

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي



Université BADJI MOKHTAR -ANNABA

جامعة باجي مختار - عنابة

Année 2019

Faculté des sciences de l'ingénierie
Département d'électrotechnique

Thèse

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat troisième cycle

**Modélisation optimisation d'un système de production d'énergie
photovoltaïque avec un système de stockage hybride**

Option

Valorisation des Energies Renouvelable

Par

Mme AZIZI Amina

DIRECTEUR DE THESE: OMEIRI Amar

Prof. Université d'Annaba

Co-encadreur : LOGERAIS Pierre-Olivier

HDR Université de Paris-Est

Créteil (France)

DEVANT LE JURY

PRESIDENT:	OUARI Ahmed	Prof. Université d'Annaba
EXAMINATEURS:	LABAR Hocine	Prof. Université d'A
	LEMZADMI Ahcene	Prof. Université de Guelma
	AZZAG EL-Bahi	Prof. Université d'Annaba

الخلاصة

نظراً لتزايد عدد السكان ، فإن الطاقة من موارد الوقود الأحفوري (النفط والفحم والغاز الطبيعي أو النووي) أصبحت غير كافية لتلبية احتياجات العالم المتنامية من الطاقة. لذلك من الضروري إيجاد حل قابل للتطبيق ، مثل إنتاج الكهرباء من مصادر الطاقة المتجددة ، والتي تمثل حلاً للمستقبل ، لأنها أقل تلويثاً واقتصادية. على سبيل المثال ، كما هو الحال في الجزائر حيث الطاقة الشمسية مهمة ، تعد الخلايا الكهروضوئية واحدة من أفضل الطرق لإنتاج الكهرباء.

تنتمي أنظمة الخلايا الضوئية إلى ديناميات الطاقات الخضراء التي تعد برنامجاً طموحاً يعتمد على كفاءة الطاقة والتنمية المستدامة.

في هذه الدراسة ، يتم دراسة تأثير شيخوخة الوحدة الكهروضوئية على الأداء الكهربائي لنظام متصل بالشبكة. تم تصميم سلسلة تحويل كهروضوئية مع التحكم في MPPT (الحد الأقصى لتتبع نقاط القدرة) ومرشح (LC) وحجمه وفقاً لقيود الشبكة. يقترح طريقة الكشف عن التهجين للاقتران MPPT ، وتطور الشيخوخة على المدى الطويل وتحديد المدى القصير. يتم إدخال قوانين الشيخوخة للتدهور الكهربائي والضوئي في الوحدة الكهروضوئية.

بالإضافة إلى ذلك ، يتم إعطاء مخطط معادل للمقاومة الكهربائية الإضافية الناتجة عن تقادم وحدة الفولتية الضوئية مقارنة بالمقاومات الأخرى للنظام الكهروضوئي. وأخيراً ، فإن رفع مقاومتها بنسبة 12.8% خلال 20 عاماً قد يكون له تأثير كبير على إنتاج الكهرباء في منشأة كبيرة.

الكلمات الدالة: نظام الضوئية؛ مرشح السليبي شيخوخة؛ تدهور الطاقة. تخزين الطاقة.

Abstract

Given the ever-growing population, energy from fossil fuel resources (petroleum, coal, natural gas or nuclear) has become insufficient to meet the world's growing energy needs. It is therefore necessary to find a viable solution, such as the production of electricity from renewable energy sources, which represent a solution for the future, because they are less polluting and economical. For example, as in Algeria where solar energy is important, photovoltaics is one of the best ways to produce electricity. Photovoltaic systems belong to the dynamics of green energies which is an ambitious program based on energy efficiency and sustainable development.

Photovoltaic systems belong to the green energy dynamics which is an ambitious program based on energy efficiency and sustainable development.

In this study, the impact of the aging of a photovoltaic module is investigated on the electrical performance of a grid-connected system. A photovoltaic conversion chain with MPPT (Maximum Power Point Tracking) control and LC (Inductor-Capacitor) filter is modeled and dimensioned according to the grid constraints. A method of hybridation detection of the MPPT coupling long-time aging evolution and short-time determination is proposed. Aging laws for the electrical and optical degradations of the photovoltaic module are introduced.

Moreover, an equivalent scheme for the additional electrical resistance engendered by the aging of the photovoltaic module regarding other resistances of the photovoltaic system is given. Finally, the elevation of its resistance by 12.8% in 20 years may have non-negligible consequences on the power production of a large-scale installation.

Keywords: Photovoltaic system; Passive filter; Aging; Degradation of power, storage of energy

Résumé

Compte tenu de la population sans cesse croissante, l'énergie tirée des ressources en combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel ou nucléaire) est devenue insuffisante pour répondre aux besoins énergétiques croissants du monde. Il est donc nécessaire de trouver une solution viable, telle que la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, qui représentent une solution pour l'avenir, car elles sont moins polluantes et économiques. Par exemple, comme en Algérie où l'énergie solaire est importante, le photovoltaïque est l'un des meilleurs moyens de produire de l'électricité. Les systèmes photovoltaïques appartiennent à la dynamique des énergies vertes qui est un programme ambitieux basé sur l'efficacité énergétique et le développement durable.

Dans cette étude, l'impact du vieillissement d'un module photovoltaïque est étudié sur les performances électriques d'un système connecté au réseau. Une chaîne de conversion photovoltaïque avec contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking) et filtre LC (Inductor-Capacitor) est modélisée et dimensionnée en fonction des contraintes du réseau. Une méthode de détection par hybridation du couplage MPPT, évolution du vieillissement à long terme et détermination à court terme est proposée. Les lois de vieillissement pour les dégradations électriques et optiques du module photovoltaïque sont introduites. De plus, un schéma équivalent pour la résistance électrique supplémentaire engendrée par le vieillissement du module photovoltaïque par rapport aux autres résistances du système photovoltaïque est donné. Enfin, l'élévation de sa résistance de 12,8% en 20 ans pourrait avoir des conséquences non négligeables sur la production d'électricité d'une grande installation.

Mots clés : Système photovoltaïque; Filtre passif; Vieillissement; Dégradation de puissance ; stockage de l'énergie.

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à

:

A mon mari

A mes parents

A ma fille

A toute ma famille et ma

belle famille

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au sein du département d'Électrotechnique, faculté des sciences de l'ingénierie, Université Badji Mokhtar-Annaba et en collaboration avec le Centre d'Étude et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES), Université Paris-Est, Créteil (France).

Je voudrais tout d'abord exprimer mes sincères remerciements à Monsieur Omeiri Amar, Professeur à l'Université Badji Mokhtar-Annaba, pour son encadrement, ainsi qu'à Monsieur Logerais Pierre-Olivier, Professeur à l'Université de Paris-Est Créteil France, pour son Co-encadrement et ces conseils avisés et pour son orientation tout au long de ces années de travail.

Je remercie Monsieur Ouari Ahmed, Professeur à l'Université Badji Mokhtar-Annaba, de m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance.

J'exprime mes vifs remerciements à Monsieur Labar Hocine, Professeur à l'Université Badji Mokhtar-Annaba, Monsieur Azzag El-Bahi professeur à l'Université Badji Mokhtar-Annaba, Monsieur Lemzadmi Ahcene, professeur à l'Université de Guelma, pour avoir accepté de juger ce travail.

Je tiens également à exprimer tous mes sincères remerciements à Monsieur Adel Amiar Docteur, Ingénieur dans la société algérienne de production d'électricité d'Annaba.

Je tiens aussi à remercier Monsieur Jean-Félix Durastanti, Professeur des Universités en énergétique au Centre d'Étude et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes (CERTES) de l'Université Paris-Est Créteil (France) et toute l'équipe de recherche de m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

Liste des tableaux

Tableau II.1 Comparatif des rendements des différents types de cellules	24
Tableau III.1 types de convertisseur DC/DC.....	56
Tableau IV.1 Caractéristiques de quelques générateurs d’harmoniques.....	77
Tableau IV.2 Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension (norme CEI 61000-2-2)	81
Tableau IV.3 Limite des composantes harmoniques en courant (norme CEI 61000-3-2).....	82
Tableau IV.4 Limite IEEE pour la distorsion harmonique de la tension	83
Tableau IV.5 Limite IEEE des émissions de courants harmonique	83
Tableau IV.6 Classification IEEE des perturbations électromagnétiques.....	84
Tableau IV.7 Principales caractéristiques du prototype de système photovoltaïque	91
Tableau IV.8 Evolution de la résistance du module photovoltaïque.....	101
Tableau V.1 Caractéristiques du modèle	106
Tableau V.2 Caractéristiques du supercondensateur.....	108
Tableau V.3 Caractéristiques de la machine synchrone.....	110

Liste des figures

Chapitre I : Généralités des énergies renouvelables

Fig I.1 La carte d'éclairement solaire de l'Algérie	5
Fig I.2 Deux exemples de modules concentration thermodynamique	6
Fig I.3 Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique.....	7
Fig I.4 Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome... ..	9
Fig I.5 Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau	10
Fig I.6 Composantes du rayonnement solaire au sol	11
Fig I.7 Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en KWh/m ² /jour	12
Fig I.8 L'angle d'incidence maximal (a) en été ; (b) en hiver	12
Fig I.9 Schéma de principe de la batterie	14
Fig I.10 Schéma de principe des super-condensateurs.....	15
Fig I.11 Schéma de principe de la pile à combustible.....	15
 Chapitre II : Modélisation d'un panneau photovoltaïque	
Fig II.1 Structure basique d'une cellule solaire	19
Fig II.2 cellule monocristalline	20
Fig II.3 cellules multicristallin.....	21
Fig II.4 Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe)	22
Fig II.5 Cellule solaire tout organique sur substrat souple	23
Fig II.6 Structure et diagramme de bande d'une cellule photovoltaïque.....	24
Fig II.7 Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.....	25
Fig II.8 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.....	27
Fig II.9 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L4.....	29
Fig II.10 Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.....	30
Fig II.11 Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P. .	30

Liste des figures

Fig II.12 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P	32
Fig II.13 différents régimes selon la puissance d'éclairement.....	35
Fig II.14 Ruban métallique d'une cellule	37
Fig II.15 Encapsulation des cellules	37
Fig II.16 Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série	39
Fig II.17 Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle	40
Fig II.18 Le passage d'une cellule à un champ photovoltaïque.....	41
Fig II.19 Schéma d'un module photovoltaïque.....	42
Fig II.20 Evolution de la caractéristique $I(V)$ (a) et $P(V)$ (b) en fonction de l'éclairement....	43
Fig II.21 Evolution de la caractéristique $I(V)$ (a) et $P(V)$ (b) pour différentes température...	44
Chapitre III : Convertisseur DC/DC DC/AC	
Fig III.1 Symbole d'un convertisseur DC-DC	46
Fig III.2 Schéma électrique d'un hacheur buck... ..	47
Fig III.3 Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck	48
Fig III.4 Schéma électrique d'un hacheur buck fermé	49
Fig III.5 Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert	49
Fig III.6 Schéma électrique d'un hacheur boost	50
Fig III.7 Chronogrammes du courant et de la tension d'un hacheur boost.	51
Fig III.8 Schéma électrique d'un hacheur boost fermé	52
Fig III.9 Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert	52

Fig III.10	Schéma électrique d'un hacheur buck- boost	53
Fig III.11	Chronogrammes de courant et tension d'un hacheur buck-boost	54
Fig III.12	Schéma électrique d'un hacheur buck- boost fermé	55
Fig III.13	Schéma électrique d'un hacheur buck- boost ouvert	55
Fig III.14	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT	57
Fig III.15	Algorithme de perturbation et de l'observation (P et O).....	59
Fig III.16	Schéma du principe de la méthode P&O	60
Fig III.17	Algorithme incrémental conductance.....	61
Fig III.18	Symbole de convertisseur DC-AC monophasé et triphasé	62
Fig III.19	Structure d'un onduleur triphasée	62
Fig III.20	Principe de commande en MLI sinus-triangulaire	66
 Chapitre IV : Effet du vieillissement du panneau photovoltaïque sur la qualité d'énergie produite par le système photovoltaïque		
Fig IV.1	Les différentes parties d'un module photovoltaïque soumis aux dégradations.....	68
Fig IV.2	évolution de la résistance série pour les tests DH et HAST	70
Fig IV.3	évolution de la transmissivité moyenne des modules avec le test HD	70
Fig IV.4	Creux et coupures de tension.....	73
Fig VI.5	Fluctuations de tension	73
Fig IV.6	Déséquilibre du système triphasé de tension.....	74
Fig IV.7	Variation de fréquence.....	75
Fig IV.8	Les harmoniques.....	75
Fig IV.9	Représentation d'un harmonique.....	78

Fig IV.10 Circuit équivalent d'un filtre LC	85
Fig IV.11 diagramme synoptique de la chaine de conversion photovoltaïque	89
Fig IV.12 Modèle Matlab / Simulink du système photovoltaïque avec filtrage	93
Fig IV.13 Méthode de détection d'hybridation du processus de simulation proposé	94
fig .IV.14 Distorsion harmonique: (a) sans filtrage et (b) après filtrage avec.....	95
G = 1000 W.m-2 et T = 25 ° C.	
Fig IV.15 Effect du vieillissement avec l'influence de la température (a) Caractéristiques P-V après 10 ans (b) Caractéristiques P-V après 20 ans	98
FigIV.16 Circuit équivalent du système photovoltaïque avec des résistances au vieillissement.	98
Fig.IV.17 Courbes de tension et de courant du système photovoltaïque dans le temps	100
Chapitre V : Stockage de l'énergie	
Fig.V.1 Diagramme de Ragone.....	102
Fig.V.2 Circuit équivalent simple de la batterie.....	103
Fig.V.3 Schéma équivalent à deux branches d'un supercondensateur.....	104
Fig.V.4 Modèle multibranche d'un supercondensateur.	105
Fig.V.5 Modèle PV autonome avec stockage batterie.	106
Fig.V.6 Etat de charge de la batterie.	107
Fig.V.7 Tension et courant de la batterie.	107

Fig.V.8 Modèle PV autonome avec stockage des supercondensateurs.....	108
Fig.V.9 Évolution de la tension et le courant du supercondensateur pour différents cycles de charge/décharge	109
Fig.V.10 Système PV autonome avec stockage batteries au plomb	110
Fig.V.11 Courant et états de charge/décharge de la batterie	111
Fig.V.12 Système PV autonome avec stockage hybride : batteries + supercondensateurs.....	112
Fig.V.13 Etat de charge/décharge et courant dans la batterie.	112
Fig.V.14 Tension et courant des supercondensateurs	113

Liste des symboles

Sia	Le silicium amorphe
CdTe	Le Cadmium
CIS	Le diséléniure de cuivre
CIGs	Le diséléniure de gallium
PV	Le panneau photovoltaïque
LP	Lumped Mechanism Parameters
I_{s1} I_{s2}	Les courants de saturation
PN	Tension de jonction
N	Couche supérieure
P	Couche inférieure
I_{ph}	Courant photo généré (A)
I_{sc}	Courant de court-circuit (A)
K_I	Coefficient de température pour l'intensité en court-circuit (A.K-1)
K_V	Coefficient de température pour la tension en circuit ouvert (V.K-1)
N_S	Nombre de cellules connectées en série
R	Résistance de la ligne de transmission (Ω)
R_a	Résistance d'accès (Ω) R_p Résistance shunt ou parallèle (Ω)
R_s	Résistance série
T	Température de jonction (K)
T_c	Température absolue
V	Tension électrique (V)
V_{oc}	Tension de circuit ouvert (V)
Constantes k	Constante de Boltzmann

Liste des symboles

q	Charge de l'électron
C_{s1}	pour une cellule de 100 cm ² .
E_{gap}	Energie de gap (Silicium cristallin) Silicium amorphe
I_{sref}	Courant de saturation inverse de la diode en condition référence
I_{sh}	Courant de la résistance shunt.
I_{phref}	Courant photonique sous condition de référence [A],
μ_{cc}	Coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K]
G_{ref}	L'éclairement à la condition de référence [W/m ²].
FF	Facteur de forme
η	Rendement (%)
I_{cc}	Courant de court-circuit.
I_{op}	courant optimal
V_{op}	Tension optimal
AC/DC	Alternatif / Continu
DC/AC	Continu / Alternatif
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
MPPT	Point de puissance maximale
DH	Dump heat
HAST	Hightly accelerated stres test
THD	Taux de Distorsion Harmonique (%)
h	Rang d'harmonique
I_h	Valeur efficace du courant harmonique du rang h (A)

Liste des symboles

φ_h	Déphasage de l'harmonique h
I_1	Valeur efficace du courant fondamental (A)
φ_1	Déphasage du courant fondamental (rad)
F_p	Facteur de puissance
L_f	Inductance du filtre (H)
C_f	Capacité du filtre (F)
R_{ch}	Résistance de la charge (Ω)
L_{ch}	Inductance de la charge (H)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
a	Facteur d'idéalité de la diode
I	Courant électrique (A)
I_0	Courant de saturation de la diode (A)
I_d	Courant de la diode (A)
VAR	Volt Ampère Réactif
AVR	Automatic Voltage Regulator

Tables des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Etat de l'art sur les Energies Renouvelables	
Introduction.....	3
I.1 Les énergies renouvelables	3
I.1.1 L'énergie hydraulique	3
I.1.2 L'énergie géothermique	4
I.1.3 L'énergie de la biomasse	4
I.1.4 L'énergie éolienne	4
I.1.5 L'énergie solaire	4
I.2 Potentiel solaire en Algérie	5
I.3 les différentes technologies solaires	6
I.3.1 Solaire thermique	6
I.3.2 Solaire à concentration thermodynamique	7
I.3.3.1 Les Différents Types des Systèmes Photovoltaïques	8
I.3.3.1.1 Alimentations électriques faibles puissances	8
I.3.3.1.2 Installations électriques photovoltaïques autonomes	8
I.3.3.1.3 Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau	8
I.3.3.1.4 Installations ou centrale électriques photovoltaïques hybride	10
I.4 Rayonnement solaire.....	10

I.4.1 Phénomène de diffusion	11
I.4.2 Phénomène d'absorption	11
I.5 Angle d'inclinaison du panneau solaire (photovoltaïque).....	12
I.6 Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque	13
I.6.1 Les batteries	13
I.6.2 Les supercondensateurs	14
I.6.3 Les piles à combustible	15
I.6.4 Les volants d'inertie	16
I.6.5 stockage hybride.....	16
I.7 Conclusion.....	17

Chapitre II :Modélisation d'un panneau photovoltaïque

Introduction	18
II.1 La cellule PV	18
II.1.1 Type des cellules photovoltaïques	19
II.1.1.1 Le silicium	19
a)Le silicium mono-cristallin	20
b) Le silicium multicristallin (Polycristallin)	20
II.1.1.2 Les couches minces	21
II.1.1.3 Cellules organiques et plastiques	21
II.1.2 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	22
II.1.3 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque	25
II.2 Modélisation des cellules photovoltaïques	26
II.2.1 Modèle à une diode	26

II.2.1.1	Modèle à trois paramètres	26
II.2.1.2	Modèle à quatre paramètres (L4P)	28
II.2.1.3	Modèle à cinq paramètres (L5P)	29
II.2.2	Modèle à deux diodes	30
II.2.2.1	Modèle à six paramètres (2M6P).....	30
II.2.2.2	Modèle à sept paramètres (2M7P).....	31
II.3	Paramètres d'une cellule photovoltaïque	34
II.3.1	Courant de court-circuit (I_{cc})	34
II.3.2	Tension de circuit ouvert(V_{co}).....	34
II.3.3	Facteur de forme FF.....	36
II.3.4	Le rendement η	36
II.4	Générateur photovoltaïque (GPV)	37
II.4.1	La constitution d'un module photovoltaïque.....	37
II.4.1.1	Mise en série	39
II.4.1.2	Mise en parallèle	39
II.4.2	Protection classique d'un GPV	41
II.5.	Influence de la température et de l'éclairement	42
I.7	Conclusion	45

Chapitre III : Convertisseurs DC/DC et DC/AC

Introduction 46

III.1 Les Hacheurs 46

III.1.2 Type des hacheurs 47

III.1.2.1 Hacheur Buck 47

 a)Fonctionnement 48

III.1.4 Hacheur boost 50

 a)Fonctionnement 51

 b) Modèle mathématique équivalent 51

III.1.5 Hacheur Buck-Boost 53

 a)Fonctionnement 53

 b) Modèle mathématique équivalent 54

III.2 Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC 56

III.2.1 Les méthodes de poursuite de MPP 57

III.2.1.1 Méthodes a contre réaction de tension 58

III.2.1.2 Méthodes a contre réaction de courant 59

III.2.1.3 Méthodes a contre réaction de puissance	59
III.2.1.3.1 Algorithme perturbation et observation	59
III.2.3.1.2 Algorithme incrémentation de la conductance	59
III.3 Les onduleurs	60
III.3.1 Structure d'onduleur	61
III.3.2 Classification des onduleurs	62
III.3.3 Principe de fonctionnement.....	64
III.3.3.2 Commande MLI	65
III.3.3.1 Commande plein onde	65
III.4 Conclusion.....	67
 Chapitre IV : Effet du vieillissement du panneau PV sur la qualité de l'énergie produite par le système PV	
Introduction.....	68
IV.1 Le vieillissement des matériaux	68
IV. 2 Facteurs de dégradation avec le temps.....	68
IV.3 Vieillissement d'un panneau photovoltaïque.....	69
IV.4 Qualité de l'énergie produite.....	73
IV.4.1 Paramètres de la qualité de l'énergie produite	73
IV.4.1.1 Creux et coupures de tension	73
IV.4.1.1.2 Fluctuations de tension.....	73
IV.4.1.1.3 Déséquilibre du système triphasé de tension	74
IV.4.1.1.4 Variation de fréquence	74

IV.4.1.1.5 Harmoniques et interharmoniques	75
IV.4.2 Définition des harmoniques	76
IV.4.3 Origine des harmoniques.....	76
IV.4.4 Analyse des harmoniques	77
IV.4.5 Inconvénient des harmoniques	79
IV.5 Taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distorsion THD)	79
IV.5.1 Facteur de puissance.....	80
IV.5.2 Normes de la qualité d'énergie électrique	81
IV.6 filtre	84
IV.7 Résultats de simulation.....	89
IV.7.1 Paramètre du système.....	89
IV.7.2 Caractéristiques puissance –tension	97
IV.7.3 Conséquences sur la production électrique	98
IV.8 Conclusion.....	101
 Chapitre V : Stockage de l'énergie	
Introduction	102
V.1. Dispositifs de stockage	102
V.2. Modélisation des dispositifs de stockage.....	103
V.2.1 Batterie lithium-ion.....	104

V.2.2 Modélisation des supercondensateurs.....	105
V.3 Simulation.....	106
V.3.1 Simulation du stockage d'énergie photovoltaïque.....	107
V.3.2 Simulation du système complet sous Matlab-Simulink	110
V.4 Conclusion	115
Conclusion générale	116
Références	118

Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie électrique est un défi important pour les années à venir, avec l'évolution démographique et le développement de certaines zones géographiques. Cette évolution, laisse présager une augmentation considérable de la consommation en énergie.

La grande partie de la production mondiale de l'énergie est assurée à partir des ressources fossiles, A ce rythme, les réserves en énergies fossiles ne pourront assurer les besoins que pour quelques décennies encore, car une consommation excessive des ressources naturelles réduit les réserves de façon dangereuse pour les générations futures.

Dans le cas de l'énergie électrique, les solutions alternatives peuvent être les énergies renouvelables qui sont issues du soleil, du vent, de la géothermie, des chutes d'eau, des marées ou de la biomasse ; leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes : ce sont les énergies de l'avenir. Aujourd'hui, elles sont sous-exploitées par rapport à leur potentiel. Ainsi, les énergies renouvelables couvrent seulement 20 % de la consommation mondiale d'électricité. La filière étudiée dans cette thèse est l'énergie solaire photovoltaïque.

Le photovoltaïque offre une multitude d'avantages : la production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre. La lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable. L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville, et aussi bien au Sud que dans le Nord. Le photovoltaïque produit l'électricité au plus près de son lieu de consommation de manière décentralisée directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population mondiale.

L'exposition extérieur des panneaux photovoltaïques présente un ensemble complexe de facteurs (vent, pluie, neige, chaleur, lumière ...) qui provoque leurs dégradations au fil du temps. Par conséquent, cette combinaison de facteurs a un impact négatif sur la performance.

Pour mieux comprendre ces dégradations, les lois de vieillissement pour les dégradations électriques et optiques du module photovoltaïque sont introduites pour l'évolution à long terme.

L'objectif de ce travail, est de réaliser un modèle permettant d'étudier un système photovoltaïque avec vieillissement, et étudier leur effet sur la qualité de la puissance électrique produite.

Pour atteindre ces objectifs, la thèse comprend quatre chapitres :

- Le premier chapitre présente les différentes sources d'énergies renouvelables existantes, les bases indispensables à la compréhension des énergies renouvelable et l'énergie solaire en particulier, les différentes technologies solaires, quelques notions sur le rayonnement solaire. Ainsi que les types de stockage utilisés dans ce domaine

- Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation du panneau photovoltaïque, la présentation du système actuel photovoltaïque, le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (L'effet photovoltaïque). Les différentes technologies de cellules actuellement sur le marché et ou cours de développement, et les avantages et les inconvénients de cette énergie

-Le troisième chapitre présente la modélisation des convertisseurs continus-continus. Comme le hacheur dévolteur, hacheur survolteur et hacheur dévolteur-survolteur, la présentation aussi de la commande MPPT des convertisseurs DC-DC pour rechercher le point où la puissance, sous différentes conditions de fonctionnement. L'étude de quelques méthodes MPPT basées sur la contre réaction de la puissance, et l'étude des convertisseurs DC-AC et la commande MLI.

-Le quatrième chapitre traite l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique fournie par un système photovoltaïque à la charge, ainsi que l'impact du vieillissement d'un module photovoltaïque sur la production en termes d'harmoniques et de diminution de puissance, Le problème des harmoniques est traité par l'insertion du filtre LC, qui est bien dimensionné pour maintenir le niveau de THD sous 5%, même en tenant compte du vieillissement.

-Le derniers chapitre, modélise et simule un système photovoltaïque avec stockage d'énergie électrique avec le logiciel Matlab – Simulink. Une présentation de l'architecture du système photovoltaïque. Après, une présentation du modèle complet est réalisé.

Chapitre I

Généralités sur les énergies renouvelables

Introduction :

L'énergie est dite renouvelable quand il s'agit de sources reconstituées naturellement, plutôt que de l'énergie non renouvelable qui épuise ses stocks.

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont fortement augmenté ces dernières années. Au cours des 20 prochaines années, tout système énergétique durable dépendra d'une utilisation rationnelle des sources traditionnelles et d'une utilisation accrue de l'énergie.

La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sécurité aux consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, les sources aléatoires imposent certaines règles en termes de dimensions et d'utilisation des systèmes de récupération d'énergie.

I.1 Les énergies renouvelables :**I.1.1 L'énergie hydraulique :**

L'hydraulique est actuellement la première source renouvelable d'électricité. La puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2004 était estimée à 715 GW, soit environ 19% de la puissance électrique mondiale. Près de 15 % de toute l'électricité installée en Europe est d'origine hydraulique.

La production d'électricité hydraulique exploite l'énergie mécanique (cinétique et potentielle) de l'eau. Le principe utilisé pour produire de l'électricité avec la force de l'eau est le même que pour les moulins à eau de l'Antiquité. Au lieu d'activer une roue, la force de l'eau active une turbine qui entraîne un alternateur et produit de l'électricité [1].

I.1.2 L'énergie de la biomasse :

La biomasse est répartie en quatre catégories : la biomasse sèche (bois, déchets agricoles...), le biogaz, les déchets domestiques renouvelables solides et la biomasse humide (bioéthanol, biodiesel, huile végétal ...) En 2010, La biomasse représentait 7,5% des énergies produites. On devrait atteindre une part de 10% d'ici 2020. La chaleur produite par la combustion va chauffer un réservoir d'eau qui va alors produire de la vapeur un peu à la manière d'une cocotte minute. Cette vapeur d'eau va alors être dégagée à haute pression, ce qui va permettre de faire tourner une turbine relié à un alternateur. C'est cet alternateur qui va permettre de produire l'électricité. Ce qui est intéressant dans les centrales à biomasse, c'est surtout celles qui permettent de produire de l'électricité à partir des éléments dont nous n'avons plus besoin [2].

I.1.3 L'énergie géothermique :

La géothermie désigne l'énergie géothermique issue de l'énergie de la Terre qui est convertie en chaleur. Classiquement, trois types de géothermie sont distingués selon le niveau de température disponible à l'exploitation :

- **La géothermie à haute énergie**
- **La géothermie de basse énergie.**
- **La géothermie de très basse énergie**

Pour utiliser cette énergie souterraine, on envoie de l'eau froide sous la Terre. Cette eau froide se réchauffe. Elle est alors pompée et ramenée à la surface où elle est utilisée soit pour produire de l'électricité dans une centrale, soit directement en tant qu'eau chaude dans les logements (eau chaude pour la douche, les radiateurs...) [3,4].

I.1.4 L'énergie éolienne :

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. À l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. La machine se compose de 3 pales (en général) portées par un rotor et installées au sommet d'un mât vertical. Cet ensemble est fixé par une nacelle qui abrite un générateur. Un moteur électrique permet d'orienter la partie supérieure afin qu'elle soit toujours face au vent. Les pales permettent de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le vent fait tourner les pales entre 10 et 25 tours par minute. La vitesse de rotation des pales est fonction de la taille de celles-ci. Plus les pales seront grandes, moins elles tourneront rapidement [5].

