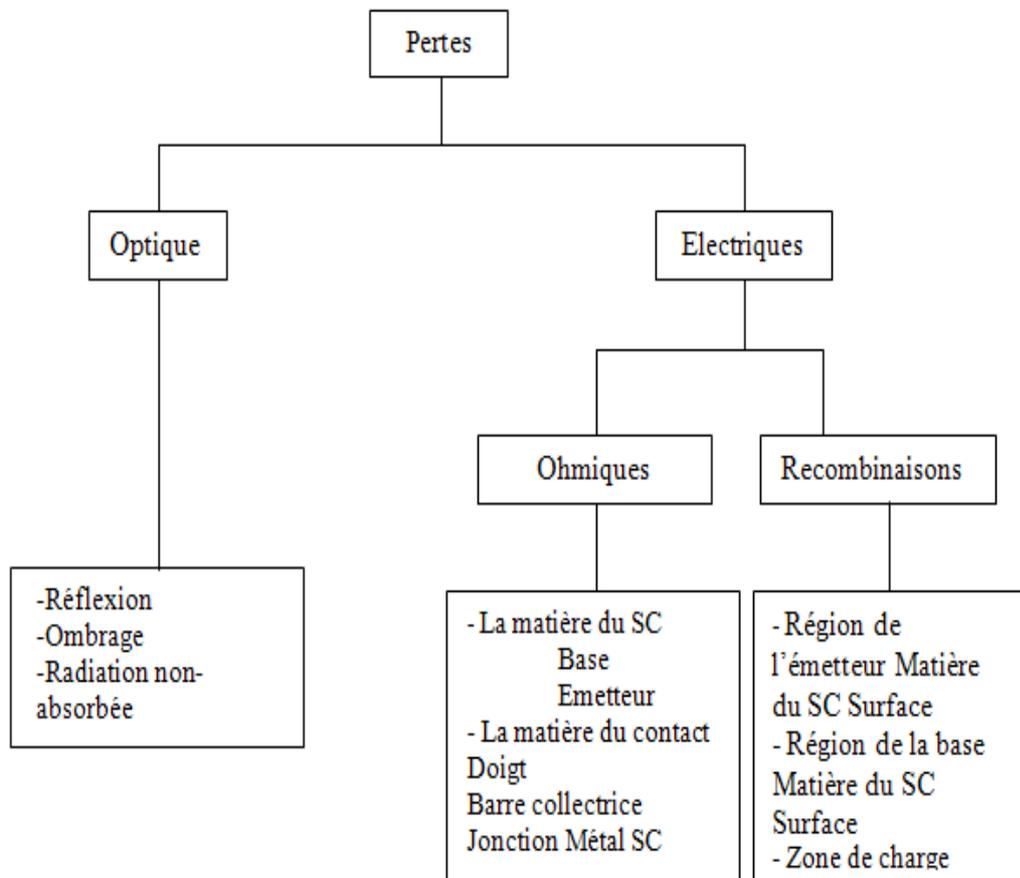


Figure I.9 : Mécanismes de perte dans une cellule solaire [5].

I.7.1 Pertes physiques

➤ *Pertes par les photons de grande longueur d'onde :*

Tous les photons possédant une longueur d'onde supérieure à celle associée au gap du semi-conducteur ($\lambda > \lambda_g$) ne peuvent générer de paire électron/trou et sont donc perdus. Les mécanismes d'absorption assistée par phonons permettent néanmoins de repousser la limite inférieure de l'énergie correspondant au gap du matériau (1.052 eV au lieu de 1.124 eV dans le cas d'une absorption assistée par un phonon dans le silicium [8]). Sous un éclairage d'AM1.5, ces pertes sont évaluées à 23.5% dans le cas du silicium [9].

➤ *Pertes dues à l'énergie excédentaire des photons*

Un photon absorbé génère seulement une paire électron/trou. L'excès d'énergie, supérieur à la largeur de la bande interdite, est principalement dissipé sous forme de chaleur. Sous un éclairage de AM1.5, ces pertes sont évaluées à 33% de la puissance totale dans le cas du silicium [10].

➤ *Recombinaisons des porteurs générés*

On considère deux types de recombinaison, qui ne dépendent que de la qualité du matériau :

1/- Les recombinaisons de surface : elles sont dues aux défauts cristallographiques présents à la surface, tels que les liaisons pendantes, les zones écrouies induites par le sciage des lingots,...Elles sont caractérisées par S: vitesse de recombinaison en surface des porteurs minoritaires, qui peut varier de 100 cm/sec pour des surfaces très bien passivées à 10^7 cm/sec pour des surfaces très recombinantes ;

2/- Les recombinaisons en volume : elles sont dues aux défauts cristallographiques du substrat, notamment à la présence d'impuretés et de dislocations au sein du matériau. Elles sont caractérisées par L_b : longueur de diffusion des minoritaires et par τ_b : durée de vie des porteurs minoritaires, ces deux grandeurs étant liées par la relation : $L_b = \sqrt{(D \cdot \tau_b)}$

D étant le coefficient de diffusion des porteurs considérés. L_b est proche de l'épaisseur de la cellule. Moins il y aura de recombinaisons en volume et plus le rendement de la cellule sera élevé [11].

➤ **facteur de tension**

Le facteur de tension est le rapport entre la tension de circuit ouvert (V_{oc}) par la tension de gap $\frac{E_g}{q}$. La tension d'une cellule ne correspond qu'à une fraction de sa tension de gap notamment à cause des recombinaisons Auger ou encore de la température de la cellule [12].

➤ **facteur de forme**

Ce facteur est lié à la forme de la caractéristique courant-tension de la cellule régit par les équations de Boltzmann. Du fait du caractère exponentiel de cette dernière, il lui est impossible d'être rectangulaire. Dans le cas d'une cellule idéale, le facteur de forme vaudrait 0.89 [12].

I.7.2 Pertes technologiques

Pertes de photons incidents

Le silicium est un matériau faiblement absorbant, d'aspect métallique très réfléchissant : l'indice de réfraction du silicium étant environ 3.05, le coefficient de réflexion d'une interface air-Silicium est de l'ordre de 39%, ce qui représente les pertes directes de photons par réflexion sur la face avant, et son coefficient d'absorption diminue très vite au voisinage du gap, conduisant à des pertes par transmission dans le proche infrarouge. Pour diminuer les réflexions face avant, une solution courante est le dépôt d'une couche très fine de $\text{SiN}_x:\text{H}$ de quelques dizaines de nanomètres dont l'indice de réfraction (varie entre 1.9 – 2.9) est inférieur à celui du Silicium. Ou une double couche antireflet. Pour augmenter l'absorption dans le silicium, il faut augmenter le trajet optique des photons, c'est-à-dire les confiner dans l'épaisseur de la plaque [13].

➤ **Pertes par ombrage de la surface active de la cellule.**

Le dépôt des contacts métalliques nécessaires pour collecter les charges photo générées entraîne une zone d'ombrage $\frac{S_{metal}}{S}$ sur la surface exposée de la cellule en face avant qui est « perdue » pour la conversion photovoltaïque. Dans le cas des cellules à contacts arrières (ou RCC pour Rear Contact Cell), le taux d'ombrage est nul [14].

➤ **Pertes par absorption**

L'épaisseur finie des cellules peut limiter l'absorption de certains photons. Dans le cas du silicium, du fait de son gap indirect, les photons infrarouges sont particulièrement exposés à ce problème (figure I.11).

➤ **pertes de collecte**

Le rendement de collecte correspond au rapport entre le nombre de porteurs de charge effectivement collectés et le nombre total de charges photogénéré. Ce terme prend en compte les recombinaisons électrons-trous en volume et en surface de la cellule. Il dépend directement de la durée de vie des porteurs minoritaires et donc de leur longueur de diffusion L via la relation : $L = \sqrt{D\tau}$ avec D coefficient de diffusion. Pour le silicium multicristallin, L est de l'ordre de la centaine de μm pour les électrons. Les facteurs de pertes sont donc liés d'une part à des limitations propres au matériau (du 1er au 4ème terme) et d'autre part à la technologie d'élaboration de la cellule (du 5^{ème} au 8^{ème} terme). C'est sur ces derniers que se portent la majorité des optimisations des cellules photovoltaïques.

I.8. Caractéristiques d'un module [15] :

La puissance de crête, P_c est la puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

Tension à vide, V_{co} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

Courant de court-circuit, I_{cc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

Point de fonctionnement optimum, (U_m, I_m) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,

$$P_m = U_m * I_m$$

Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule :

$$FF = \frac{P_m}{V_{CO} \cdot I_{CC}}$$

I.9. Caractéristiques d'un panneau solaire

Les panneaux sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont la longueur et la largeur sont de l'ordre du mètre, pour une surface de l'ordre du m^2 , et une masse de l'ordre de la dizaine de kg. Divers éléments (branchements électrique, fixations, éventuel cadre pour assurer une étanchéité) sont inclus. Il existe également des modules sous forme de membranes souples et résistantes, ainsi que des panneaux à concentration, plus complexes mais exploitant mieux l'élément le plus cher du panneau (la cellule photovoltaïque).

Leur rendement est un peu plus faible que celui des cellules qui les constituent, du fait des pertes électrique internes et des surfaces non couvertes, mais reste d'environ 10 à 15%. La puissance crête d'un panneau photovoltaïque est de l'ordre de 100 à 200 w/m^2 (soit un rendement de 10 à 20%, les fabricants annonçant environ 15 % pour leurs meilleurs panneaux), ce qui donne une puissance crête de 50 à 250 W par panneau, selon ses caractéristiques, notamment sa taille. Cette puissance est livrée sous forme de courant continu, ce qui est parfait pour un branchement sur une batterie et pour de nombreuses applications, mais implique une transformation en courant alternatif par un onduleur s'il s'agit de l'injecter dans un réseau de distribution. La tension délivrée dépend du type des panneaux et du branchement des cellules. Elle est de l'ordre de 10 à 100 volts.

Outre sa puissance et sa surface, un panneau a trois caractéristiques importantes :

- l'écart à la puissance nominale, de l'ordre de +/- 5%
- la variation de puissance avec la température.
- la stabilité dans le temps des performances (les fabricants garantissent généralement au moins 80% de la puissance de départ au bout de 20 à 25 ans)

L'énergie réellement captée par un module dépend de la surface et de la puissance nominale du panneau mais aussi de l'ensoleillement, variable selon la latitude, la saison, l'heure de la journée, la météo, le masquage subi ...etc. En Europe, chaque W_c permet la production d'environ 1kWh d'énergie sur l'année, le double dans des zones bien ensoleillées comme l'Algérie [15].

Un module photovoltaïque ne génère aucun déchet en fonctionnement, son coût de démantèlement est très faible et ses coûts d'exploitation sont quasi nuls. Étanche, il peut servir de couverture à un toit, sous réserve de bien maîtriser l'écoulement d'eau aux bords avec un montage adapté. La durée de vie d'un tel module est supérieure à 20 ans.

I.10. Conclusion :

Les modules solaires photovoltaïques se sont d'abord développés dans des applications très variées non connectées au réseau électrique, soit parce qu'il n'y a aucun réseau disponible (satellites, mer, montagne, désert..), soit parce que le raccordement reviendrait trop cher par rapport à la puissance nécessaire (balises, horodateur, abris-bus, téléphone mobile ...); dans ce cas, on utilise des appareils électriques adaptés au courant continu livrés par les modules.

Pour alimenter en électricité une habitation ou un réseau public de distribution, on intercale un onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif adapté aux appareils classiques. Plusieurs modules sont intégrés dans une centrale solaire photovoltaïque qui peut être soit un système photovoltaïque autonome soit un système photovoltaïque raccordé au réseau. Ce type d'application n'est rendue possible que par des subventions massives existant dans certains états, car l'énergie ainsi produite reste encore environ 10 fois plus chère que l'électricité nucléaire ou à partir d'hydrocarbures fossiles : la source solaire est certes gratuite, mais l'investissement requis est très élevé.

Chapitre II

Régulation et stockage d'énergie

II.1 Introduction

L'énergie solaire, tout comme l'énergie éolienne et la plupart des énergies nouvelles et renouvelables ne peut, que très rarement, être utilisée au moment où elle est produite. De cette simple constatation, il découle que l'énergie produite doit être stockée.

Le stockage de l'énergie peut être effectué sous quatre principales formes : stockage mécanique, stockage électrique, stockage thermique, stockage chimique ou biologique.

II.2 Le système de régulation

Le système de régulation est le cœur de l'installation photovoltaïque ; ce système permet la surveillance et la protection du système de stockage électrochimique. C'est –à-dire contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

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

Il existe plusieurs types de régulateurs :

II.2.1. Régulation de décharge :

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

II.2.2 Régulation de la charge :

Le but de ce régulateur c'est la réduction de courant lorsque la batterie est chargée, et éviter la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge.

Dans les batteries de plomb il existe plusieurs types de montage de régulation de charge. [16]

II.2.2.1. Régulations de charge série :

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante:

Tant que la tension U_{bat} aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_Z , le courant à travers la résistance R excite le transistor qui devient conducteur et charge ainsi la batterie.

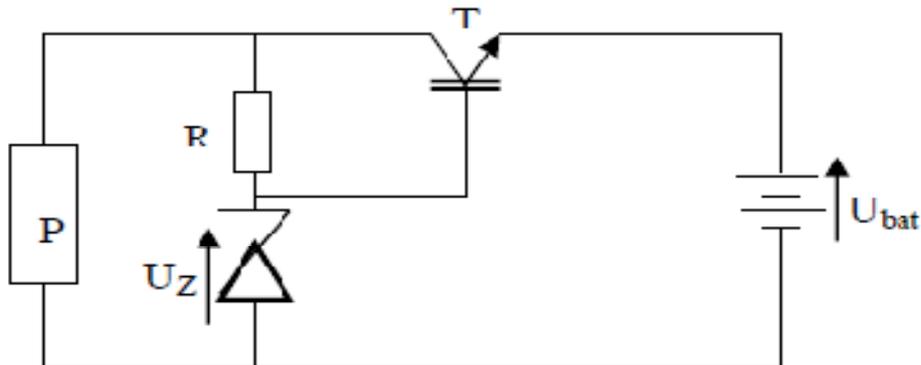


Figure II.1 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [17]

II.2.2.2 Régulateur de charge et de coupure

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie [16].

II.2.2.3. Régulateur de charge à découpage

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

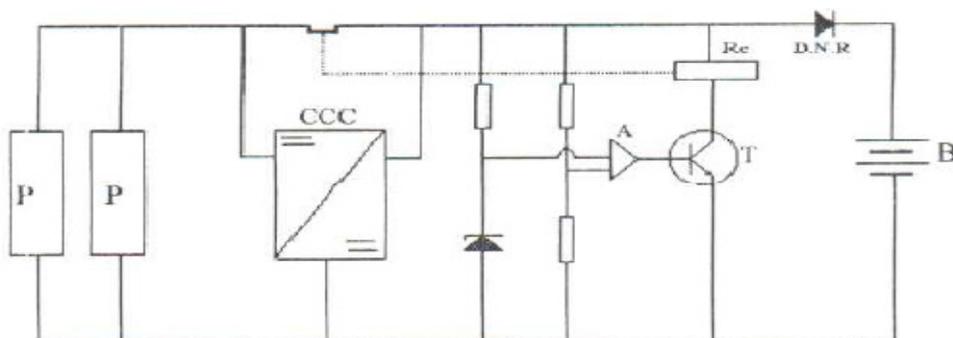


Figure II.2 : Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage [17]

II.2.2.4. Régulateur de charge parallèle :

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant [17]:

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie.

Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge.

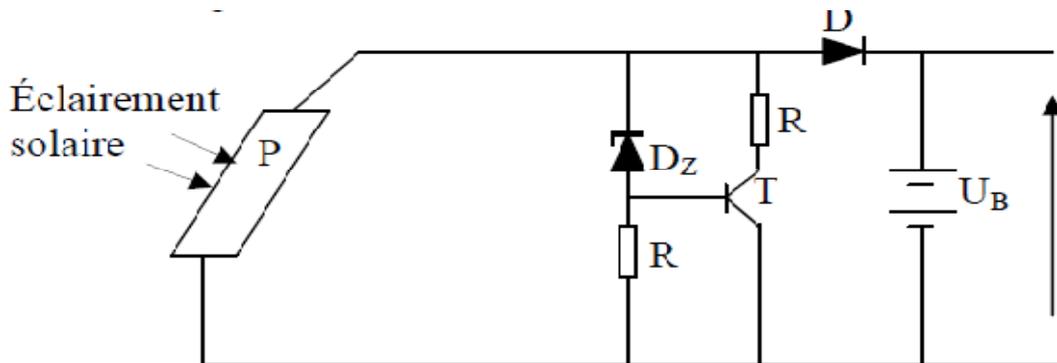


Figure (II-3) : Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [17].

II.3 Système de stockage électrique

L'énergie solaire, tout comme l'énergie éolienne et la plupart des énergies nouvelles et renouvelables ne peut, que très rarement, être utilisée au moment où elle est produite. De cette simple constatation, il découle que l'énergie produite doit être stockée.

Le stockage de l'énergie peut être effectué sous quatre principales formes : stockage mécanique, stockage électrique, stockage thermique, stockage chimique ou biologique.

Les générateurs photovoltaïques autonomes ont besoin d'un stockage électrique pour assurer une fourniture d'énergie quasi permanente quelles que soient les séquences d'ensoleillement.

II.4 Le principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique ou bien d'une cellule secondaire est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. Toute réaction chimique d'oxydoréduction spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution

d'énergie libre, est susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées.

Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système. Les accumulateurs présentent un grand intérêt dans les études actuelles de stockage d'énergie électrique, dans la gamme des moyennes puissances et des durées de stockage limitées. Ils présentent le triple avantage : d'exister industriellement, d'être parfaitement modulaires et d'entrer immédiatement en action.

D'autre part, ils peuvent être installés chez l'utilisateur, ce qui résout le problème de l'encombrement des lignes de transport en période de pointe, réduit le coût de transport et les pertes en lignes.

Les principaux paramètres qui définissent les performances d'un accumulateur rechargeable sont l'énergie massique ou la quantité d'énergie stockée rapportée à la masse de l'accumulateur, le rendement énergétique qui dépend des vitesses de charge et de décharge [18].

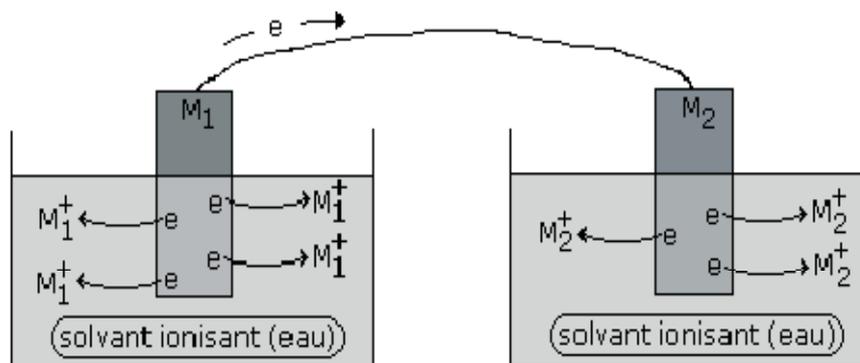


Figure II-3 : Principe de fonctionnement d'un accumulateur [18]

II.5. Types d'accumulateurs

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

II.5.1 Les Accumulateurs au plomb acide :

L'histoire de l'accumulateur au plomb est plus que centenaire et remonte à la découverte du premier générateur électrochimique non réversible (pile) en 1800. La réversibilité (cas de l'accumulateur), a été observée pour la première fois en 1801 par le physicien Gautheret. En 1859, Gaston Plante reconnaît l'intérêt du plomb pour la construction des accumulateurs [18].

En 1881, l'accumulateur connaît un perfectionnement très important en constituant les matières actives par des oxydes de plomb, rapportés sur des grilles supports. Nombreux furent les techniciens qui apporteront ensuite leur contribution pour aboutir à l'accumulateur actuel.

a) Les composantes de l'accumulateur au plomb acide :

Une batterie au plomb acide est un ensemble d'éléments connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation désirée. Ces éléments sont constitués de plaques positives et négatives, assemblées en alternance, elles sont recouvertes de matières actives - bioxyde de plomb pour la positive et plomb spongieux pour la négative. Ces électrodes sont plongées dans une solution d'acide sulfurique, la quantité de matières formées donne une capacité plus ou moins grande.

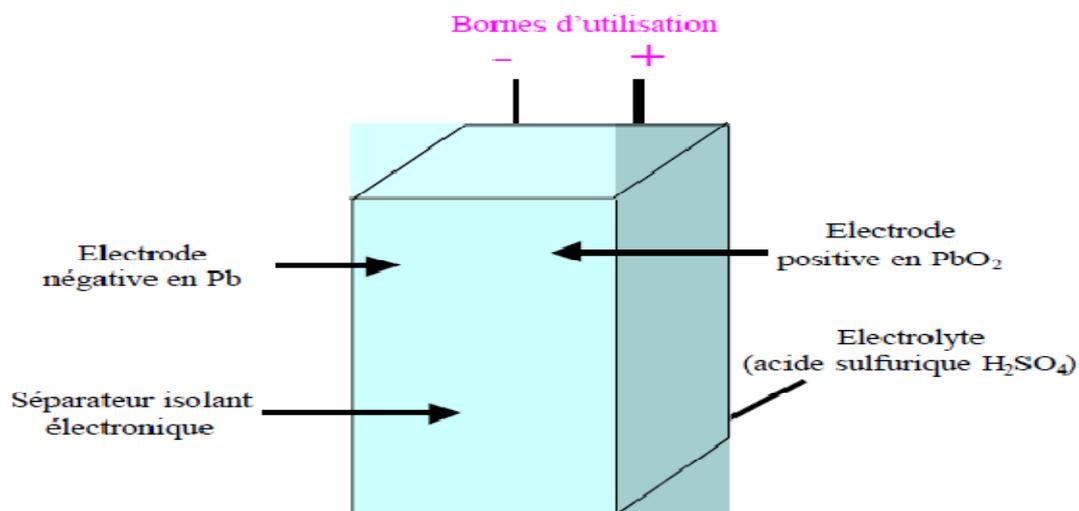


Figure II.4 : Structure d'un accumulateur acide/plomb à plaques planes [19]

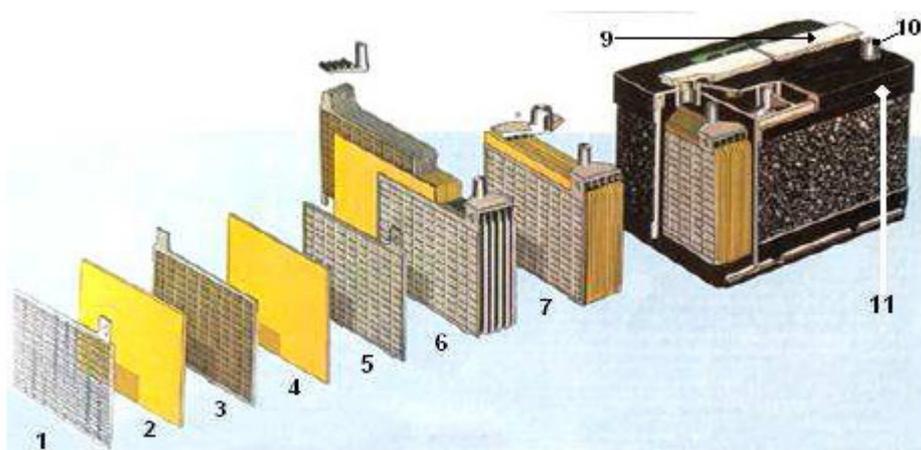


Figure II.5 : Construction d'une batterie monobloc [20]

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

b) Principe de fonctionnement :

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

Electrode Positive: $\text{PbO}_2 + 3\text{H}^+ + \text{HSO}_4^- + 2\text{e}^- \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.

Electrode negative: $\text{Pb} + \text{HSO}_4^- \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$.

Reaction: $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{HSO}_4^- \leftrightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$.

c) Caractéristique de charge:

La figure II.6 représente l'allure de la courbe de charge à courant constant d'une batterie au plomb pour différentes températures. [21]

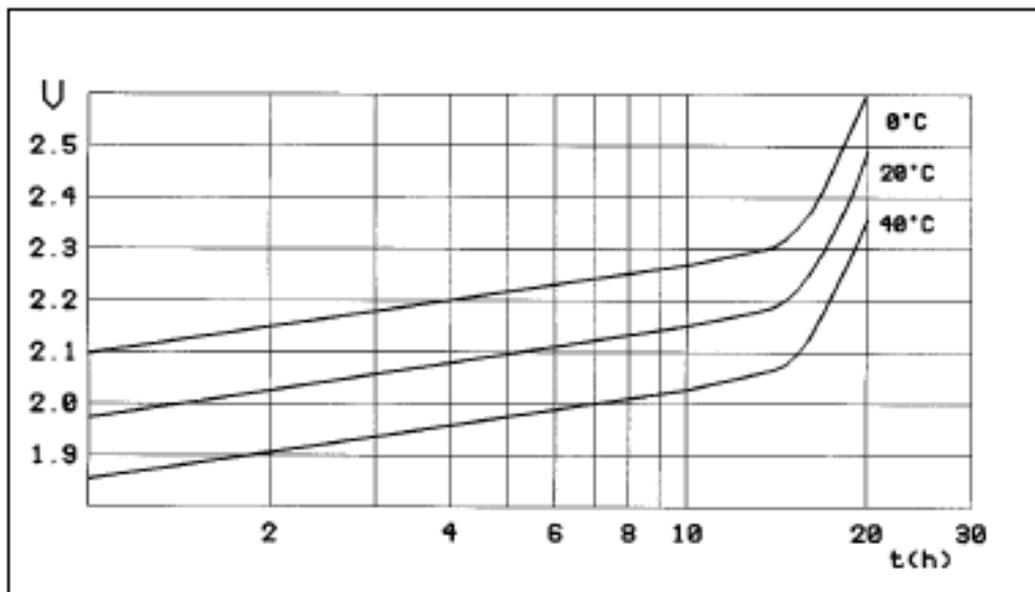


Figure II.6 : Caractéristique de charge d'une batterie au plomb.

On remarque que la tension augmente rapidement lorsque la batterie approche de la pleine charge ; ceci facilite la conception de régulateurs. D'autre part, les courbes en températures suivent des parallèles régulières et on peut déterminer une dépendance linéaire de la tension maximale en température qui vaut par cellule 2 V :

d) Caractéristique de décharge

La figure II.7 représente les courbes de décharge à différents courants. La première observation est que la tension baisse lorsque le courant augmente, de même que la tension minimale autorisée sans endommager la batterie : cet effet est dû à la résistance interne. On en tiendra compte pour les régulateurs si les courants de décharge dépassent $C/10$. Un autre effet que l'on observe sur cette courbe est que la capacité baisse lorsque le courant augmente : à la capacité de référence de 100 Ah correspond une décharge en 10 h, et donc un courant de 10 A. Pour les plus petites courants, le produit courant par le temps dépasse 100 Ah alors qu'à plus grands courants, c'est l'inverse. On peut ainsi déterminer la courbe qui présente la capacité en fonction du temps de décharge de la batterie Figure II.7.

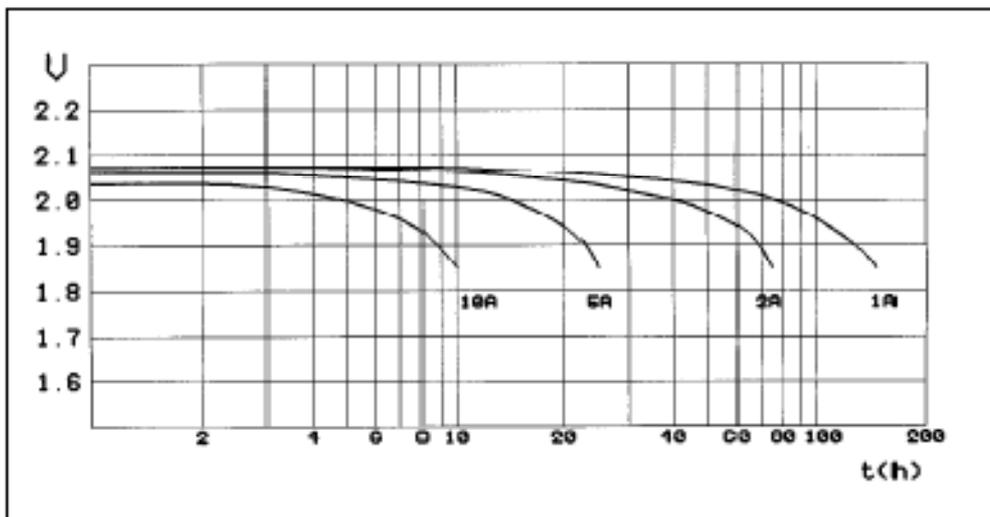


Figure II.7 : Caractéristique de décharge, batterie de 100 Ah [21]

e) Influence de la température :

La température ambiante influence la capacité. On remarque que, au-dessous de 0°C , la capacité baisse rapidement figure II.9, pour une utilisation à ces températures, il faut limiter fortement l'usage de l'accumulateur ou augmenter fortement sa capacité pour éviter sa destruction par le gel. On utilise dans ce cas un régulateur à tension de coupure ajustable qui permet de couper les utilisateurs au-dessus du point de congélation de l'électrolyte. Pour les

systèmes travaillant au-dessous de 0°C , on utilisera un régulateur qui compense la tension maximale de charge de $-6 \text{ mV} / ^{\circ}\text{C}$. A température élevée ($>25^{\circ}\text{C}$), il faut également prévoir la compensation thermique pour éviter l'évaporation de l'électrolyte ; à ces températures, on utilise souvent un électrolyte moins concentré pour limiter la corrosion interne de la batterie. La figure II.9 donne le minimum d'état de charge à respecter d'une batterie de 100 Ah/10h en fonction de la température pour éviter la congélation de l'électrolyte.

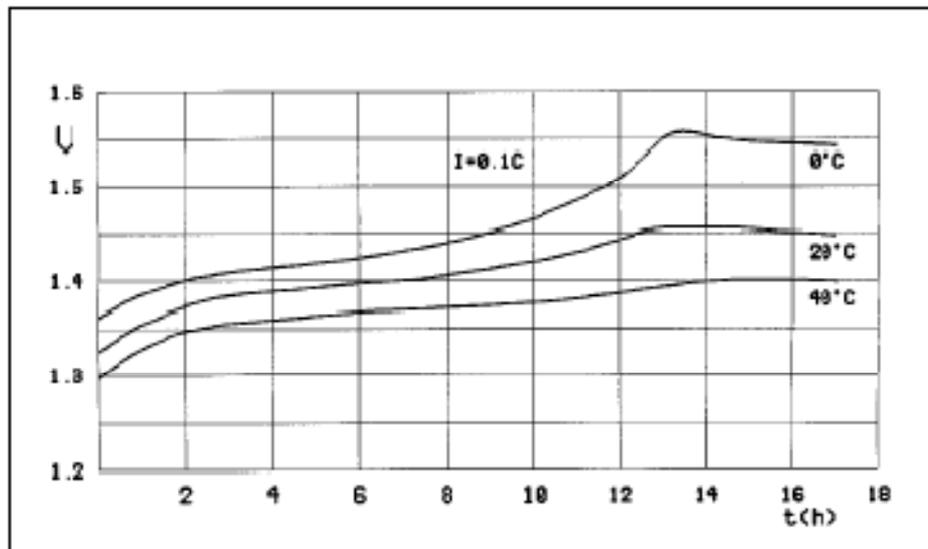


Figure II.9 : influence de la température sur la capacité [21]

II.5.2. Les Accumulateurs au Nickel- cadmium [20] :

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb-Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

a) Caractéristique de charge

On remarque que les courbes de charge varient en fonction de la température et que la fin de charge dépend également de la température.

Ces effets rendent la conception d'un régulateur solaire difficile : en effet le courant du panneau varie avec l'ensoleillement et la forte dépendance à la température impose une compensation thermique.

La figure II.10 présente une courbe typique de charge à courant constant pour une cellule Ni-Cd à trois températures différentes.

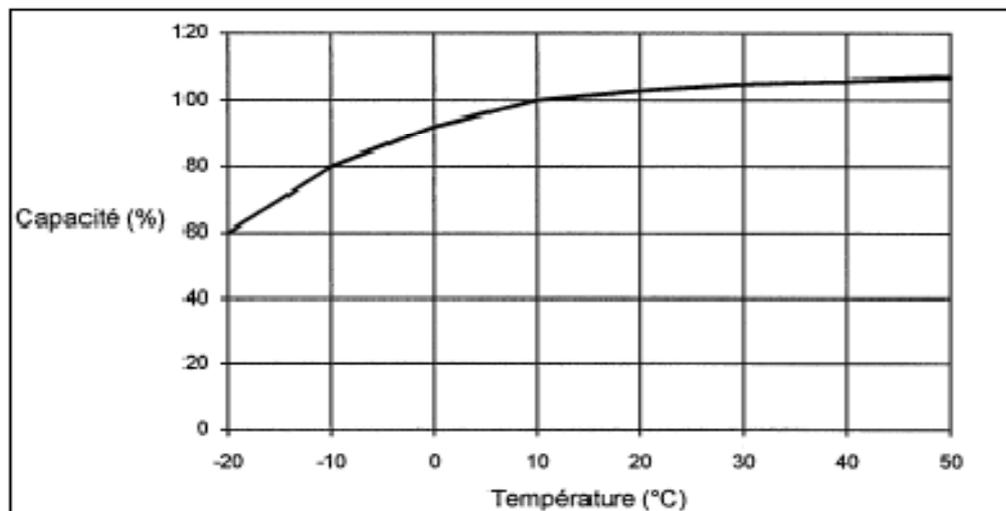


Figure II.10 Caractéristique de charge, cellule Ni-Cd [21]

Pour cette raison, les batteries au Ni-Cd sont dimensionnées de manière à tolérer un courant permanent de charge, ce qui est possible si ce courant ne dépasse pas quelques pour-cent de la capacité.

La caractéristique de décharge des cellules Ni-Cd varie suivant leur technologie, la température et le niveau de courant. On ne présente pas ici de courbe particulière, chaque fournisseur ayant des données différentes.

Un point important à noter est que le Ni-Cd peut être complètement déchargé, ce qui rend la présence d'un régulateur de décharge superflu si les utilisateurs tolèrent de fonctionner jusqu'à 0 V.

Contrairement aux batteries au plomb, les batteries au Ni-Cd ont une capacité qui varie peu avec le courant de décharge : par exemple à une capacité de 102 Ah/5 h correspond une capacité de 110 Ah /100h

b) Influence de la température

On a vu que la courbe de charge est fortement influencée par la température. La température influence également la capacité, mais un des principaux avantages sur le plomb est que le Ni-Cd ne gèle pas.

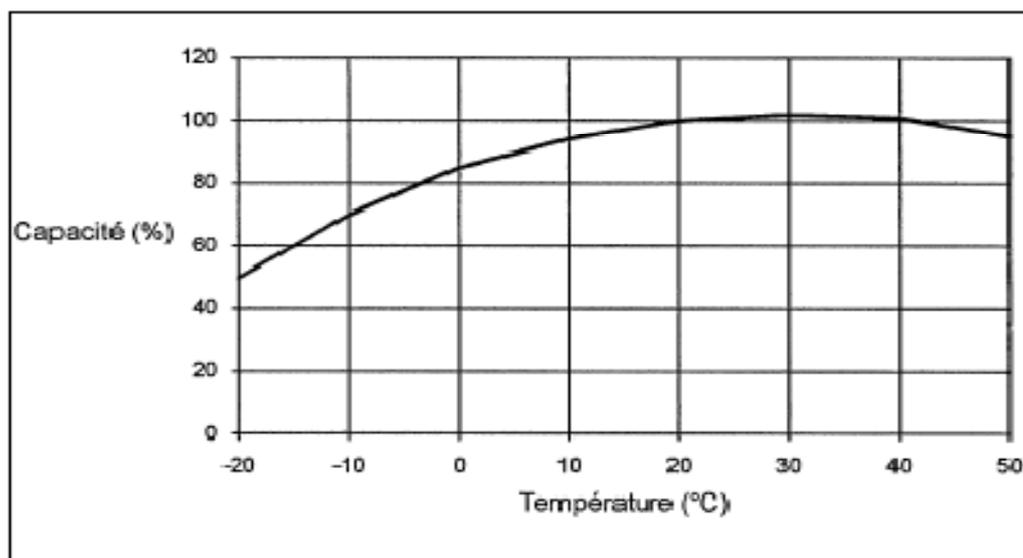


Figure II.11 Capacité/température, cellule Ni-C[21]

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant :

L'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.

- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel.

II.5.3. Les accumulateurs Lithium

Ces accumulateurs font partie des nouveaux types diffusés depuis 10 ans et fort prometteurs. Leur énergie et puissance massique sont très élevées par comparaison au Plomb-Acide, respectivement 150 Wh.kg-1 et 300 W.kg-1. Le lithium est en effet le plus léger des métaux et possède un potentiel électrochimique élevé, ce qui en fait le métal le plus attractif pour constituer l'électrode négative d'un accumulateur [19].

II .5 .4Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium :

En cours d'utilisation, donc lors de la décharge de l'accumulateur, le lithium relâché par l'électrode négative (matériau d'intercalation hôte <H>) sous forme ionique Li^+ migre à travers l'électrolyte conducteur ionique et vient s'intercaler dans le réseau cristallin du matériau actif de l'électrode positive (composé d'insertion du lithium de type oxyde métallique). Le passage de chaque ion Li^+ dans le circuit interne de l'accumulateur est exactement compensé par le passage d'un électron dans le circuit externe, générant ainsi un courant électrique. Le principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium est le même selon qu'est utilisée une électrode négative de lithium métallique ou à base de carbone. Dans ce deuxième cas, la filière technologique est appelée *lithium-ion*, car le lithium n'est jamais sous forme métallique dans l'accumulateur, et fait "yo-yo" entre les deux composés d'insertion du lithium contenus dans les électrodes positive et négative à chaque charge ou décharge de l'accumulateur.

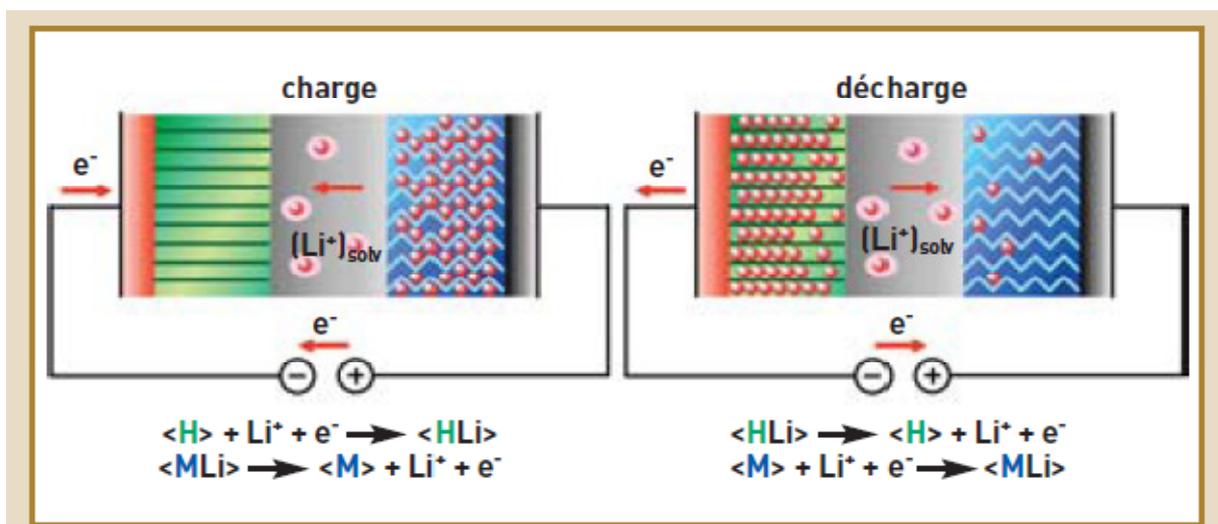


Figure II-12 : Principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium [20]

II.6.conclusion :

Il existe une grande diversité de moyens de stockage d'énergie, chacun étant adapté à une application donnée. Les batteries au plomb répondent bien à la problématique du stockage courte durée dans les applications stationnaires isolées. C'est d'ailleurs la technologie la plus utilisée aujourd'hui pour ce type d'applications. Elles bénéficient d'un retour d'expérience de plus de cinquante ans. Les batteries au lithium présentent de performances intéressantes. Mais elles nécessitent encore des développements conséquents avant d'envisager leur utilisation dans les systèmes électriques autres que portables et automobiles.