I.1.5 L'énergie solaire :

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

La plupart des utilisations de l'énergie solaire sont directes, comme en agriculture, à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et chauffage. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre et malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, une quantité encore importante arrive à la surface du sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [6].

I.2 Potentiel solaire en Algérie :

L'Algérie est l'un des pays qui dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen, où le rayonnement de la région près de la mer est influencé par les saisons. Les régions sahariennes reçoivent une quantité plus grande d'énergie mais sont caractérisées par une température de l'air plus élevée. En tenant compte de cette diversité, le total d'énergie reçue est estimé à $169\,400 \text{ TWh/an}$, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays. La figure I.1 montre la carte de l'irradiation solaire en Algérie [6].

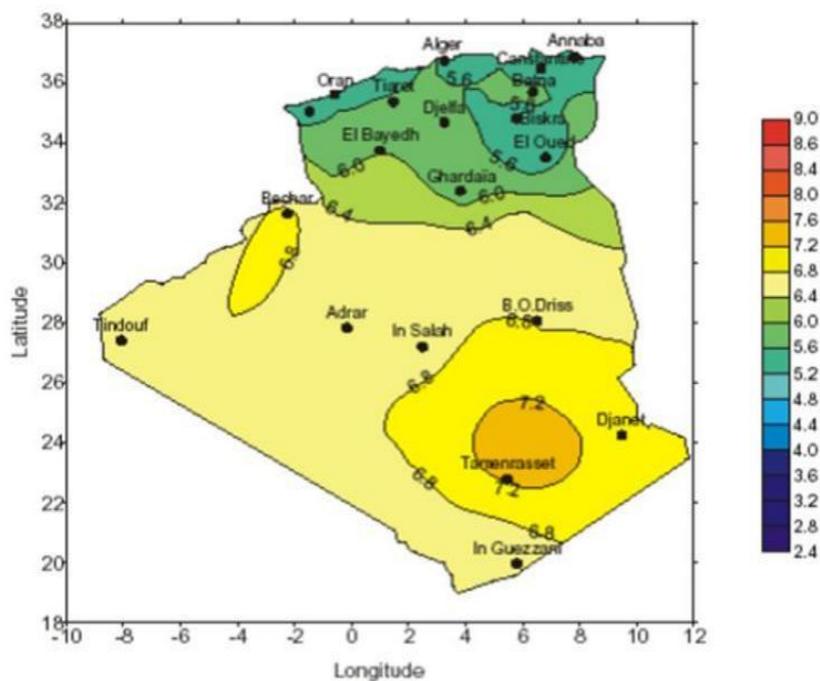


Fig I.1 La carte d'éclairement solaire de l'Algérie [6].

I.3 les différentes technologies solaires :

Il existe trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire : la thermodynamique, la thermique et le photovoltaïque.

I.3.1 Solaire à concentration thermodynamique :

Le solaire à concentration thermodynamique est une technologie qui utilise des miroirs qui concentrent l'énergie solaire vers un tube contenant un fluide caloporteur qui chauffe jusqu'à une température pouvant atteindre 500°C. La chaleur obtenue est transférée à un circuit d'eau, la vapeur alors produite actionne une turbine couplée à un alternateur qui produit de l'électricité. L'un des grands avantages de cette technologie provient du fait que la chaleur peut être stockée, permettant ainsi aux centrales solaires de produire de l'électricité pendant la nuit.

Les miroirs qui collectent l'énergie solaire (placés à 3 ou 4 mètres du sol) forment une zone d'ombre sur le sol, cependant il arrive suffisamment de lumière pour éventuellement cultiver des fruits ou des légumes. Une partie de l'eau douce formée sur place par condensation en sortie de turbine, peut être utilisée pour l'arrosage (fig. I.2) [7].



Capteurs thermodynamique cylindro- paraboliques

Capteurs thermodynamique paraboliques

Fig I.2 Deux exemples de modules à concentration thermodynamique [7].

I.3.2 Solaire thermique :

Le principe de l'énergie thermique consiste à transformer le rayonnement solaire en énergie thermique grâce à un fluide qui circule dans des panneaux exposés au soleil, (fig. I.3). Cette forme de conversion d'énergie peut être directe si on veut uniquement chauffer de l'eau sanitaire.

Par contre, si on veut générer de l'électricité, il faudra utiliser des générateurs qui convertissent l'énergie thermique générée en électricité (par exemple, moteurs à air chaud).

L'énergie thermique utilise la chaleur du rayonnement solaire pour le chauffage de bâtiments ou de l'eau sanitaire. Pour cette dernière il est intéressant de savoir que dans certains pays le chauffage d'eau sanitaire représente environ 20% des dépenses énergétiques d'un foyer et que l'énergie solaire thermique peut subvenir à environ 80% de cette dépense énergétique [8].

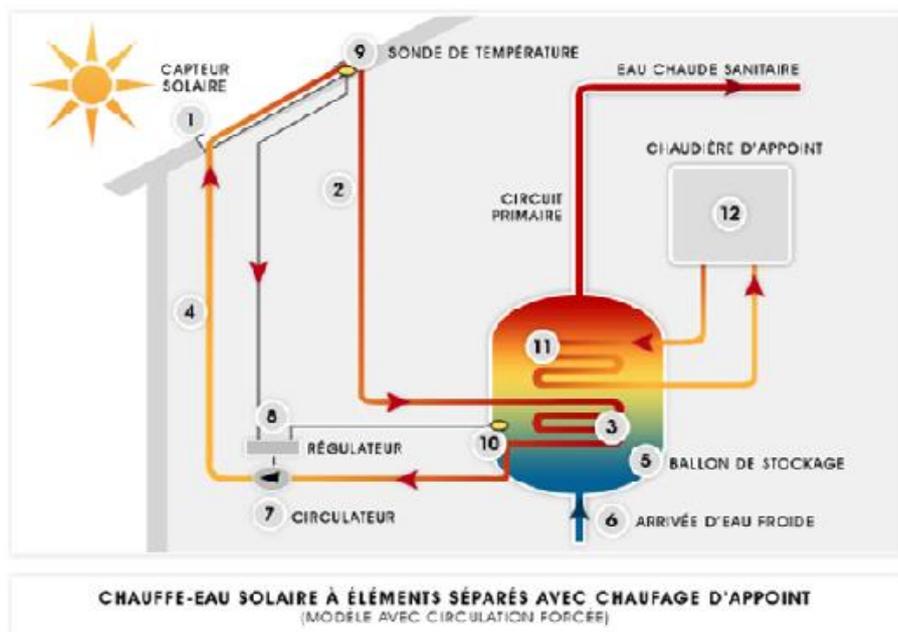


Fig I.3 Principe de fonctionnement de l'énergie solaire thermique [8].

I.3.3 Solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme source de lumière en transformant en électricité l'énergie des photons arrivant à la surface de la Terre. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque). Cette transformation (effet photovoltaïque) est sans action mécanique, sans bruit, sans pollution et sans combustible. L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « Volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité) [7,8].

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

L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire [9].

I.4 Les différents types des systèmes photovoltaïques :

I.4.1 Alimentations électriques faibles puissances :

Il s'agit des alimentations électriques faibles telles que les calculettes ou les chargeurs de piles.

Les modules photovoltaïques (PV) peuvent faire fonctionner n'importe quel appareil alimenté par des piles.

I.4.2 Installations électriques photovoltaïques autonomes :

En site isolé, le champ photovoltaïque (1) (fig.I.4) peut fournir directement l'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les récepteurs (éclairage et équipement domestique). Un système de régulation (2) et une batterie (3) d'accumulateurs permettent de stocker l'énergie électrique qui sera ensuite utilisée en l'absence du Soleil. Les batteries sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous une forme chimique. Elles restituent l'énergie électrique au besoin selon ses caractéristiques.

Le régulateur de charge (2) a pour fonction principale de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est un élément essentiel pour la durée de vie de la batterie. En site isolé, on peut aussi utiliser des récepteurs fonctionnant en courant alternatif (6). Dans ce cas, l'installation comprendra un onduleur (4). On peut citer quelques exemples de systèmes

autonomes, comme les balises en mer, les lampadaires urbains, le pompage solaire et les maisons en sites isolés.

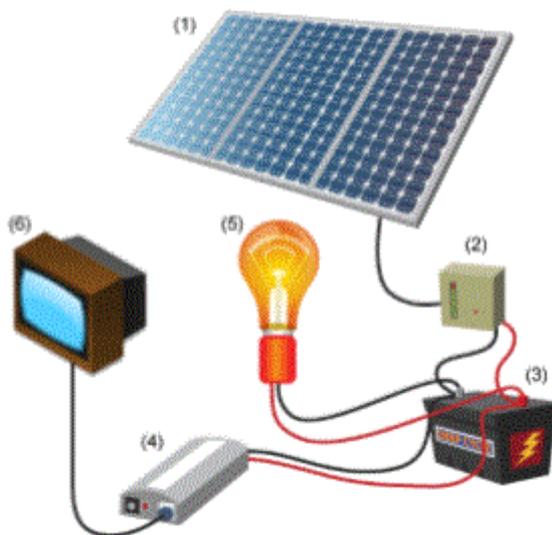


Fig I.4 Schéma typique d'une installation photovoltaïque autonome [10].

La majorité des populations à l'écart des réseaux électriques vit dans des zones rurales, où l'implantation de tels réseaux est difficile, pour des raisons d'accès ou de moyens. Les systèmes photovoltaïques constituent alors une option intéressante, ils donnent aux populations un accès à l'électricité avec un coût, une maintenance et des difficultés de mise en œuvre réduits.

I.4.3 Installations ou centrales électriques photovoltaïques raccordées au réseau :

Un générateur photovoltaïque connecté au réseau n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et le plus cher) d'une installation autonome (fig. I.5). C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie. Deux compteurs d'énergie sont nécessaires : un compteur comptabilise l'énergie achetée au fournisseur d'énergie et un autre compteur mesure l'énergie renvoyée sur le réseau électrique lorsque la production dépasse la consommation. Un troisième compteur est ajouté dans le cas où l'énergie produite est injectée en

intégralité dans le réseau (compteur de non-consommation).

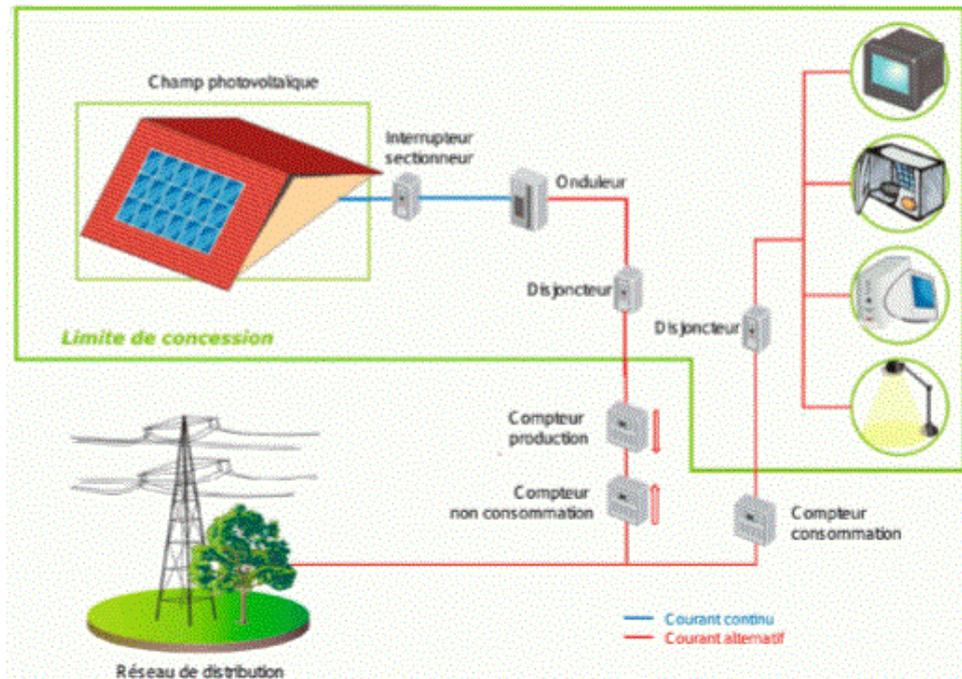


Fig I.5 Installation ou centrale électrique photovoltaïque raccordée au réseau [10].

I.4.4 Installations ou centrale électriques photovoltaïques hybride :

Il s'agit des systèmes qui regroupent des sources d'énergie de nature différentes, telle une installation éolienne, un générateur diesel ou une centrale de cogénération, en plus un générateur photovoltaïque. Ce type d'installation est utilisé lorsque le générateur photovoltaïque seul ne couvre pas toute l'énergie requise [10].

I.5 Rayonnement solaire :

Contrairement à la conduction et à la convection, le mode de transfert de chaleur par rayonnement ne nécessite pas la présence d'un support matériel solide ou fluide.

On réunit sous l'appellation de rayonnement électromagnétique l'ensemble des échanges pouvant avoir lieu lorsque les corps sont séparés par le vide ou par n'importe quel milieu intermédiaire suffisamment transparent pour les ondes électromagnétiques.

Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique dont la longueur d'onde varie de 0,2 à 0,4 μm c'est-à-dire de l'ultraviolet à l'infrarouge en passant par le visible, c'est la matière primaire de l'énergie solaire. Le rayonnement solaire reçu par une surface au sol dépend essentiellement de la période (condition météorologique), du lieu (altitude et latitude) et de l'environnement (condition atmosphérique). L'Algérie est située entre les latitudes 200 et 370 dans l'hémisphère Nord. Elle reçoit le maximum d'énergie lors du solstice d'été (21 ou 22 juin) et le minimum lors du solstice d'hiver (21 ou 22 décembre). L'atmosphère modifie de façon importante le rayonnement solaire par l'intermédiaire des mécanismes suivants :

- L'absorption de la lumière par divers gaz ;
- Diffusion par leurs molécules ;
- Absorption et diffusion par les aérosols et les poussières.

Le rayonnement global est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure I.6. Cette figure représente les composantes du rayonnement solaire [11].

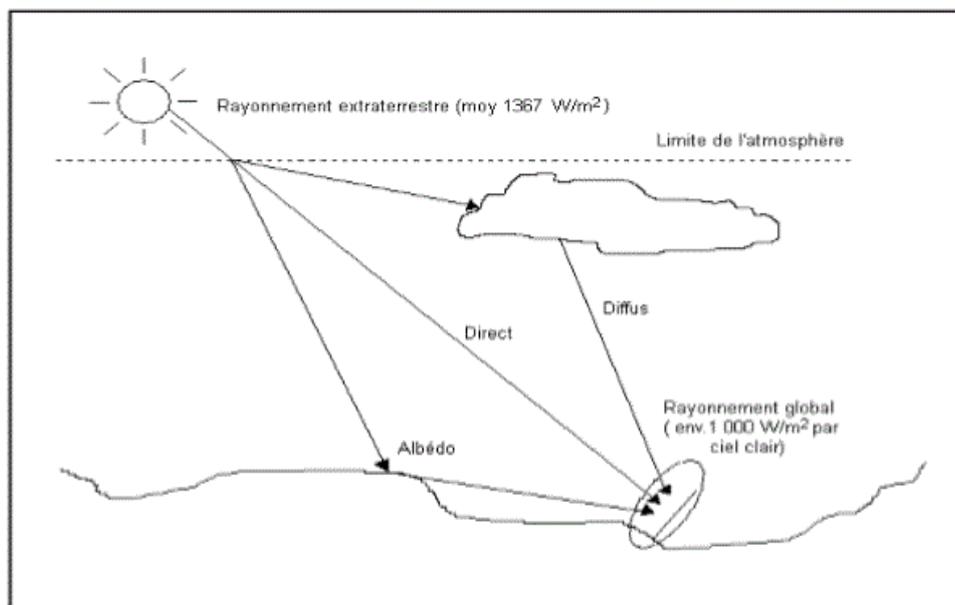


Fig .I.6 Composantes du rayonnement solaire au sol [11].

Des cartes météorologiques sont établies et nous renseignent sur l'irradiation moyenne par jour ou bien sur une année comme illustré sur la figure I.7.

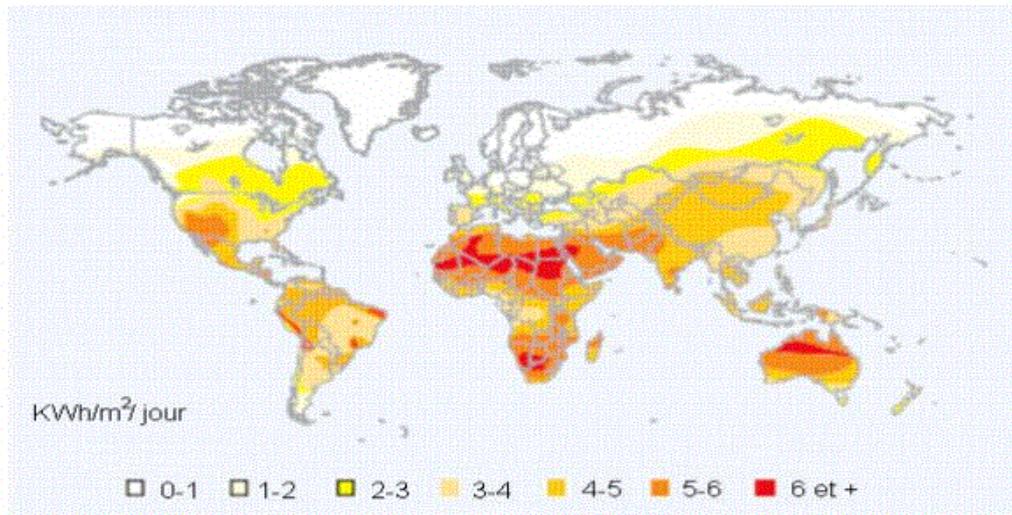


Fig I.7 Carte du monde de l'irradiation moyenne annuelle en kWh/m²/jour [11].

I.6 Angle d'inclinaison du panneau solaire (photovoltaïque) :

Le rendement des centrales solaires dépend de plusieurs facteurs, parmi lesquels figure l'angle d'incidence des rayons du soleil. L'idéal serait que l'angle d'incidence des rayons du soleil, c'est-à-dire l'angle formé par le plan des panneaux solaires et ces rayons, soit toujours égal à 90°, car c'est ainsi que les panneaux reçoivent le plus de photons. Tel n'est malheureusement pas le cas. D'abord, l'angle incident varie au fil de la journée : s'il augmente progressivement depuis le lever du soleil jusqu'à midi, heure du zénith, il diminue à nouveau jusqu'au couchant. Ensuite, il atteint rarement 90°. À Berne, par exemple, l'angle incident maximal oscille entre 15° en hiver et 60° en été comme le montre la figure I.8.

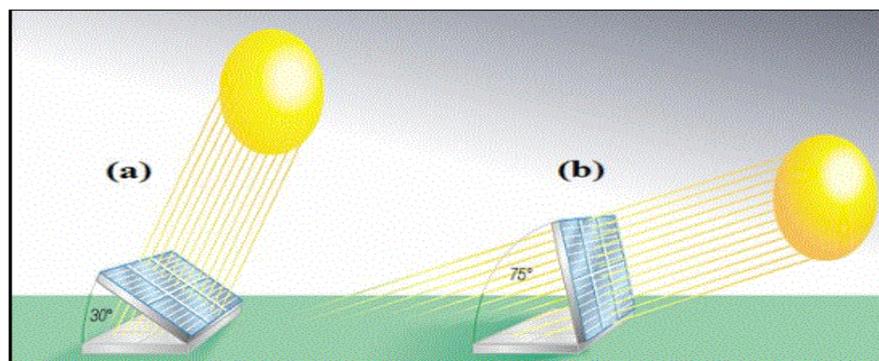


Fig I.8 L'angle d'incidence maximal (a) en été ; (b) en hiver [11].

I.7 Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque :

L'un des principaux inconvénients de l'énergie solaire est sa nature intermittente. Pour une utilisation permanente, il est nécessaire de stocker l'énergie produite. Pour ce faire, il existe de nombreuses méthodes de stockage : sous forme d'eau, d'hydrogène, dans le volant d'inertie, dans la batterie électrochimique (plomb, lithium) ou dans le super-condensateur [12].

Ces unités de stockage sont des éléments indispensables dans les systèmes en site isolé. Correctement dimensionnées, elles participent en effet à garantir l'autonomie du site, en constituant une réserve d'énergie lorsque les sources produisent en excédent, et en la restituant lorsqu'elles ne produisent momentanément plus assez [13].

Le stockage contribue à stabiliser l'offre et la demande, à améliorer les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'à accroître le rendement de certaines unités de production à puissance nominale, tout en réduisant les émissions polluantes.

I.7.1 Les batteries :

Les batteries sont la solution la plus utilisée pour le stockage électrochimique de petites dimensions. Offrant des technologies matures et abordables, elles effectuent des réactions d'oxydation selon le principe de la pile pour stocker de l'énergie électrique à la charge, qui peut être renvoyée à décharger avec un bon rendement, environ 85% selon les types d'accumulateurs.

Elles consistent en deux électrodes, l'anode et la cathode, plongées chacune dans une solution ionique, comme représenté figure I.9. Sous l'effet d'un courant de charge, une oxydation se produit au niveau des molécules de la cathode, qui perdent alors des électrons. Ceux-ci sont envoyés dans le circuit électrique, créant ainsi le courant en question. À l'anode, les électrons arrivent ensuite pour générer une réduction sur les molécules qui la composent. Les ions qui résultent de ces deux demi-équations se retrouvent ainsi dans les solutions ioniques respectives des électrodes. Celles-ci sont séparées par un électrolyte, une solution ionique non réactive. Selon les besoins, ces ions positifs et négatifs migrent respectivement vers la solution de l'anode et de la cathode, permettant de rendre les deux solutions électriquement neutres. À la décharge, les réactions d'oxydation et de réduction inverses se produisent sous l'effet du courant inverse qui fait cette fois migrer les électrons de l'anode à la cathode. Les concentrations d'ions diminuent dans les solutions au fur et à mesure que les électrodes se reconstruisent, et l'électrolyte se reconstitue en conséquence. Plusieurs technologies ont au cours du dernier siècle été

développées selon ce principe : accumulateurs au plomb, nickel-cadmium, nickel-hydrure métallique et au lithium.

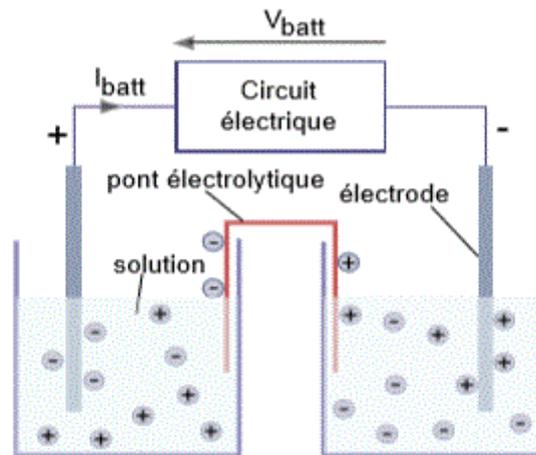


Fig I.9 Schéma de principe de la batterie [13].

I.7.2 Les super-condensateurs :

Ils représentent des solutions alternatives ou complémentaires pour batteries depuis 20 ans. Les supercondensateurs sont des condensateurs de très grande capacité. Selon le même principe que les batteries, le supercondensateur consiste en un électrolyte qui sépare deux électrodes conçues dans un matériau poreux, tel que du charbon actif, pour doubler la surface spécifiée. Chacun est connecté à un collecteur électronique chargé de le faire passer de l'un à l'autre dans le circuit, en fonction du courant de charge ou de décharge. Face au déficit d'électrons dans une des électrodes et de l'excédent dans l'autre, les ions respectivement négatifs et positifs de l'électrolyte viennent s'agglomérer contre l'électrode de charge complémentaire, formant ainsi une double couche en équilibre statique à chaque électrode, mais avec une différence de potentiel au sein de l'électrolyte. La charge est complète quand l'électrolyte a atteint son potentiel de dissociation ; la surface des électrodes doit donc être suffisamment vaste pour accueillir suffisamment d'ions pour atteindre cet état, et ainsi maximiser la capacité du composant. Ce principe est récapitulé dans la figure

I.10.

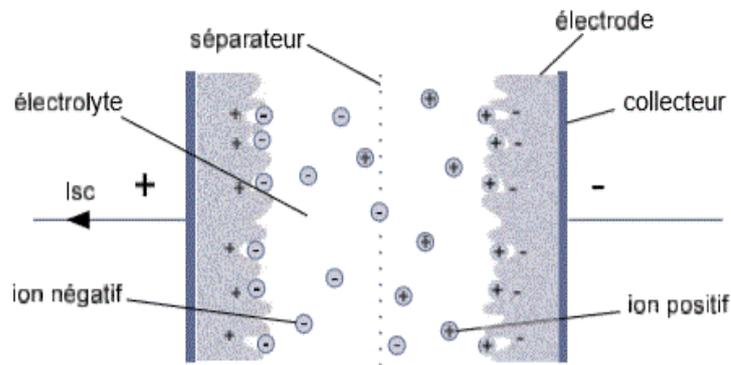


Fig I.10 Schéma de principe des supercondensateurs [11].

I.7.3 Les piles à combustible :

La pile à combustible est annoncée comme étant une solution de stockage pour le futur. Elle permet de stocker un combustible, et de le faire réagir comme réducteur avec du dihydrogène dans une oxydoréduction, suivant le même mécanisme que la batterie. Notamment, le dihydrogène peut être utilisé comme réducteur, produisant en réaction avec le dioxygène de l'eau. Il peut être produit à partir du méthane, ou par électrolyse de l'eau en rejetant du dioxygène, ce qui en fait dans ce cas une source d'énergie parfaitement propre (fig.I.11). Une pile à combustible utilisant du dihydrogène contient des cathodes poreuses, souvent en graphite, imprégnés de platine, catalyseur nécessaire à l'oxydation de celui-ci. Utilisables dans des systèmes de petite et moyenne puissance, allant des alimentations en site isolé aux véhicules électriques, les piles à combustibles ont selon la technologie utilisée un rendement allant de 30 à 60%, et une énergie spécifique autour de 30 kWh/kg.

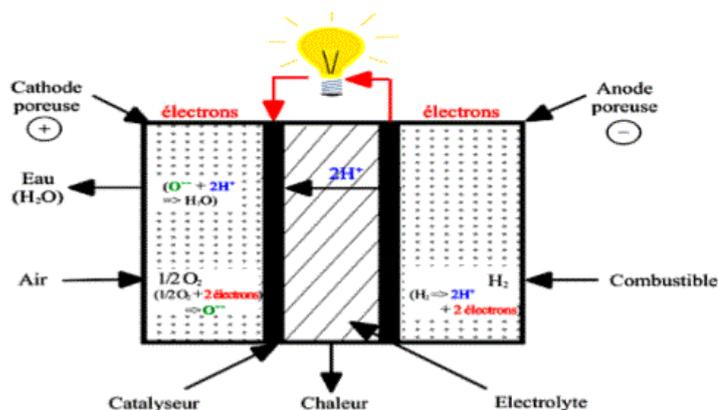


Fig I.11 Schéma de principe de la pile à combustible [11].

I.7.4 Les volants d'inertie :

Le dernier type de stockage considéré est le volant d'inertie, dont le principe existe depuis plusieurs milliers d'années. Un volant d'inertie est un cylindre massif monté à l'extrémité d'une machine tournante. Lorsque de l'énergie provenant du circuit électrique doit être stockée, la machine en mode moteur fait tourner le volant, l'emmagasinant ainsi sous forme d'énergie cinétique. Si de l'énergie doit être restituée, la machine se met en mode génératrice pour produire un courant générateur en freinant le volant. Ce dernier peut être de différents rayons et épaisseurs, selon l'inertie J_{vi} , et donc l'énergie et la puissance maximales souhaitées.

Propre, d'une bonne puissance spécifique et d'un rendement de l'ordre de 80%, cette solution possède une énergie spécifique de seulement quelques dizaines de Wh/kg pour une puissance spécifique de plusieurs kW/kg, ce qui la rend adaptée aux mêmes usages que les supercondensateurs. L'inconvénient de cette technologie réside dans la dangerosité d'un volant tournant à pleine vitesse. Bien que réclamant peu d'entretien, il nécessite une conception adaptée à la protection des personnes et est encombrant, ce qui n'est pas forcément viable dans le cas un système de puissance destiné à un particulier [13,14].

I.7.5 stockage hybride :

L'hybridation implique la connexion de nombreuses sources d'énergie et unités de stockage au sein du même système pour améliorer la production et la gestion de l'énergie.

La notion de stockage hybride a pris de l'ampleur avec l'arrivée des voitures électriques dans le secteur de l'automobile. En effet, les variations brutales d'énergie (puissances crêtes importantes par rapport à la puissance moyenne) conduisent à des pertes accrues et à des surdimensionnements coûteux des systèmes de conversion et au final à un mauvais bilan énergétique. Un dispositif de stockage intermédiaire permet de mieux gérer l'énergie et de réduire les effets néfastes des pics de consommation ou de production.

I.8 Les avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque :**I.8.1 Les avantages de l'énergie photovoltaïque :**

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages [15] :

La production de cette électricité renouvelable est propre. Elle n'est pas toxique.

Les systèmes photovoltaïques sont fiables.

L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, dus à leur petite taille, et leur opération silencieuse.

La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.

L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.

Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques notamment à la grêle).