Chapitre III

Commande MLI

III.1 Introduction

Le prodigieux développement de la technologie des composants semi-conducteurs à peu à peu fait entrer la théorie de la conversion statique dans la pratique, ou elle a fait désormais la preuve de son utilité.

Parmi les différentes structures de conversion statique, constituant une structure de base dans plusieurs applications industrielles, l'onduleur de tension figure en premier ligne. Cet onduleur à été initialement conçu sous sa version de base : version à deux niveaux. [22]

La conversion DC/AC joue un rôle important dans les systèmes photovoltaïques. Elle permet de faire l'adaptation entre le champ photovoltaïque et les charges qui consomment du courant alternatif monophasé ou triphasé.

En réalité le principe de la conversion électrique est toujours le même, seule la stratégie de commande varie selon l'application.

Les systèmes photovoltaïques se présentent sous forme de deux configurations :

- a. Les systèmes avec stockage électrochimique.
- b. Les systèmes au fil du soleil.

Donc, quelque soit le type du système photovoltaïque adopté, l'onduleur doit jouer le rôle d'un conditionneur d'énergie électrique, c.-à-d., qu'il faut appliquer, dans sa conception, les techniques de commandes qui puissent lui permettre de réaliser un transfert optimal de l'énergie récupérée par le champ photovoltaïque vers la charge (consommation

Dans la plus grande partie de ce travail, nous avons fait une étude large sur les différents types d'onduleurs et les commande MLI (modulation de largeur d'impulsion).

III.2 Définition des convertisseurs DC-AC

Un onduleur est un convertisseur statique, assurant la conversion de tension continue vers l'alternative. Pour obtenir une tension alternative à partir d'une tension continue, il faut découper la tension d'entrée et l'appliquer tantôt dans un sens, tantôt dans l'autre. Il est donc possible de produire à la sortie du convertisseur une tension alternative de valeur moyenne nulle. Cette tension peut comporter un ou plusieurs créneaux par alternance suivant qu'il s'agit d'une commande à un

créneau par alternance où d'une commande par modulation de largeur d'impulsion (M.L.I). [23], [24], [25].

Les structures des convertisseurs nous conduit à distinguer deux types d'onduleurs :

- Les onduleurs de tension
- Les onduleurs de courant

Les premiers sont alimentés par une source de tension continue ; les seconds par une source de courant continu. Les onduleurs sont largement utilisés comme alimentation de, ou comme alimentation sous coupure (salle de l'opération en chirurgie, ordinateur individuel ou réseau interne d'ordinateurs).

III.3 Les différents types d'onduleurs autonomes :

III.3.1 Onduleur à onde sinusoïdale :

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour les installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique HF (filtre harmonique) intermédiaire sans filtre de sortie ; le signal haute fréquence qui est toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils les plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF.[21]

III.3.2 Onduleur à onde carrée

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative.

Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives.

Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée [24].

III.3.3 Onduleur à onde pseudo-sinusoidale

Ce sont en général les appareils les plus performants en termes de rendement. La technique utilisée part d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz commandant deux transistors dans le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec des passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie. Cette impulsion de largeur variable permet également de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation : dès qu'une charge est branché, un circuit la détecte et fait fonctionner l'onduleur à 230 V.

III.4 Différent types de commandes des interrupteurs

Pour découper la tension appliquée à l'entrée de l'onduleur, il faut intervenir au niveau de la commande des interrupteurs qui constituent l'onduleur. Cette dernière a une très grande importance, car c'est elle qui détermine le type de la tension de sortie. Parmi les différents types de commande, on trouve :

III.4.1 Commande à onde rectangulaire

Pour la forme d'onde de cette commande, nous avons deux états de sortie positive puis négative successivement comme il est schématisé par (figure .III.1).

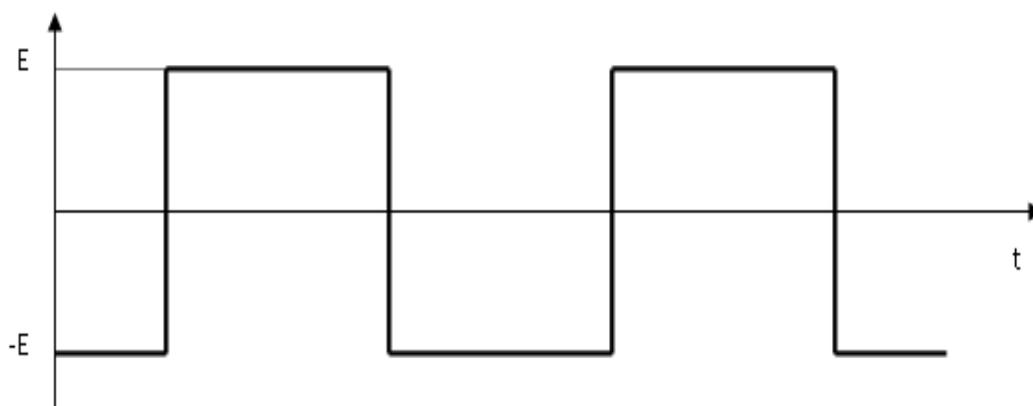


Figure III.1 : commande à onde rectangulaire [24].

III.4.2 Commande en créneaux de largeur variable

Cette commande est obtenue par l'association des ondes rectangulaires déphasées l'une par rapport à l'autre avec un angle variable d'où une commande à trois états de sortie (figure.III.2).

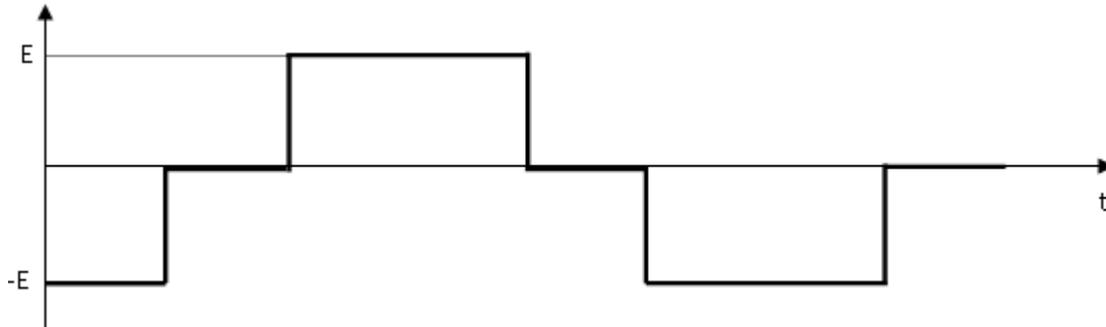


Figure III.2 : Commande en créneaux de largeur variable

III.4.3 Commande à paliers

Cette commande est constituée par la somme des ondes rectangulaires déphasées l'une par rapport à l'autre avec deux angles prédéterminées et dit aussi commande en marche d'escalier (figure III.3).

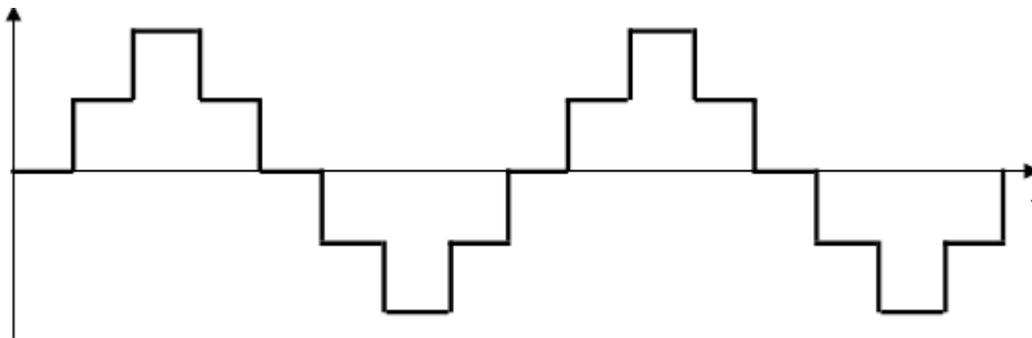


Figure III.3 : Commande à paliers

III.5 Onduleur de tension triphasé à deux niveaux de tension

III.5.1 Schéma de Principe de l'onduleur triphasé

Le schéma de principe de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tension montée en pont alimentant une charge, est donné par la figure III.4, la tension continue est généralement obtenue par un redresseur triphasé à diodes suivi d'un filtre LC [24].

Chacun des trois branches comporte deux interrupteurs permettant de connecter une phase de la machine aux deux pôles de la source de tension.

Les semi-conducteurs les plus couramment utilisés pour réaliser les interrupteurs sont les transistors de puissance (MOSFET, IGBT) et les thyristors rapides (principalement les GTO).

La figure III.5 montre le diagramme le plus simple des allumages des semi-conducteurs ; les interrupteurs d'une même branche conduisent alternativement chacun pendant une demi-période et les commandes des trois branches sont décalées de 120 degré électrique.

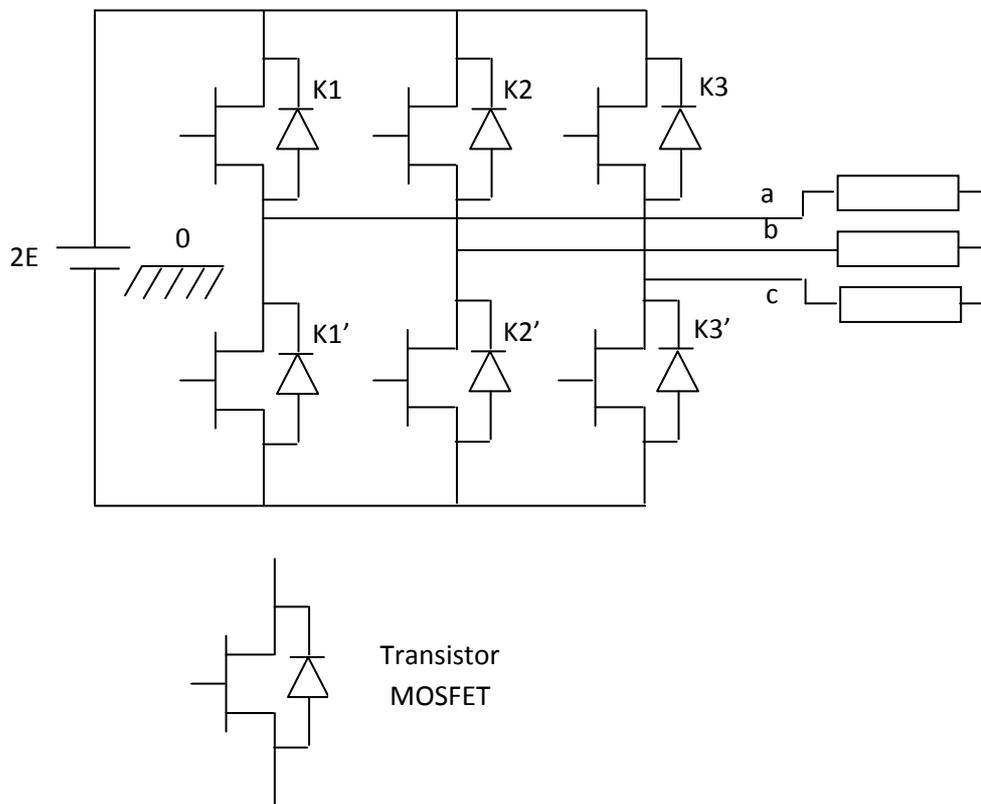


Figure III.4 : Structure d'un onduleur triphasé.

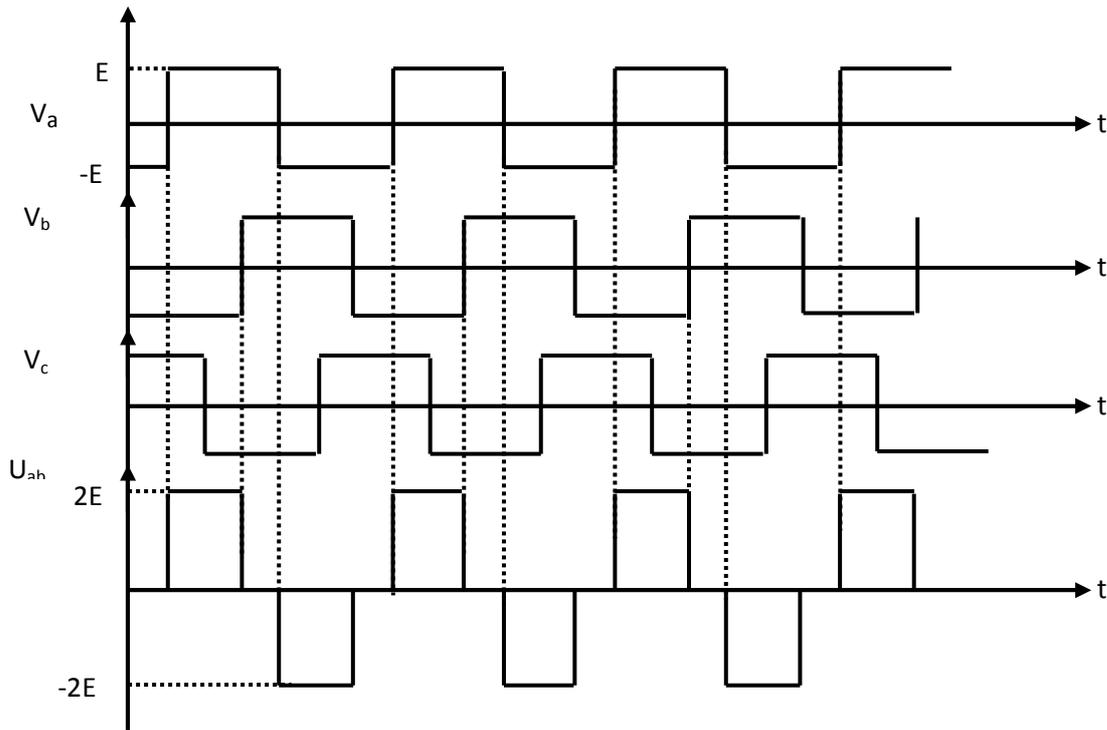


Figure III.5. Tension V_a , V_b , V_c et tension entre deux phases.

La machine est donc alimentée par une onde carrée triphasée appelée « pleine onde » au lieu et place du système triphasé sinusoïdal classique.

III.5.2 Paramètres de performances de l'onduleur triphasé

Les paramètres de l'onduleur suivants sont très favorables pour déterminer la qualité du signal et de ses performances.

III.5.2.1. Facteur de distorsion harmonique (THD)

Ce facteur nous donne une idée qualitative sur la similitude de forme d'onde réelle avec sa composante fondamentale ; il est donné comme suit :

$$THD = \frac{\sqrt{V_L^2 - V_{L1}^2}}{V_{L1}} \quad (\text{III.1})$$

Avec :

V_L : Valeur efficace de la tension de sortie (V_{an}).

V_{L1} : Valeur efficace de la première harmonique de la tension de sortie [24].

III.5.2.2 Facteur courant harmonique

Ce facteur est principalement consacré aux commandes de moteur où la charge est fortement inductive et filtrera dehors les harmoniques de tension.

$$HCF(\%) = \frac{100}{V_1} \sqrt{\sum_{n=5}^{\infty} \frac{V_n^2}{n^2}} \quad (\text{III.2})$$

Où V_n est la valeur efficace du $n^{\text{ième}}$ harmonique.

III.5.2.3. Facteur de distorsion

Il est défini par l'équation suivante :

$$DF^2 = \frac{100}{V_1} \sqrt{\sum_{n=5}^{\infty} \left[\frac{V_n^2}{n^2} \right]} \quad (\text{III.3})$$

III.5.2.4. Contenu de la fondamentale

Représente le rapport de la valeur efficace de la fondamentale de la tension de phase sur la valeur efficace de la tension de phase.

$$Z = \frac{V_{L1}}{V_L} \quad (\text{III.4})$$

Où V_L : Valeur efficace de la tension de sortie (V_{an}).

Et V_{L1} : Valeur efficace de la première harmonique de la tension de sortie.

III.6 Modulation de largeur d'impulsion

Les grandeurs de sortie des commandes analogiques ou numériques de l'onduleur, servent à obtenir les tensions ou courants désirés aux bornes de la machine. La technique de modulation de largeur d'impulsions (M.L.I.) permet de reconstituer ces grandeurs à partir d'une source à fréquence fixe et tension fixe (en général une tension continue) par l'intermédiaire d'un convertisseur direct [25].

Celui-ci réalise les liaisons électriques entre la source et la charge. Le réglage est effectué par les durées d'ouverture et de fermeture des interrupteurs et par les séquences de fonctionnement.

Dans la majorité des cas, l'onde idéale est sinusoïdale. La M.L.I. permet de se rapprocher du signal désiré et de faire varier la valeur fondamentale de la tension de sortie, elle repousse les harmoniques de la tension de sortie vers les fréquences les plus élevées, ce qui facilite le filtrage. Cependant, cette technique est imparfaite, le contenu harmonique généré par une onde M.L.I. entraîne des pertes dans le réseau (pertes fer dans le transformateur, pertes Joule dans la ligne et le convertisseur), dans la charge (pertes Joule, pertes fer et par courant de Foucault). Elles génèrent dans les machines tournantes des oscillations de couple, des bruits acoustiques et des résonances électromécaniques. Elle injecte du bruit sur la commande et introduit des non linéarités qui peuvent déstabiliser le système. Donc il faut essayer de minimiser ces harmoniques.

Quatre catégories de M.L.I. ont été développées :

- Les modulations sinus-triangle, effectuant la comparaison d'un signal de référence à une porteuse, en général, triangulaire.
- Les modulations pré- calculées pour lesquelles les angles de commutations sont calculés hors ligne pour annuler certaines harmoniques.
- les modulations post- calculées encore appelées M.L.I. régulières symétriques ou M.L.I. vectorielles dans lesquelles les angles de commutations sont calculés en ligne.
- Les modulations stochastiques pour lesquelles l'objectif fixé est le blanchiment du spectre (bruit constant et minimal sur l'ensemble du spectre). Les largeurs d'impulsions sont réparties suivant une densité de probabilité représentant la loi de commande.

III.6.1 Modulation sinus triangle

III.6.1.1. Principe de la technique

La M.L.I. sinus triangle est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence de forme triangulaire. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est fixée par la porteuse. En triphasé, les trois références sinusoïdales sont déphasées de $2\pi/3$ à la même fréquence [25].

La porteuse étant triangulaire, il y a proportionnalité entre V_{ref} et le temps t de fermeture de l'interrupteur.