La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans.

I.8.2 Les inconvénients de l'énergie photovoltaïque :

Production d'énergie qui dépend de l'ensoleillement, toujours variable.

Le coût très élevé.

Faible rendement de conversion.

S'il faut stocker l'énergie avec des batteries, le coût de l'installation augmente.

Pollution à la fabrication.

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus, la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans laquelle les inconvénients pourraient s'attendrir, surtout en ce qui concerne les coûts de fabrication [15].

I.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a présenté les bases indispensables à la compréhension des énergies renouvelables et l'énergie solaire en particulier. On a rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, les différentes technologies solaires et les types de stockage utilisés dans ce domaine. Dans le chapitre suivant, on va modéliser le panneau photovoltaïque.

Chapitre II

Modélisation d'un panneau photovoltaïque

Introduction :

Après avoir présenté les différents types d'énergies renouvelables dans le chapitre précédent, et avoir décrit aussi le potentiel solaire en Algérie, nous allons dans ce chapitre modéliser le panneau photovoltaïque.

Dans la première partie, nous allons présenter brièvement quelques notions de base sur la cellule photovoltaïque. Après nous allons modéliser la cellule photovoltaïque.

II.1 La cellule PV :

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants : Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif ; Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires électrons/trous dans le matériau semi-conducteur ; Collecte des particules générées dans le dispositif. Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque. Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trous créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction P-N.

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 et du vieillissement de la cellule.

Les cellules photovoltaïques sont constituées :

D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.

D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.

D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode, les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement. La figure II.1 représente la structure basique d'une cellule solaire [16] :

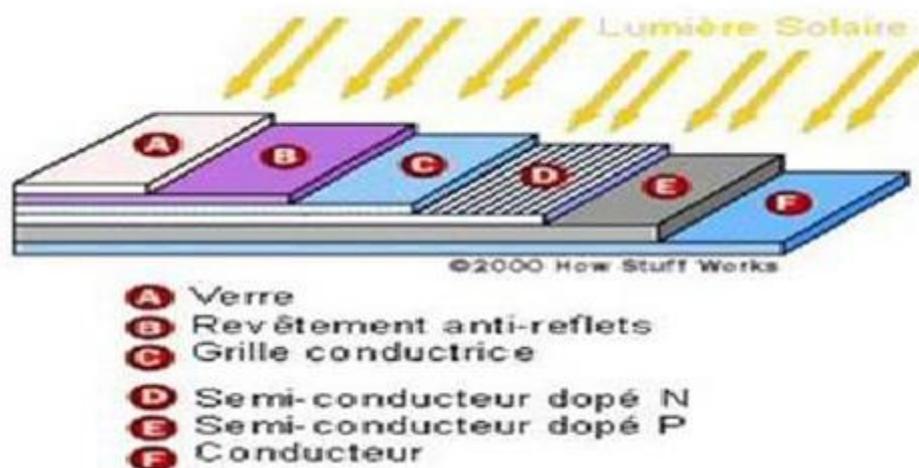


Fig II.1 Structure basique d'une cellule solaire [16].

II.1.1 Type des cellules photovoltaïques :

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques :

II.1.1.1 Le silicium :

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinguant d'une part la nature du silicium employé et/ou sa méthode de fabrication. Le silicium a deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multicristallin [17,18].

a) Le silicium mono-cristallin :

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme (fig II.2), intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marché de l'énergie photovoltaïque. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multicristallin.

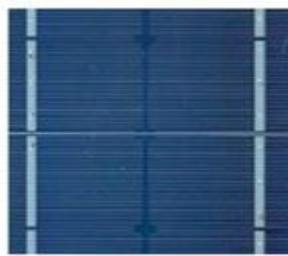


Fig II.2 cellule monocristalline [19].

Avantage :

-Très bon rendement (12 à 20%)

Inconvénients :

- Coût élevé

- Rendement faible sous un faible éclaircissement

b) Le silicium multicristallin (Polycristallin) :

Le silicium multicristallin (Polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée (fig. II.3). À elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène.

Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles.



Fig II.3 cellule multicristalline [19].

Avantages :

- Bon rendement (11 à 15%), mais cependant moins bon que pour le monocristallin.
- Moins cher que le monocristallin.

Inconvénient :

- Les mêmes que le monocristallin.

II.1.1.2 Les couches minces :

La technologie à couche mince dont la plus mure est le silicium amorphe (S_{ia}) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût.

Le silicium est déposé à basse température sur un substrat en verre. De plus, il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (Fig. II.4) et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une cellule en S_{ia} est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. L'utilisation de ce type de cellules nécessite l'utilisation d'une isolation galvanique entre les modules et le réseau.

Sans cette isolation galvanique les cellules amorphes se dégradent très rapidement. La raison physique de ce phénomène reste encore obscure. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations du rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.

D'autres matériaux sont également utilisés dans les filières à couches minces comme le Tellure de Cadmium (CdTe), le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) et de gallium (CIGS).

Ces technologies possèdent de bons rendements, pouvant aller jusqu'à 19%. Malgré les potentialités de ces trois technologies, les problèmes de toxicité sur l'environnement et d'approvisionnement en matières premières qu'elles soulèvent les cloisonneront au laboratoire ou à des applications très spécifiques [19].



Module souple Unisolar (68Wc, 1,12 m²).
m²).



Module rigide Sharp (115Wc, 1,42 m²).

Fig II.4 Deux exemples de modules utilisant le S_{ia} (silicium amorphe) [19].

II.1.1.3 Cellules organiques et plastiques :

Observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques, l'effet photovoltaïque a connu cette dernière décennie un grand essor.

Initialement donnant des valeurs très faibles de rendement de conversion, conformément aux prédictions de Merritt en 1978, la cellule composée alors d'une bicouche de molécules évaporées sous vide, atteint 0,95% de rendement de conversion. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ».

Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures [17]).

La figure II.5 présente une cellule solaire tout organique sur substrat souple :

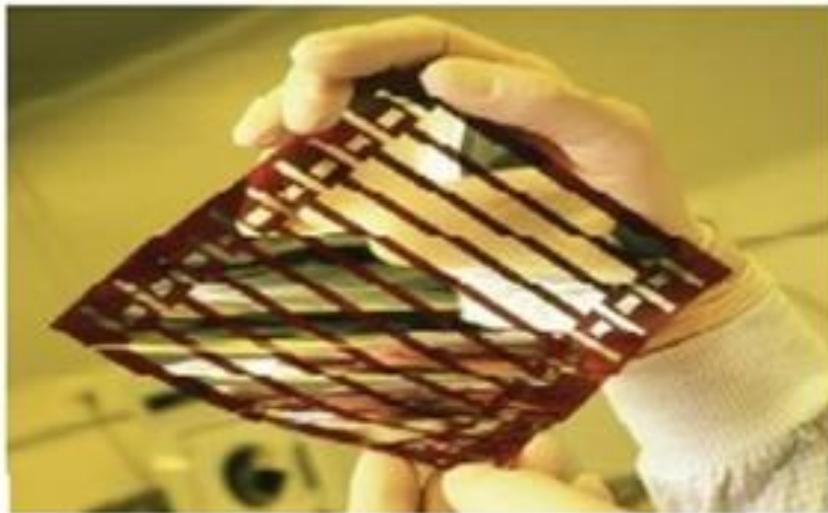


Fig II.5 Cellule solaire tout organique sur substrat souple [18].

L'intérêt de ces cellules vient aussi du fait que, contrairement aux cellules à base de matériaux inorganiques, elles offrent l'avantage de pouvoir être déposées sur de grande surface, à grande vitesse, par des techniques d'impression classiques. Elles ouvrent également la voie aux applications légères, nomades et souples. Enfin, grâce à des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes.

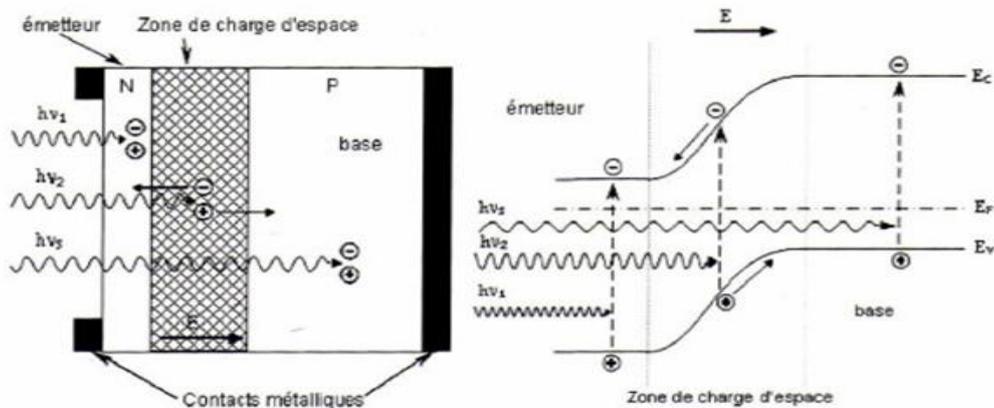
Le tableau II.1 donne le comparatif des rendements des différents types de cellules :

Tableau II.1 Comparatif des rendements des différents types de cellules [18].

Type	cellule (labo)	Module (labo)	Module (commercial)	Niveau développement
1ère génération				
Silicium monocristallin	24.70%	22.70%	12-20%	Production industrielle
Silicium polycristallin	20.30%	16.20%	11-15%	Production industrielle
2e génération				
Silicium amorphe	13.40%	10.40%	5-9%	Production industrielle
Silicium cristallin en couche mince		9.40%	7%	Production industrielle
CIS	19.30%	13.50%	9-11 %	Production industrielle
CdTe	16.70%		6-9%	Prêt pour la production
3e génération				
Cellule organique	5.70%			Au stade de la recherche
Cellule de Grätzel	11%	8.40%		Au stade de la recherche
Cellules multi-jonctions	39%	25-30%		Au stade de la recherche, production exclusivement applications spatiales

II.1.2 Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure II.6.

**Fig II.6** Structure et diagramme de bande d'une cellule photovoltaïque [19].

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones N et P et dans la zone de charge d'espace.

Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région.

Dans la zone N ou P, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone P (pour les trous) ou dans la zone N (pour les électrons) où ils seront majoritaires. On aura un photo-courant de diffusion dans la zone de charge d'espace, les paires électrons/ trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N, les trous vers la région P. On aura un photo-courant de génération [21].

II.1.3 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire (Fig. II.7). La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants [21].

Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal, en effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant.

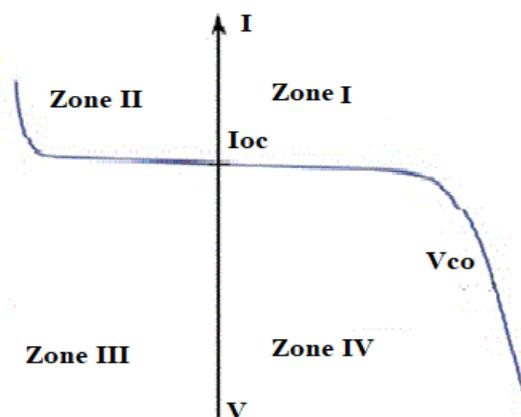


Fig II.7 Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque [21].

II.2 Modélisation des cellules photovoltaïques :

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques, tel que le rayonnement solaire, la température, la vitesse du vent et l'éclairement. Pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit être correctement dimensionné. Cependant les informations fournies par les constructeurs d'équipements photovoltaïques ne permettent que de le dimensionner approximativement.

Le module photovoltaïque est représenté généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés expérimentalement en utilisant la caractéristique courant-tension. Leurs différences se situent principalement dans le nombre de diodes, la résistance shunt finie ou infinie, le facteur d'idéalité constant ou non, ainsi que les méthodes numériques utilisées pour la détermination des différents paramètres inconnus.

II.2.1 Modèle à une diode :

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode établi par Schottky pour une seule cellule PV. Il est généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou en parallèle [22].

Une description plus simple est obtenue à partir du modèle à une exponentielle. Ce modèle comporte une diode de moins par rapport au modèle à deux exponentielles, ce qui implique que ce modèle comporte dans l'équation de la caractéristique courant-tension une exponentielle de moins [23,24].

II.2.1.1 Modèle à trois paramètres :

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} (équation II-1) proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition P-N de la cellule PV. Il est connu aussi sous le nom L3P (Lumped, 1 Mechanism model with 3 Parameters) [25,26]. Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode. Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté figure II.8 :

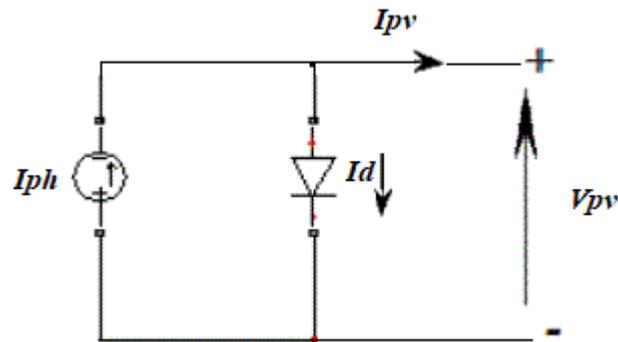


Fig II.8 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L3P.

Dans le cas de cellules solaires au silicium monocristallin, on considère l'hypothèse d'une cellule idéale. Le facteur d'idéalité est alors considéré comme égal à l'unité.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (\text{II.1})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [27] :

$$I_d = I_s \left(\exp \left(\frac{V_d}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

Où :

I_{ph} est le photo-courant, I_s est le courant de saturation inverse de la diode.

Le courant débité est équivalent à :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv}}{V_t n} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

Où :

$V_t = \frac{KT_c}{q}$ est la potentielle thermodynamique, T_c est la température absolue (K), q est la constante de charge d'électron(C), K est la constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}$ (j/k), n est le facteur d'idéalité de la diode.

Le courant de saturation de la diode est supposé variable avec la température selon l'expression [28-30]:

$$I_s = I_{sref} \left(\frac{T_c}{T_{cref}} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{\alpha}{n.K} \right) \left(\frac{1}{T_{cref}} \right) - \left(\frac{1}{T_c} \right) \right) \quad (\text{II.4})$$

où :

I_{sref} est le courant de saturation inverse de la diode en condition référence, T , T_{ref} est la température de cellule, réelle et à la condition de référence.

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans les conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte des pertes de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque [30].

II.2.1.2 Modèle à quatre paramètres (L4P) :

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé (Lumped, Mechanism, 4 Parameters); il a été étudié par Townsend [31]. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendant de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série. Les quatre paramètres apparaissant dans l'équation de la caractéristique I(V) sont le courants photonique I_{ph} , la résistance série et deux caractéristiques de la diode I_d et n .

Ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des systèmes d'équations $I(V)$ pour différents points de fonctionnement (donnés par les fabricants) [30,32].

Le schéma électrique équivalent de la cellule PV pour ce modèle est représenté sur la figure II.9 :

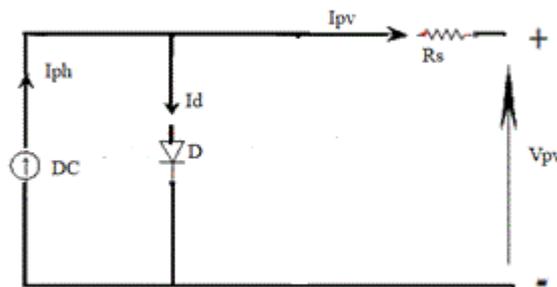


Fig II.9 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L4P.

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_i \cdot n} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.5})$$

II.2.1.3 Modèle à cinq paramètres (L5P) :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure II.10 qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par deux résistances, une résistance shunt R_{sh} et une résistance série R_s . Il est connu sous le nom L5P (Lumped, Mechanism, 5 Parameters) [33,31].

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{II.6})$$

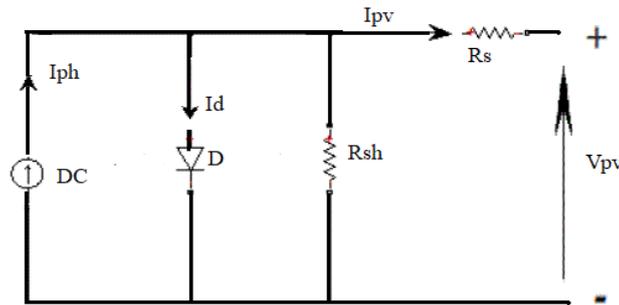


Fig II.10 : Schéma équivalent du modèle à une exponentielle, L5P.

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [33]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_i \cdot n}\right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \tag{II.7}$$

II.2.2 Modèle à deux diodes :

II.2.2.1 Modèle à six paramètres (2M6P) :

Si la résistance shunt est considérée infinie ($R_{sh}=\infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient de 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2M6P (Lumped, 2 Mechanism model with 6 Parameters) [30-31]. Cette simplification est justifiée par le fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances donc le courant qui la traverse est négligeable. La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure II.11.

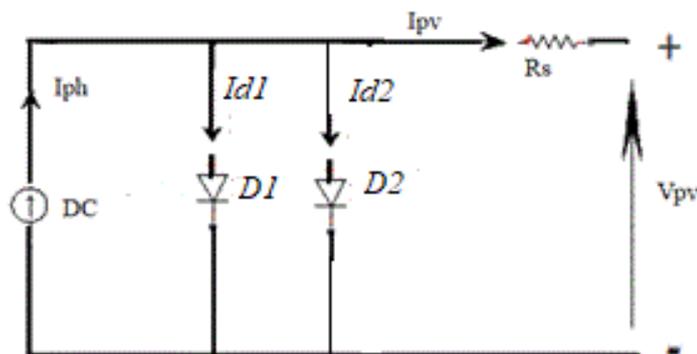


Fig II.11 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M6P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [31] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} \quad (\text{II.8})$$

où:

I_{d2} : courant de diode 2

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_i \cdot n_1} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_i \cdot n_2} \right) - 1 \right) \quad (\text{II.9})$$

II.2.2.2 Modèle à sept paramètres (2M7P) :

Il est connu aussi par le nom 2M7P [27,36]. Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous (fig. II.12). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes ayant les courants de saturation I_{s1} , I_{s2} et les facteurs de diode n_1 , n_2 et une source de courant produisant un photo-courant I_{ph} , qui dépend de l'éclairement solaire [34].

La résistance série R_s rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur-métal. Sa valeur est déterminée par l'inverse de la pente de la caractéristique I(V) pour une tension V égale à V_{co} . Ce terme doit idéalement être le plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact métal/semi-conducteur, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé. Cependant, un dopage trop élevé entraîne une augmentation de la recombinaison des porteurs.

La résistance parallèle (shunt) ou de court-circuit R_{sh} traduit quant à elle, la présence d'un courant de fuite à travers l'émetteur, causé par un défaut. Ceci est le cas lorsque la diffusion des contacts métalliques à haute température perce l'émetteur. Elle peut aussi être due à un court-circuit sur les bords de la cellule. Cette valeur devra être la plus élevée possible [35].

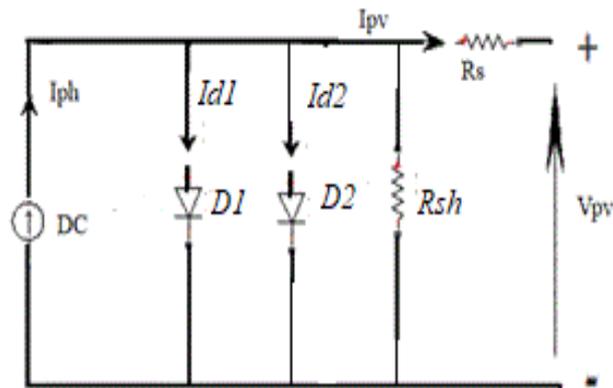


Fig II.12 : Schéma équivalent du modèle à deux exponentielles, 2M7P.

L'équation caractéristique est déduite d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff [36] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{II.10})$$

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation [36] :

$$I_{d1} = I_{s1} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_1 V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.11})$$

$$I_{d2} = I_{s2} \left(\exp\left(\frac{V_d}{n_2 V_t}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.12})$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (\text{II.13})$$

Le courant électrique produit par la cellule est alors donné par l'expression suivante [36,37] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t \cdot n_1} \right) - 1 \right) - I_{s2} \left(\exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{V_t \cdot n_2} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II.14})$$

Le courant photonique lié à l'éclairement, à la température et au courant photonique mesuré aux conditions de référence est donné par [36] :

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{phref} - \mu_{cc} (T_c - T_{cref}) \right) \quad (\text{II.15})$$

où:

I_{phref} est le courant photonique sous condition de référence [A], μ_{cc} est le coefficient de sensibilité de l'intensité à la température [A/K], G , G_{ref} sont les éclaircements réel et à la condition de référence [W/m²]. Les courants de saturation I_{s1} et I_{s2} sont donnés par les relations suivantes [36,38] :

$$I_{s1} = C_{s1} \cdot T_c^3 \cdot \exp \left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_1 \cdot T \cdot K} \right) \quad (\text{II.16})$$

$$I_{s2} = C_{s2} \cdot T_c^{3/2} \cdot \exp \left(\frac{-E_{gap} \cdot q}{n_2 \cdot T \cdot K} \right) \quad (\text{II.17})$$

Les constantes C_{s1} et C_{s2} sont généralement comprises respectivement entre 150 – 180 A.K⁻³ et 1,3 -1,7 × 10⁻² A.K^{-5/2} pour une cellule de 100 cm².

E_{gap} : énergie de gap (silicium cristallin = 1,12 eV ; silicium amorphe = 1,7 eV ; CIS = 1,03 eV ; CdTe = 1,5 eV).

II.3 Paramètres d'une cellule photovoltaïque :

Il existe de nombreux paramètres qui permettent de caractériser une cellule solaire. Ces paramètres sont appelés paramètres photovoltaïques et sont déduits de la caractéristique I(V). Les plus usuels sont les suivants:

II.3.1 Courant de court-circuit (I_{cc}) :

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. C'est le plus grand courant que la cellule peut fournir. Celui-ci est fonction de la température, de la longueur d'onde du rayonnement, de la surface active de la cellule, de la mobilité des porteurs. Ce courant est linéairement dépendant de l'intensité lumineuse reçue [26].

II.3.2 Tension de circuit ouvert (V_{co}) :

Comme son nom l'indique, c'est la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle n'est pas connectée à une charge ou lorsqu'elle est connectée à une charge de résistance infinie. Elle dépend essentiellement du type de cellule solaire (jonction PN, jonction Schottky), des matériaux de la couche active et de la nature des contacts de la couche active-électrode. Elle dépend de plus de l'éclairement de la cellule [26].

$$v_{co} = \frac{kT_c}{q} \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) \quad (\text{II.18})$$

où :

T_c est la température absolue (K), $\frac{kT_c}{q}$ le potentiel thermodynamique (K), q la constante de la charge d'électron $1.602 \cdot 10^{-23}$ C, I_s le courant de saturation (A), I_{ph} est le courant photonique(A), k est la constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K.

Deux régimes peuvent être observés suivant le degré d'éclairement (fig.II.13).

- Régime des faibles flux lumineux : dans ce cas, $I_{ph} \ll I_s$, ce qui permet d'écrire :

$$\log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right) = \frac{I_{ph}}{I_s} \quad (\text{II.19})$$

D'où :

$$v_{co} \approx \frac{kT_c}{q} \cdot \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (\text{II.20})$$

- Régime des flux lumineux suffisamment intenses pour que $I_{ph} \gg I_s$, soit :

$$\left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \gg 1$$

D'où :

$$v_{co} = \frac{kT_c}{q} \cdot \log \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (\text{II.21})$$

C'est le domaine du comportement logarithmique.

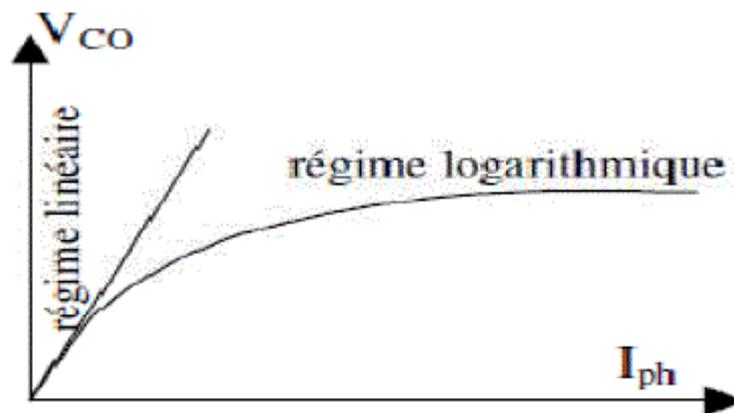


Fig II.13 Différents régimes selon la puissance d'éclairement.

Il est important de remarquer que cette tension augmente avec le log de I_{ph} , donc avec le log de l'illumination.

En revanche, elle décroît avec la température, malgré le terme $\frac{kT_c}{q}$. En effet, le courant de saturation, I_s , dépend de la surface de la diode (donc de la cellule) et des caractéristiques de la jonction: il varie exponentiellement avec la température et cette dépendance en température compense largement le terme $\frac{kT_c}{q}$. Donc la tension de circuit-ouvert V_{co} baisse avec la température, ce qui est important dans le dimensionnement des systèmes.

II.3.3 Facteur de forme FF :

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \times V_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales. Il est défini par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (II.22)$$

II.3.4 Le rendement η

Le rendement η , des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente, P_{in} .

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{P_{in}} \quad (II.23)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension en circuit-ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

II.4 Générateur photovoltaïque (GPV)

II.4.1 La constitution d'un module photovoltaïque :

- Les cellules sont connectées entre elles par un fin ruban métallique (cuivre étamé), du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+) (fig. II.14).

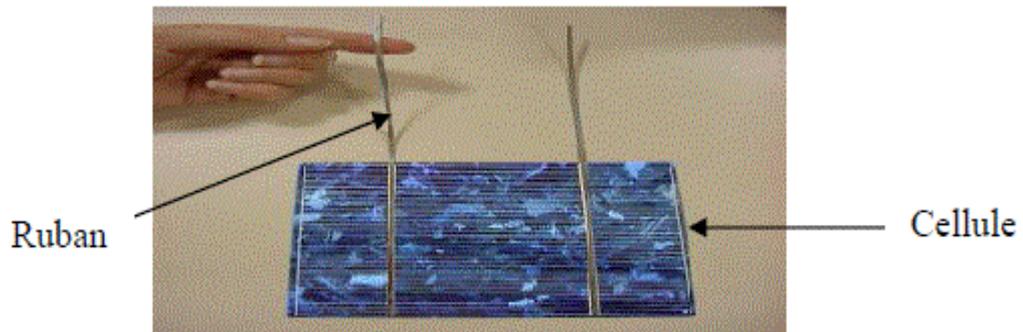


Fig II.14 Ruban métallique d'une cellule.

- Les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle)
- Le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation.
- Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière.
- La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR (fig. II.15).

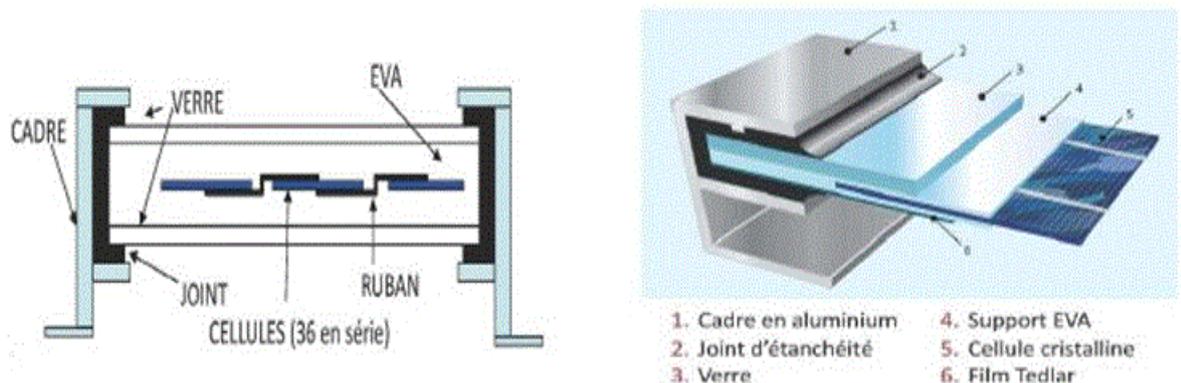


Fig II.15 Encapsulation des cellules.

- La boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass.
- Les 2 câbles unipolaires sont raccordés.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes N_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv} \quad (\text{II.24})$$

où :

P_{pv} est la puissance disponible en sortie du GPV, V_{pv} la tension à la sortie du GPV, I_{pv} le courant de sortie du GPV.

II.4.1.1 Mise en série :

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation (II.25) résume les caractéristiques électriques d'une association série de N_s cellules.

$$V_{co} = N_s \cdot V_{co} \quad (\text{II.25})$$

où :

V_{co} : la tension en circuit-ouvert.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible.

L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{\text{cons}}=0.6\text{V}\times 36=21,6\text{V}$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{op} proche de celle d'une tension de batterie de 12V [17].