III.6.1.2. Propriétés

Si la référence est sinusoïdale, on définit trois grandeurs :

- l'indice de modulation I_m égale au rapport de la fréquence de modulation (porteuse) sur la fréquence de référence (modulante).

$$I_m = \frac{f_p}{f_m} \quad (\text{III.5})$$

- le taux de modulation T_m égal au rapport de l'amplitude de la modulante sur celle de la porteuse.

$$T_m = \frac{A_m}{A_p} \quad (\text{III.6})$$

- l'angle de calage δ (pour une M.L.I. synchrone).

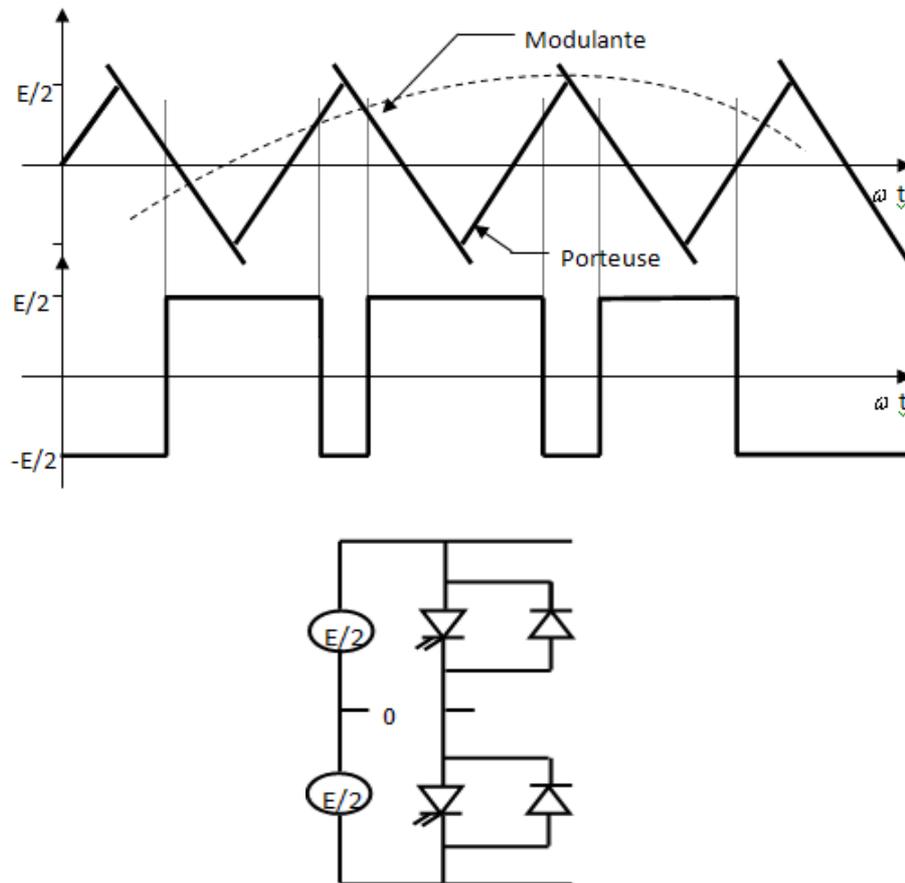


Figure III.6. M.L.I. sinus triangle.

La modulation est synchrone si I_m est entier. La tension de sortie est périodique de période $\frac{1}{f_{réf}}$. La modulation est asynchrone dans le cas contraire, en particulier, lorsque la tension de référence varie continûment (commande vectorielle...).

L'augmentation de I_m rejette les premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées et facilite donc le filtrage. Mais, I_m est limité par les temps des commutations des interrupteurs du convertisseur et donc par la largeur minimale des impulsions [21].

En particulier, pour une modulation asynchrone, la minimisation des sous-harmoniques implique un indice de modulation élevé incompatible avec une fréquence de référence élevée.

Il est donc nécessaire de changer de mode lors d'une montée en fréquence.

Si I_m est assez grand (>6), la valeur efficace de la tension de sortie est pratiquement égale à la tension de référence pour $t_m=1$:

Par action sur t_m , on peut théoriquement faire croître l'amplitude du fondamental de zéro jusqu'au maximum. En pratique le déchet de tension est augmenté par le respect des temps de conduction minimum et maximum.

En régime triphasé, les harmoniques d'un rang multiple de 3 sont naturellement éliminées. L'injection d'une harmonique 3 dans la référence permet de diminuer le déchet de tension sans polluer le spectre.

Cette M.L.I. est particulièrement bien adaptée à l'électronique analogique mais est difficilement utilisable en numérique [21].

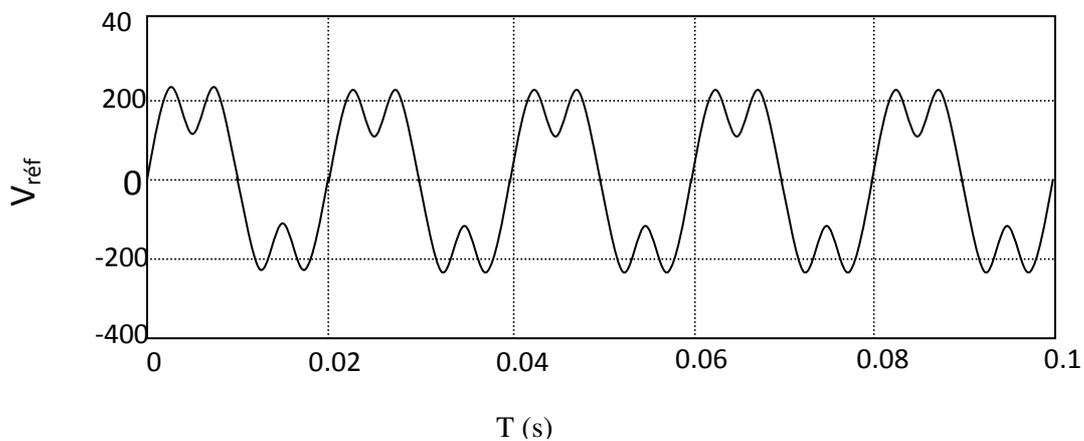


Figure III.7. Injection d'un harmonique de rang 3.

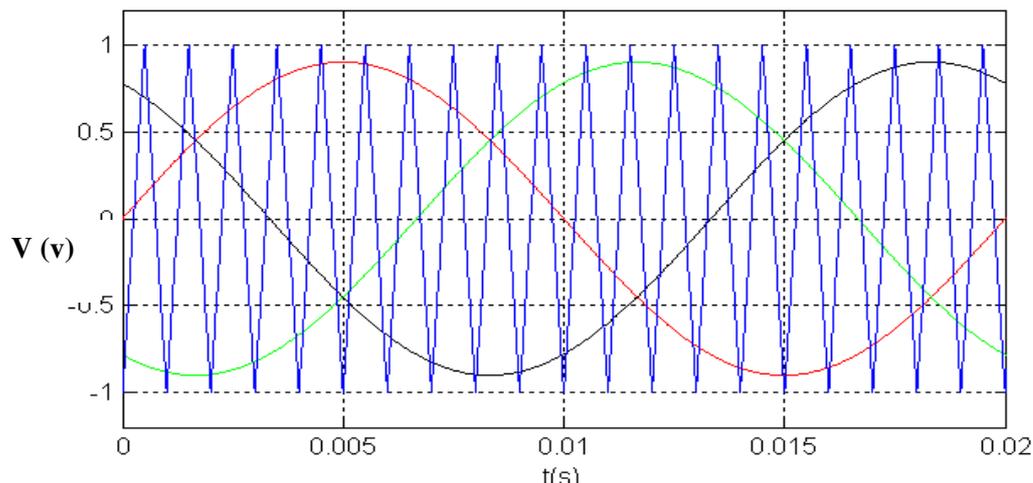


Figure III.8. Les tensions : V_{r1} , V_{r2} , V_{r3} et P_r .

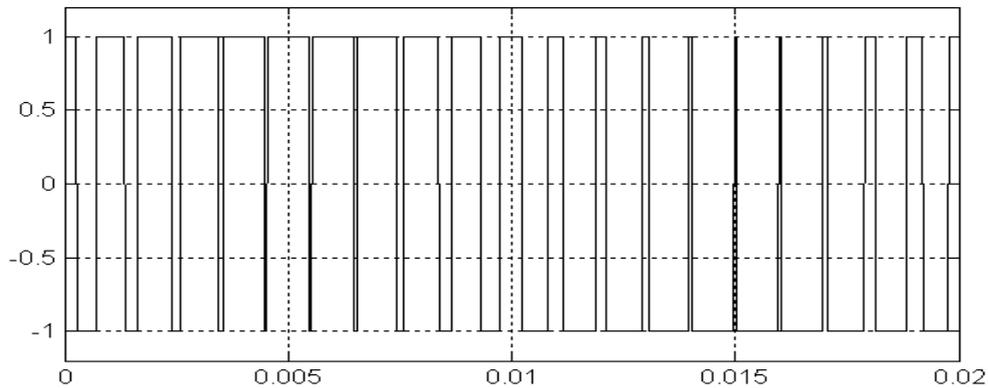


Figure III.9. Le signal de l'intersection $S1$ entre $Vr1$ avec Pr

III.7. La commande MLI vectorielle :

Le développement de l'électronique de puissance nous a permis une diversité technique de commande des onduleurs. Suite à la première technique MLI sinus triangle qui a été étudiée au premier chapitre, on va consacrer ce chapitre à la deuxième technique moderne MLI vectorielle.

III.7.1. Principe de la modulation Vectorielle

La modulation de largeur d'impulsion vectorielle est utilisée dans les commandes modernes des machines à courant alternatif pour obtenir des formes d'ondes arbitraires non nécessairement sinusoïdales. Elle sera étudiée sur un onduleur triphasé. Les tensions de référence sont les tensions simples désirées [22], [24]

Cette technique de MLI suit les principes suivants :

- Le signal de référence est échantillonné à intervalles réguliers T (MLI régulière).
- Réalisation dans chaque intervalle d'échantillonnage $[kT (k+1)T]$ ($k=0,1,\dots,n$) d'une impulsion de largeur T centrée sur l'intervalle (M.L.I. symétrique), et dont la valeur moyenne est égale à la valeur de la tension de référence au milieu de l'intervalle d'échantillonnage.
- Tous les interrupteurs d'un même demi-pont ont un état identique au centre et aux deux extrémités de la période (pour une M.L.I. discontinue, l'état d'un des interrupteurs de chaque demi-pont reste constant, ce qui diminue les pertes de commutation mais augmente les harmoniques).

Cette modulation est conduite en synchronisme sur les trois phases. Elle est appelée M.L.I. vectorielle.

Dans ce type de modulation, on représente par un seul vecteur les trois tensions sinusoïdales de sortie que l'on désire.

On approxime au mieux le vecteur tension de référence pendant chaque intervalle de modulation en agissant sur la commande des trois jeux d'interrupteurs complémentaires K_1 et K_1' , K_2 et K_2' , K_3 et K_3' représentés par le schéma de la figure (III.10).

Il existe huit combinaison possible (2^3) pour les bras de l'onduleur. On peut donc obtenir des différents vecteurs de tension en fonction de la commande des bras 1, 2, 3.

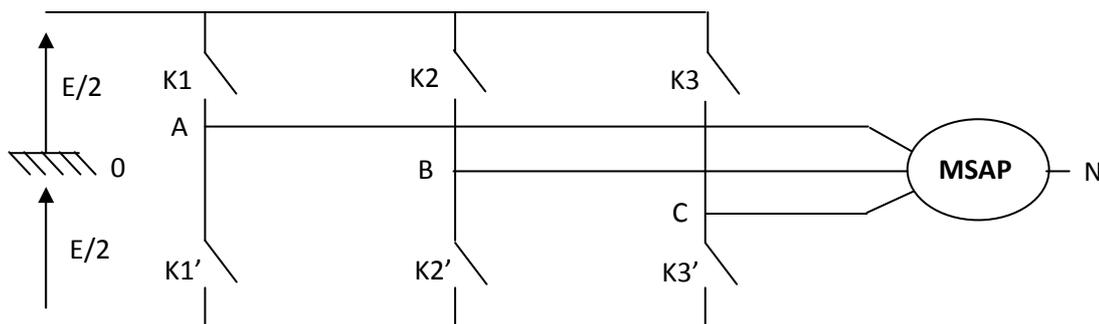


Figure III-10. Onduleur de tension triphasé.

III.7.2 Intérêt de la modulation vectorielle

La modulation vectorielle n'offre pas d'avantages sensibles par rapport à la modulation sinus triangle en ce qui concerne le déchet de tension ou le résidu harmonique.

On donne, de plus en plus fréquemment, la préférence à la modulation vectorielle dans le domaine des entraînements à vitesse variable avec moteurs synchrones ou asynchrones alimentés par des onduleurs de tension. C'est parce que ce type de modulation s'intègre de façon naturelle dans les systèmes de régulation de ces entraînements, surtout lorsqu'on utilise la commande par champ orienté (commande vectorielle).

III.7.3 Transformation de CLARK

Considérons $\vec{V}_S = \begin{pmatrix} V_{aN} \\ V_{bN} \\ V_{cN} \end{pmatrix}$ comme étant le vecteur tension désiré à la sortie de l'onduleur.

Pour simplifier les calculs et représenter ces tensions, appliquons la transformation triphasée/biphasée (CLARK) en respectant le transfert de puissance.

La transformation de CLARK consiste à substituer aux trois variables réelles V_{aN} , V_{bN} et V_{cN} leurs composantes V_α , V_β , V_o . Ces composantes sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{S\alpha} \\ V_{S\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{aN} \\ V_{bN} \\ V_{cN} \end{bmatrix} \quad (\text{III.7})$$

La composante v_o est identiquement nulle, puisque les tensions v_{aN} , v_{bN} , v_{cN} ne contiennent pas de composante homopolaire.

Si l'on considère les deux composantes qui restent, $v_{s\alpha}$, $v_{s\beta}$ comme les projections sur deux axes perpendiculaires d'un vecteur \vec{V}_s , ce vecteur seul suffit à caractériser le système triphasé.

Nous avons indiqué sur le tableau (III.1) les huit états que peuvent prendre les interrupteurs du pont triphasé à six interrupteurs.

Ce tableau indique pour chacun de ces huit états les vecteurs des tensions v_{aN} , v_{bN} et v_{cN} , la valeur de leurs composantes de CLARK v_α , v_β ainsi que le vecteur de référence \vec{V}_s représentatif de ces états.

K_1	K_2	K_3	v_{Ao}	v_{Bo}	v_{Co}	v_{aN}	v_{bN}	v_{cN}	v_α	v_β	\vec{V}_s
0	0	0	-E/2	-E/2	-E/2	0	0	0	0	0	\vec{V}_0
1	0	0	E/2	-E/2	-E/2	2E/3	-E/3	-E/3	$\frac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}}$	0	\vec{V}_1
1	1	0	E/2	E/2	-E/2	E/3	E/3	-2E/3	$\frac{E}{\sqrt{6}}$	$\frac{E}{\sqrt{2}}$	\vec{V}_2
0	1	0	-E/2	E/2	-E/2	-E/3	2E/3	-E/3	$-\frac{E}{\sqrt{6}}$	$\frac{E}{\sqrt{2}}$	\vec{V}_3
0	1	1	-E/2	E/2	E/2	-2E/3	E/3	E/3	$-\frac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}}$	0	\vec{V}_4
0	0	1	-E/2	-E/2	E/2	-E/3	-E/3	2E/3	$-\frac{E}{\sqrt{6}}$	$-\frac{E}{\sqrt{2}}$	\vec{V}_5
1	0	1	E/2	-E/2	E/2	E/3	-2E/3	E/3	$\frac{E}{\sqrt{6}}$	$-\frac{E}{\sqrt{2}}$	\vec{V}_6
1	1	1	E/2	E/2	E/2	0	0	0	0	0	\vec{V}_7

Tableau III.1. Calcul des vecteurs de tensions d'onduleur triphasé idéal, charge branchée en triangle (1 : ferme, 0 : ouvert). $\vec{}$

Deux de ces vecteurs sont nuls V_0 et V_7 . Les six autres ont le même module égale à $E \sqrt{\frac{2}{3}}$. Sur la figure (III.11), nous avons représenté les six vecteurs de sortie de l'onduleur de repère de CLARKE (α, β) . On remarque que les six vecteurs non nuls définissent six vecteurs angulaires de $\frac{\pi}{3}$ rd.

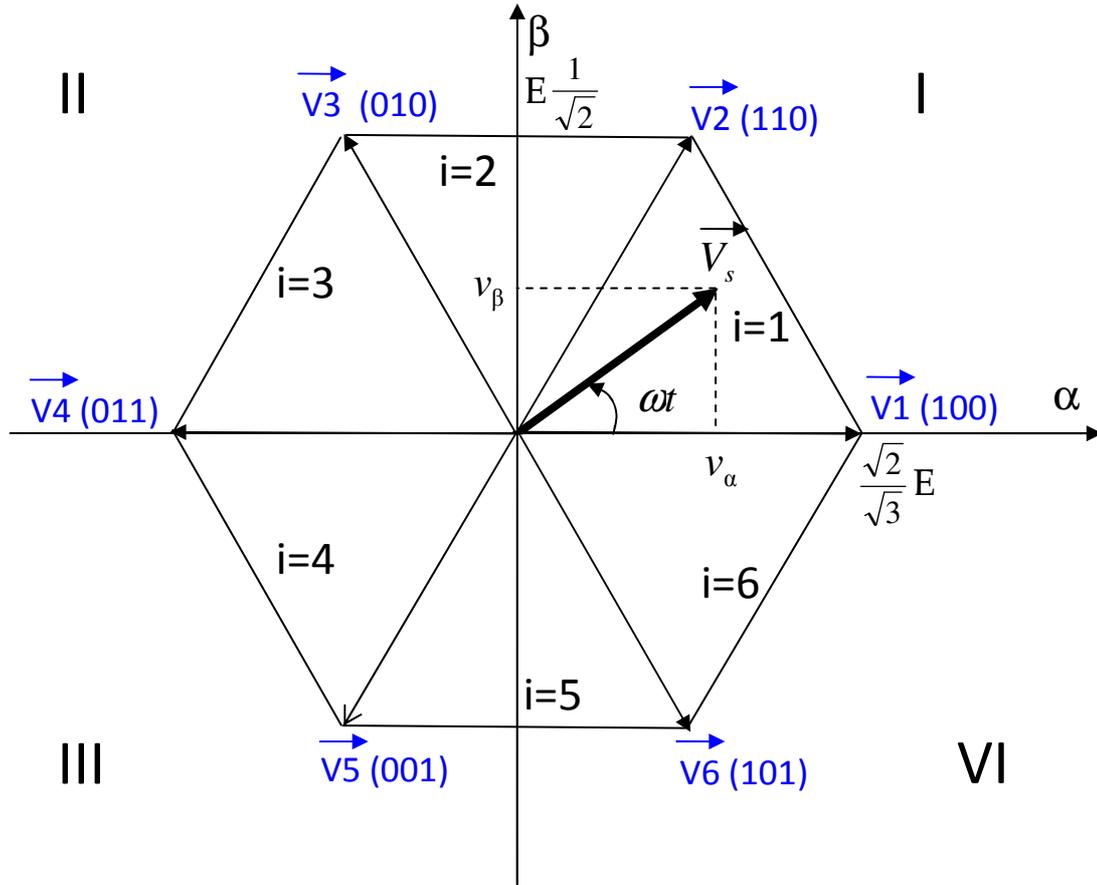


Figure. III.11. Représentation de polygone de commutation.