La figure II.16 représente la mise en série des cellules photovoltaïque [17] :

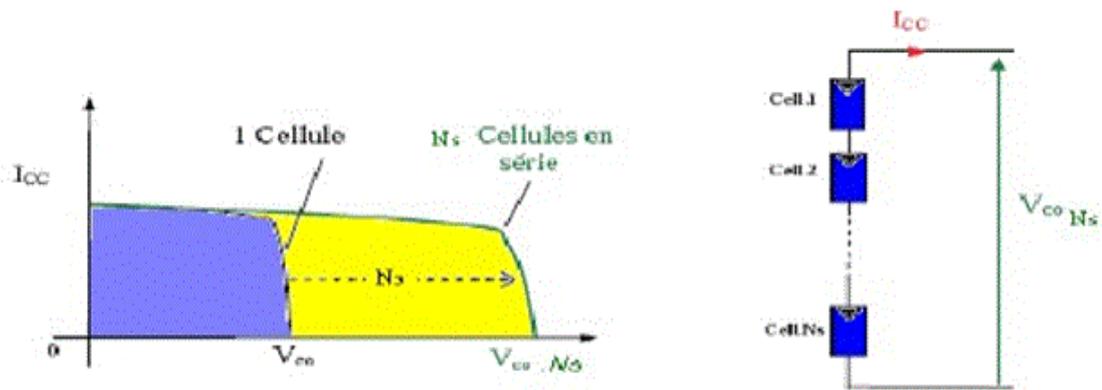


Fig II.16 Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.

II.4.1.2 Mise en parallèle :

Une association parallèle de N_p cellules permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, (Fig.II.17). L'équation II.26 résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

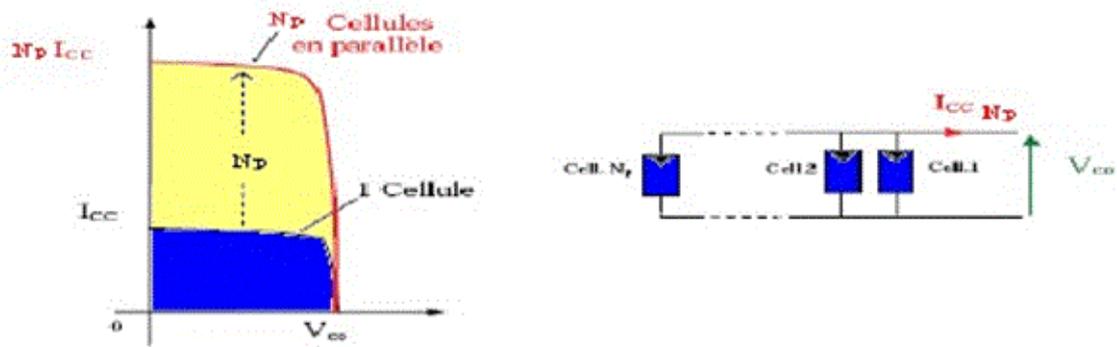


Figure II.17 Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.

$$I_{cc} = N_p \cdot I_{cc} \quad (\text{II.26})$$

où :

I_{cc} : le courant de court-circuit.

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{\max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée V_{op} et d'un courant optimal noté I_{op} .

Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs PV se trouvent souvent sous forme de modules pré-câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV.

Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à $\pm 10\%$ selon le lot de fabrication [39].

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée (fig. II.18).

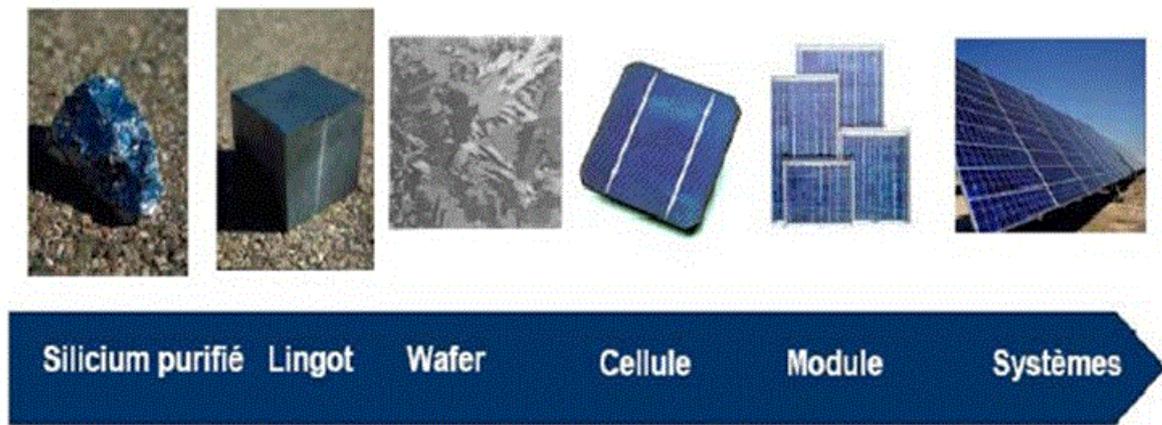


Fig II.18 Le passage d'une cellule à un champ photovoltaïque [39].

II.4.2 Protection classique d'un GPV :

Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules commerciaux afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en séries et en panneaux en parallèles. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (fig. II.19).

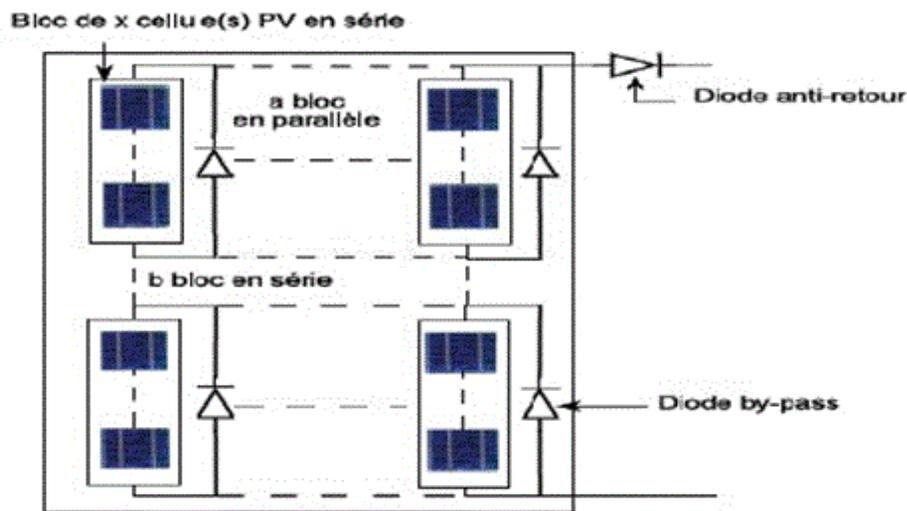


Figure II.19 Schéma d'un module photovoltaïque [40].

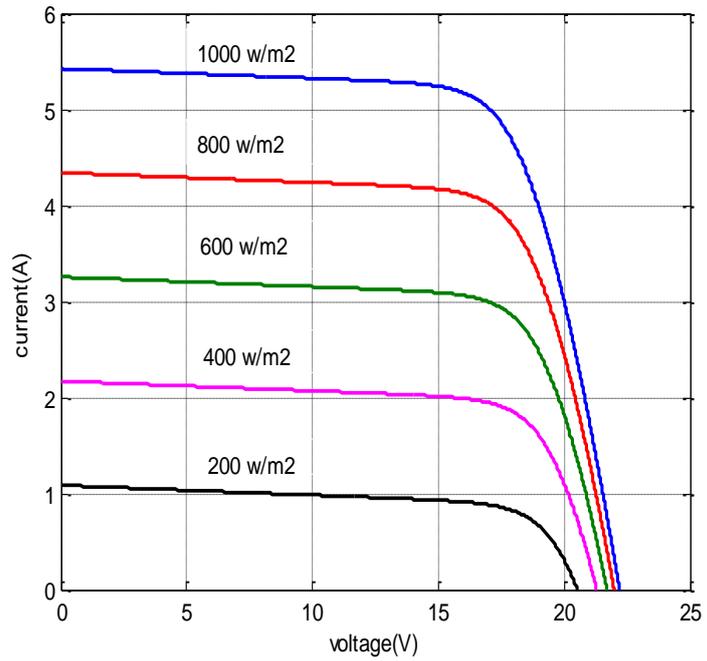
La diode anti-retour empêche un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairement n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

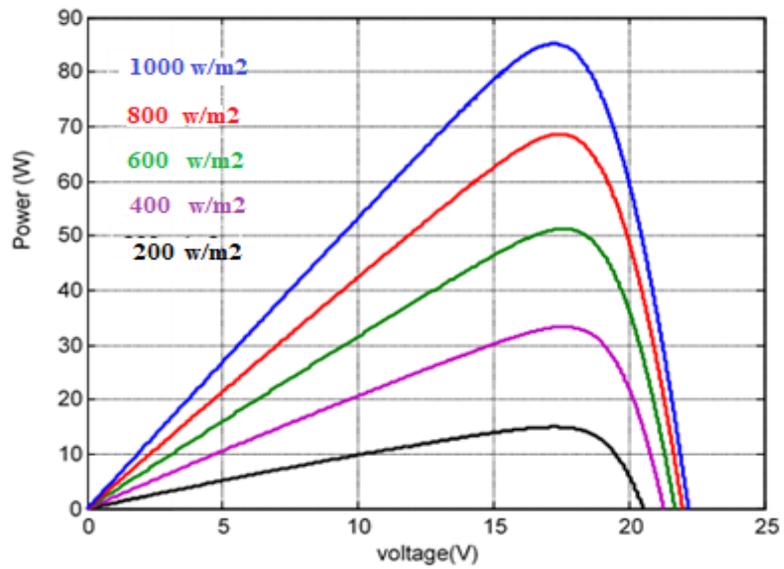
La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'une partie de la protection d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [40].

II.5 Influence de la température et de l'éclairement :

La caractéristique d'une cellule est directement dépendante de l'éclairement et de la température. Les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairiments à température constante 25°C, fig. II.20, montrent clairement que l'irradiation varie pour une température donnée et que le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation. Au même temps, la tension de circuit ouvert V_{co} (à vide) varie très peu.



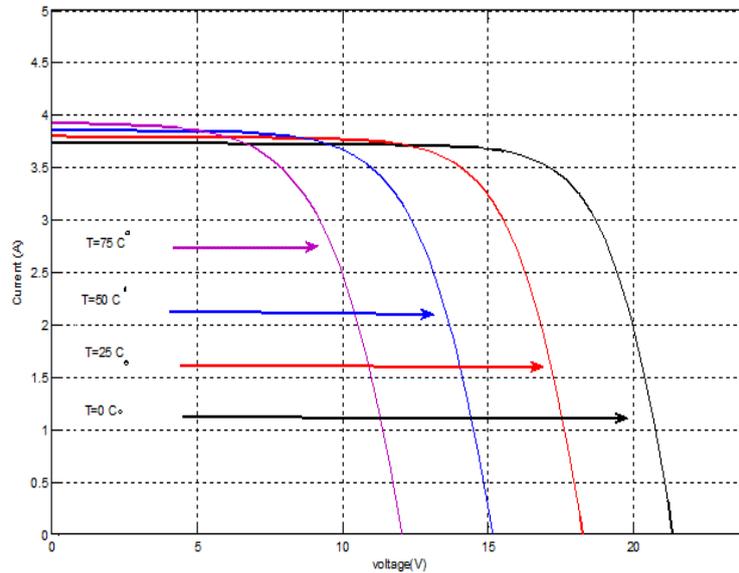
(a)



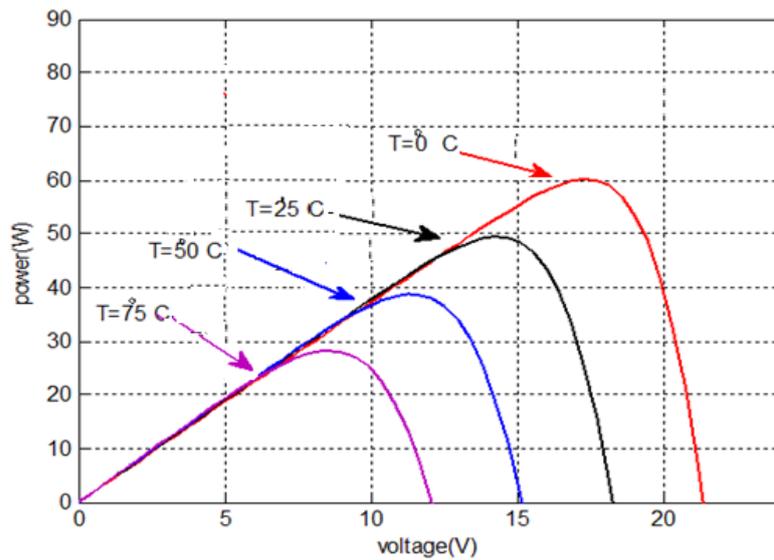
(b)

Fig II.20 Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) en fonction de l'éclairement.

La température a également une influence sur la caractéristique I-V. La figure II.21 présente la variation des caractéristiques d'une cellule PV en fonction de la température à un éclairement donné. L'éclairement est ici fixé à $1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$.



(a)



(b)

Fig II.21 Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) pour différentes températures.

Si la température croît à irradiation constante, la tension à vide V_{co} décroît avec la température. Plus la température est élevée plus V_{co} est faible et le courant de court-circuit I_{cc} augmente avec la température. L'influence de la température sur I_{cc} peut être négligée dans la majorité des cas.

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV.

II.6 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de cellules photovoltaïques. Ensuite le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (l'effet photovoltaïque) est présenté, ainsi que la caractéristique $I(V)$ non linéaire du panneau et l'influence des différents paramètres extérieurs sur cette caractéristique. Enfin, nous avons présenté les différentes technologies de cellules actuellement sur le marché ou en cours de développement. Dans le chapitre suivant, on va étudier les convertisseurs DC/DC et DC/AC.

Chapitre III

Convertisseurs DC/DC et DC/AC

Introduction :

Pour qu'un module photovoltaïque fournisse sa puissance maximale disponible, il faut une adaptation permanente de la charge avec le générateur photovoltaïque. Cette adaptation peut être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC contrôlé par un mécanisme de poursuite MPPT «Maximum Power Point Tracking».

Plusieurs dispositifs nécessitent l'énergie alternative, donc pour les alimenter par un générateur photovoltaïque il faut utiliser un convertisseur DC-AC. Il y a plusieurs commandes et le but de ces commandes est d'avoir un signal sinusoïdal.

Dans ce chapitre on va étudier les convertisseurs DC-DC et DC-AC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques. On va décrire la commande MPPT du convertisseur DC-DC et la commande MLI du convertisseur DC-AC.

III.1 Les Hacheurs :

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé (fig. III.1). Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle les hacheurs ont de bons rendements.

Un hacheur permet de régler le transfert d'énergie d'une source continue vers la charge avec un rendement élevé. Selon la structure, il peut être abaisseur ou élévateur de tension et dans certaines conditions, renvoyer de l'énergie à l'alimentation. Il est utilisé dans les alimentations et pour le pilotage des moteurs [41].

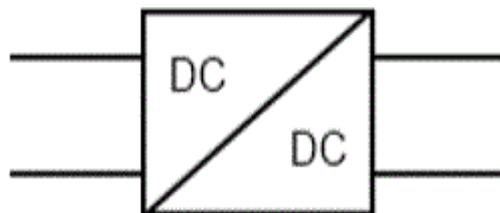


Fig III.1 Symbole d'un convertisseur DC-DC.

III.1.2 Type des hacheurs :

Nous traitons dans cette partie les convertisseurs unidirectionnels en courant et en tension. Cela implique que la fluence d'énergie ne peut se faire, au sein du convertisseur, que dans un seul sens. Cela revient également à considérer [42] :

- des sources de tension non réversibles, unidirectionnelles en courant.
- des sources de courant non réversibles, unidirectionnelles en tension. Cela conduit à l'étude des convertisseurs DC-DC les plus simples qui puissent être. Dans ce cadre, on distingue trois familles de convertisseurs statiques (ou hacheurs).
 - hacheur abaisseur (ou buck),
 - hacheur élévateur (ou boost),
 - hacheur abaisseur-élévateur (buck-boost).

III.1.2.1 Hacheur Buck :

Le convertisseur Buck peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom de hacheur dévolteur ou hacheur série. C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [43].

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K (fig. III.2) peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [43].

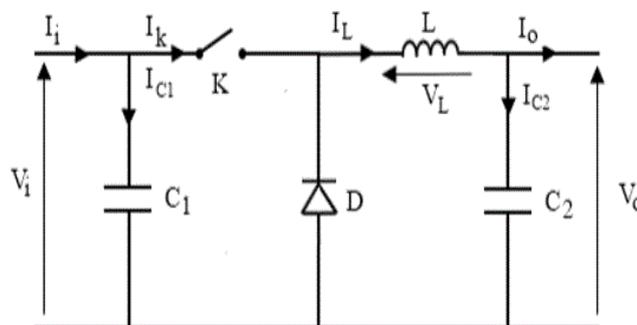


Fig III.2 Schéma électrique d'un hacheur buck .

a) Fonctionnement :

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , la tension appliquée aux bornes de la diode est V_i . L'interrupteur est commandé à la fréquence de découpage $f = \frac{1}{T_e}$. La source fournit V_i de l'énergie à la charge et à l'inductance. Pendant le temps $t = [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D . La tension à ses bornes est donc nulle [44].

Les chronogrammes (tracés dans le cas idéal) de la figure III.3 sont tracés dans le cas d'une conduction continue, c'est-à-dire que le courant ne repasse jamais par zéro. Pour calculer la relation entre la tension d'entrée et celle de sortie, on exprime que la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle [44]:

$$V_0 = \alpha V_i \quad (\text{III.1})$$

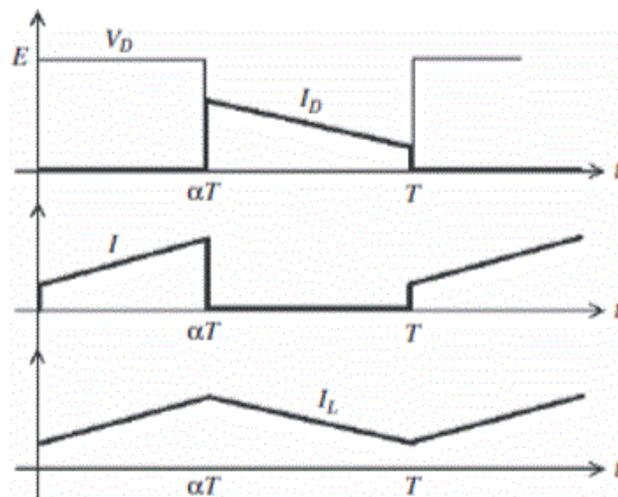


Fig III.3 Chronogrammes du courant et de la tension d'un hacheur buck.

b) Modèle mathématique équivalent :

Pour savoir le comportement réel nous devons faire la représentation du circuit équivalent par les deux états du commutateur et de tirer par suite le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie. La figure III.4 montre le schéma du circuit équivalent d'un convertisseur dévolteur avec le commutateur fermé, tandis que la figure III.5 représente le convertisseur dévolteur avec le commutateur ouvert [45].

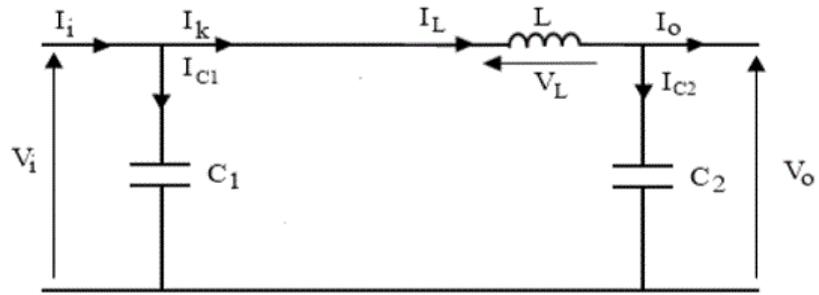


Fig III.4 Schéma électrique d'un hacheur buck fermé.

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

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{III.2})$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{III.3})$$

$$V_L(t) = L \frac{dv_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad (\text{III.4})$$

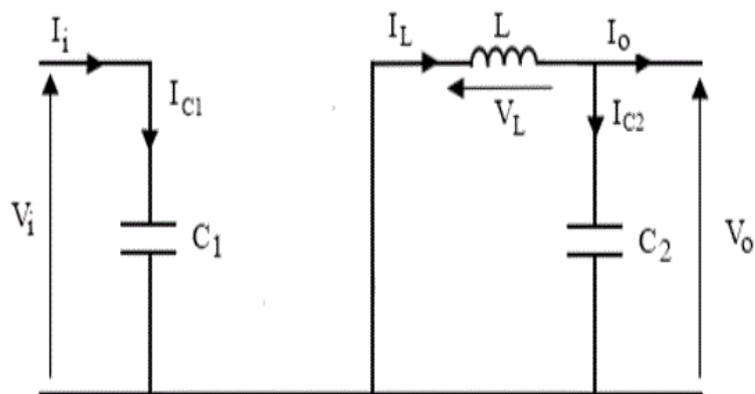


Fig III.5 Schéma électrique d'un hacheur buck ouvert.

Les équations suivantes sont déduites de la figure III.5 :

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad (\text{III.5})$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L(t) - I_o(t) \quad (\text{III.6})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = -V_o(t) \quad (\text{III.7})$$

III.1.2.2 Hacheur boost :

Ce dernier est un convertisseur survolteur, connu aussi sous le nom de hacheur parallèle. Son application typique est de convertir sa tension d'entrée en une tension de sortie supérieure [45]. C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [43] (fig. III.6).

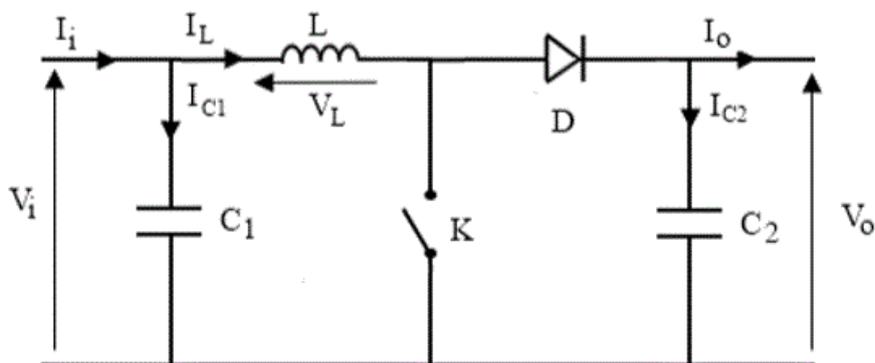


Fig III.6 Schéma électrique d'un hacheur boost.

a) **Fonctionnement :**

Quand l'interrupteur est fermé pendant la durée αT_e , le courant dans l'inductance croît linéairement (fig. III.7). La tension aux bornes de K est nulle. Pendant le temps $t = [\alpha T_e, T_e]$, l'interrupteur s'ouvre et l'énergie emmagasinée dans l'inductance commande la circulation du courant dans la diode de roue libre D. On a alors $V_k = V_0$. En écrivant que la tension aux bornes de l'inductance est nulle, on arrive à [44] :

$$V_0(1 - \alpha) = V_i \quad (\text{III.8})$$

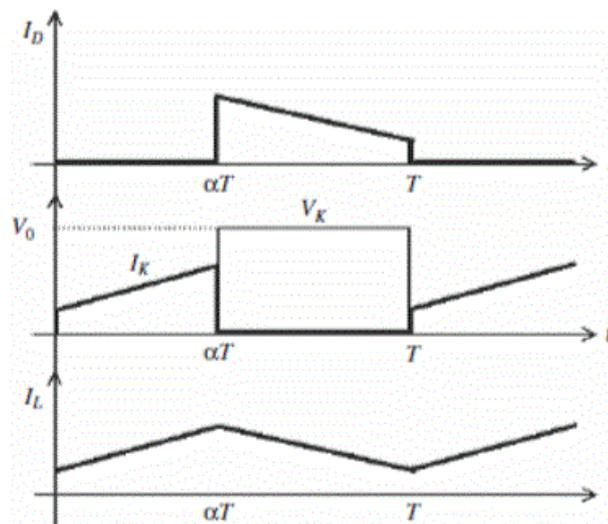


Fig III.7 Chronogrammes du courant et de la tension d'un hacheur boost.

a) **Modèle mathématique équivalent :**

Afin de pouvoir synthétiser les fonctions du hacheur survolteur à l'état d'équilibre, il est nécessaire de présenter les schémas équivalents du circuit à chaque position de l'interrupteur K. Celui de la figure III.8, présente le circuit équivalent du boost lorsque K est fermé c'est-à-dire entre $[0, \alpha T_e]$ [45].

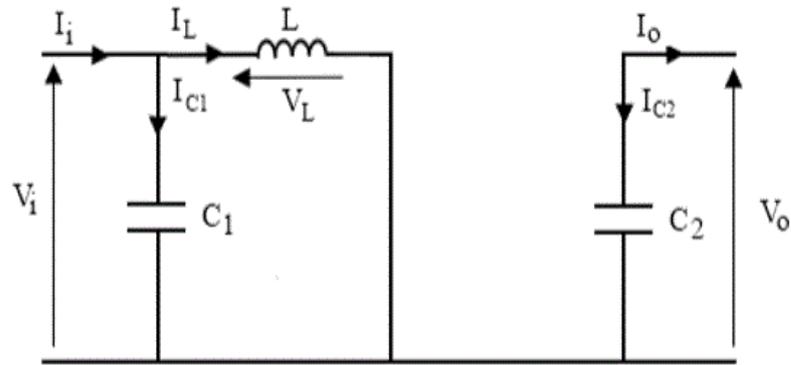


Fig III.8 Schéma électrique d'un hacheur boost fermé.

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

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{III.9}$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{III.10}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \tag{III.11}$$

À l'état ouvert de l'interrupteur K, le circuit équivalent au fonctionnement du boost est le suivant (fig. III.9) :

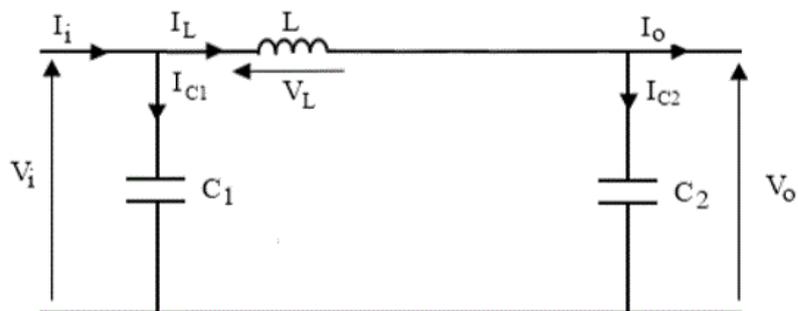


Fig III.9 Schéma électrique d'un hacheur boost ouvert.

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \quad (\text{III.12})$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_L - I_o(t) \quad (\text{III.13})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) - V_o(t) \quad (\text{III.14})$$

III.1.2.3 Hacheur Buck-Boost :

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse. C'est un convertisseur indirect DC-DC à stockage inductif. La source d'entrée est de type tension continue (filtrage capacitif en parallèle avec une source de tension) et la charge de sortie continue de type source de tension (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [43] (fig.10).

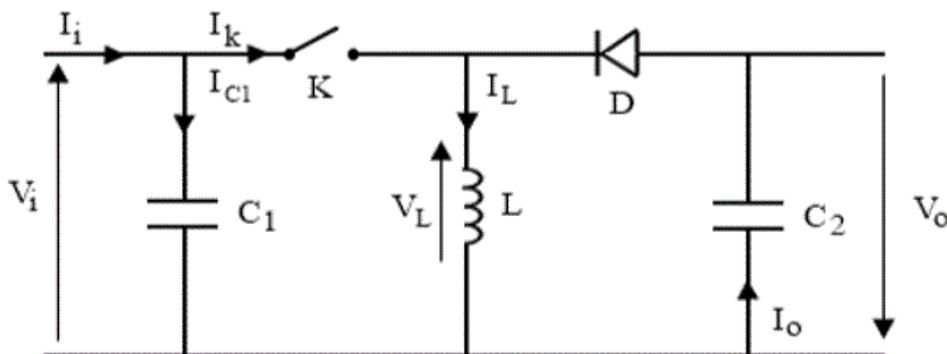


Fig III.10 Schéma électrique d'un hacheur buck-boost.

a) Fonctionnement :

Cette structure de convertisseur permet d'obtenir des tensions négatives à partir de tension positive. Le schéma de principe est présenté dans la figure III.11. Quand l'interrupteur est fermé

pendant la durée αT , le courant augmente linéairement. La tension est égale à V_i . À l'ouverture de K, la diode prend le relais et la tension V_L est égale à $-V_0$. Par définition la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle. Il en résulte que [44] :

$$V_i \cdot \alpha T = V_0 (1 - \alpha) T \quad (\text{III.15})$$

Quand le rapport cyclique $\alpha > 0,5$, le hacheur buck-boost fonctionne comme un hacheur boost et si le rapport cyclique $\alpha < 0,5$, le hacheur buck-boost fonctionne comme un hacheur buck.

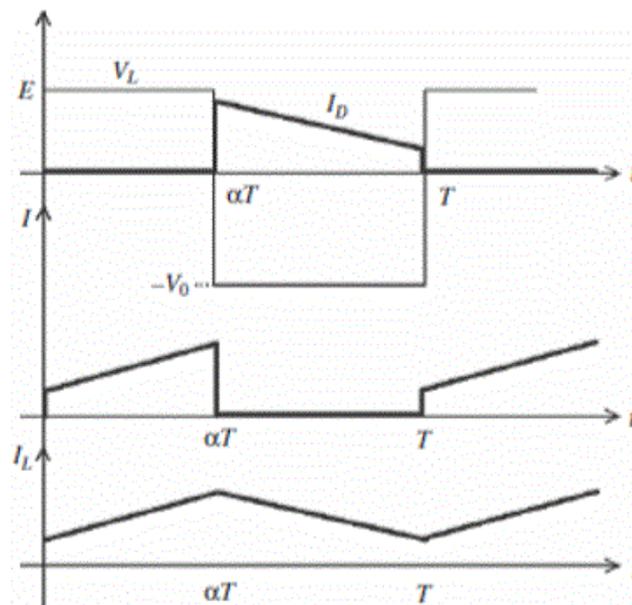


Fig III.11 Chronogrammes du courant et de la tension d'un hacheur buck-boost.

b) Modèle mathématique équivalent :

Lorsque l'interrupteur K est fermé le circuit équivalent est montré sur la figure (III.12).

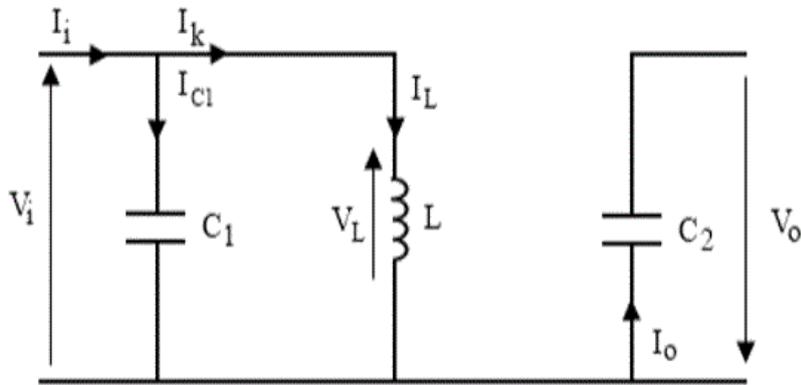


Fig III.12 Schéma électrique d'un hacheur buck-boost fermé.

En appliquant la loi de Kirchhoff à ce circuit, on obtiendra les équations suivantes :

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) - I_L(t) \tag{III.16}$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = -I_o(t) \tag{III.17}$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_i(t) \tag{III.18}$$

Lorsque l'interrupteur K est ouvert le circuit équivalent apparaît à la figure III.13 :

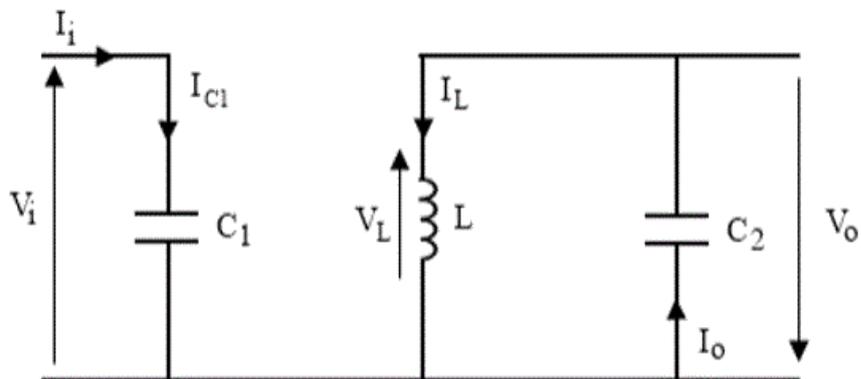


Fig III.13 Schéma électrique d'un hacheur buck- boost ouvert.

Le modèle d'équation dans cette configuration est comme suit :

$$I_{c_1}(t) = C_1 \frac{dv_i(t)}{dt} = I_i(t) \quad (\text{III.19})$$

$$I_{c_2}(t) = C_2 \frac{dv_o(t)}{dt} = I_o(t) - I_L(t) \quad (\text{III.20})$$

$$V_L(t) = L \frac{dI_L(t)}{dt} = V_o(t) \quad (\text{III.21})$$

Il existe d'autres types de convertisseur DC/DC plus complexes que ceux décrits en haut.

Le tableau III.1 donne une idée sur la complexité de chaque type de convertisseur [46].

Tableau III.1 types de convertisseur DC/DC [46].

Type	Fonction	Interrupteur	Diode	Transformateur	Complexité
<i>Buck</i>	Abaisseur	1	1	non	Faible
<i>Boost</i>	Élévateur	1	1	non	Faible
<i>Buck-Boost</i>	Abaisseur/ Élévateur	1	1	non	Faible
<i>Flyback</i>	Abaisseur/ Élévateur	1	1	oui	Moyenne
<i>Half Forward</i>	Abaisseur/ Élévateur	1	1	oui	Moyenne
<i>Push Pull</i>	Abaisseur/ Élévateur	2	2	oui	Forte
<i>Half Bridge</i>	Abaisseur/ Élévateur	2	4	oui	Forte
<i>Full Bridge</i>	Abaisseur/ Élévateur	4	4	oui	Très forte

III.2 Commandes MPPT des convertisseurs DC-DC :

Nous pouvons classifier d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique: analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classifier selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée de la commande du MPPT.

Il existe un grand nombre de publications scientifiques qui présentent des commandes du MPPT plus ou moins complexes. La figure III.14 montre le diagramme synoptique d'un système photovoltaïque, avec un module MPPT qui a pour entrées la tension et le courant de sortie du module [47]. Dans la plupart des cas, on fait une maximisation de la puissance fournie par le module solaire.

La poursuite du point de puissance maximale (MPPT) (Maximum Power Point Tracker) est nécessaire pour extraire le maximum de puissance du module PV. En général, un convertisseur DC/DC est placé entre la source PV et la charge, en faisant varier le rapport cyclique du point de fonctionnement.

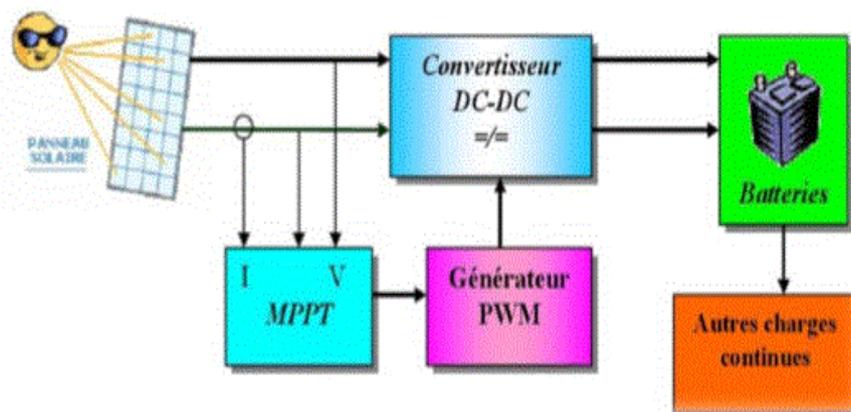


Fig. III.14 Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT [47].

III.2.1 Les méthodes de poursuite de MPP :

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Idéalement, le suivi de la puissance se fait automatiquement pour s'adapter aux conditions météorologiques variables [48]. Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du module solaire pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les modules photovoltaïque PV. La puissance extraite du module est calculée à partir des mesures de courant I et de tension V du module et la multiplication de ces deux grandeurs $P_{pv} = I_{pv} * V_{pv}$ [47,49].

III.2.1.1 Méthodes à contre réaction de tension :

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la PWM de commande afin d'annuler cette erreur. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on a trois types de méthodes :

- Méthode à tension de référence fixe ;
- Méthode a tension de référence en fonction d'un paramètre ;
- Tension de référence extrême (cellule pilote).

III.2.1.2 Méthodes à contre réaction de courant :

Cette méthode utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel et actuel du système. Elle permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau pour extraire le maximum de puissance [50].

- Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit.
- Méthode de maximisation du courant de sortie.

III.2.1.3 Méthodes à contre réaction de puissance :

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les panneaux solaires. Ainsi pour un point donné, on fait la recherche dans un certain sens. Si on a une augmentation de la puissance du panneau alors on maintient cette direction de recherche, sinon on cherche dans le sens opposé [50].

III.2.1.3.1 Algorithme « perturbation et observation » :

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence, ou en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur (DC-DC).

puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique (D).

Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du générateur est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$, alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P et O) est donné par la Figure III.15 [50].

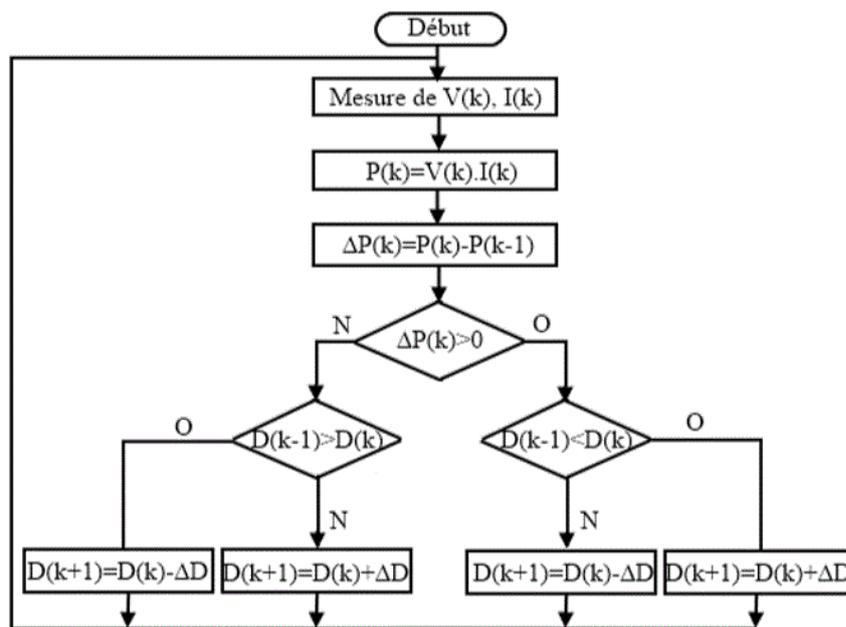


Fig III.15 Algorithme de perturbation et de l'observation (P et O) [50].

Comme illustré figure III.16, on peut observer que si une incrémentation positive de la tension (V_{pv}) engendre un accroissement de la puissance (P_{pv}), le point de fonctionnement se trouve à gauche du point de puissance maximale (PPM). Au contraire, si la puissance décroît, le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît.

À partir de ces analyses portant sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique (P_{pv}/V_{pv}), on peut facilement situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et le faire converger vers le maximum de puissance en imposant une valeur appropriée au courant de sortie du module PV [51].

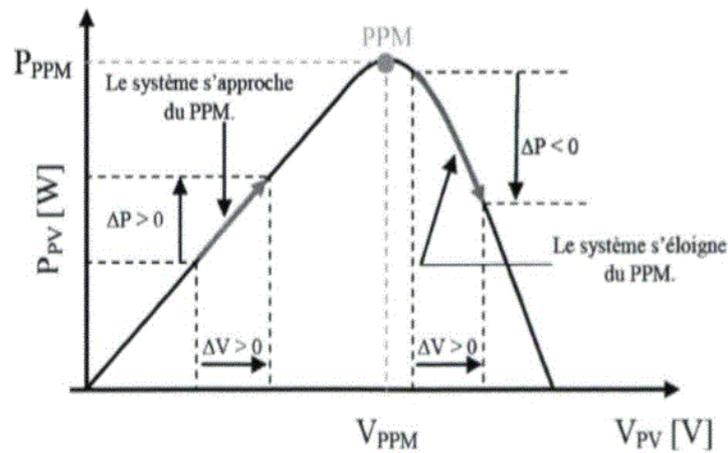


Fig III.16 Schéma du principe de la méthode P&O [50].

III.2.1.3.2 Algorithme incrémentation de la conductance :

L'algorithme par incrémentation de conductance se résulte en dérivant la puissance du panneau photovoltaïque par rapport à la tension et en mettant le résultat égal à zéro. Ceci peut être décrit par les équations suivantes [50]:

$$\frac{dP}{dV} = 1 + V \frac{dI}{dV} \quad (\text{III.22})$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{1}{V} \quad (\text{III.23})$$

$\frac{1}{V}$ est la conductance de la source, $\frac{dI}{dV}$ est l'incrément de la conductance.

Puisque la tension V du panneau est toujours positive, le point de puissance maximale (MPP) est atteint si la conductance de la source égale l'incrément de la conductance de la source avec un signe moins, et qu'elle est à gauche de ce point lorsque la conductance est supérieure à l'incrément de la conductance et vice-versa [50], comme suit:

$$\frac{dP}{dV} > 0 \quad \text{si} \quad \frac{1}{V} > -\frac{dI}{dV} \quad (\text{III.24})$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \text{si} \quad \frac{1}{V} = -\frac{dI}{dV} \quad (\text{III.25})$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \quad \text{si} \quad \frac{1}{V} < -\frac{dI}{dV} \quad (\text{III.26})$$

La figure III.17 présente la méthode d'incrémentation de conductance :

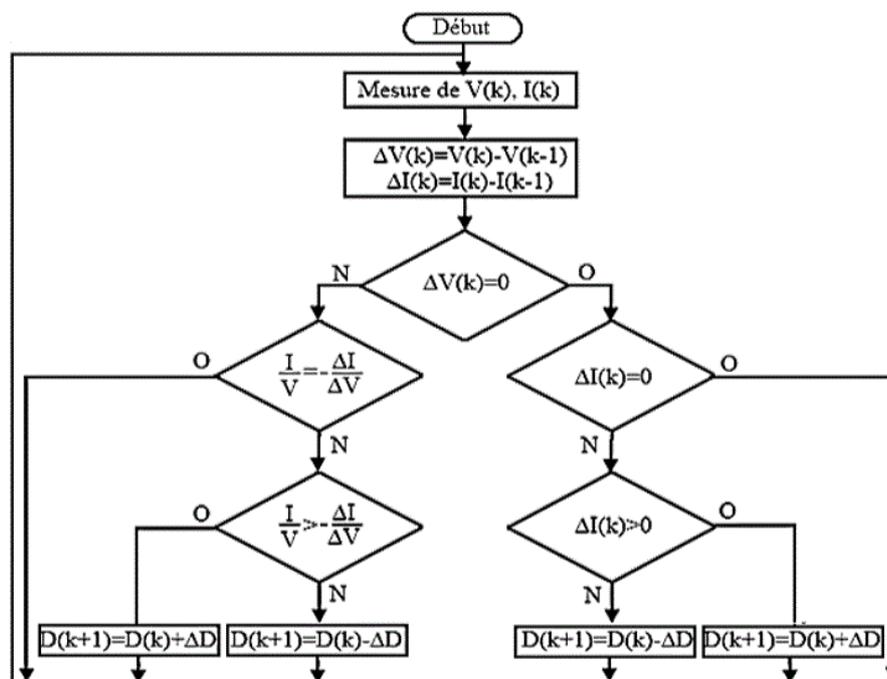


Fig III.17 Algorithme d'incrémentation de la conductance [50].

III.3 Les onduleurs :

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet la transformation de l'énergie de type continu, en une énergie alternative. La forme de la tension de la sortie de l'onduleur doit être plus proche d'une sinusoïde (l'allure sinusoïdale). Il est nécessaire que le taux d'harmonique soit très faible, et cela dépend essentiellement de la technique de commande utilisée (fig.III.18).

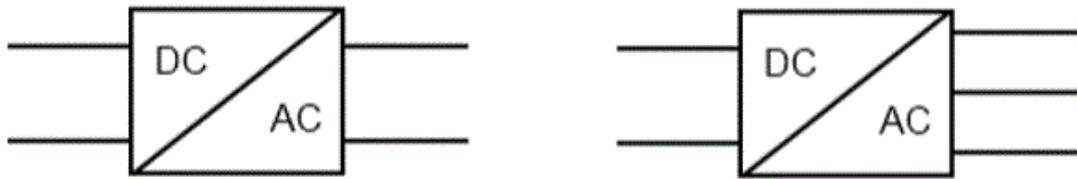


Fig III.18 Symbole des convertisseurs DC-AC monophasé et triphasé [55].

III.3.1 Structure d'onduleur :

Les onduleurs triphasés sont constitués de trois bras, chaque bras étant composé de deux interrupteurs. Les interrupteurs choisis, constituent bien une cellule de commutation (fig. III.19). Leur fonctionnement doit être complémentaire afin de ne jamais court-circuiter la source continue. Donc les interrupteurs doivent être bidirectionnels en courant. Ils se composent soit d'un thyristor et d'une diode antiparallèle, ou bien d'un transistor avec une diode antiparallèle.

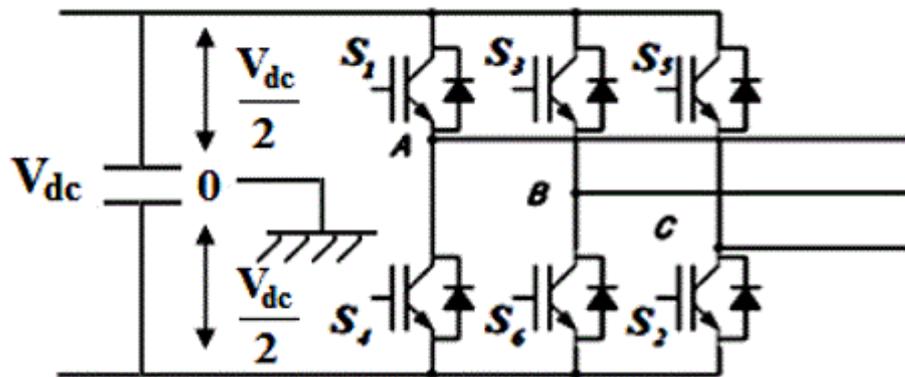


Fig III.19 Structure d'un onduleur triphasé [55].

Les couples d'interrupteurs doivent être commandés de manière complémentaire pour assurer la continuité des courants alternatifs dans la charge d'une part et éviter le court-circuit de la source d'autre part.

Les diodes (D_i ($i=1, 2, 3, \dots, 6$)) sont des diodes à roue libre assurant la protection. L'état des interrupteurs, supposés parfaits, peut être défini par trois grandeurs booléennes de commande (S_i ($i=a, b, c$)).

- $S_i = 1$, le cas où l'interrupteur de haut est fermé et celui d'en bas ouvert.

- $S_i = 0$, le cas où l'interrupteur de haut est ouvert et celui d'en bas fermé. Ainsi, on peut écrire les tensions de phase $V_{in a, b, c}$ en fonction des signaux de commande S_i :

$$V_{ina,b,c} = S_i V_{dc} - \frac{V_{dc}}{2} \quad (\text{III.27})$$

Les trois tensions composées V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} sont définies par les relations suivantes en tenant compte du point fictif « 0 » [42].

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{a0} + V_{0b} = V_{a0} - V_{b0} \\ V_{bc} = V_{b0} + V_{0c} = V_{b0} - V_{c0} \\ V_{ca} = V_{c0} + V_{0a} = V_{c0} - V_{a0} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Soit n le point neutre du côté alternatif, alors on a :

$V_{in a, b, c}$ en fonction des signaux de commande S_i :

$$V_{ina,b,c} = S_i V_{dc} - \frac{V_{dc}}{2} \quad (\text{III.27})$$

Les trois tensions composées V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} sont définies par les relations suivantes en tenant compte du point fictif « 0 » [42].

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{a0} + V_{0b} = V_{a0} - V_{b0} \\ V_{bc} = V_{b0} + V_{0c} = V_{b0} - V_{c0} \\ V_{ca} = V_{c0} + V_{0a} = V_{c0} - V_{a0} \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

Soit n le point neutre du côté alternatif, alors on a :

$$\begin{cases} V_{a0} = V_{an} + V_{n0} \\ V_{b0} = V_{bn} + V_{n0} \\ V_{c0} = V_{cn} + V_{n0} \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

Le système est considéré équilibré, il en résulte :

$$V_{n0} = -\frac{1}{3}(V_{a0} + V_{b0} + V_{c0}) \quad (\text{III.30})$$

En remplaçant (2.29) dans (2.30), on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{a0} - \frac{1}{3}V_{b0} - \frac{1}{3}V_{c0} \\ V_{bn} = -\frac{1}{3}V_{a0} + \frac{2}{3}V_{b0} - \frac{1}{3}V_{c0} \\ V_{cn} = -\frac{1}{3}V_{a0} + \frac{1}{3}V_{b0} + \frac{2}{3}V_{c0} \end{cases} \quad (\text{III.31})$$

L'utilisation de l'expression (III.27) permet d'établir les équations instantanées des tensions simples en fonction des grandeurs de commande :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{III.32})$$

où :

V_{an} , V_{bn} et V_{cn} sont les tensions de sortie de l'onduleur. Par conséquent, l'onduleur est modélisé par la matrice de transfert T donnée par :

$$T = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.33})$$

III.3.2 Classification des onduleurs :

Les onduleurs sont classés selon le mode de commutation :

- les onduleurs autonomes qui génèrent leur propre fréquence et leur propre tension alternative.

Dans ces onduleurs la commutation est forcée [52].

- les onduleurs non autonomes dont la fréquence et la tension alternative sont imposées par le réseau qu'ils alimentent. Dans ces onduleurs la commutation est naturelle. Elle est naturelle en ce sens que ce sont les tensions alternatives du réseau qui effectuent le transfert du courant d'un thyristor à l'autre [52].

Selon la nature de la source continue :

- Onduleur de tension : la source DC impose la tension, la charge AC impose le courant sinusoïdal.
- Onduleur de courant : la source DC impose le courant, la charge AC impose la tension sinusoïdale [42].

III.3.3 Principe de fonctionnement :

Il existe plusieurs types de commande d'onduleurs comme la commande symétrique (adjacente) ou celle décalée (disjointe), la MLI.... Les différentes commandes ont pour but d'obtenir l'allure sinusoïdale ou niveau de la sortie. Pour chaque commande, le principe de fonctionnement change.

III.3.3.1 Commande pleine onde :

Deux thyristors d'un même bras sont commandés à 180° de décalage. Les thyristors de deux bras voisins sont commandés à 120° de décalage. On obtient ainsi des tensions composées dont les valeurs sont E , 0 ou $-E$ volts, la durée d'un niveau non nul étant de 120° par alternance [53].

III.3.3.2 Commande MLI :

L'utilisation de la modulation de largeur d'impulsion (MLI) ou Pulse Width Modulation (PWM) permet d'éliminer les premiers rangs d'harmoniques de courant afin d'améliorer le facteur de puissance. Cependant, cette technique ne résout pas totalement le problème des harmoniques de courant [54].

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à convertir une modulante (tension de référence au niveau de la commande), en une tension sous forme de créneaux successifs, générée à la sortie de l'onduleur (niveau de puissance). Au niveau électronique, son principe repose sur la comparaison de la modulante avec la porteuse (tension à haute fréquence de commutation). La valeur du rapport de fréquences entre la porteuse triangulaire (ou en dents de scie) et la modulante procède d'un compromis entre une bonne neutralisation des harmoniques et un bon rendement de l'onduleur.

Les techniques de modulation sont nombreuses, les plus utilisées étant la naturelle, la régulière, l'optimisée (élimination des harmoniques non désirés), la vectorielle et la modulation à bande d'hystérésis. L'objectif de la MLI est la minimisation ou la réduction des oscillations sur la vitesse, le couple et les courants. Cela permettra de réduire la pollution du réseau électrique en harmonique, avec minimisation des pertes dans le système, et par conséquent l'augmentation du rendement. Dans ce travail, parmi les techniques de modulation précitées, la technique MLI sera utilisée en se basant sur la comparaison entre deux signaux (fig. III.20) [55].

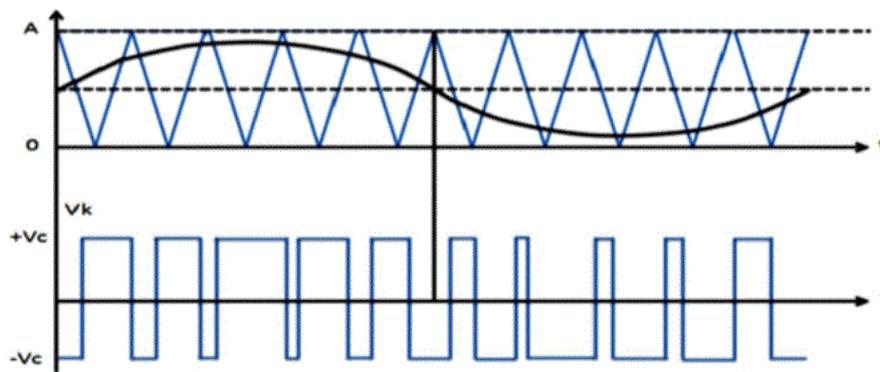


Fig III.20 Principe de commande en MLI sinus-triangulaire [55].

- Le premier est le signal de référence qui représente l'image de la sinusoïde qu'on désire à la sortie de l'onduleur, ce signal est modulable en amplitude et en fréquence.
- Le second, qui est appelé signal de la porteuse, définit la cadence de la commutation des interrupteurs statiques de l'onduleur. C'est un signal de haute fréquence par rapport au signal de référence.

On peut régler la tension de sortie de l'onduleur en agissant sur l'amplitude V_{mod} :

$$V_{\text{mod}} = \frac{V_m}{V_p} \quad (\text{III.34})$$

où :

V_p est valeur de crête de la porteuse ; V_m est valeur maximale de la tension de référence.

Ainsi, on peut agir sur l'indice de modulation m :

$$m = \frac{f_p}{f_m} \quad (\text{III.35})$$

où :

f_p est la fréquence de la porteuse ; f_m est la fréquence de la modulante.

La valeur maximale de la tension fondamentale (à la sortie de l'onduleur) vaut exactement :

$$V_{i\max} = \frac{V_{dc}}{3} V_{\text{mod}} \quad (\text{III.36})$$

où

V_{dc} est tension continue à l'entrée de l'onduleur.

III.4 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a exposé brièvement quelques topologies de base des alimentations à découpage, qui ne sont rien d'autres que des convertisseurs continu-continu. Avec le convertisseur dévolteur, le convertisseur survolteur et le convertisseur dévolteur-survolteur, on a aussi présenté la commande MPPT des convertisseurs DC-DC pour rechercher le point où la puissance du générateur photovoltaïque est maximale sous différentes conditions de fonctionnement. On a présenté quelques méthodes MPPT basées sur contre-réaction de puissance, comme l'algorithme d'incrément de l'inductance et la méthode de perturbation et observation ainsi que les convertisseurs DC-AC avec la commande MLI. Dans le chapitre suivant, on va étudier l'effet du vieillissement des panneaux photovoltaïques sur la chaîne de conversion.

Chapitre IV

Effet du vieillissement du panneau photovoltaïque sur la qualité d'énergie produite par le système photovoltaïque

Introduction :

Dans cette partie, nous allons simuler un système photovoltaïque complet et voir l'effet du vieillissement sur la qualité de l'énergie produite. On va proposer une méthode de détection par hybridation du couplage MPPT pour apprécier l'évolution du vieillissement à court et long termes.

Il nous faut pour cela connaître la loi d'évolution dans le temps de la résistance série ainsi que celle de la transmissivité du module photovoltaïque.

IV.1 Le vieillissement des matériaux :

Le vieillissement est le phénomène d'évolution au cours du temps des propriétés d'un certain nombre de matériaux. Ces matériaux sont hors équilibre, leurs propriétés continuent d'évoluer après leur formation au fur et à mesure qu'ils se rapprochent de l'équilibre. Ce phénomène dépend fortement des divers matériaux utilisés comme les matériaux d'encapsulation et la colle, de la manière dont les matériaux interagissent les uns avec les autres ainsi que du climat ambiant. Le vieillissement se caractérise par un ralentissement de la dynamique interne du système au cours du temps [56,57].

IV. 2 Facteurs de dégradation avec le temps :

Le vieillissement des modules photovoltaïques se traduit par différentes dégradations. Ces dégradations touchent les différentes parties constitutives d'un panneau PV (fig. IV.1). Ces différentes parties sont : le verre, les matériaux d'encapsulation (EVA, thermoplastique), la cellule, les collecteurs à l'arrière de la cellule (aluminium et Tedlar par exemple), les collecteurs de charges et la feuille en polymère résistante à l'arrière en notant également la présence de colle [58].

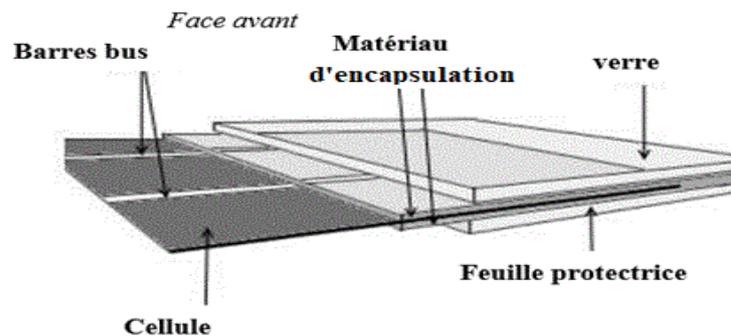


Fig IV.1 Les différentes parties d'un module photovoltaïque soumis aux dégradations [58].

Ces dégradations sont dues à différents facteurs :

- **L'absorption d'humidité** conduit à un obscurcissement du verre dans sa partie inférieure en contact avec le matériau d'encapsulation.
- **Le brunissement** du matériau d'encapsulation qui apparaît avec le temps. Il est favorisé par l'absorption de la chaleur. Celle-ci devient d'autant plus importante que l'absorptivité du matériau dans le domaine spectral du bleu devient grande avec le brunissement. Cet échauffement peut engendrer d'autres dégradations comme l'apparition de bulles ou des décollements car les forces d'adhésion entre les différentes parties collées (verre-cellule-face arrière) deviennent moins importantes.
- **La corrosion** due à la présence d'agents oxydants comme le dioxygène, l'humidité ou encore les acides présents dans l'atmosphère. Les connecteurs métalliques sont particulièrement vulnérables à la corrosion.
- **L'ombrage** apparaît lorsqu'il y a de la corrosion au niveau du matériau d'encapsulation entraînant la présence de points qui peuvent favoriser l'apparition de bulles ou décollement.
- **La dissolution** de la colle surtout au niveau de l'électrode arrière.