Si on repère ces vecteurs par un indice entier « i », On peut exprimer les vecteurs par les relations suivantes :

$$\vec{V}_i = \frac{4}{\sqrt{3}} E \exp(j(\frac{\pi}{3} - \frac{\pi}{6})) \quad (\text{III.8})$$

$$\vec{V}_{i+1} = \frac{4}{\sqrt{3}} E \exp(j(\frac{\pi}{3} + \frac{\pi}{6})) \quad (\text{III.9})$$

$$\vec{V}_0 = \vec{0} \quad (\text{III.10})$$

$$\vec{V}_7 = \vec{0} \quad (\text{III.11})$$

III.8. Vecteur tension désiré

On peut définir un vecteur V_s dont les coordonnées sont les composantes de CLARK $V_s\alpha$, $V_s\beta$ du système triphasé V_{SA} , V_{SB} , V_{SC} que l'on veut obtenir en sortie

$$\text{Si } v_{sa} = r \frac{E}{2} \cos \omega t \quad (\text{III.12})$$

$$v_{sb} = r \frac{E}{2} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{III.13})$$

$$v_{sc} = r \frac{E}{2} \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (\text{III.14})$$

La transformation de CLARKE donne :

$$\vec{V}_{s\alpha} = r \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{E}{2} \cos \omega t \quad (\text{III.15})$$

$$\vec{V}_{s\beta} = r \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{E}{2} \sin \omega t \quad (\text{III.16})$$

Le vecteur \vec{V}_s est un vecteur d'amplitude constante $r \cdot \sqrt{\frac{3}{2}} \cdot \frac{E}{2}$, tournant dans le sens trigonométrique avec une vitesse angulaire égale à la pulsation ω des tensions désirées.

A chaque instant, le vecteur \vec{V}_s peut être exprimé comme une combinaison linéaire des deux des vecteurs \vec{V}_i et \vec{V}_{i+1} qui lui sont adjacents :

Lorsque l'angle ωt que fait \vec{V}_s avec l'axe α est compris entre 0 et $\pi/3$ on a :

$$\vec{V}_s = \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\frac{\pi}{3} - \omega t\right) \vec{V}_1 + \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin \omega t \vec{V}_2 \quad (\text{III.17})$$

Lorsque l'angle ωt est compris entre $\pi/3$ et $2\pi/3$ on a :

$$\vec{V}_s = \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\frac{2\pi}{3} - \omega t\right) \vec{V}_2 + \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{3}\right) \vec{V}_3 \quad (\text{III.18})$$

Et ainsi de suite.

A noter que tant que l'extrémité du vecteur \vec{V}_s reste à l'intérieur de l'hexagone défini par les extrémités des vecteurs \vec{V}_1 à \vec{V}_6 , c'est-à-dire tant que :

$$r \leq \frac{2}{\sqrt{3}} = 1.155 \quad (\text{III.19})$$

Les coefficients $\frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\frac{\pi}{3} - \omega t\right)$ et $\frac{\sqrt{3}}{2} r \sin \omega t$: ont une somme inférieure à l'unité.

Tout le problème est de calculer ces temps d'application T_i et T_{i+1} .

A partir des équations, on peut déduire les relations suivantes qui vont nous permettre de calculer ces temps

$$T_i = \left(\cos\left((i-1)\frac{\pi}{3}\right)v_{s\alpha} + \sin\left((i-1)\frac{\pi}{3}\right)v_{s\beta} \right) \frac{T}{E} \quad (\text{III.20})$$

$$T_{i+1} = \left(\cos\left((i+1)\frac{\pi}{3}\right)v_{s\alpha} + \sin\left((i+1)\frac{\pi}{3}\right)v_{s\beta} \right) \frac{T}{E} \quad (\text{III.21})$$

On voit que pour calculer T_i et T_{i+1} on a besoin de connaître :

1. la tension statorique de référence \vec{V}_s donnée par ses composantes $v_{s\alpha}$ et $v_{s\beta}$.
2. le secteur angulaire dans lequel se situe le vecteur statorique de référence \vec{V}_s donnés par l'indice « i ».
3. la période de commutation T.
4. la tension d'alimentation de l'onduleur E.

III.8.1. Approximation du vecteur de tension désiré

Si la condition (III.19) est remplie sur un intervalle de temps T assez bref pour qu'on puisse négliger la variation de \vec{V}_s pendant sa durée, On peut reconstituer la valeur moyenne de ce vecteur à l'aide des vecteurs \vec{V}_{i+1} et \vec{V}_{i+2} et du vecteur \vec{V}_0 ou \vec{V}_7 . Pour cela, comme le montre l'équation (II.11), on impose aux interrupteurs de se trouver :

- Dans la configuration correspondant à \vec{V}_{i+1} pendant une fraction $\frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\frac{\pi}{3} - \omega t\right)$ de l'intervalle T.
- Dans la configuration correspondant à \vec{V}_{i+2} pendant une fraction $\frac{\sqrt{3}}{2} r \sin \omega t$ de l'intervalle T.
- Et dans une configuration fournissant un vecteur de sortie nul (\vec{V}_0 ou \vec{V}_7) pendant le reste de l'intervalle T.

En effet, on vérifie que sur un intervalle T du premier secteur, la valeur moyenne est bien égale à \vec{V}_s .

$$V_{moy} = \frac{1}{T} (T_1 V_1 + T_2 V_2 + T_i V_i) \quad (\text{III.22})$$

$$\vec{V}_{moy} = \frac{1}{T} \left[T \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin\left(\frac{\pi}{3} - \omega t\right) \vec{V}_1 + T \frac{\sqrt{3}}{2} r \sin \omega t \vec{V}_2 \right] = \vec{V}_s \quad (\text{III.23})$$

La modulation vectorielle consiste à reproduire sur chaque période de modulation le processus qui vient être décrit de manière à suivre en moyenne l'évolution du vecteur \vec{V}_s .

III.8.2. Commande des interrupteurs

La Modulation de Largeur d'Impulsions vectorielle est généralement engendrée de manière numérique à l'aide d'un système à microprocesseurs.

Comme dans le cas de la modulation sinus – triangle, on discrétise la référence, en remplaçant le vecteur \vec{V}_s continûment variable en fonction du temps par un ensemble de vecteurs discrétisée.

On prend un vecteur par période de modulation et on le choisit de manière à ce qu'il coïncide avec \vec{V}_s au milieu de la période de modulation.

Une période des grandeurs de sortie correspond à un tour du vecteur \vec{V}_s dans le plan α, β . Si la fréquence de modulation est égale à p fois la fréquence des grandeurs de sortie, chaque période de modulation correspond, dans le plan α, β , au secteur d'ouverture angulaire $\frac{2\pi}{p}$, au centre duquel se trouve la référence qu'on souhaite obtenir en sortie. La variable entière p utilisée dans la MLI vectorielle correspond à l'indice de modulation Im utilisé dans la MLI sinus – triangle.

Sur chaque période de modulation, la relation (III-12) indique les durées qu'on doit imposer aux deux configurations correspondant aux deux vecteurs de sortie entre lesquels se trouve le vecteur \vec{V}_s et par conséquent le temps où il faut prendre une configuration donnant un vecteur de sortie nul.

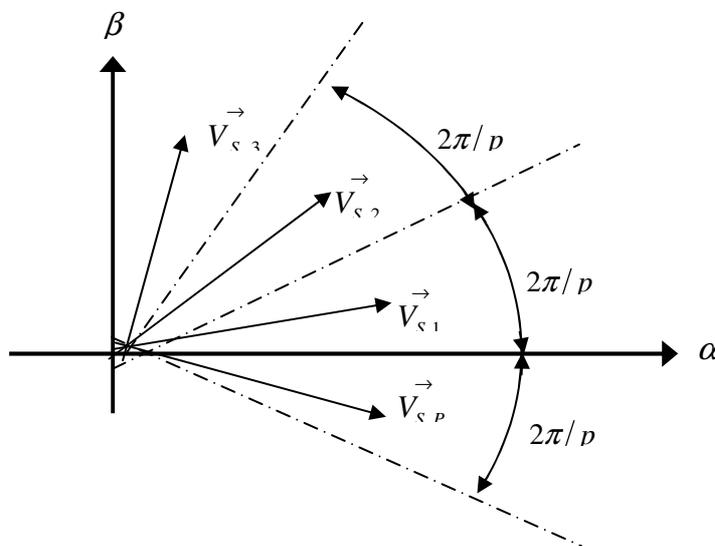


Figure. III.12. Fréquence de modulation de la MLI vectorielle.

On a donc deux degrés de liberté :

- ◆ Le choix de la configuration qui fournit le vecteur de sortie nul.
- ◆ L'ordre dans lequel on fait succéder les trois configurations durant la période de modulation.

D'ordinaire on prend pour p un multiple de 6, soit $p = 6k$, où k est le nombre de période de modulation par secteur.

Ceci donne le même nombre de périodes de modulation dans chacun des six secteurs définis dans le plan α, β par les vecteurs \vec{V}_1 à \vec{V}_6 .

Les degrés de liberté peuvent être utilisés :

- ◆ Pour minimiser le nombre de commutations.
- ◆ Pour produire un système triphasé de sortie présentant les mêmes propriétés de symétrie que celles qu'on obtient avec une modulation indépendante sur chaque phase dans le cas

Où le calage est optimal et l'indice de modulation Im égale à $6k$.

III.8.3. Calcul des temps de commutations

Dans ce qui suit nous allons faire le calcul des temps de commutation des interrupteurs dans chacun des six secteurs de l'hexagone. Nous allons nous limiter à l'étude de la commande des interrupteurs et au tracé des formes d'ondes quand p est égale à $6k$

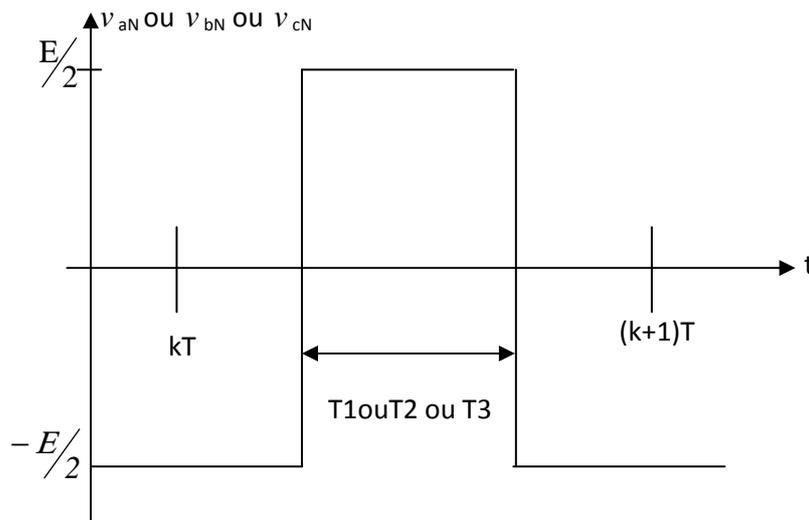


Figure. III.13. Créneau de tension V_{AN} ou V_{BN} ou V_{CN} .

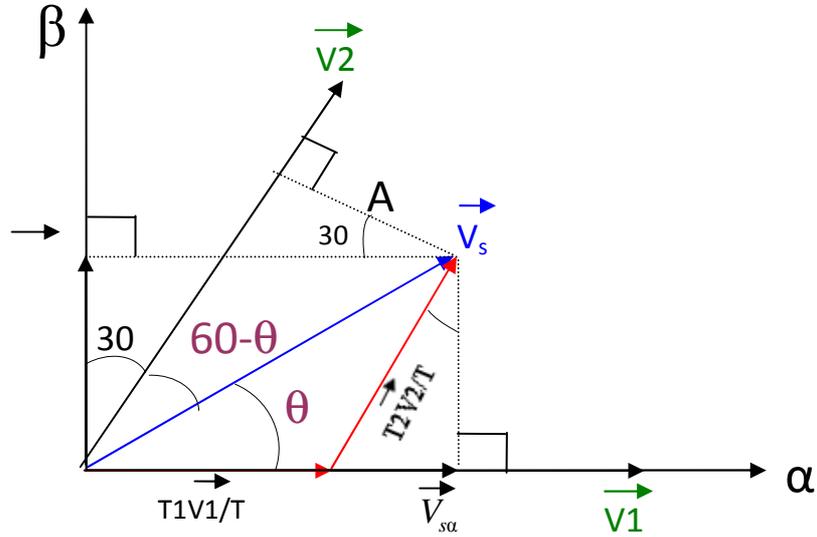


Figure. III.14. Calcul de T1 et T2.

D'après la figure (III.14) on a :

$$V_s = V_{s\alpha} + jV_{s\beta} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

$$V_{s\alpha} = V_s \cos(\theta) \quad \text{et} \quad V_{s\beta} = V_s \sin(\theta) \quad (\text{III.25})$$

On a aussi :

$$V_1 = V_2 = \sqrt{\frac{2}{3}} E \quad (\text{III.26})$$

et

$$A = \frac{T_1 V_1}{T} \cos(30^\circ) = V_s \sin(60^\circ - \theta) \quad (\text{III.27})$$

D'où :

$$T_1 = \frac{V_s \sin(60^\circ - \theta)T}{V_1 \cos(30^\circ)} = V_s \sin(60^\circ - \theta) \frac{2T}{\sqrt{2}E} \quad (\text{III.28})$$

Qui peut s'écrire sous la forme :

$$T_1 = V_s \left(\sin(60^\circ) \cos(\theta) - \cos(60^\circ) \sin(\theta) \right) \frac{2T}{\sqrt{2}E} \quad (\text{III.29})$$

$$T_1 = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} V_{s\alpha} - \frac{1}{2} V_{s\beta} \right) \frac{2T}{\sqrt{2}E} \quad (\text{III.30})$$

D'où :

$$T_1 = \frac{\sqrt{6}V_{s\alpha} - \sqrt{2}V_{s\beta}}{2E} T$$

D'un autre coté la figure (III.14) nous donne :

$$\cos(30^\circ) = \frac{V_{s\beta}}{T_2 V_2 / T} \quad (\text{III.31})$$

D'où :

$$T_2 = V_{s\beta} \frac{T}{V_2 \cos(30^\circ)} = V_{s\beta} \frac{T}{(\sqrt{2/3})E(\sqrt{3}/2)} \quad (\text{III.32})$$

Qui peut s'écrire sous la forme :

$$T_2 = \frac{\sqrt{2}V_{s\beta}}{E} \cdot T$$

En effectuant le même calcul pour chaque secteur, la construction du Figure III.15 est obtenue :

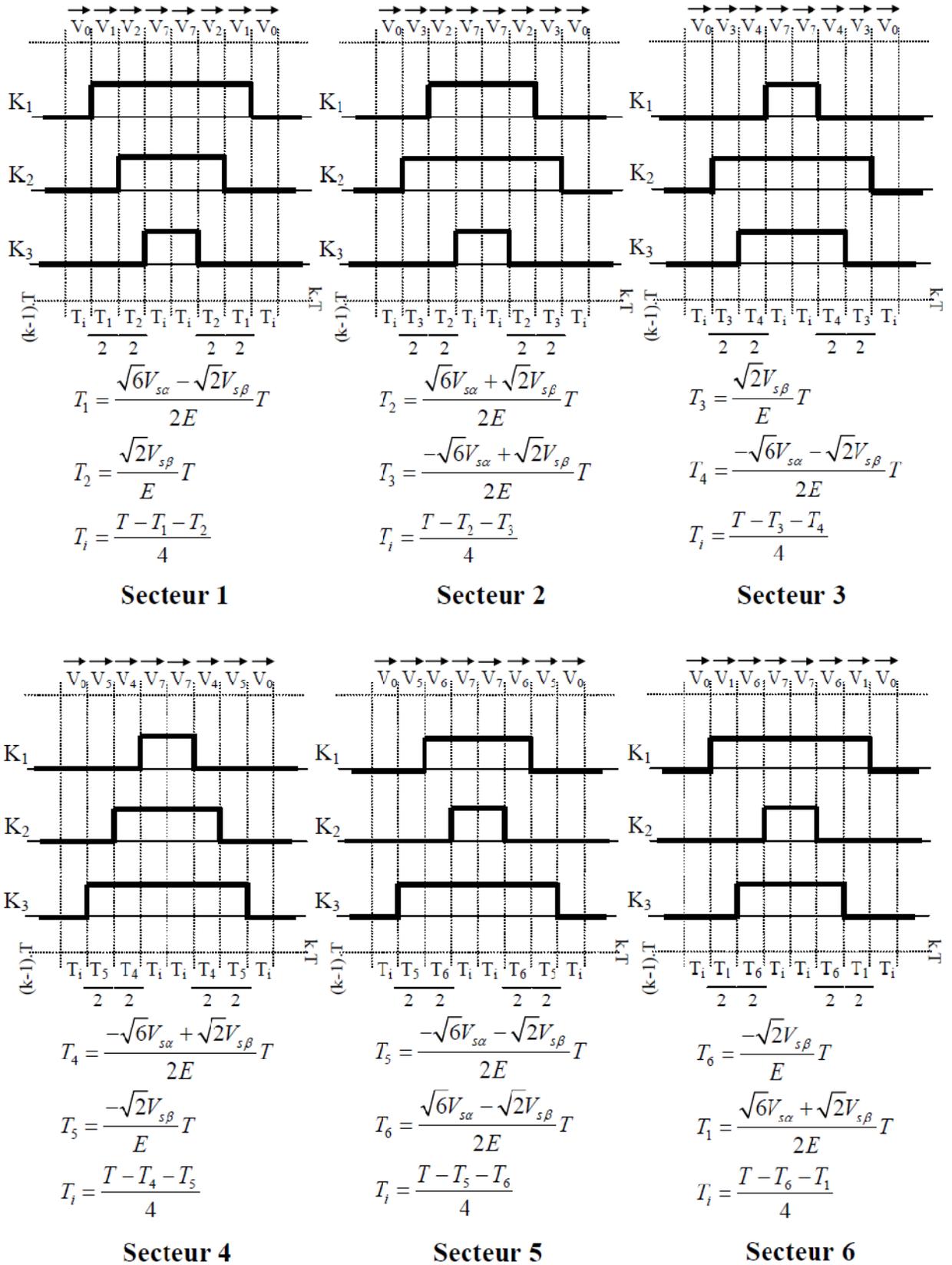


Figure III.15. Description des séquences de conduction des interrupteurs

III.9. Conclusion

L'évolution dans le domaine de l'électronique de puissance a engendré une large application des techniques de modulation de largeur impulsion (MLI) pour la commande des convertisseurs statiques alimentant les machines électriques à induction. Ces techniques sont particulièrement intéressantes dans le cas d'onduleurs triphasés associés à des machines à courant alternatif. Elles rendent possibles le contrôle de l'amplitude et de la fréquence des tensions aux bornes de la machine.

Chapitre IV

*Modélisations des composantes d'une centrale
solaire*

IV.1 Introduction :

Après avoir cité et défini les différents composants d'un système photovoltaïque, ainsi l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

De nombreux articles publiés dans la littérature scientifique portent sur le développement de modèles pour chacun des composants du système.

Dans ce chapitre, nous représenterons d'abord le modèle de rayonnement solaire sur un plan horizontal, et sur un plan incliné ; champ photovoltaïque, batterie, et finalement le modèle de conversion (onduleur).

IV.2 Modèle de rayonnement solaire

IV.2.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

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

a) Rayonnement direct :

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Pour (i) heures d'ensoleillement nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct [26]

$$S_H(i) = 1367 \cdot C(j) \sin \left\{ h(i) \cdot \exp \left(\frac{-T_L}{0.9 \times 9.41 \times M(i)} \right) \right\} \quad (\text{IV-1})$$

Avec :

S_H : Flux direct horizontal.

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

$h(i)$: Hauteur du soleil.

T_L : Facteur de trouble.