IV.3 Vieillissement d'un panneau photovoltaïque :

Une étude documentaire a permis de présenter la structure et le vieillissement des cellules photovoltaïques, de même que les dégradations se produisant au cours du temps [57,59]. Les résultats expérimentaux obtenus par Huklof [56] des tests de chaleur humide (Damp Heat, DH et High Accelerated Stress Test, HAST), montrent que plusieurs paramètres varient pour un panneau PV, comme la transmissivité au niveau du verre et du matériau d'encapsulation, la résistance série de la cellule et le point de puissance maximale. Voici les résultats expérimentaux obtenus (fig. IV.2) [56]:

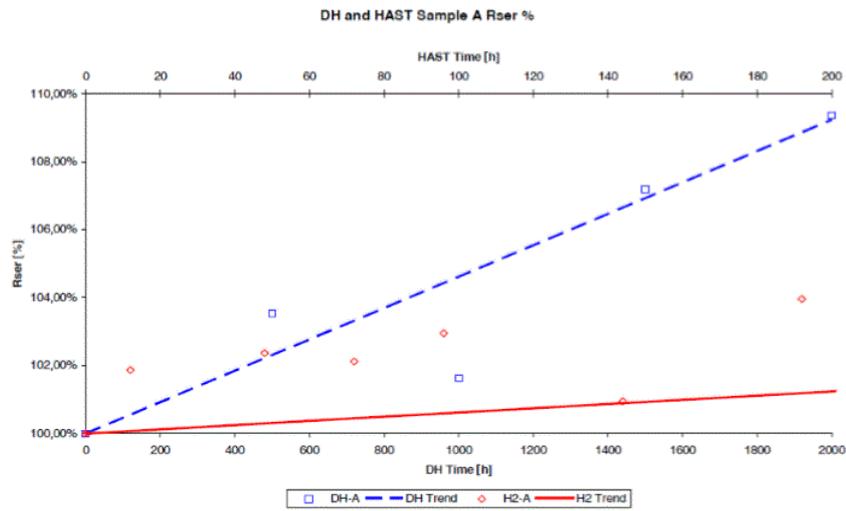


Fig. IV.2 Évolution de la résistance série d'un module avec le test DH [56].

La résistance série augmente avec le temps. Elle augmente avec un taux d'environ 0,5% toutes les 1100 h avec la méthode DH (fig. IV.3) [56].

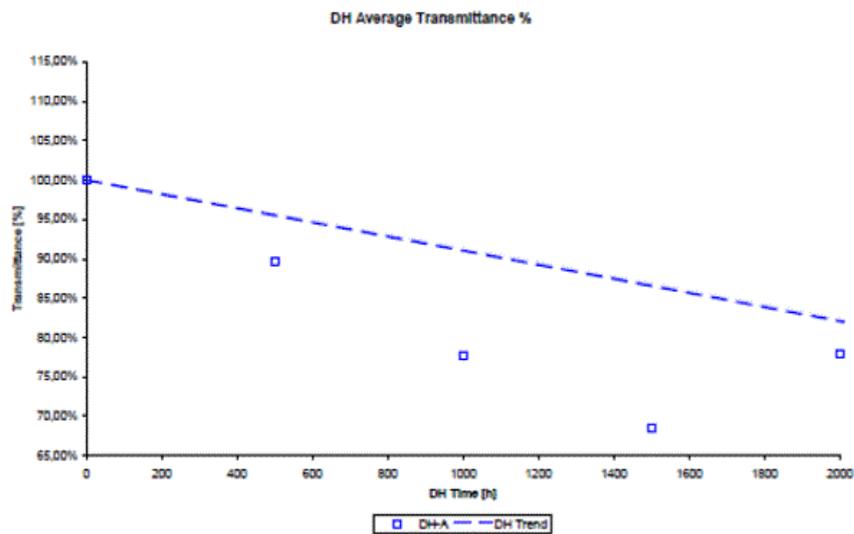


Fig. IV.3 Évolution de la transmissivité moyenne et la résistance série d'un module avec le test DH [56].

La transmissivité diminue avec le temps, en raison d'un blanchiment au niveau de l'encapsulation. À partir de ces résultats expérimentaux, des lois d'évolution des différentes grandeurs sont déterminées, les effets de dégradation optique et électrique sont pris en compte [57]. Les vitesses de dégradation de la transmissivité (pertes optiques du verre et des pertes d'encapsulation) α_{opt} et de la résistance série (détérioration des pièces électriques) α_R sont définies par des valeurs accélérées. Les pertes optiques à la fois de l'encapsulant EVA et du verre sont évaluées avec la mesure de la transmittance hémisphérique spectrale après 10 ans d'exposition avec un échantillon en anneau retiré des modules vieillis sur le terrain [59]. L'abaissement de la transmittance est calculé avec des valeurs spectrales comprises dans la plage de longueurs d'onde de 450-1200 nm. Les taux de dégradation de la résistance série est déterminé en considérant une variation linéaire des valeurs mesurées acquises toutes les 500 heures pour un test accéléré de la chaleur effectué sur des cellules de silicium encapsulées en considérant que 1000 heures d'essai équivalent à 20 ans de service [56,60]. La dispersion des valeurs expérimentales est de $\pm 10\%$. Les coefficients de dégradation obtenus sont:

$$\alpha_{opt} = 0,6\% / \text{an et}$$

$$\alpha_{Rs} = 0,23\% / \text{an.}$$

Les lois de dégradation, la réduction de la transmissivité τ et l'augmentation de la résistance en série R_s en fonction du temps T , sont données par les expressions (IV.1) et (IV.2) ci-dessous :

$$\tau(T) = \tau_0(-\alpha_{opt} \cdot T + 100\%) \quad (\text{IV.1})$$

$$R_s(T) = R_{s_0} (+\alpha_{R_s} \cdot T) + 100\% \quad (\text{IV.1})$$

IV.4 Qualité de l'énergie produite :

L'énergie électrique produite par un système PV sera distribuée à l'utilisateur sous forme de tensions triphasées sinusoïdales, cette dernière doit être de bonne qualité. La qualité de cette énergie dépend de celle de la tension aux points de raccordement.

Toutefois, cette tension subit généralement des altérations durant son transport jusqu'à son arrivée chez le client, l'industriel ou le particulier. Les origines de ces altérations sont nombreuses; outre les incidents relatifs à la nature physique et matérielle des organes d'exploitation du réseau, il existe aussi des causes intrinsèques spécifiques au fonctionnement de certains récepteurs particuliers [61].

IV.4.1 Paramètres de la qualité de l'énergie produite :

La qualité de l'énergie électrique fournie sous forme d'onde de tension et la qualité des courants, peuvent être affectées. Les facteurs qui sont susceptibles d'affecter la qualité de l'énergie électrique sont :

- la variation de fréquence ;
- les fluctuations de tension ;
- les creux de tension ;
- les courants ou tensions harmoniques ;
- le déséquilibre.

IV.4.1.1 Creux et coupures de tension :

Le creux de tension est une diminution brutale de la tension à une valeur située entre 10 % et 90 % de la tension nominale [62] pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à quelques secondes. Les creux de tension sont dus à des phénomènes naturels comme la foudre, ou à des défauts sur l'installation ou dans les réseaux tant publics que ceux d'utilisateurs. Ils apparaissent également lors de manœuvres d'enclenchement mettant en jeu des courants de fortes intensités (moteurs, transformateurs, etc.).

Une coupure de tension quant à elle est une diminution brutale de la tension à une valeur supérieure à 90 % de la tension nominale ou disparition totale pendant une durée généralement comprise entre 10 ms et une minute pour les coupures brèves et supérieure à une minute pour les coupures longues. La plupart des appareils électriques admettent une coupure totale d'alimentation d'une durée inférieure à 10 ms. La figure IV.4 montre un exemple de creux et de coupure de tension [63,64].

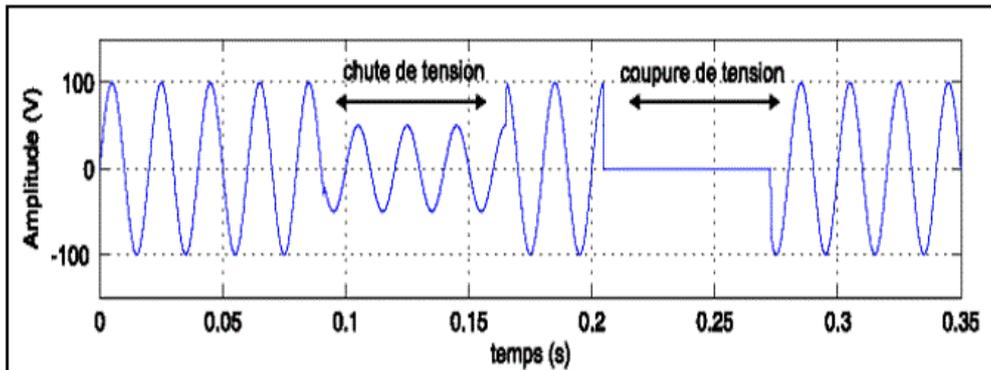


Fig. IV.4 Creux et coupures de tension [61].

IV.4.1.1.2 Fluctuations de tension :

Les fluctuations de tension sont des variations périodiques ou erratiques de l'enveloppe de la tension. Ce sont des variations brutales de l'amplitude de la tension situées dans une bande de 10 % qui se produisent sur un intervalle de temps de quelques centièmes de secondes [62,65].

Elles sont en particulier dues à la propagation sur les lignes du réseau de courants d'appels importants. L'origine principale de ces courants est le fonctionnement d'appareils dont la puissance absorbée varie de manière rapide, comme les machines à souder. Ces fluctuations se traduisent par des variations d'intensité, visible au niveau de l'éclairage causant un gêne visuel perceptible pour une variation de 1 % de la tension. Ce phénomène de papillotement est appelé flicker. Un exemple de fluctuation de tension est montré dans la figure IV.5.

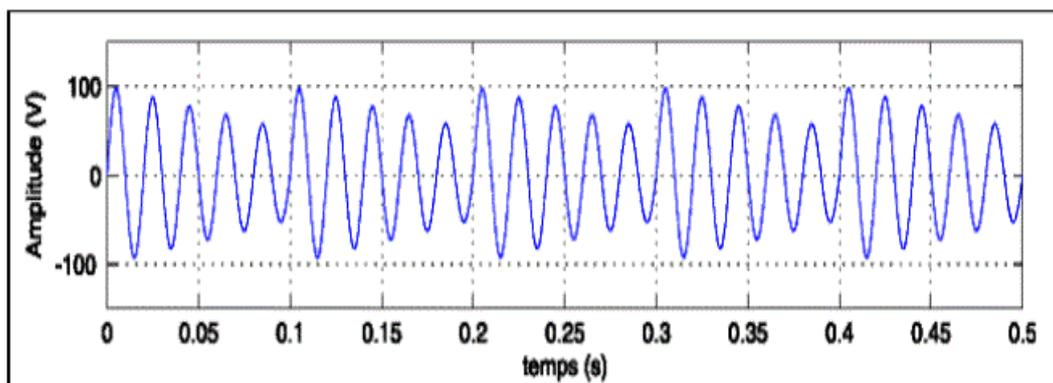


Fig VI.5 Fluctuations de tension [61].

IV.4.1.1.3 Déséquilibre du système triphasé de tension :

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de 120° les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé comme le montre la figure IV.6.

Un réseau électrique triphasé équilibré alimentant un récepteur électrique triphasé non équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau [66].

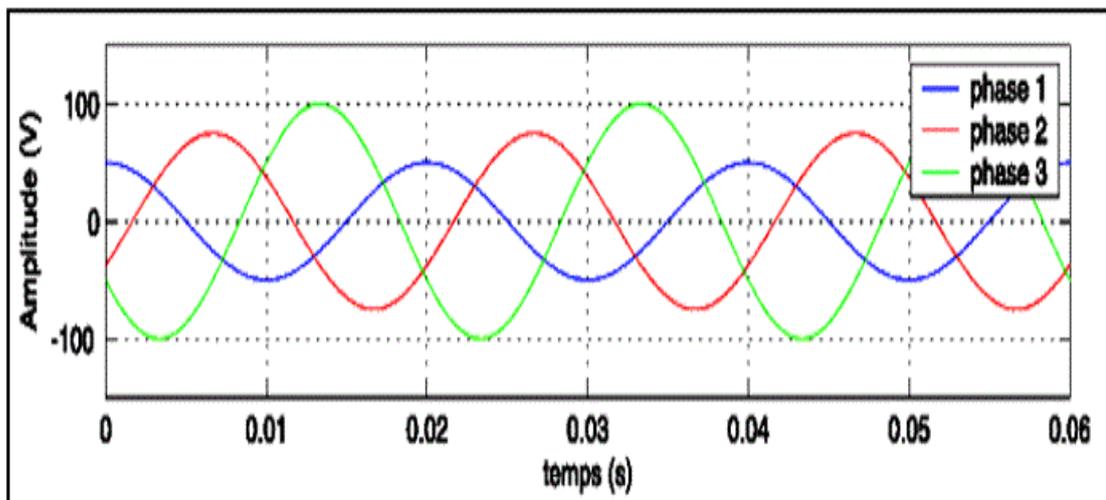


Fig IV.6 Déséquilibre du système triphasé de tension [61].

IV.4.1.1.4 Variation de fréquence :

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs non interconnectés ou alimentés par une source autonome, comme le montre la figure IV.7. Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$. Avec l'augmentation des fermes éoliennes connectées sur le réseau HT, les variations de puissances pourraient causer des variations de fréquence. En effet, les variations de puissances produites par les éoliennes peuvent atteindre quelques centaines de kW en quelques dizaines de seconde [67].

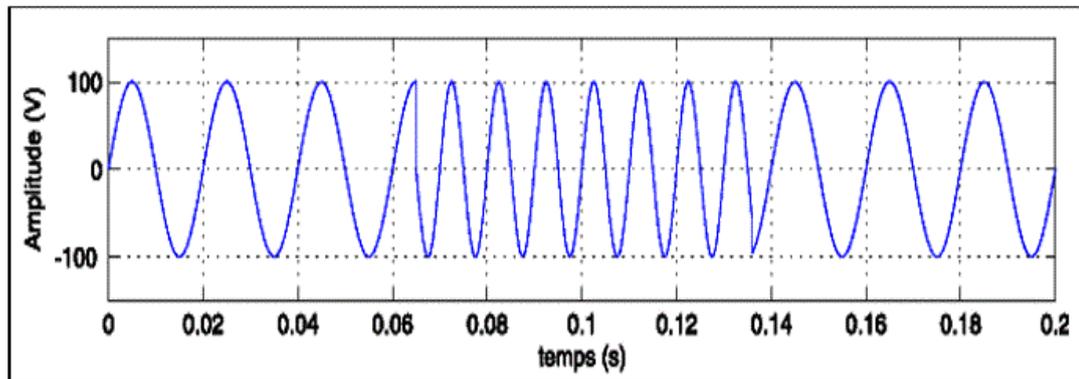


Fig IV.7 Variation de fréquence [61].

IV.4.1.1.5 Harmoniques et interharmoniques :

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à 50 Hz, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entières de celle de la fondamentale [68]. La figure IV.8 montre la superposition de l'harmonique d'ordre 3 sur un courant fondamental de fréquence 50 Hz. La principale source de présence des harmoniques dans les réseaux électriques est la prolifération des équipements de l'électronique de puissance à base de composants électroniques comme les thyristors, les transistors etc.

Les interharmoniques sont superposées à l'onde fondamentale mais ne sont pas des multiples entiers de la fréquence du réseau. L'apparition des interharmoniques est en accroissement et leurs origines principales sont les convertisseurs de fréquence, les variateurs de vitesse et d'autres équipements similaires de commande électrique [69, 70].

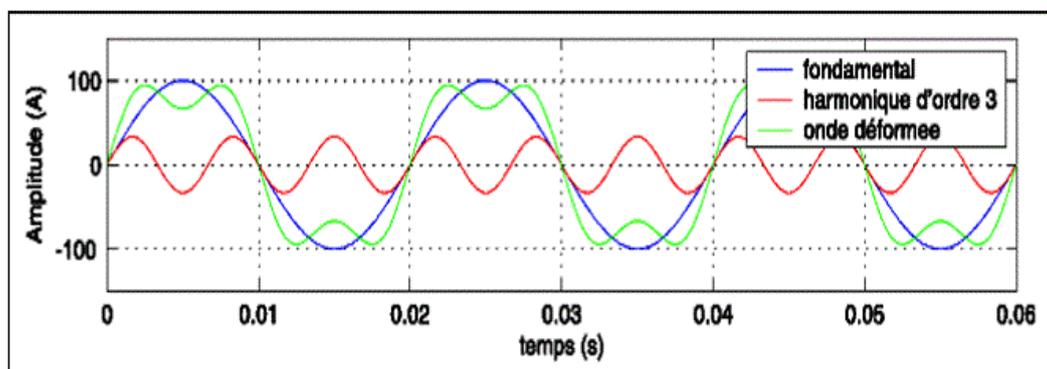


Fig IV.8 Les harmoniques [61].

Les pollutions harmoniques seront traitées dans ce chapitre lors du raccordement de notre système éolien avec la charge électrique.

IV.4.2 Définition des harmoniques :

Dans le système de puissance, la définition d'un harmonique peut être énoncée comme suit : une composante sinusoïdale périodique ayant une fréquence multiple entier de la fréquence de la fondamentale. Ainsi, pour un système, la fréquence fondamentale est de f_0 et la fréquence du $h^{\text{ème}}$ harmonique est de hf_0 . Les harmoniques sont souvent utilisées pour définir la distorsion du signal sinusoïdal associée avec le courant ou la tension de différentes amplitudes et de fréquences, ce qui se traduit par une dégradation du facteur de puissance [68, 71].

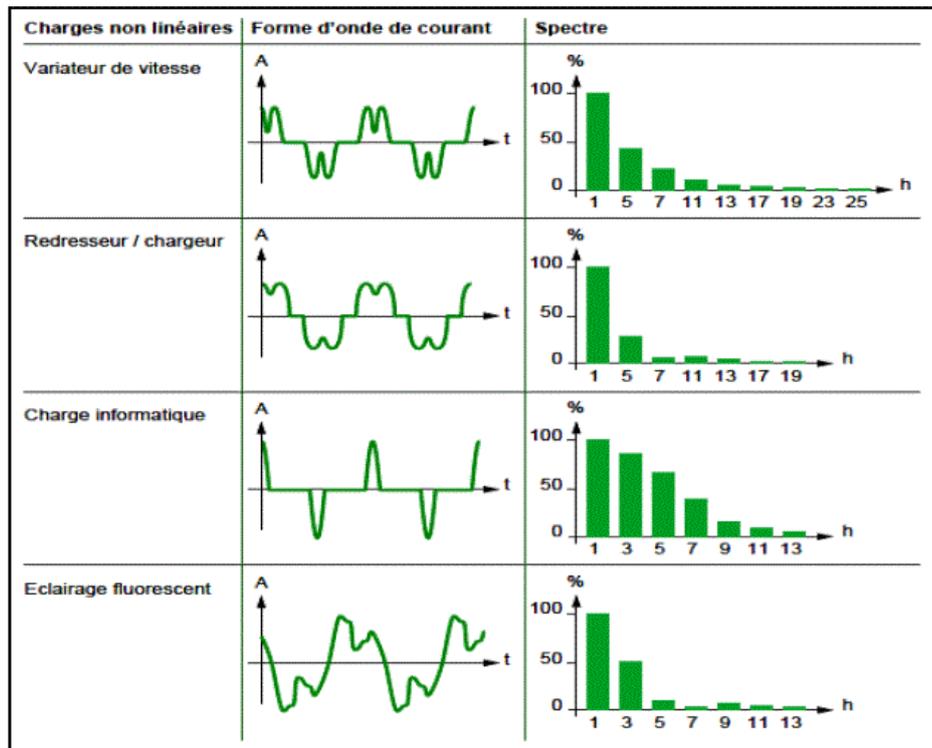
IV.4.3 Origine des harmoniques :

Les principales sources à l'origine des harmoniques sont les appareils d'éclairage fluorescent, les appareillages informatiques, les appareils domestiques (téléviseurs, appareils électroménagers en grand nombre), les arcs électriques et tous les convertisseurs statiques raccordés aux réseaux tels que les redresseurs et les onduleurs. Tous ces systèmes contribuent à la pollution harmonique du réseau auquel ils sont connectés. En effet, ces systèmes absorbent des courants non sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale. Ces équipements électriques sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers ou non entiers de la fréquence fondamentale.

- gradateur monophasé.
- redresseur triphasé à thyristor.
- moteur asynchrone.

Ces charges électriques non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques. Le passage de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement et ainsi polluer les consommateurs alimentés par le même réseau électrique.

Le tableau IV.1 montre quelques charges non linéaires citées ci-dessus [70]:

Tableau IV.1 Caractéristiques de quelques générateurs d'harmoniques [61].

IV.4.4 Analyse des harmoniques :

L'analyse des signaux non sinusoïdaux est basée sur deux concepts mathématiques qui sont les harmoniques, qui permettent la décomposition des signaux électriques perturbés (non sinusoïdaux) en composantes idéales et perturbations.

Le concept d'harmonique est introduit au début du 19^{ème} siècle par **JOSEPH FOURIER** qui démontra que tout signal périodique non sinusoïdal peut être représenté par une somme ou série de sinusoides de fréquences discrètes (multiples) [72].

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)) \quad (\text{IV.1})$$

On note que la composante $\frac{a_0}{2}$ de la série de FOURIER est la composante continue.

a_0 , a_n , b_n sont définis comme suit :

$$a_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) d\omega t \quad (\text{IV.2})$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(n\omega t) d\omega t \quad (\text{IV.3})$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(n\omega t) d\omega t \quad (\text{IV.4})$$

Le courant absorbé par la charge non linéaire a pour expression :

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} I_h \sin(\omega_h t + \varphi_n) \quad (\text{IV.5})$$

La première composante de rang 1 ($h = 1$) est appelée : composante fondamentale. Pour les systèmes raccordés à un réseau électrique stabilisé, la fréquence de la composante fondamentale est considérée comme étant fixe (50 Hz en Europe, 60 Hz aux États-Unis). Le reste des composantes de la série de FOURIER sont appelées : harmoniques de rang h , où h désigne le numéro de la composante (le rang 2 correspond au deuxième terme de la série de FOURIER qui aura une fréquence double de la fondamentale). La figure IV.9 donne l'allure d'un courant contenant un harmonique de rang 3, c'est-à-dire un courant qui contient une composante de rang 3 élevée en amplitude. Dans les réseaux électriques triphasés, les principales composantes harmoniques sont de rangs 5, 7, 11 et 13 [69].

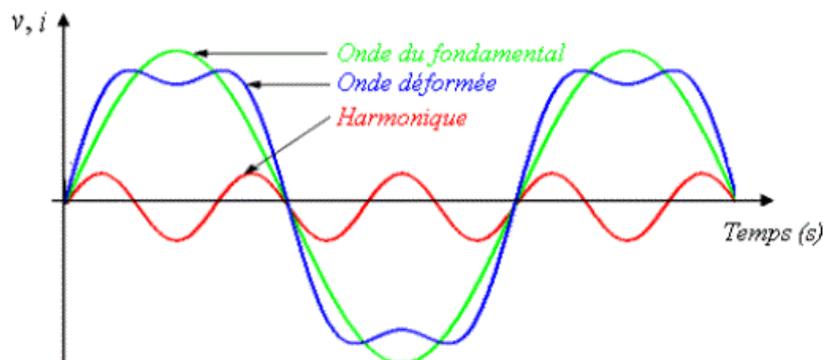


Fig IV.9 Représentation d'un harmonique [61].

IV.4.5 Inconvénients des harmoniques :

La présence d'harmoniques de courant ou de tension conduit à des effets néfastes sur le réseau de distribution, comme :

- L'échauffement des conducteurs, des câbles, des condensateurs et des machines dû aux pertes cuivre et fer supplémentaires.
- L'interférence avec les réseaux de télécommunication, causée par le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et les réseaux de télécommunication qui peut induire dans ces derniers des bruits importants.
- Le dysfonctionnement de certains équipements électriques comme les dispositifs de commande et de régulation. En présence d'harmoniques, le courant et la tension peuvent changer plusieurs fois de signe au cours d'une demi-période. Par conséquent, les équipements sensibles au passage par zéro de ces grandeurs électriques sont perturbés.
- Des phénomènes de résonance. Les fréquences de résonance des circuits formés par les inductances du transformateur et les capacités des câbles sont normalement assez élevées, mais celles-ci peuvent coïncider avec la fréquence d'un harmonique. Dans ce cas, il y aura une amplification importante qui peut détruire les équipements raccordés au réseau.
- La dégradation de la précision des appareils de mesure.
- Des perturbations induites sur les lignes de communication, rayonnement électromagnétique notamment [73].

IV.5 Taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distorsion THD) :

La mesure de cette pollution est très importante car elle permet de décrire les structures et d'assurer la qualité de l'énergie distribuée. Il existe plusieurs critères pour mesurer les troubles harmoniques, mais le THD est le plus fréquemment utilisé [68,71].

L'équation (IV.6) peut être écrite sous la forme suivante :

$$i(t) = \sqrt{2I_1} \sin(\omega_1 t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^{\infty} \sqrt{2I_h} \sin(h\omega_1 t + \varphi_h) \quad (\text{IV.7})$$

Où :

I_1 est la valeur efficace du courant du fondamental, I_h est la valeur efficace du courant harmonique de rang h , φ_1 est le déphasage du courant fondamental, φ_h est le déphasage de l'harmonique de rang h .

Le THD étant défini comme le rapport entre la résultante de toutes les composantes harmoniques ($h \geq 2$) et le fondamental du courant peut être exprimé en pourcentage et calculé comme suit :

$$THD = \frac{\sqrt{I^2 - I_1^2}}{I_1} = \frac{I_H}{I_1} \quad (IV.8)$$

I est la valeur efficace de $i(t)$. I_H est la résultante des composantes harmoniques.

IV.5.1 Facteur de puissance :

Le facteur de puissance est défini, dans le cas général, comme étant le rapport de la puissance active sur la puissance apparente.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (IV.9)$$

Dans le cas où il y a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D) entre en considération. Elle est donnée par la relation :

$$D = V \cdot \sqrt{\sum_{n \neq 1}^{\infty} I_n^2} \quad (IV.10)$$

Le facteur de puissance est donc égal à :

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (IV.11)$$

IV.5.2 Normes de la qualité d'énergie électrique :

L'objectif des normes et des réglementations est de limiter les dysfonctionnements occasionnés par les harmoniques.

Les deux principaux organismes de normalisation internationaux dans le domaine électrotechnique sont la CEI (Commission Electrotechnique Internationale) et l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Ces deux organismes réalisent la principale activité de normalisation dans le domaine des perturbations électriques au niveau mondial mais n'ont pas une uniformité de critères en ce qui concerne la définition des interactions entre le réseau et les charges connectées.

La norme CEI 61000-2-2: elle définit les niveaux de compatibilité de tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension. Ses caractéristiques sont indiquées dans le tableau IV.2. Cette norme vise à protéger les équipements raccordés sur un réseau à basse tension déformé.

Tableau IV.2 Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension (norme CEI 61000-2-2).

Rangs impairs		Rangs impairs		Rangs pairs	
Rang	Taux (%)	Rang	Taux (%)	Rang	Taux (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	0,2+1,3*25/h				

La norme CEI 61000-3-2: cette norme (tableau IV.3) fixe la limitation des courants injectés dans le réseau public pour des équipements dont le courant par phase est inférieur à 16 A. Il s'agit des appareils du domaine domestique.

Tableau IV.3 Limite des composantes harmoniques en courant (norme CEI 61000-3-2).

Rang harmonique	Courant harmonique maximal autorisé (A)
Harmoniques impaires	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq h \leq 39$	$0,15 * 15/h$
Harmoniques paires	
2	1,08
4	0,43
6	0,3

Deux sociétés de l'IEEE travaillent aussi dans des domaines liés à la qualité de l'énergie, IAS (Industrial Applications Society) et PES (Power Engineering Society). Leurs activités de normalisation sont gérées par le comité SCC-22 (Standards Coordinating Committee on Power Quality). Les deux normes principales de l'IEEE sont :

IEEE 519: (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems), 1992. Cette norme détermine la procédure pour contrôler les harmoniques présents sur le réseau électrique ainsi que les limites recommandées de la pollution harmonique générée par les clients et de distorsion harmonique totale sur le réseau (tableau IV.4 et IV.5) [74].

Tableau IV.4 Limite IEEE pour la distorsion harmonique de la tension.

Tension au point de raccordement (V_n)	Distorsion harmonique individuelle (%)	THD V_n (%)
$V_n \leq 69 \text{ KV}$	3,0	5,0
$69 \text{ KV} < V_n \leq 161 \text{ KV}$	1,5	2,5
$V_n > 161 \text{ KV}$	1,0	1,5

Tableau IV.5 Limite IEEE des émissions de courants harmoniques.