M_i : Nombre d'aire masse.

b) Rayonnement diffus :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heure i est statistiquement donné par [26]

$$D_{H(i)} = \frac{1367}{3} \cdot C(j) \sin[h(i) - 2] \exp \left[-0.5 \cdot \log^2 \left(\frac{T_c}{22 \cdot M(i)^{-0.65}} \right) \right] \quad (\text{IV-2})$$

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 (x)

d) Rayonnement global :

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

$$\Phi_G = S + D + R \quad (\text{IV-3})$$

IV.2.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface inclinée par rapport à l'horizontale avec l'angle B reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct, le diffus et le réfléchi [26].

a) Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude, le flux est défini par :

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\delta)} \quad (\text{IV-4})$$

R_b : Rapport de flux direct

S_b : Flux direct pour un plan d'inclinaison

S_H : Flux direct horizontale

ω : Déclinaison du soleil.

δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné B

$$S_B = R_b \cdot S_H \quad (\text{IV-6})$$

b) Rayonnement diffus :

Le flux à une inclinaison B capté par une surface orientée donné par le modèle suivant :

Pour i heures: On utilisant le modèle « WILLMOTT » [16]

$$D_b = D_H \left[F(i) \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + (1 - F(i)) \cdot \frac{\cos \theta(i)}{\sin \beta} \right] \quad (\text{IV-7})$$

Avec :

$$F(i) = 1 - K_T(i) \cdot \left[1 - \frac{S_H}{G_H} \right] \quad (\text{IV-8})$$

$$K_T(i) = \frac{[\theta_{GH}(i)]}{\theta(i)} \quad (\text{IV-9})$$

$K_T(i)$: Coefficient de sérénité

$\theta(i)$ Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

c) Rayonnement réfléchi :

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

$$R_B = \Phi_{GH} \cdot \left[\xi \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (\text{IV-10})$$

Φ_{GH} : Flux global horizontal.

ξ : Albédo du sol

c) Rayonnement global incliné :

C'est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$\Phi_{GB} = S_B + D_B + R_B \quad (\text{IV-11})$$

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

$$\Phi_{GB} = R \cdot \Phi_{GH} \quad (\text{IV-12})$$

R : Rapport du flux global.

D'où

$$R = \frac{\Phi_{GB}}{\Phi_{GH}} = \left(1 - \frac{D_H}{\Phi_{GH}}\right) \cdot R_b + \frac{D_H}{\Phi_{GH}} \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + \xi \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad (\text{IV-13})$$

Avec :

R_b : Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\Phi_G = R \cdot \Phi_{GH} \quad (\text{IV-15})$$

VI.4. Modélisation d'un module photovoltaïque

Les cellules solaires sont généralement associées en série et en parallèle, puis encapsulées sous verre pour obtenir un module photovoltaïque. Un générateur PV est constitué de modules interconnectés pour former une unité produisant une puissance continue élevée compatible avec le matériel électrique usuel. Les modules PV sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Les modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques et inclinés suivant l'angle désiré en fonction du lieu, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules

la caractéristique I–V du générateur PV est basée sur celle d'une cellule élémentaire modélisée par le circuit équivalent bien connu de la figure IV-1 [39-40]. Ce circuit introduit une source de courant et une diode en parallèle, ainsi que des résistances séries R_s et parallèle (shunt) R_{sh} pour tenir compte des phénomènes dissipatifs au niveau de la cellule.

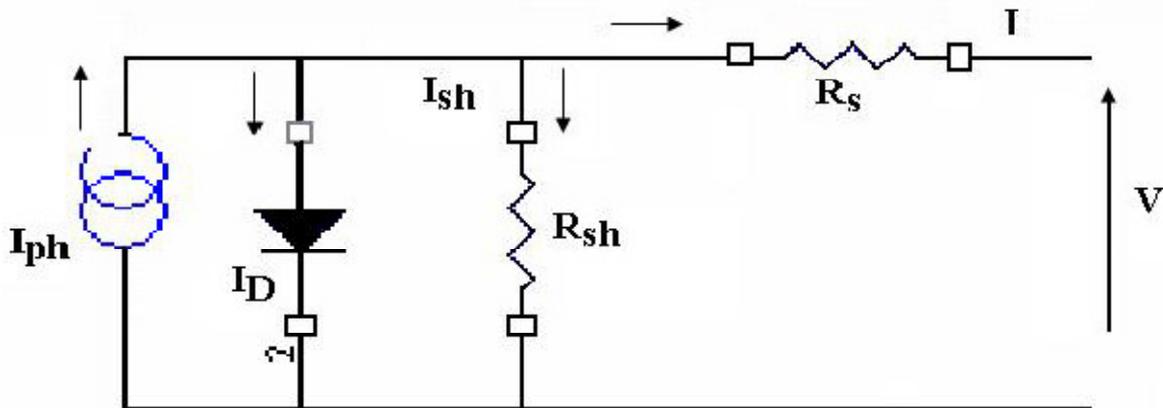


Figure IV. 1: Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière. La résistance parallèle rend compte des effets, tels que le courant de fuite par les bords de la cellule, elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde). Ce circuit peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire, que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules [39, 41,40].

L'équation reliant le courant délivré par un module PV constitué par la mise en série de N_s cellules et la tension à ses bornes est donnée par:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{V_T} \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \right] \quad (IV-16)$$

Ou :

I_{ph} : le photo courant.

I_0 : le courant de saturation inverse de la diode.

La tension thermique qui est donné par l'équation suivante :

$$V_T = \frac{Ns.n.k.T}{q} \quad (\text{IV-16bis})$$

avec :

n le facteur d'idéalité de la diode, q la charge de l'électron, k la constante de Boltzmann, T la température de la cellule qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire [39,42]:

$$T - T_a = \left[\frac{T_{noc} - 20}{800} \right] \cdot G \quad (\text{IV-17})$$

Où T_{NOC} est la température de fonctionnement normale des cellules PV ($^{\circ}\text{C}$) dans les conditions suivantes : un ensoleillement de 800 W/m^2 , une température ambiante de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ et une masse d'air optique AM égale à 1,5. La valeur de T_{fn} est généralement donnée par le constructeur, T_a est la température ambiante, et $G \text{ (W/m}^2\text{)}$ est l'irradiation solaire globale du lieu considéré et reçue par le module PV.

A partir de cette équation, On introduit les deux paramètres externes de la cellule tels que le courant de court-circuit I_{cc} et la tension de circuit ouvert V_{co} , pour en déduire l'expression mathématique implicite du courant délivré par une cellule photovoltaïque, ainsi que sa caractéristique I-V.

Le courant de court-circuit est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur est nulle. Son expression approchée est donnée par:

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (\text{IV-18})$$

le photo-courant est proportionnel à l'irradiation solaire ou au flux lumineux $G \text{ (W/m}^2\text{)}$. Dans le cas idéal, il correspond au courant de court circuit qui peut alors simplement s'écrire [39,42]:

$$I_{cc} = I_{cc0} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (\text{IV-19})$$

où I_{cc0} est le courant de court-circuit pour une irradiation solaire standard de 1000 W/m^2 .

La tension de circuit ouvert est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule est nul, c'est la tension maximale de la cellule. Dans le cas idéal, elle est légèrement inférieure à:

$$V_{co} = V_T \text{Ln} \left(\frac{I_{ph}}{I_0 + 1} \right) \tag{IV-20}$$

En utilisant les équations (IV-18) à (IV-20), l'équation (IV-16) devient:

$$I = I_{cc} * [\alpha - \beta (\exp y (V - V_{co} + R_s I))] - \frac{V + IR_s}{R_{ph}} \tag{IV-21}$$

Avec :

$$\alpha = G / 1000, \quad \beta = 1 + (R_s / R_{sh}), \quad y = 1 / V_T$$

Pour un système PV fonctionnant en mode de tension fixe, la tension aux bornes du champ de modules est identique à la tension de fonctionnement du système, c'est-à-dire celle des batteries. L'équation de la caractéristique relative à un champ de modules formé par la mise en série de M_s modules et de M_p modules est extrapolée de celle d'un module, et elle est donnée par [39, 40, 43,44]

$$I_G = I_{cc} \cdot M_P \left[\alpha - \beta \left(\exp \left(\frac{y}{M_P} (V - V_{CO}) + \frac{M_S \cdot R_S \cdot I}{M_P} \right) \right) \right] - \left[\frac{M_S \cdot V + \frac{M_S \cdot R_S \cdot I}{M_P}}{\frac{R_{Sh} \cdot M_S}{M_P}} \right] \tag{IV-22}$$

Cette relation n'est valable que si tous les modules, constituant le générateur PV, sont identiques et reçoivent la même irradiation (ayant la même caractéristique I - V).

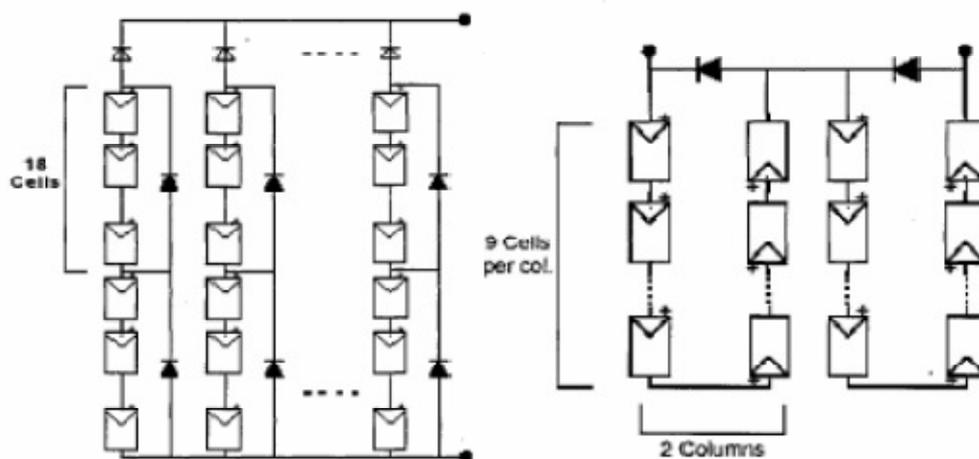


Figure IV.2: Configurations des associations série parallèle des modules PV [30].

a) Tension de circuit ouvert :

La tension de circuit ouvert est déterminée pour un courant de sortie nul ($I=0$) on peut déduire:

$$V_{CO} = \frac{I}{M.C_2} \cdot \text{Log} \left[\frac{I_{CC} + I_0}{I_0} \right] \quad (\text{IV-23})$$

b) Courant de court circuit :

Lorsque le générateur PV est en court circuit, la tension de sortie devient nulle ($V=0$) et le courant de court circuit est considéré égale au photo-courant (I_{ph})

$$I_{ph} = I_0 \cdot \exp(C_2 M \cdot R_S \cdot I_{CC}) + \frac{I_{CC}}{M} - I_0 \quad (\text{IV-24})$$

IV.4.1. Modèle représentant la température**a) Température de la jonction :**

La température de la jonction T_c de la cellule est donnée par la relation suivante [31]

$$T_c = T_a + \frac{T_{noc} - 20}{800} E_G \quad (\text{IV-25})$$

Avec T_{NOC} : la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell temperature) et T_a est La température ambiante.

b) Température ambiante :

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée .Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température.

Le profil journalier de température ambiante est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante [32] :

$$T_a = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos \left(\frac{14 - TL}{14 - TL_L} \pi \right) + T_{moy} \quad (\text{IV-26})$$

T_{L_L} : l'heure du lever de soleil et T_{moy} : la température moyenne journalière

T_{max} : la température maximale journalière et T_{min} : la température minimale journalière cette relation valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

c) Variation du courant de saturation :

Le courant de saturation I_0 dépend de la température de jonction et peut être exprimé par la relation suivant [32].

$$I_0 = A_0 \cdot T_C \cdot \exp\left(\frac{-E_g}{K \cdot T_C}\right) \quad (IV-27)$$

d) Variation du courant court circuit :

La variation de courant de court-circuit I_{CC} dépend de la température de jonction, de ce fait elle est représentée par la relation empirique suivante [32]

$$I_{CC} = K_1 \cdot G \cdot [1 + K_2 (G - G_0) + K_3 (T_C - T_0)] \quad (IV-28)$$

Avec :

G_0 : l'éclairement de référence (1000 w/m²)

T_0 : la température de référence (298 K)

K_1 , K_2 et K_3 sont des constantes dépendant de la nature de matériau de la cellule et déterminées expérimentalement par le constructeur.

e) Variation de la tension à circuit ouvert :

La variation de la tension de circuit ouvert dépend de la température du module et de l'éclairement, elle donnée par l'équation suivant [32] :

$$V_{CO} = V_{CO0} + \beta \cdot \Delta T + \alpha (G - G_0) \quad (IV-29)$$

Avec :

V_{CO0} : la tension à circuit ouvert de référence (V).

α : coefficient de variation de courant à circuit ouvert en fonction de la température (A/°C).

β : coefficient de variation de la tension de court circuit en fonction de la température (V/°C).

ΔT : la variation de la température (°C).

IV.5. Modèle de la Batterie

Le modèle de batterie décrivant le rapport entre la tension, le courant et l'état de charge SOC (the state of charge), qui sont détailler en [35-36]. La tension finale de la batterie V_B peut être exprimée comme suite:

$$V_b = E_{OC} + I_b R_b \quad (IV-30)$$

Avec :

E_{oc} : Tension de circuit ouvert de batterie (v)

I_b : Courant de batterie (A)

R_b : Résistance interne de batterie (Ω)

E_{oc} et SOC peuvent être calculés à partir des équations suivantes :

$$E_{OC} = V_F + b \log(SOC) \quad (IV-31)$$

$$SOC = SOC_0 + \left(\Delta Q / C_x \right) \quad (IV-32)$$

V_F : Tension en état entièrement chargé (v)

b : Une constante empirique

SOC_0 : Etat initial de charge

C_x : Capacité de batterie (c)

ΔQ : Quantité de charge échangée ($\Delta Q = \int_0^t I_b \cdot dt$)

En conclusion, on peut construire une équation pour la tension terminale de batterie qui rassemble tous les paramètres nécessaires comme suite:

$$V_B = V_F + b \log(SOC) + I_b \left[r_1 + r_2(SOC) + \frac{1}{r_3 - r_4(SOC)} \right] \quad (IV-33)$$

où r_1 , r_2 , r_3 et r_4 sont des constantes empiriques et peuvent être déterminés en conduisant le fonctionnement de la charge et la décharge de la batterie [37]. Les valeurs de divers paramètres empiriques pour la batterie ont été prises dans [38].

Dans notre cas, le stockage, au point de vue physique, est étudié pour tout le système à partir d'une batterie de stockage. Le circuit équivalent du système de stockage peut être représenté comme dans la figure 3 :

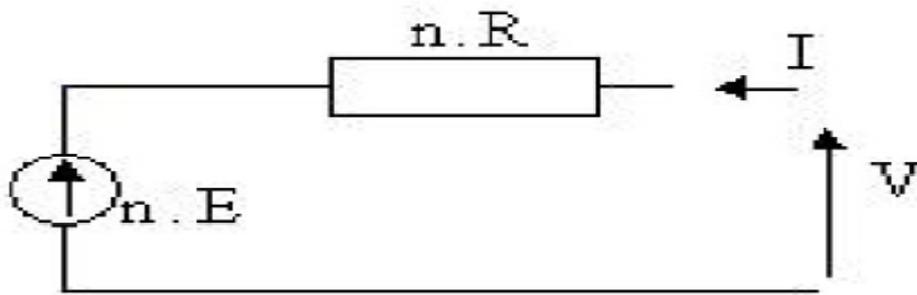


Figure IV-3: Schéma électrique équivalent du système de batterie

IV.6. Modèle de l'onduleur

L'onduleur triphasé à six interrupteurs est formé par trois demi ponts monophasé à deux niveaux. Les tensions fournies par ces demi-ponts sont :

$$v_i - v_o = \begin{cases} +\frac{U_{dc}}{2} & \text{si } K_i: \text{ fermé} \\ -\frac{U_{dc}}{2} & \text{si } K'_i: \text{ fermé} \end{cases} \quad (\text{IV-34})$$

$$i = a, b, c$$

Les tensions de sortie aux bornes de l'ondulation MLI sont référencées par rapport au point fictif 0 de la source de l'onduleur qui ont pour expression :

:

$$v_i - v_o = \begin{cases} +\frac{U_{dc}}{2} & \text{si } K_i: \text{ fermé} \\ -\frac{U_{dc}}{2} & \text{si } K_i': \text{ fermé} \end{cases} \quad (\text{IV-35})$$

$$v_{ab} = (v_a - v_o) - (v_b - v_o) \quad (\text{IV-36})$$

$$v_{bc} = (v_b - v_o) - (v_c - v_o) \quad (\text{IV-37})$$

$$v_{ca} = (v_c - v_o) - (v_a - v_o) \quad (\text{IV-38})$$

Sachant que nous pouvons écrire

$$v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = 0 \quad (\text{IV-39})$$

$$\begin{cases} v_{an} = v_{ao} + v_{on} \\ v_{bn} = v_{bo} + v_{on} \\ v_{cn} = v_{co} + v_{on} \end{cases} \quad (\text{IV-40})$$

En faisant la somme de ces équations, on obtient :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = V_{a0} + V_{b0} + V_{c0} + 3V_{on} = 0 \quad (\text{IV-41})$$

Alors

$$V_{ao} + V_{bo} + V_{co} = -3V_{on} \quad (\text{IV-42})$$

$$V_{on} = \frac{1}{3} (V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{IV-43})$$

En remplaçant l'équation (IV-40) dans l'équation (IV-43) on aura :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} \quad (\text{IV-44})$$

Afin de simplifier l'étude, L'onduleur peut être modélisé par une matrice de connexion. A chaque interrupteur on peut associer une fonction binaire S_i , appelée fonction de connexion :

$S_i=0$, si l'interrupteur est ouvert

$S_i=1$, s'il est fermé.

Les hypothèses habituelles pour l'étude des lois de commande MLI sont :

- les interrupteurs sont supposés parfaits.
- la source de chaque cellule impose un courant positif ou négatif non nul.
- Les interrupteurs d'un même bras ont leurs commandes décalées d'un temps mort nul.

Dans ces conditions, on doit avoir :

$$S_i + S_i' = 1$$

Les tensions fournies par les demi- ponts peuvent être exprimées en fonction des fonctions logiques par :

$$v_{ao} = \frac{U_{dc}}{2} S_a \quad (\text{IV-45})$$

$$v_{bo} = \frac{U_{dc}}{2} S_b \quad (\text{IV-46})$$

$$v_{co} = \frac{U_{dc}}{2} S_c \quad (\text{IV-47})$$

Les tensions aux borne de la machine sont données par :

$$v_{an} = \frac{U_{dc}}{3} (2S_a - S_b - S_c) \quad (\text{IV-48})$$

$$v_{bn} = \frac{U_{dc}}{3} (-S_a + 2S_b - S_c) \quad (IV-49)$$

$$v_{cn} = \frac{U_{dc}}{3} (-S_a - S_b + 2S_c) \quad (IV-50)$$

Ou sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (IV-51)$$

Le courant à l'entrée de l'onduleur

$$i_e = S_a \cdot i_a + S_b \cdot i_b + S_c \cdot i_c$$

IV.7. Simulation des commandes MLI :

IV.7.1. La commande MLI sinus triangle :

En utilisant un indice de modulation ($I_m=21$) et un Taux de modulation ($T_m=1$). On a simulé le programme de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une commande MLI sinus triangle sans charge.

Les figures (IV.4), (IV.5) ; (IV.6) donnent les résultats de simulations des tensions de sorties de l'onduleur (V_a , V_b , V_c).