$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
I_{cc} / I_{ch}	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0		5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	1.25	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0

IEEE 1159 : (IEEE Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality), 1995. Cette norme réalise un bilan exhaustif et donne une définition de tous les phénomènes électromagnétiques qui ont lieu dans le réseau en fonction de leur contenu spectral, leur durée et leur amplitude (tableau IV.6) [75].

Tableau IV.6 Classification IEEE des perturbations électromagnétiques.

		Durée	Magnitude de tension
Variations de courte durée			
Instantané	<i>Creux</i>	0,5 – 30 cycles	0,1 – 0,9 p.u.
	<i>Surtension</i>	0,5 – 30 cycles	1,1 – 1,8 p.u.
Momentané	<i>Coupure</i>	0,5 cycles – 3s	< 0,1 p.u.
	<i>Creux</i>	30 cycles – 3s	0,1 – 0,9 p.u.
	<i>Surtension</i>	30 cycles – 3s	1,1 – 1,8 p.u.
Temporaire	<i>Coupure</i>	3s – 1 min	< 0,1 p.u.
	<i>Creux</i>	3s – 1 min	0,1 – 0,9 p.u.
	<i>Surtension</i>	3s – 1 min	1,1 – 1,8 p.u.
Variations de longue durée			
	<i>Coupure longue</i>	> 1 min	0,0 p.u.
	<i>Surtension</i>	> 1 min	0,8 – 0,9 p.u.
	<i>Sous-tension</i>	> 1 min	1,1 – 1,2 p.u.

IV.6 Filtre :

L'injection de la puissance à partir du système photovoltaïque à la charge est faite par l'intermédiaire d'un onduleur de tension. Des harmoniques dans la tension de sortie du convertisseur sont habituellement atténués en reliant un filtre entre l'onduleur et la charge électrique, afin de faire face aux conditions de qualité de la puissance de charge. Généralement, le problème harmonique peut être défini comme : la perturbation particulière qui, lancée par la présence des composants non linéaires des systèmes électriques, détermine une modification permanente des formes sinusoïdales de la tension et du courant, en termes de composants sinusoïdaux à une fréquence différente de celle de la composante fondamentale.

Il existe deux voies pour le filtrage de la pollution harmonique, soit le filtrage passif (solution classique) ou bien le filtrage actif (solution moderne).

Filtrage actif : Le filtre actif est connecté en série ou en parallèle suivant qu'il est conçu respectivement pour compenser les tensions ou les courants harmoniques.

En injectant un courant en opposition de phase avec les harmoniques de la charge (courants perturbateurs), le filtre actif permet d'améliorer la qualité de l'énergie électrique et répond ainsi à cette problématique [76,77].

Il existe plusieurs topologies de filtres actifs selon les critères de performance recherchés. Les filtres actifs peuvent être en série, en parallèle ou hybride, c'est-à-dire, l'association d'un filtre actif et d'un filtre passif. Il existe également l'association d'un filtre actif série et d'un filtre actif parallèle qui se nomme : conditionneur universel de la qualité d'onde. Le filtre peut être à structure de courant ou à structure de tension selon le type d'élément lui servant de source d'énergie [77].

Filtrage passif : Ils sont les premiers dispositifs utilisés pour la compensation des harmoniques. Ils sont composés d'éléments passifs connectés en parallèle avec les charges polluantes. Le principe de ces filtres est de modifier l'impédance du réseau de façon à dériver les courants harmoniques et à éliminer les tensions harmoniques correspondantes.

Un filtre passif de type LC (avec inductances et condensateurs) est utilisé (Fig. IV.10). Il permet d'éliminer presque parfaitement les harmoniques de coupe et son comportement est idéal lorsqu'on travaille à courant de sortie nul ou avec des signaux de fréquences proches de la fondamentale. Il présente de nombreux avantages par rapport au filtre actif (bruit très faible, possibilité de travailler à haute fréquence...) [61,78].

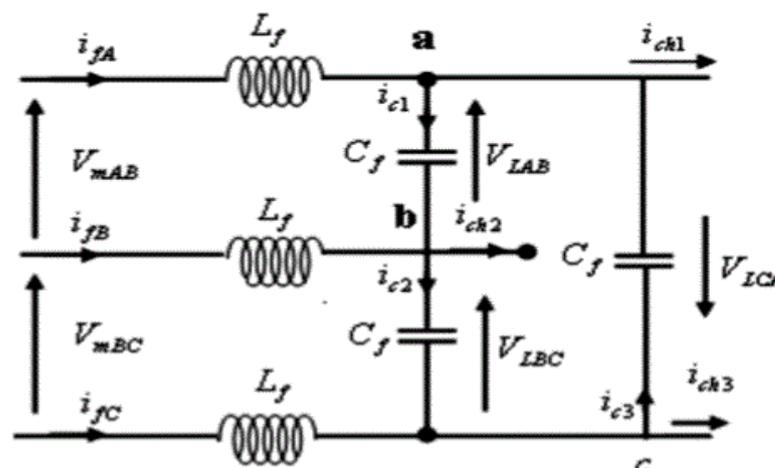


Fig IV.10 Circuit équivalent d'un filtre LC [78].

A partir de la figure (IV.10), on applique la première loi de Kirchoff (loi des nœuds). Aux points a, b et c, on obtient les équations suivantes:

-Nœud a :

$$i_{fA} + i_{c1} = i_{c1} + i_{ch1} \Rightarrow i_{fA} + c_f \frac{dV_{LCA}}{dt} = c_f \frac{dV_{LAB}}{dt} + i_{c1} \quad (IV.12)$$

-Nœud b :

$$i_{fB} + i_{c1} = i_{c2} + i_{ch2} \Rightarrow i_{fB} + c_f \frac{dV_{LAB}}{dt} = c_f \frac{dV_{LBC}}{dt} + i_{ch1} \quad (IV.13)$$

-Nœud c :

$$i_{fC} + i_{c2} = i_{c3} + i_{ch3} \Rightarrow i_{fC} + c_f \frac{dV_{LBC}}{dt} = c_f \frac{dV_{LCA}}{dt} + i_{ch3} \quad (IV.14)$$

Où :

$$i_{c1} = c_f \frac{dV_{LAB}}{dt} \quad (IV.15)$$

$$i_{c2} = c_f \frac{dV_{LBC}}{dt} \quad (IV.16)$$

$$i_{c3} = c_f \frac{dV_{LCA}}{dt} \quad (IV.17)$$

La soustraction (IV.12) de (IV.13) donne :

$$\begin{aligned}
 i_{fA} - i_{fB} + c_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} - \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) &= c_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} - \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) + i_{ch1} - i_{ch2} \\
 \Rightarrow c_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} + \frac{dV_{LBC}}{dt} - 2 \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) &= -i_{fA} + i_{fB} + i_{ch1} - i_{ch2}
 \end{aligned} \tag{IV.18}$$

La soustraction (IV.13) de (IV.14) donne :

$$\begin{aligned}
 i_{fA} - i_{fB} + c_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} - \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) &= c_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} - \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) + i_{ch1} - i_{ch2} \\
 \Rightarrow c_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} + \frac{dV_{LCA}}{dt} - 2 \frac{dV_{LBC}}{dt} \right) &= -i_{fB} + i_{fC} + i_{ch2} - i_{ch3}
 \end{aligned} \tag{IV.19}$$

La soustraction (IV.14) de (IV.12) donne :

$$\begin{aligned}
 i_{fC} - i_{fA} + c_f \left(\frac{dV_{LBC}}{dt} - \frac{dV_{LCA}}{dt} \right) &= c_f \left(\frac{dV_{LCA}}{dt} - \frac{dV_{LAB}}{dt} \right) + i_{ch3} - i_{ch1} \\
 \Rightarrow c_f \left(\frac{dV_{LAB}}{dt} + \frac{dV_{LBC}}{dt} - 2 \frac{dV_{LCA}}{dt} \right) &= -i_{fC} + i_{fA} + i_{ch3} - i_{ch1}
 \end{aligned} \tag{IV.20}$$

Où :

$$V_{LAB} + V_{LBC} + V_{LCA} = 0 \tag{IV.21}$$

À partir des équations (II.20) à (IV.24), on obtient :

$$\frac{dV_{LAB}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fAB} - \frac{1}{3C_f} i_{LAB} \tag{IV.22}$$

$$\frac{dV_{LBC}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fBC} - \frac{1}{3C_f} i_{LBC} \tag{IV.23}$$

$$\frac{dV_{LCA}}{dt} = \frac{1}{3C_f} i_{fCA} - \frac{1}{3C_f} i_{LCA} \quad (\text{IV.24})$$

Où :

$$i_{fAB} = i_{fA} - i_{fB}$$

$$i_{fBC} = i_{fB} - i_{fC}$$

$$i_{fCA} = i_{fC} - i_{fA}$$

$$i_{LAB} = i_{ch1} - i_{ch2}$$

$$i_{LBC} = i_{ch2} - i_{ch3}$$

$$i_{LCA} = i_{ch3} - i_{ch1}$$

En appliquant la deuxième loi de Kirchoff (loi des mailles), les équations peuvent être écrites comme suit:

$$\frac{di_{fAB}}{dt} = -\frac{1}{L_f} V_{LAB} + \frac{1}{L_f} V_{mAB} \quad (\text{IV.25})$$

$$\frac{di_{fBC}}{dt} = -\frac{1}{L_f} V_{LBC} + \frac{1}{L_f} V_{mBC} \quad (\text{IV.26})$$

$$\frac{di_{fCA}}{dt} = -\frac{1}{L_f} V_{LCA} + \frac{1}{L_f} V_{mCA} \quad (\text{IV.27})$$

IV.7 Résultats de simulation :

La chaîne de conversion modélisée est représentée sur la figure IV.11. Elle se compose d'un panneau photovoltaïque, d'un convertisseur DC/DC (courant continu) avec commande MPPT, d'un convertisseur DC/AC avec commande PWM, d'un filtre passif LC et d'une charge.

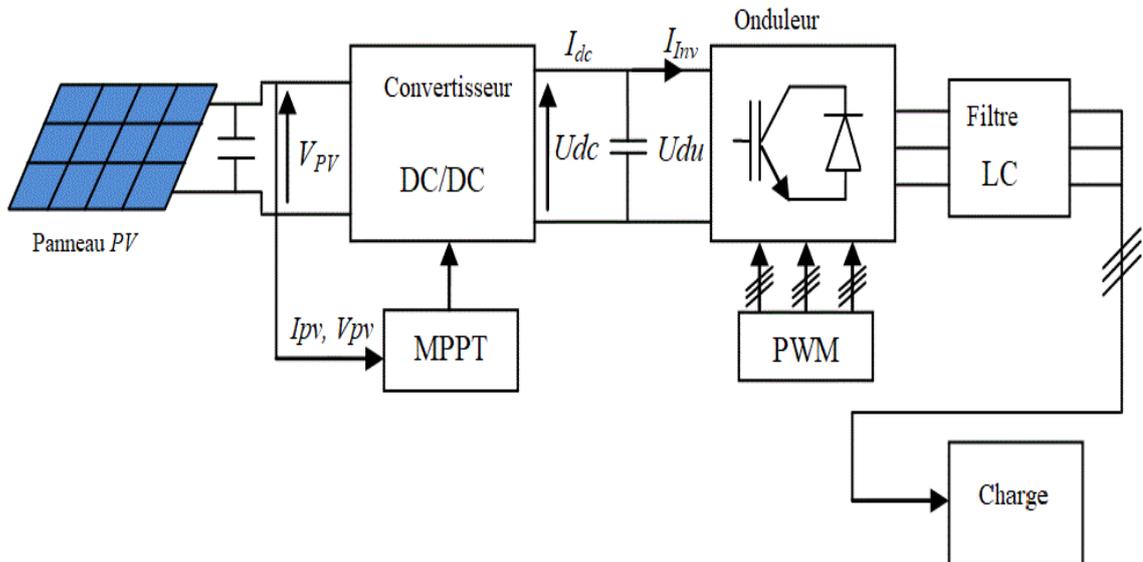


Fig IV.11 Diagramme synoptique de la chaîne de conversion photovoltaïque.

IV.7.1 Paramètre du système :

Le générateur photovoltaïque est un module KC200GT composé de 54 cellules photovoltaïques en silicium monocristallin assemblées en série. Ses caractéristiques principales au moment initial ($T = 0$) et celles du convertisseur, de l'onduleur, du filtre et de la charge sont mentionnées dans le tableau IV.8. Les paramètres inductif (magnétique) et capacitif du filtre sont choisis en fonction de la largeur de bande $B_P = 2150 - 1850 = 300$ Hz, ce qui correspond aux rangs d'harmoniques 43 et 37 à neutraliser. La résistance R_f est de 3Ω . La largeur de bande B_P est égale à f_0 / Q_0 avec $Q_0 = 2\pi f_0 L_f$ et $L_f = R_f / (2\pi B_P) = 1,6 \times 10^{-3}$ H, la valeur standard étant 2×10^{-3} H. Les conditions de résonance définissent la valeur de $C_f = 3,3 \mu\text{F}$.

Le même raisonnement s'applique aux condensateurs C_1 et C_2 et à l'auto-inductance de lissage L du convertisseur fournissant une impédance transitoire suffisamment élevée pour amortir les fluctuations rapides de tension et du courant qui seraient dangereuses pour les commutateurs de puissance.

La valeur de L se trouve avec la variation définie du courant I_i . C_1 garantit que la source d'entrée est une source de tension et C_2 dépend de la variation de tension définie ΔV_0 . Il convient de rappeler que les valeurs de capacité et d'inductance sont standards au niveau international. Les paramètres principaux de l'interrupteur de puissance qui est un transistor IGBT et de la diode sont présentés dans le tableau IV.8. Ils sont déterminés en fonction du courant I_i et de la tension V_0 . La fréquence de commutation est choisie selon un savoir-faire et dépend de l'inductance sélectionnée. La diode D est spécifiée par rapport au courant moyen I_0 et à la tension maximale $-V_0$ à ses bornes. En ce qui concerne la taille du convertisseur, le condensateur polarisé 1000 μF avec une tension de claquage de 25 V a une hauteur de 2 cm et un diamètre de 1 cm. Les bobines (éléments magnétiques) seraient plus petites que le condensateur polarisé. Pour donner un ordre de grandeur, un convertisseur 1000 V.A a les dimensions suivantes: $28 \times 14 \times 7 \text{ cm}^3$ avec batteries intégrées. Par conséquent, un convertisseur 200 V.A sans piles est évidemment de taille inférieure.

De plus, la tension de sortie $V_{\text{out}} = 30 \text{ V}$ et le courant de sortie maximal $I_{\text{outmax}} = 6 \text{ A}$ contribuent à une puissance $P = 30 \times 6 = 180 \text{ W}$. Le coefficient de surcharge temporaire adopté est de $1,155 = 1,1 \times 1,05$, où 1,1 est la surcharge nominale. Ce coefficient pour un équipement électrique et 1.05 est le coefficient d'ajustement qui définit la limite de temps de déclenchement à $t > 2$ heures. La puissance limite est donc de $180 \times 1,15 = 207,9 \text{ W}$. Le convertisseur est donc capable de faire transiter la puissance fournie par le panneau solaire. Cela correspond à la limite inférieure qui prend également en compte les conditions de refroidissement des composants. Pour la limite supérieure, le coefficient de surcharge nominal est de 1,3 et la limite de déclenchement temporel est inférieure à 2 heures.

De plus, l'onduleur triphasé est composé d'interrupteurs de type MOSFET ayant une résistance de diode interne $R_d = 0,01 \Omega$ et une résistance FET $R_{\text{on}} = 0,01 \Omega$. Les impulsions de déclenchement de l'onduleur sont générées par un modulateur PWM Space-Vector avec une fréquence de découpage $f_{\text{chop}} = 1980 \text{ Hz}$ et une fréquence de commutation $f_s = 50 \text{ kHz}$. Ces caractéristiques sont rappelées dans le tableau IV.7.

Enfin, une charge variable comprise entre 0 et 80 W est considérée pour simuler les variations de charge d'une station photovoltaïque fonctionnant au sein d'un réseau autonome.

Tableau IV.7 Principales caractéristiques du prototype du système photovoltaïque.

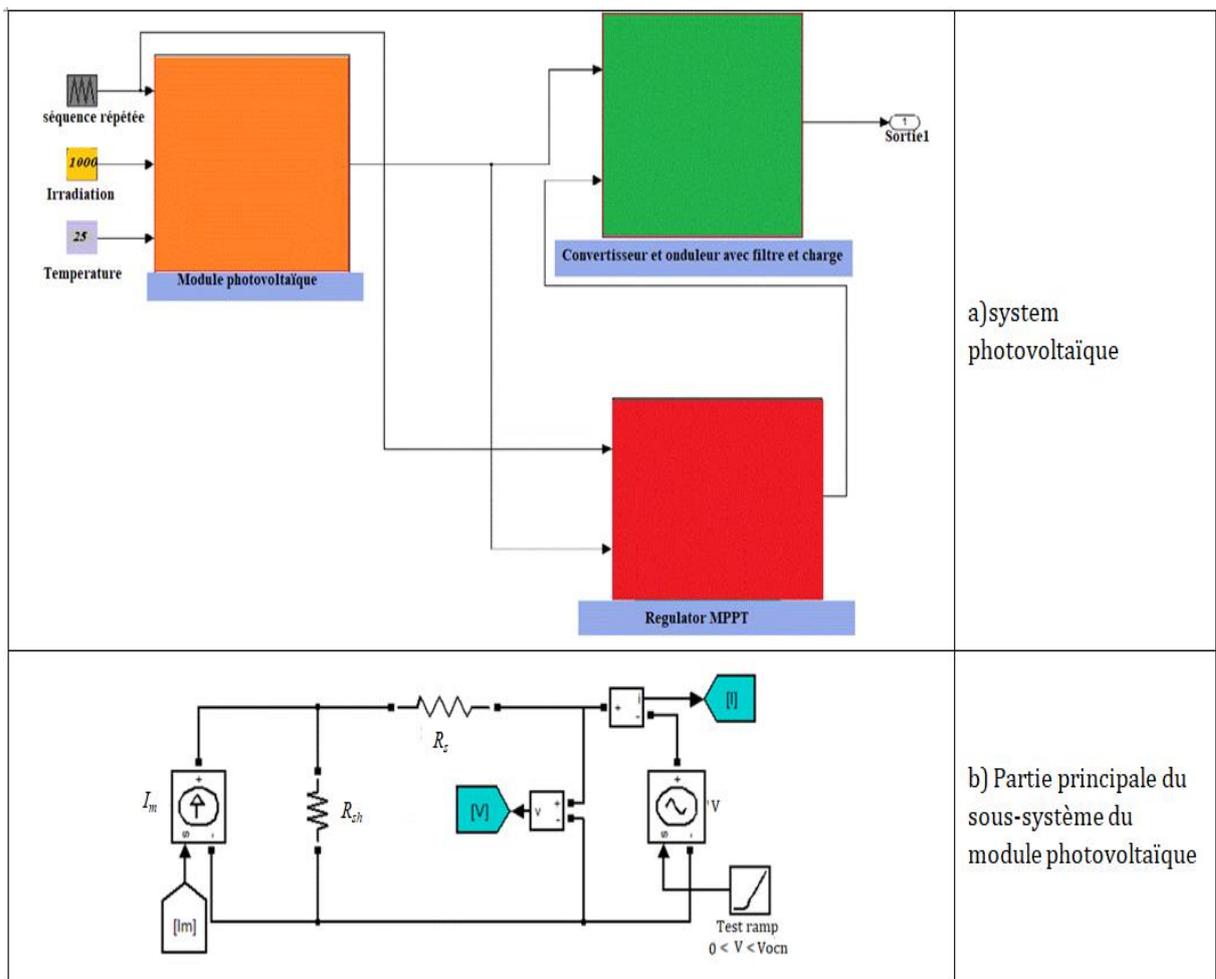
	Composant / Caractéristique	Valeurs en conditions STC ($T = 0$)
Module Photovoltaïque	Tension de circuit ouvert	$V_{oc} = 15,07V$
	Courant de court-circuit	$I_{sc} = 4,67 A$
	Nombre de cellules connectées en série	$N_c = 54$
	Résistance série	$R_s = 0,221 \Omega$
	Résistance parallèle	$R_{sh} = 415,405 \Omega$
Coefficient de température pour la tension de circuit ouvert	$K_V = -0,12305 V/K$	
Coefficient de température pour le courant de court-circuit	$K_I = 0,0032 A/K$	
Facteur d'idéalité de la diode	$a = 1,3$	
Convertisseur		Valeurs
	Inductance et condensateur	$L = 0,120 H$ $C_1 = 1 \times 10^{-3} F$ $C_2 = 1 \times 10^{-3} F$
	Interrupteur K avec IGPT	Collector to emitter voltage: $V_{CES} = 35 V$ courant collecteur: $I_C = 15 A$ at $T_C = 25^\circ C$ courant collecteur $I_C = 7 A$ at $T_C = 100^\circ C$ Courant collecteur pulsé $I_{CM} = 22 A$ Note respective: durée d'impulsion limitée par la température de jonction maximale Tension de seuil G-E : $V_{GE(th)} = 1,15 V$ at $I_C = 10 mA$, $V_{CE} = V_{GE}$ Collecteur à la tension de saturation de l'émetteur $V_{CE(sat)} = 0,4 V$ at $I_C = 10A$, $V_{GE} = 1V$, $T_C = 125^\circ C$
	Diode D	Courant de diode : $I_F = 6 A$ at $T_C = 25^\circ C$ Tension de diode : $V_{FM} = 0,5 V$
	Sortie	$P_{outmax} = 80 W$ $V_{out} = 16 V$ $I_{outmax} = 5 A$
Onduleur		Valeurs
	Résistance interne de la diode	$R_d = 0,01 \Omega$
	FET résistance	$R_{on} = 0,01 \Omega$
	Fréquence de découpage	$f_{chop} = 1980 Hz$
Fréquence de commutation	$f_s = 50 kHz$	
Filtre	Composant	Valeurs
	Inductance	$L_f = 2 \times 10^{-3} H$
Condensateur	$C_f = 3,3 \times 10^{-6} F$	
Charge	Caractéristique	Valeurs
	Fréquence nominale	$f = 50 Hz$
Puissance active	$P = 0 \text{ à } 80 W$	

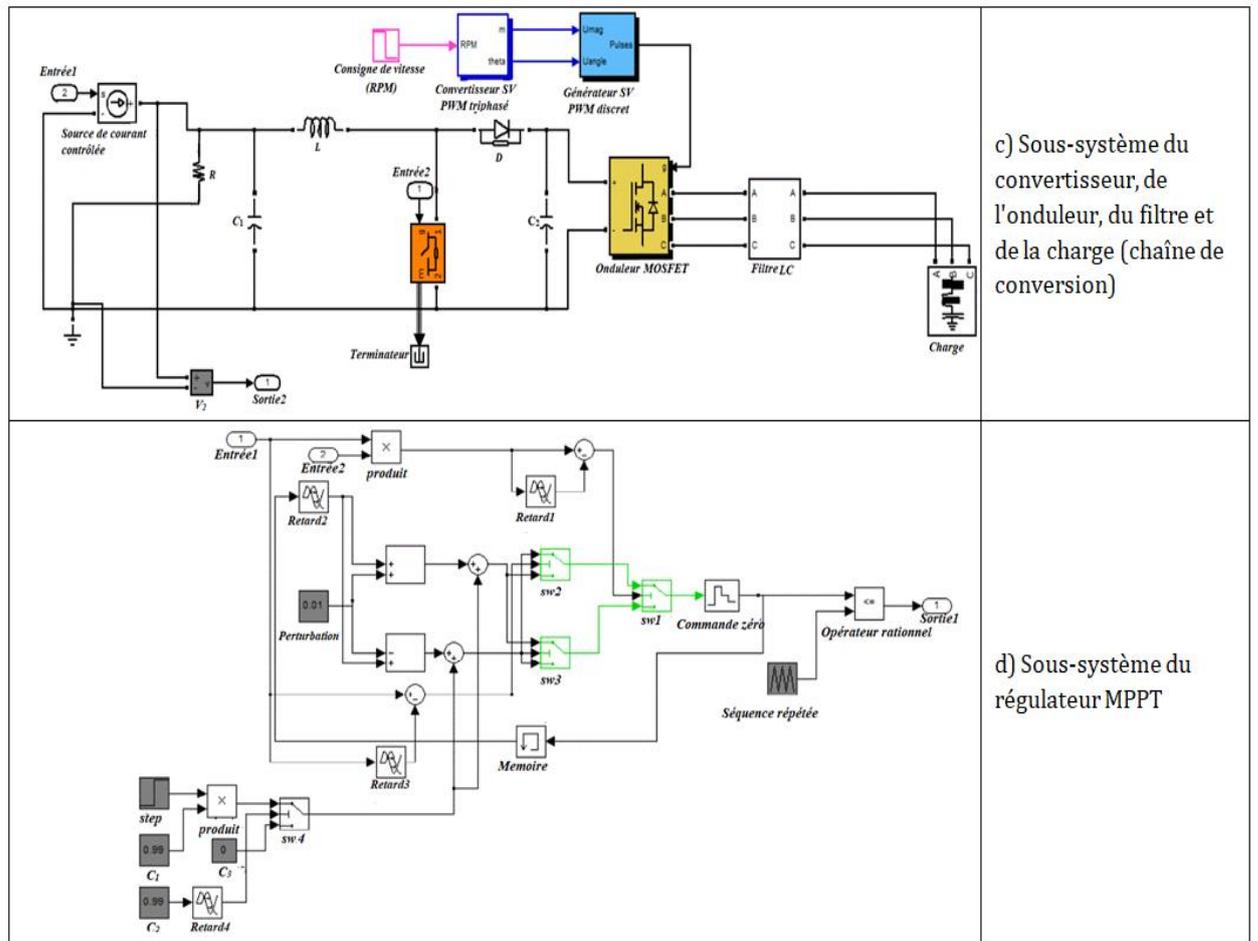
Les différentes simulations de toute la chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque réalisées sous environnement MATLAB/Simulink® ont permis d'évaluer les performances du système proposé.

Le modèle implémenté dans l'environnement Matlab / Simulink est décrit dans la figure IV.12. Les différents blocs sont affichés pour le générateur photovoltaïque, le convertisseur (DC / DC) avec la commande MPPT pour saisir la puissance maximale, pour le filtre passif afin d'éliminer les harmoniques et la charge. Une vue détaillée des trois sous-systèmes comprenant la carte d'alimentation (module photovoltaïque), la chaîne de conversion et la carte de commande MPPT est fournie figures IV.12.b à IV.12.d, respectivement. Les liens d'entrée / sortie entre la carte d'alimentation et les cartes de commande MPPT sont illustrés Figure IV.12.a. Les blocs "Entrée" et "Sortie" apparaissent dans la vue éclatée des trois sous-systèmes. Sur la figure IV.12.b, le circuit équivalent contient R_s et R_{sh} , sachant que d'autres blocs servent à déterminer le photocourant I_{pv} , le courant de saturation inverse I_s .

et le courant de diode I_d , de manière à obtenir $I_m = I_{pv} - I_d$. On peut remarquer la présence d'une résistance $R = 1 \Omega$ sur la figure IV.12.c qui permet de limiter le courant fort au démarrage.

Pour les besoins de la simulation, l'irradiance solaire et la température du module sont entrées et la tension aux bornes de la charge est acquise pour la sortie finale. Les données de courant et de tension de sortie de la source photovoltaïque sont stockées dans l'espace de travail afin d'être utilisées par la commande et la chaîne de conversion.





c) Sous-système du convertisseur, de l'onduleur, du filtre et de la charge (chaîne de conversion)

d) Sous-système du régulateur MPPT

Fig IV.12 Modèle Matlab / Simulink du système photovoltaïque avec filtrage.

De plus, les lois de vieillissement, la comparaison THD et la correction PWM de l'onduleur sont introduites dans le programme principal conformément au schéma d'hybridation de la figure VI.13. Les calculs sont effectués dans une boucle pour les différents temps de vieillissement T . Pour compléter cela, les conditions environnementales sont les conditions de test standard : irradiation

$G = 1000 \text{ W.m}^{-2}$ et température du module $T_m = 25^\circ\text{C}$. Les autres températures du module photovoltaïque sont comprises entre 0 et 75°C sont prises en compte à des fins de comparaison. Après 10 ans d'utilisation du générateur photovoltaïque, l'irradiation effective est réduite de 6% et la résistance en série est augmentée de 2,3%, autrement dit $G(T = 10 \text{ ans}) = 940 \text{ W.m}^{-2}$ et $R_s(T = 10 \text{ ans}) = 0,226 \Omega$. Après 20 ans d'utilisation du générateur photovoltaïque, l'irradiance effective est réduite de 12% et la résistance en série est augmentée de 4,6% plus précisément $G(T = 20 \text{ ans}) = 880 \text{ W.m}^{-2}$ et $R_s(T = 20 \text{ ans}) = 0,231 \Omega$.