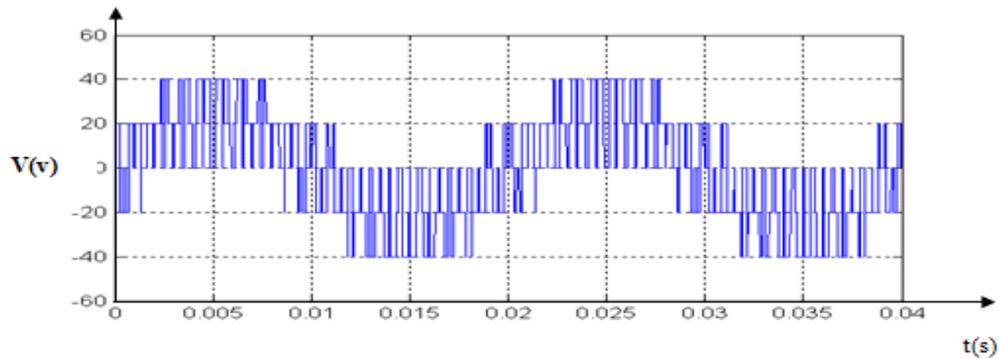


Figure IV.4. La tension V_a à la sortie de l'onduleur

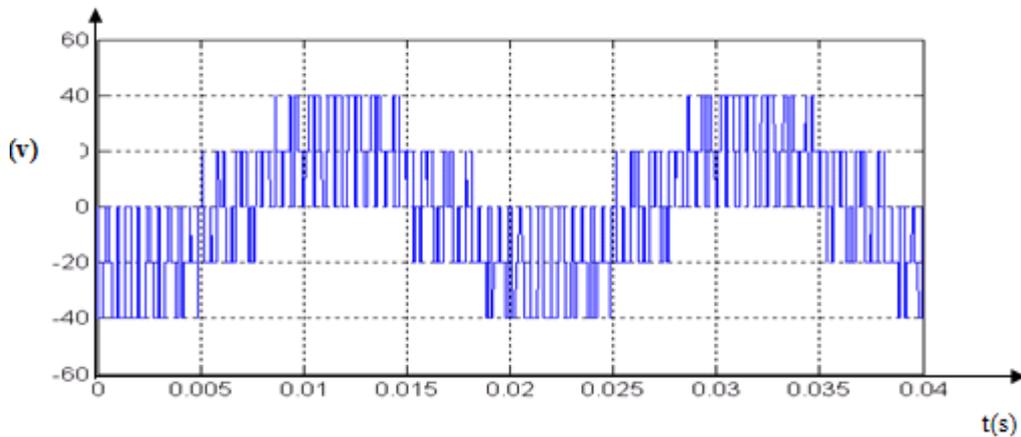


Figure IV.5. La tension V_b , à la sortie de l'onduleur

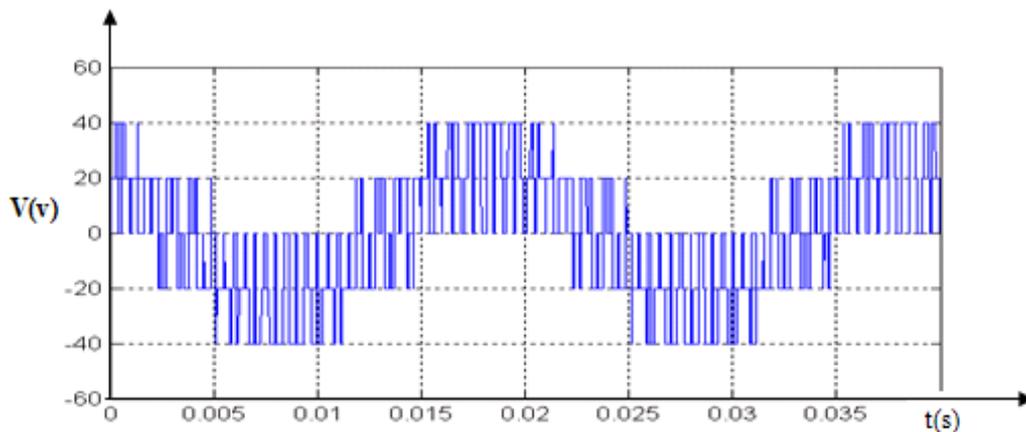


Figure IV.6: La tension V_w , à la sortie de l'onduleur.

Sur ces figures, on remarque que les tensions de sortie sont sous forme créneaux. Elles sont pleines d'harmoniques. Ce problème va affecter le comportement dynamique de la charge (moteur).

Avec plusieurs essais de simulation, nous avons constaté que l'augmentation du taux de modulation T_m diminue la largeur minimale des impulsions et nécessite donc des interrupteurs de plus grande fréquence maximale de commutation.

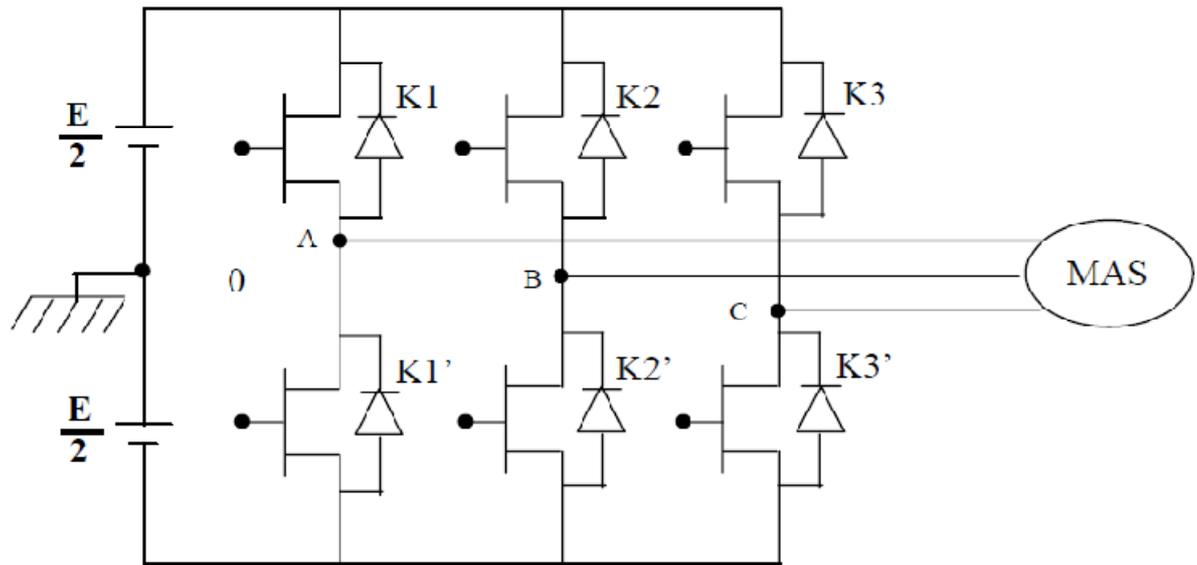


Figure IV-7A : structure d'un onduleur triphasé à deux niveaux

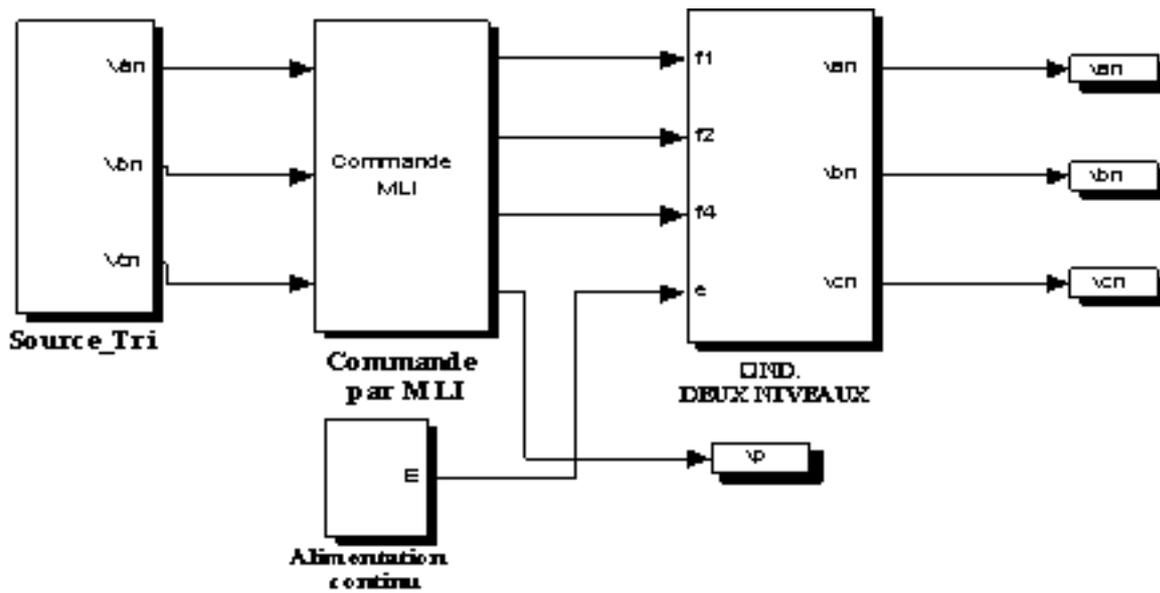


Figure IV.7B : schéma fonctionnel de l'onduleur à deux niveaux de tension commandé par la MLI sinus-triangle.

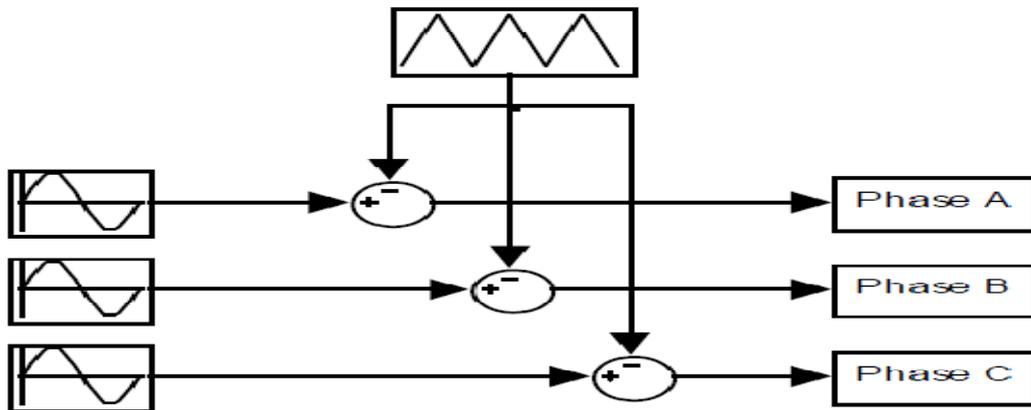


Figure IV-7C: schéma synoptique de MLI sinus-triangle [45]

IV.7.2. La commande MLI vectorielle :

En utilisant un nombre de période de modulation par secteur $k=2$, on a simulé le programme de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une MLI vectorielle.

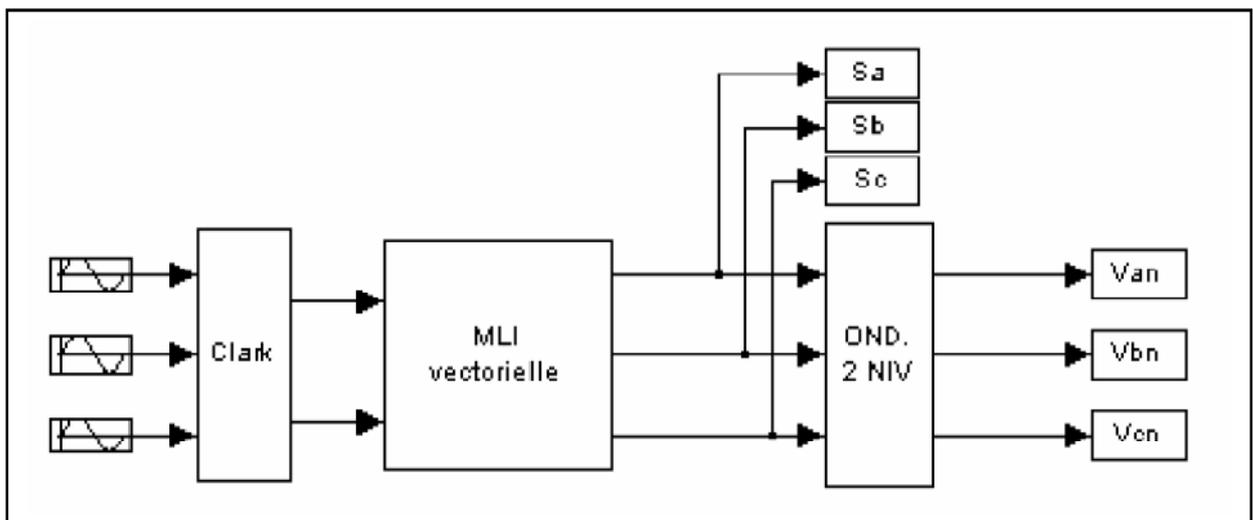


Figure IV.7 : schéma fonctionnel de l'onduleur à deux niveaux de tension commandé par la MLI vectorielle

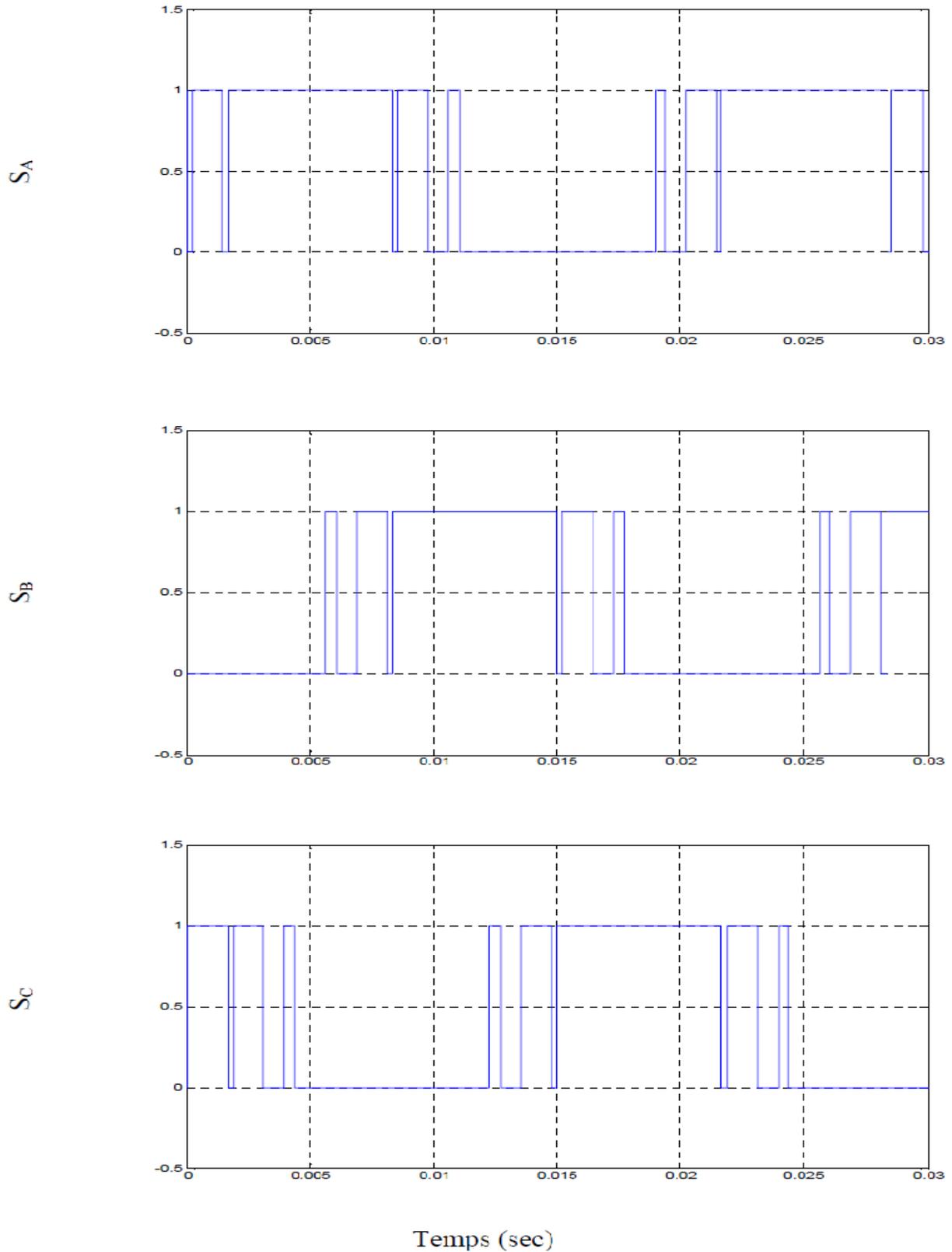


Figure IV.8 : Signaux de commande des interrupteurs de l'onduleur

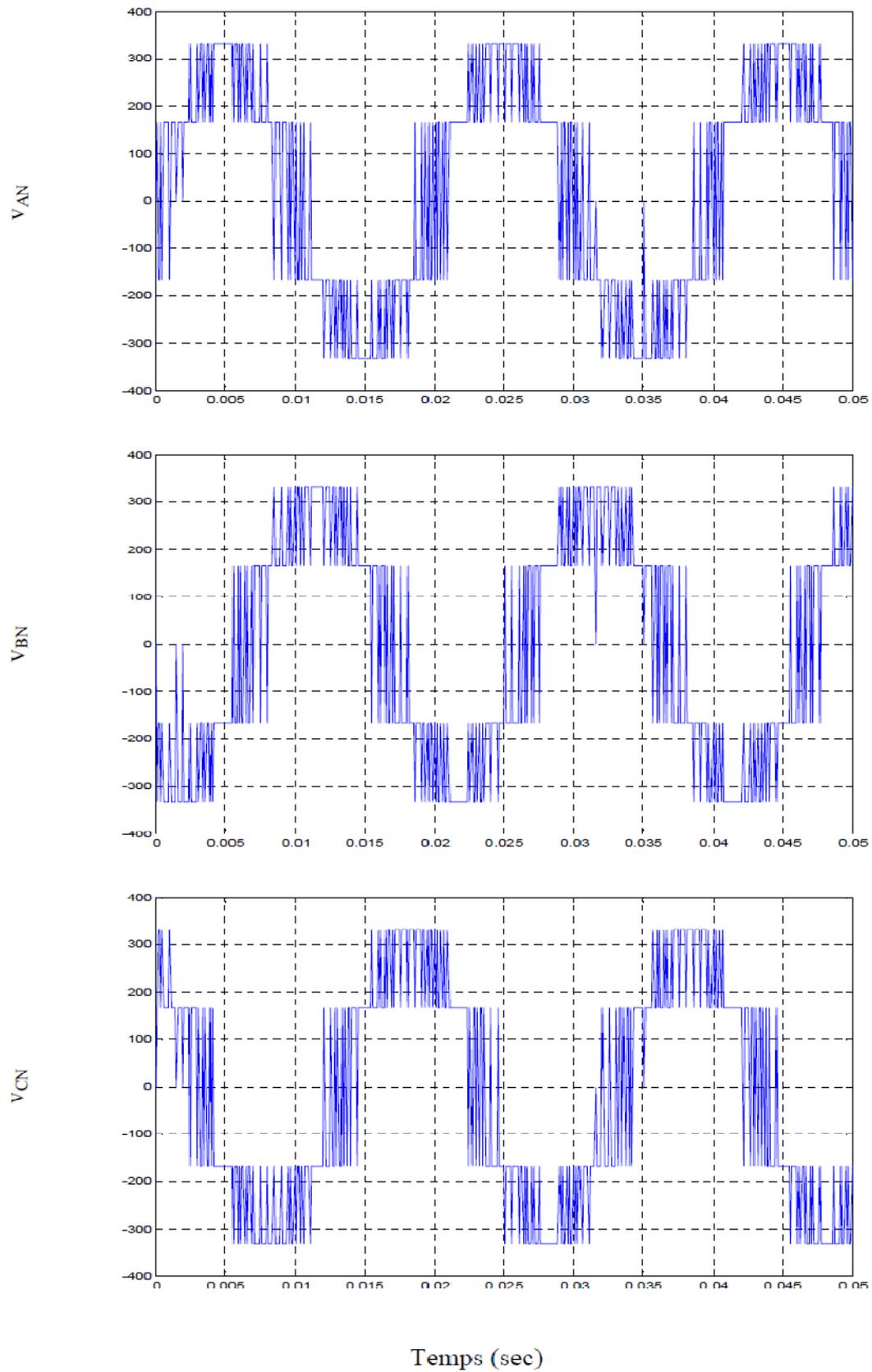


Figure IV.9: tensions de sortie de l'onduleur

En utilisant un nombre de période de modulation par secteur $k=2$, on a simulé le programme de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une MLI vectorielle

La figure (IV.9) donne les résultats de simulations des tensions de sorties de l'onduleur (V_a , V_b , V_c).

D'après les résultats obtenus de simulation, on a :

- Sur la figure (IV.9), on constate que la MLI vectorielle apporte une amélioration dans les tensions de sortie surtout dans la forme générale.
- Ces tensions ont moins d'harmoniques et plus proche de la forme sinusoïdale.

IV.8. Influence de l'irradiation solaire et la température sur le module PV :

Dans les conditions initiales des radiations solaires ($1\text{KW}/\text{m}^2$) spectre AM1.5 et de température de 25°C la puissance maximale typique d'un module est égale à 120 W . ces conditions sont utilisées par tous les fabricants pour définir leurs produits. Mais ces conditions sont rarement rencontrées dans la réalité (sauf en hiver) parce que la température d'un module au soleil est en général plus élevée que 25°C [33]. Pour tenir compte des conditions plus réalistes et habituelles, les fabricants donnent une valeur de température typique des cellules, lorsque la température ambiante est de 20°C , l'irradiation de $800\text{ W}/\text{m}^2$ et le vent de $1\text{m}/\text{sec}$. Cette valeur est appelée T_{NOC} (Nominal Operating Cell Temperature) [33].

IV.9. résultats :

Dans ce travail, nous avons construit un programme sous Matlab pour déterminer l'influence de rayonnement solaire et la température sur rendement d'un module solaire. Pour cela, nous avons prit un module constituer de 36 cellules en série, ainsi, les caractéristiques des ces cellules sont pris aléatoirement.

Comme première partie, nous avons fixé la température à 25°C et on a pris différentes valeurs de rayonnement solaire E_s , ainsi, on a tracé les courbes $I(V)$ pour chaque rayonnement et la puissance de module en fonction de la tension. En remarque que, le courant produit par le module décroît considérablement quand le rayonnement diminue, cela, est dû au nombre d'électron-trou qui sont créés.

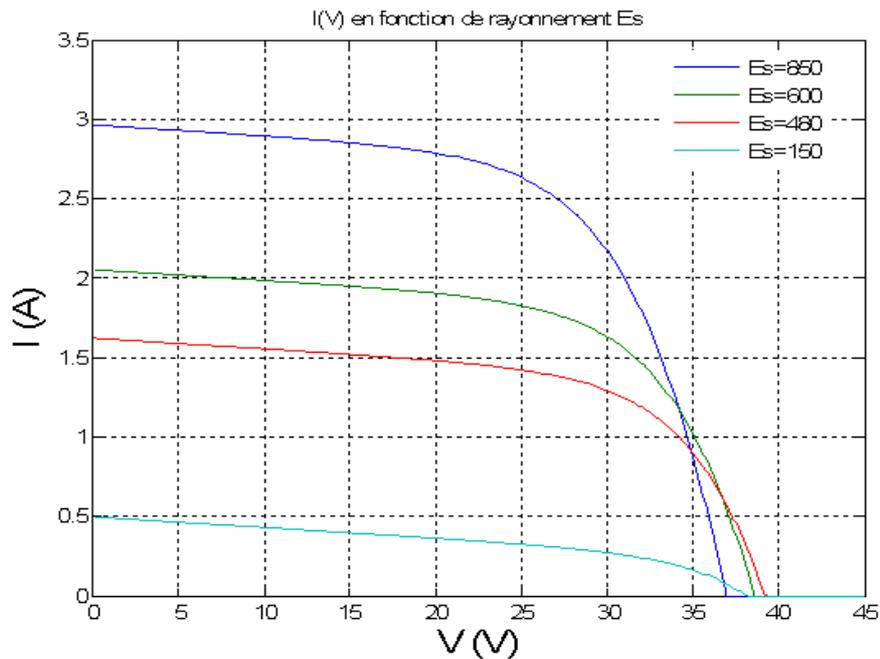


Figure IV.10 : Caractéristique $I(V)$ d'un module PV pour différentes valeurs de rayonnement solaire, à 25°C .

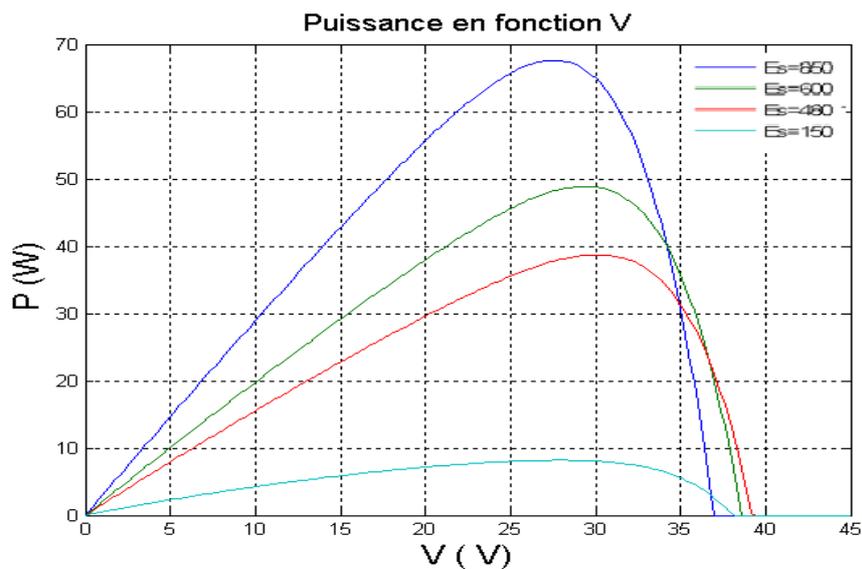


Figure IV.11 : Puissance de module en fonction de la tension pour différentes valeurs de rayonnement solaire, à 25°C

Dans la deuxième partie, nous avons fixé le rayonnement solaire $E_s = 800 \text{ w/m}^2$ et nous avons varié la température. On remarque que pour la caractéristique $I(V)$ une variation de la tension pour le même courant pour différentes valeurs de température. Cela est dû à l'augmentation de la température des cellules ce qui engendre leurs détériorations donc le changement des propriétés électrique et mécanique des cellules.

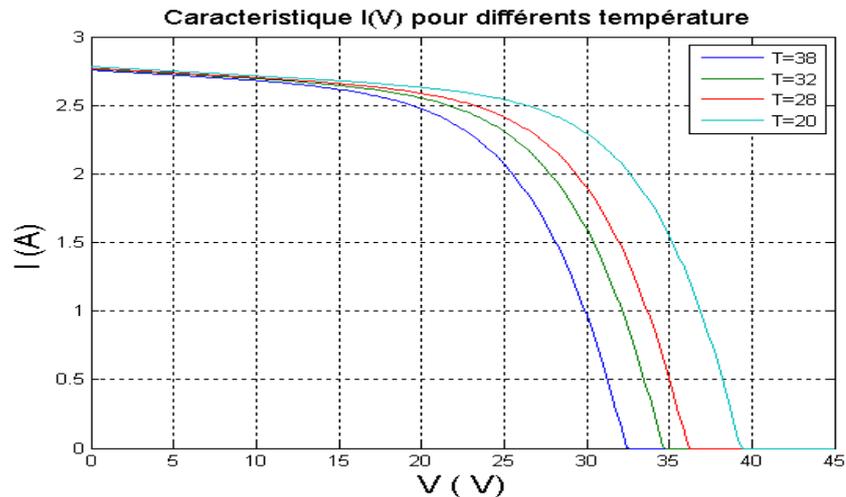


Figure VI.12 : Caractéristique $I(V)$ de module solaire pour différentes valeurs de température, à $E_s = 800 \text{ W/m}^2$.

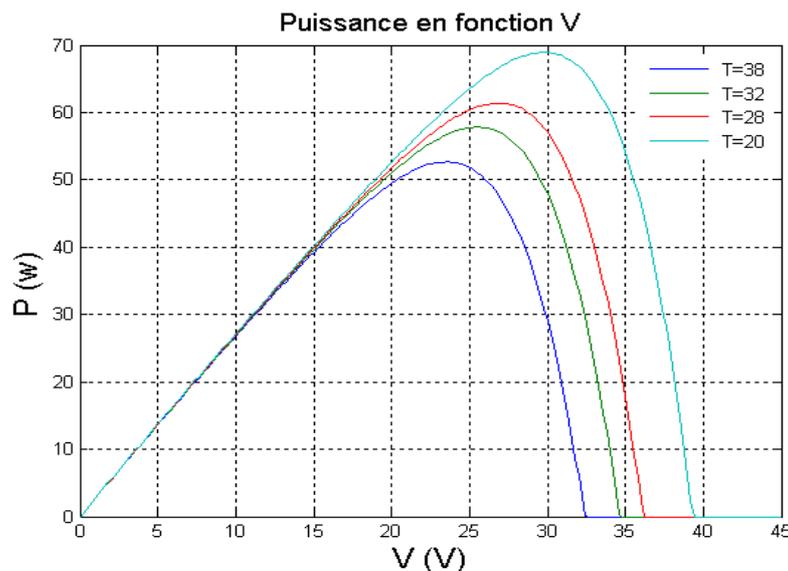


Figure IV.13 : Puissance de module en fonction de la tension pour différentes valeurs de température, à $E_s = 800 \text{ W/m}^2$

IV.10. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons représenté les différents modèles électriques des différentes composantes d'une centrale photovoltaïque (module photovoltaïque, modèle de l'onduleur, modèle de batterie) ainsi les différents modèle représentant les conditions de fonctionnement des cellules solaire (rayonnement solaire, modèle de température).

Pour l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une commande MLI sinus triangle sans charge, nous avons constaté que l'augmentation du taux de modulation T_m diminue la largeur minimale des impulsions et nécessite donc des interrupteurs de plus grande fréquence maximale de commutation.

Nous avons aussi représenté la variation de la puissance électrique d'une cellule solaire en fonction de l'éclairement solaire et de la température.

Conclusion Générale

Dans le présent travail, Une modélisation des différents composants d'une centrale solaire et une simulation des influences de l'irradiation solaire et de la température sur les modules solaires sont présentés.

Pour cela nous avons, comme première partie exposé les différents composants d'un système PV (les onduleurs, les batteries et les module solaires), suivi, du rôle que joue chacune de ces composantes dans le fonctionnement d'un système PV.

La deuxième partie, est consacrée au développement de modèles pour chacun des composants du système PV et nous avons représenté l'apport de modèle de rayonnement solaire sur un plan horizontal, sur un plan incliné, de batterie, et finalement le modèle de conversion (onduleur).

Nous avons simulé le programme de l'onduleur triphasé à deux niveaux de tensions commandé par une commande MLI sinus--triangle sans charge. Après plusieurs essais de simulation, nous avons constaté que l'augmentation du taux de modulation T_m diminue la largeur minimale des impulsions et nécessite donc des interrupteurs de plus grande fréquence maximale de commutation.

Pour le fonctionnement d'un générateur PV, 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 ensuite construit un programme sous Matlab pour déterminer l'influence de l'irradiation et de la température sur ce dernier.

Nous avons constaté que les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module PV.

L'outil présenté ici a l'avantage d'être modifiable en fonction de des condition météorologique du site, ce qui lui permet d'analyser et d'optimiser le fonctionnement global du système pour différentes charges électriques en fonction des données météorologiques du site et donc une meilleure compréhension des systèmes PV isolés.

Références bibliographiques

[1] **M. Koussa , M. Haddadi et A. Malek** « *Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque* ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 75 – 92

[2]; **M. Angel Cid Pastor** : *conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*, thèse de doctorat de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse ; septembre 2006.

[3]: **M. Chikh**, « Étude analytique conceptuelle des systèmes PV de puissance adopté aux site isolés de L'Algérie », thèse de magister, CDER, 1994.

[4] : **S. Quoizola**, *Épitaxie en phase vapeur de silicium sur silicium mesoporeux pour report sur substrats économiques et application photovoltaïque bas coût*. Thèse de doctorat. INSA de Lyon. 2003.

[5]: **N.SAHOUANE**, *Étude de la contribution des doubles couches antireflets dans l'amélioration des cellules solaires conventionnelles à base de silicium multi-cristallin*. Mémoire de Magistère en physique, Université de Tlemcen. 2010.

[6] : **Fatima ABDO**, *croissance des couches minces de silicium par épitaxie en phase liquide à basse température pour application photovoltaïques*. Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2007.

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

[8]: **GREEN M.A.** *Silicon Solar Cells. Advanced Principles and Practice*. Sydney, Australia. Centre for photovoltaic devices and systems, UNSW, 1995, 366 p.

[9] : **P.H. Haumesser**. *Elaboration par croissance Czochralski, caractérisation spectroscopique et propriétés laser de monocristaux dopés par l'Ytterbium*. Thèse de doctorat de l'Université Pierre et Marie Curie ,2000.

[10] : **RICAUD A.** *Photopiles solaires*. Lausanne, Suisse : Presse polytechniques et universitaires romandes, 1997, 332 p.

[11] : **M. MADANI**. *Réalisation des couches antireflets dans des cellules solaires à couches mince*. Mémoire de magistère en physique, université de Tlemcen, 2006, PP 96-97.

[12] : **SZLUFCHIK J., SIVOTHAMAN S. NLIS J.F. et al.** *Low-cost industrial technologies of crystalline silicon solar cells*, Proceeding of the IEEE vol.85 (1997) n°5, pp. 711-729.

[13] : **A. Ould Abbas-Bensaoula**, thèse de doctorat d'état 2003 LPM, Tlemcen.

[14] : **Julien DUPUIS**. *Elaboration et caractérisation de couches de SiOxNy :H et SiNx :H réalisées par méthode PECVD : application à la face arrière des cellules photovoltaïques en silicium*. 2009-ISAL-0085 Année 2009.

[15] : www.solarelectripower.org.

[16] : **Belhadj Mohammed** : «*Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome* »Mémoire de Magister Centre Universitaire De Bechar 2007-2008.

[17] : **Z.Bachi, S.Elfordil**, « *Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque* », université de Blida.

[18] : **N.Aichaïbo** : *introduction a l'étude de système de stockage dans un système photovoltaïque revue d'énergie renouvelable valorisation 99/2004*.

[19] : **T. Fogelman**, « *Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation*», Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME).

[20] : **Dirk Uwe Sauer**, «*Electrochemical Storage for Photovoltaics*», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004.

[21] : **centrale photovoltaïque** – *Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets* ISBN 3-905232-26-X.

[22] **BRICHANT.F**, « *Les onduleurs autonomes. Conception et applications industrielles* ». Editions Dunod - Bordas, Paris 1982.

[23] **SEGUIER.G - LABRIQUE.F**, «*Les convertisseurs de l'électronique de puissance, Volume 4* ».Editions technique et documentation - Lavoisier, paris 1977.

[24] **PINARD.M**, « *Commande électronique des moteurs électriques* » / Editions Dunod, Paris 1982.

[25] **T. S. Wu, M. D. Beller, A. Tehamdjou, J. Mahadavi, and M. Ehsani**, "A review of soft-switched dc-ac converters". IEEE Trans. IAS, vol. 34, pp. 847–860, July/August 1998.

[26] : **M. Gapderou**, « *Atlas Solaire de L'Algérie* », Tomel,2, OPU 1983.

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

[28] **A. Bentaïllah**, « *étude expérimental et de simulation des performance d'une installation PV de faible puissance* », mémoire de Magister en physique en énergétique, Tlemcen, 1994.

[29] : **R.P. Mukund**, « *Wind and solar Power Systems* »,Ph.D,P.e U.S merchant Marine Academy, Kings Point, New York, CRC Press LLC 1999.

- [30] **Tahar Taeticht** , «Analyse et commande d'un système hybride photovoltaïque éolien» décembre 2006.
- [31] **Chedid, R., Saliba, Y., 1996.** «*Optimization and control of autonomous renewable energy systems*». International Journal of Energy Research 20, 609–624.
- [32]: **F.Benyarou**, « *Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation* », thèse de doctoral en physique énergétique, Tlemcen, 2004.
- [33] : **Julien LABBÉ**, « *l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés* », thèse de doctorat de l'école des mines de paris , Spécialité "Énergétique" le 21 décembre 2006
- [34]: **J. LABBÉ** «*l'hydrogene electrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés*», thèse de doctorat de l'Ecole des Mines de Paris, 21 décembre 2006.
- [35] **C. Chaurey and S. Deambi**, "Battery storage for PV power systems: an overview", Renewable Energy 1992; 2(3); pp. 227-235
- [36] **D. Berndt**, Maintenance-free batteries. England: John Wiley & Sons, 1994.
- [37] **A. Rajapakse and S. Chungpaibulpatana**, " Dynamic simulation of a photovoltaic refrigeration system", RERIC 1994; 16(3); pp. 67-101.
- [38] **Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana and W. Ongsakul**, "A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads", Renewable Energy 27(2002); pp. 237-258.
- [39] **E. Lorenzo**, '*Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic System*', Progensa, Sevilla, 1994.
- [42] **T. Markvart**, '*Solar Electricity*', John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [41] **W. De Soto, S.A. Klein and W.A. Beckman**, '*Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance*', Solar Energy, Vol. 80, N°1, pp.78 - 88, 2006.
- [40] **V Badescu**, '*Single Optimization Procedure for Silicon-Based Solar Cell Interconnection in a Series-Parallel PV Module*', Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°9-10, pp. 1146 - 1158, 2006.
- [43]**A. Benatlallah and R Mostefaoui**, '*Logiciel de Simulation P.V*', Rev. Energ. Ren. - Zones rides, pp. 55 - 61, 2002.
- [44] **A. Mellit, M. Benghanem and S.A. Kalogirou**, '*Modeling and Simulating of a Stand-Alone Photovoltaic System Using an Adaptive Artificial Neural Network: Proposition for a New Sizing Procedure*', Renewable Energy, Vol. 32, N°2, pp. 237 - 258, 2007.
- [45] **M. NOUR** *Modélisation et Simulation de l'ensemble Onduleur + MAS* *Memoire de Magister*2005

Résumé :

Ce travail consiste à modéliser les différentes composantes d'une centrale solaire de moyenne puissance. Cette centrale se compose : d'un panneau solaire, d'un régulateur actif de tension, d'un système de stockage avec batterie et d'un onduleur à commande de modulation de largeur d'impulsion (MLI). Nous avons constaté que les performances d'un générateur photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module photovoltaïque.

Mots clés :

Photovoltaïque, stockage d'énergie, commande MLI, modélisation.

Abstract

This work is to model the various components of a solar power medium. This plant that consists of: a solar panel, a voltage regulator active, a storage system with a battery and inverter control pulse width modulation (PWM). We noted that the performances of a generator photovoltaic are strongly influenced by the climatic conditions, particularly the solar irradiation and the photovoltaic temperature of the module.

Keywords: *Photovoltaic, energy storage, PWM control, modeling*

الملخص

هذا العمل هو نموذج مختلف مكونات وسيلة الطاقة الشمسية. هذه المحطة التي تتكون من : لجنة الطاقة الشمسية ، والجهد المنظم أحدث ، ونظام التخزين مع بطارية وعرض العاكس نبض تعديل التحكم. وجدنا أن تتأثر بشدة أداء مولد الضوئية الظروف المناخية ، الإشعاع الشمسي ودرجة الحرارة لا سيما من الوحدة الضوئية .

كلمات مفتاحية : الطاقة الشمسية ، تخزين الطاقة، بوم السيطرة، والنمذجة.