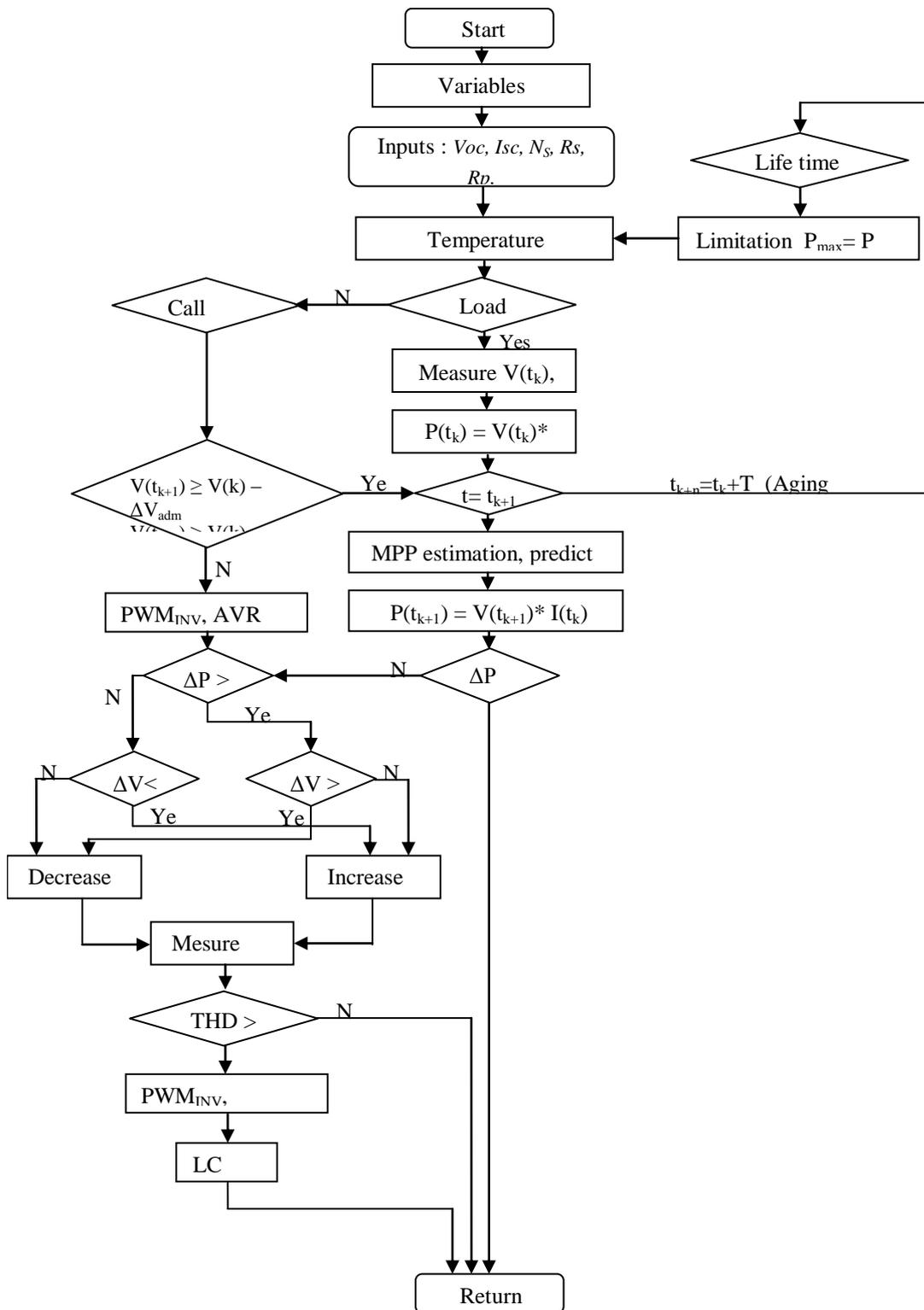
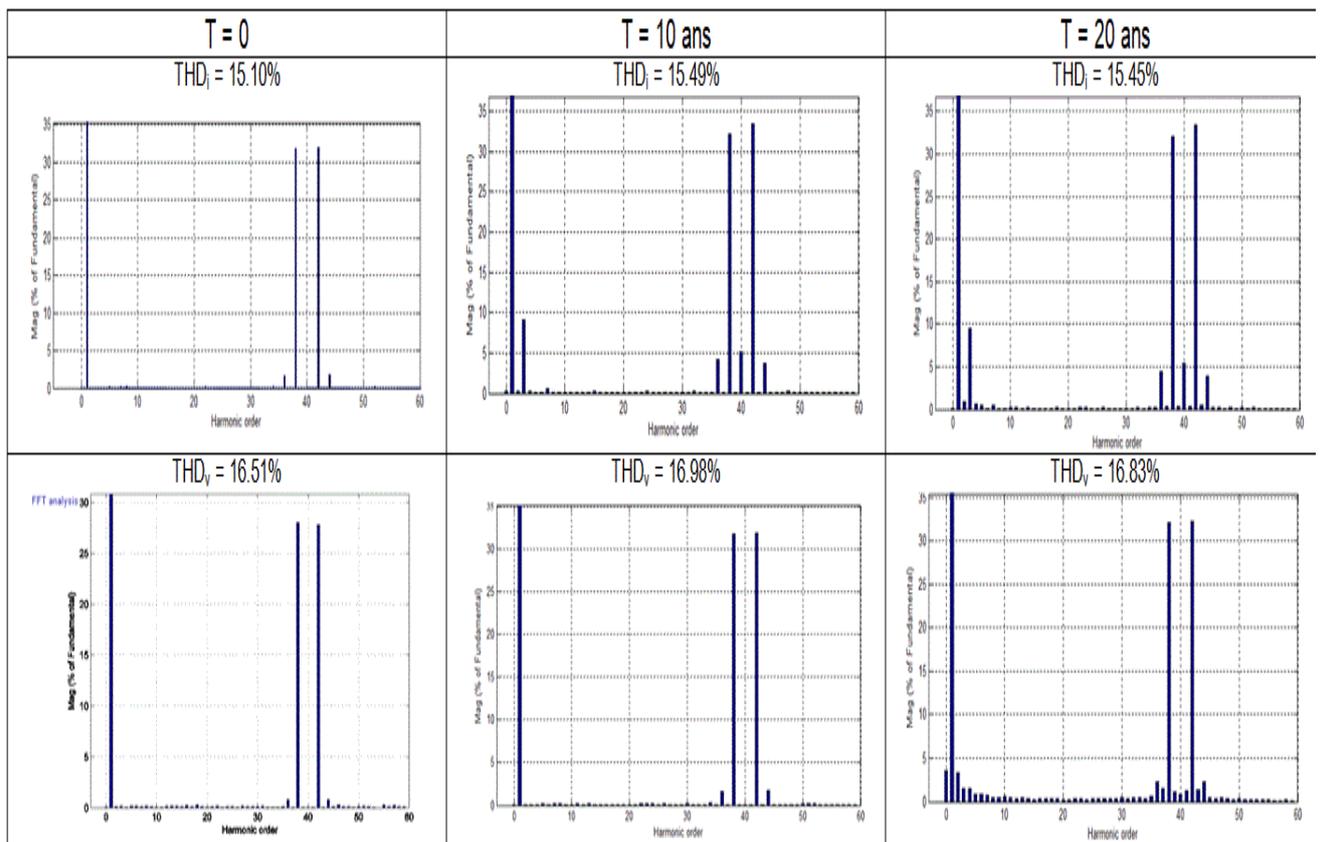
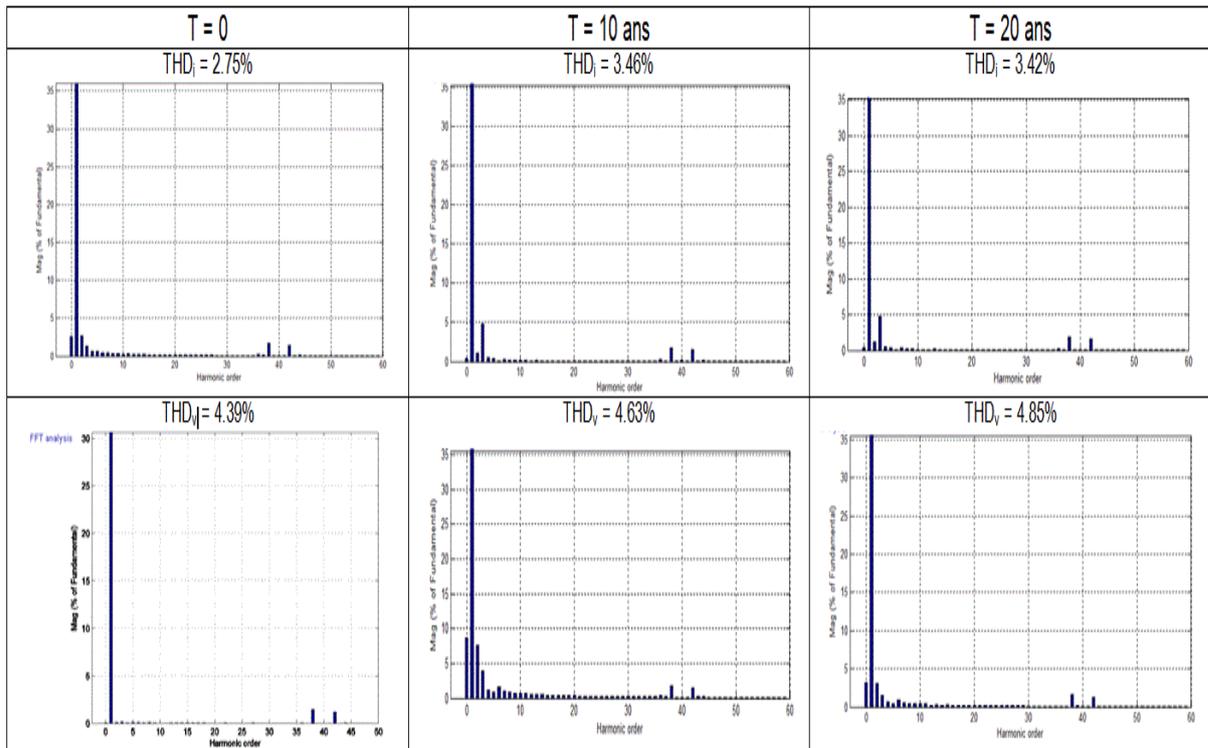


Fig IV.13 Méthode de détection d'hybridation du processus de simulation proposé. [79]

La figure IV.14 donne le THD de la tension et du courant à la sortie de l'onduleur avant filtrage et après filtrage pendant le temps initial, pour $T = 10$ ans et pour $T = 20$ ans. L'augmentation de la résistance en série du module photovoltaïque qui modélise une dégradation de sa partie électrique génère des harmoniques supplémentaires de faible amplitude. Les harmoniques prédominants sont 37 et 43 avec des fréquences de 1850 Hz et 2150 Hz. Ces valeurs sont directement liées aux fréquences de commutation des deux convertisseurs.



a) avant filtrage



b) avec filtrage

fig. IV.14 Distorsion harmonique : (a) sans filtrage et (b) après filtrage
avec $G = 1000 \text{ W.m}^{-2}$ et $T = 25^\circ\text{C}$.

On observe peu de changement pour les valeurs de THD avec le vieillissement, car l'augmentation de la résistance en série limite les courants fondamental et harmonique. Le convertisseur DC-DC et l'onduleur sont les principaux générateurs d'harmoniques. En effet, la tension est coupée en un signal rectangulaire, le courant qui varie selon une fonction exponentielle augmente pendant T_{on} et diminue pendant T_{off} . Par conséquent, le caractère non linéaire entre les deux ondes fait des deux convertisseurs les principales sources d'harmoniques. De plus, le filtre passif présente l'inconvénient de résonner pour une ou deux gammes d'harmoniques, mais l'inverseur avec SV-PWM est présent. Il a pour fonctions la compensation de la puissance réactive et l'amortissement de la gamme d'harmoniques prédominante, à l'exception de celle couverte par le filtre passif.

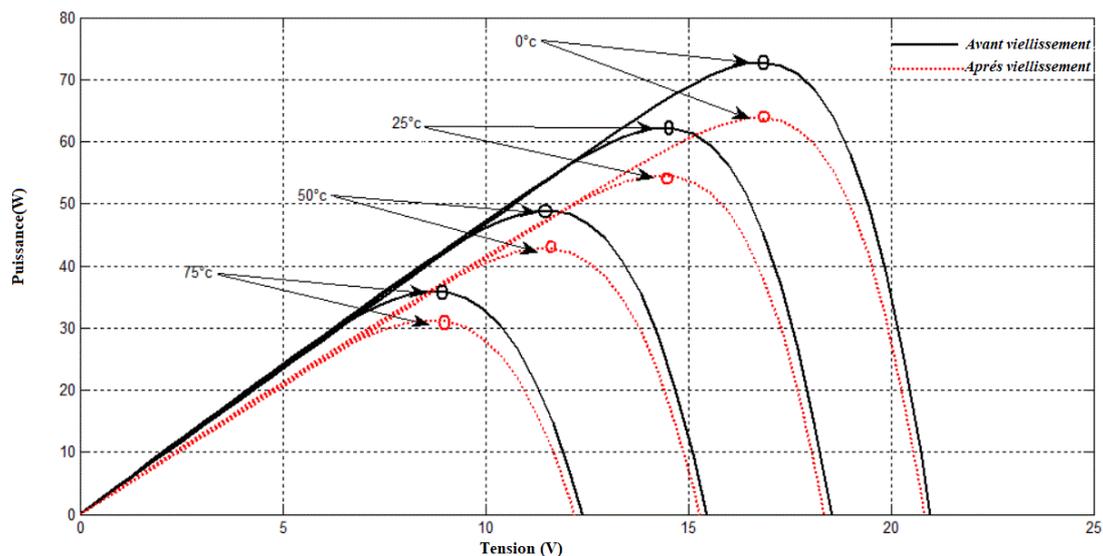
Après filtrage, le THD ne dépasse pas 4,85% pour la tension et 3,42% pour le courant de la charge, ce qui prouve la bonne qualité du filtrage. Les harmoniques sont atténués avec le filtre sous la limite de 5% imposée par la norme IEEE STD 19-1992. Les valeurs trouvées dans d'autres études avec les modules photovoltaïques, onduleur, commande MPPT et filtre LC sont proches mais légèrement inférieures aux résultats THD obtenus. Pour le THD du courant, les auteurs ont trouvé 2,31% dans [80] et entre 2 et 4,25% dans [81] 2,8 à 4,3% dans [82] et 3,6% dans [83] pour le THD de la tension.

IV.7.2 Caractéristiques puissance -tension :

En ce qui concerne la résistance en série du module photovoltaïque, l'effet de vieillissement augmente la résistance en série, ce qui limite la sortie de courant vers la charge et donc la sortie de puissance.

La diminution de la puissance en fonction de la tension est indiquée dans la figure IV.15 pour $T = 10$ ans et $T = 20$ ans. L'effet couplé de la température est également souligné. La réduction est accrue lorsque les températures du module photovoltaïque sont plus élevées.

Le point de puissance maximale diminue de 1% / an. En comparant nos résultats avec la littérature, ce taux est en accord avec les valeurs rapportées expérimentalement. Sur un grand échantillon, un taux de dégradation moyen de 0,8% et une valeur médiane de 0,5% / an ont été calculés [84].



a) $T = 10$ ans

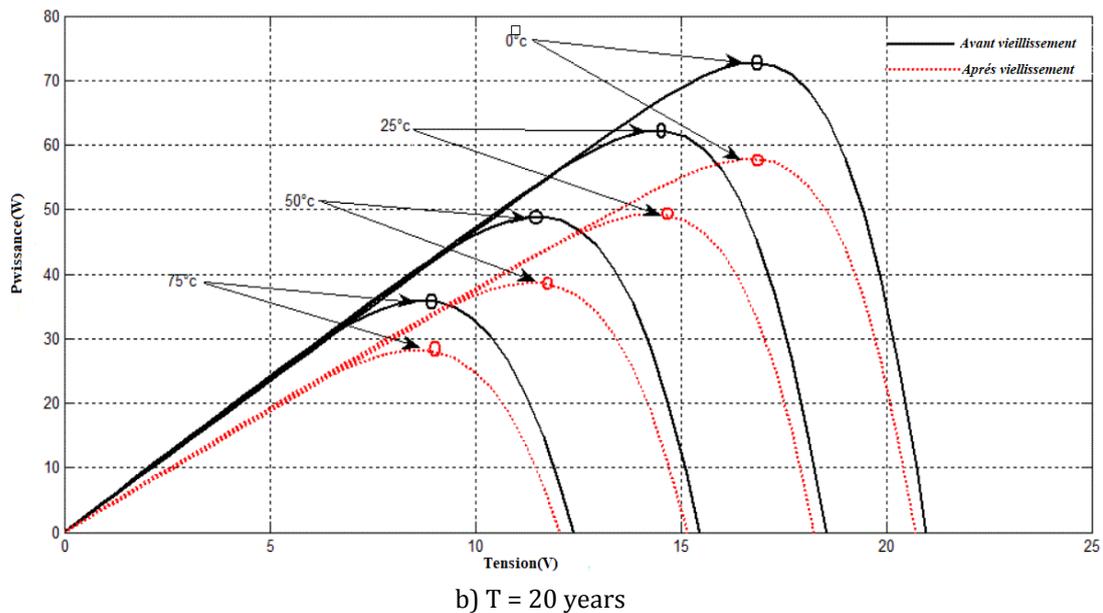
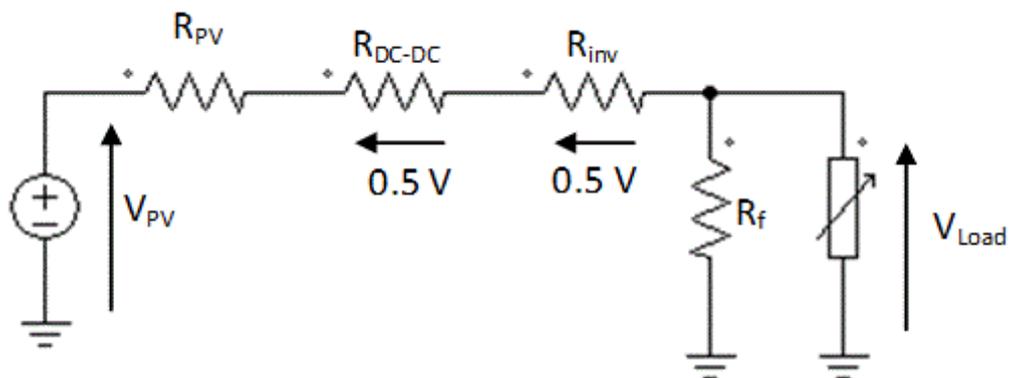


Fig IV.15 Effet du vieillissement avec l'influence de la température (a) Caractéristiques P-V après 10 ans (b) Caractéristiques P-V après 20 ans.

IV.7.3 Conséquences sur la production électrique :

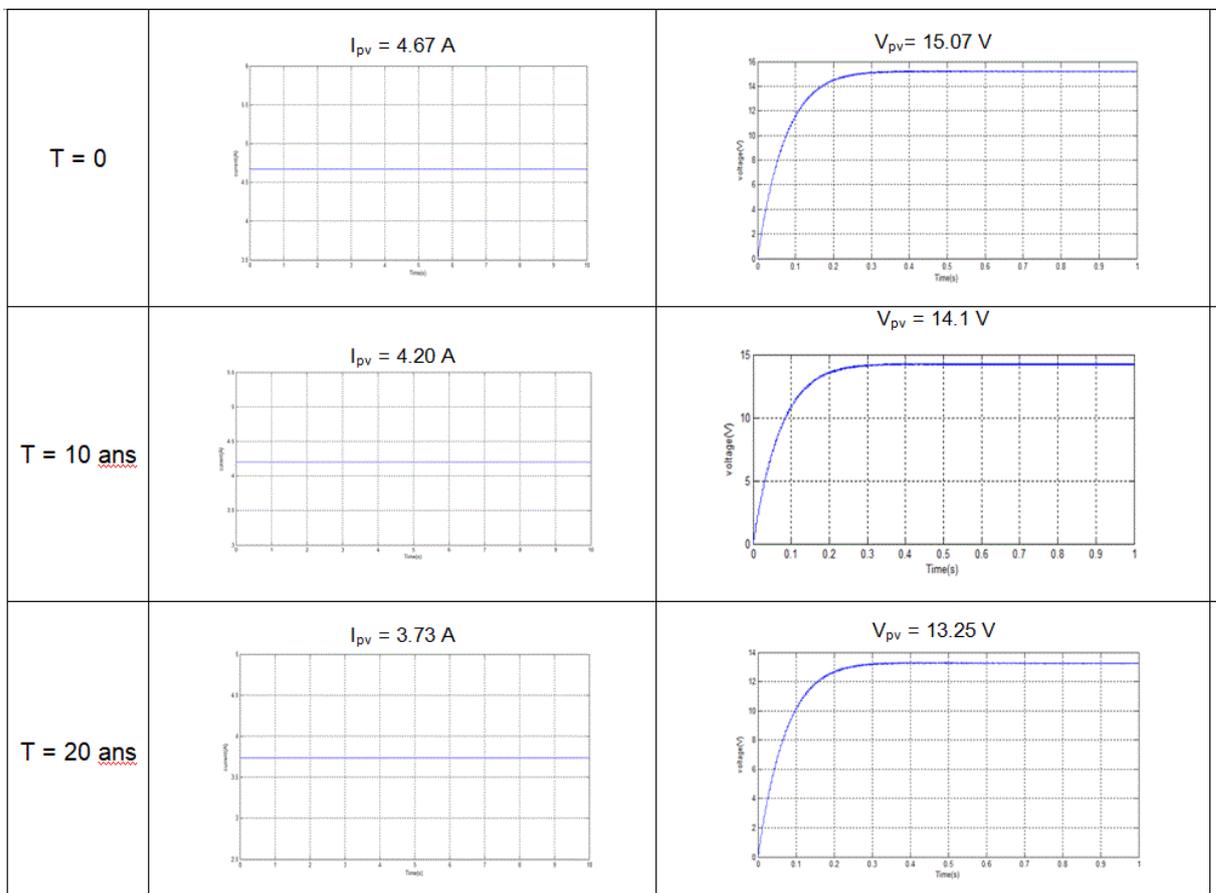
L'étude du bilan énergétique de l'installation nous amène à établir un schéma équivalent illustré dans la figure IV.16 avec trois résistances $R_{(DC-DC)}$, R_{inv} et R_{pv} pour le convertisseur DC-DC, l'onduleur et le module photovoltaïque, respectivement. La quatrième résistance est celle du filtre de sortie R_f .



FigIV.16 Circuit équivalent du système photovoltaïque avec des résistances au vieillissement.

La figure IV.17 représente le courant du panneau photovoltaïque I_{pv} , sa tension V_{pv} en régime transitoire qui apparaît lorsqu'un changement de la tension ou du courant délivré par le générateur ou lors du passage d'un signal continu à un signal périodique, et la tension alternative à la sortie du filtre avec sa valeur maximale V_{ACmax} et sa valeur efficace V_{ACeff} . La tension est bien filtrée car il a été montré précédemment qu'il y a une augmentation du THD mais que cette dernière reste dans les normes, bien que sa valeur augmente légèrement avec le temps.

Selon les graphiques de la figure IV.17, l'écart de tension entre les côtés continu et alternatif peut être déterminé. Ce dernier correspond à la somme des trois chutes de tension dues aux deux semi-conducteurs des convertisseurs (chute de tension de 0,5 V par conduction pour $R_{(DC-DC)}$ et pour R_{inv}) et à la résistance du panneau photovoltaïque R_{pv} .



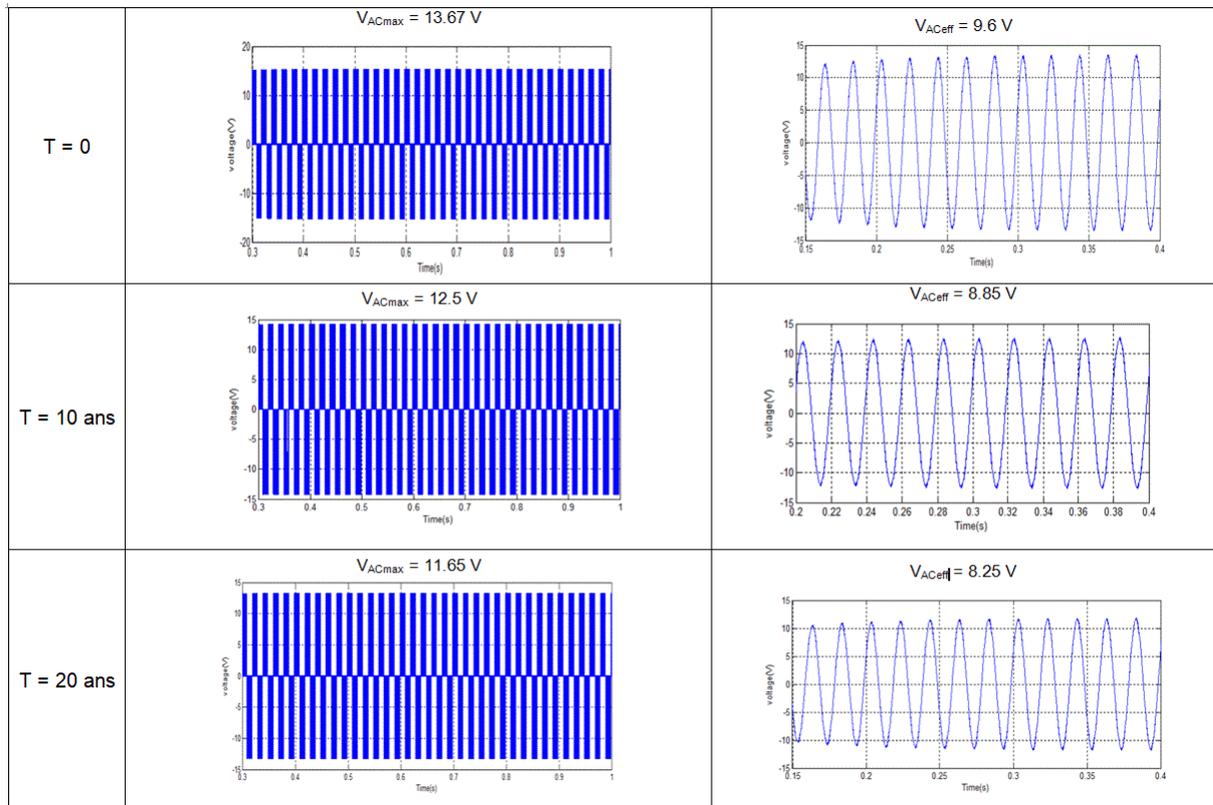


Fig.IV.17 Courbes de tension et de courant du système photovoltaïque dans le temps.

Les résultats des calculs sont rapportés pour différentes durées de vieillissement dans le tableau IV.8. L'effet de vieillissement est visible par l'augmentation de la résistance du panneau photovoltaïque, qui a une évolution de 0,95 à 1,072 = 0,122 Ω . L'augmentation de la résistance série correspond au niveau de dégradation des pièces électriques avec notamment la corrosion, l'ombrage, la fissuration cellulaire, la grille déficiente et les interconnexions ou les points chauds [85-90]. Il représente 12,8% de la valeur initiale, ce qui peut avoir un impact significatif sur la puissance délivrée au récepteur, notamment si une installation à plusieurs générateurs photovoltaïques est envisagée. En effet, l'incidence d'un changement de résistance de 12,8% réduit le courant du panneau photovoltaïque de 17,10% $((4,67-3,73) / 4,67) \times 100$, et la tension de sortie de 12,07% $((15,07-13,25) / 15,07) \times 100$ par rapport aux valeurs d'origine, ce qui entraîne une réduction de puissance de 29,78% $(P_0 - P_{20ans}) / P_0$ et $P = U \times I$. Ainsi, l'effet de cette variation de résistance est très important car la décision peut être prise de déclasser les panneaux après 20 ans d'utilisation pour des considérations d'efficacité énergétique conformément aux

aux normes [91] ou aux garanties du fabricant [58,92], ce qui peut aussi contribuer à estimer la durée de vie des modules photovoltaïques.

Tableau IV.8 Évolution de la résistance du module photovoltaïque.

T	0	10 ans	20 ans
V_{pv}	15.07 V	14.1 V	13.25 V
I_{pv}	4.67 A	4.2 A	3.73 A
V_{ACmax}	13.67 V	12.5 V	11.65 V
V_{ACeff}	9.6 V	8.85 V	8.25 V
$\Delta V = V_{pv} - V_{ACeff}$	5.47 V	5.25 V	5 V
V_{0DC-DC}	0.5 V	0.5 V	0.5 V
V_{0inv}	0.5 V	0.5 V	0.5 V
$\Delta V - (V_{0DC-DC} + V_{0inv})$	4.47 V	4.25 V	4 V
$R_{pv} = \Delta V / I$	0.95 Ω	1.011 Ω	1.072 Ω

IV.8 Conclusion :

Dans ce travail, l'impact du vieillissement d'un module photovoltaïque sur la production en termes d'harmoniques et de diminution de puissance est étudié. Un schéma d'hybridation tenant compte à la fois du MPPT instantané et de la dégradation à long terme est mis en œuvre pour simuler l'évolution de la production électrique du système connecté au réseau. Les lois de vieillissement déterminées avec des résultats des tests accélérés ont été prises en compte pour la dégradation de longue durée et une technique MPPT est utilisée afin que le générateur fournisse rapidement et avec précision sa puissance maximale. Le problème des harmoniques est traité par l'insertion du filtre LC, qui est bien dimensionné pour maintenir le niveau de THD sous 5%, même en tenant compte du vieillissement. Le point de puissance maximale diminue avec un taux de 1% / an qui correspond aux valeurs rapportées expérimentalement. Enfin, un circuit équivalent avec les résistances équivalentes distinctes de la chaîne de conversion est établi. L'évolution de la résistance du module photovoltaïque est estimée à 12,8% pour 20 ans d'utilisation, ce qui peut affecter de près de 30% la puissance délivrée au récepteur.

Stockage de l'énergie

Introduction :

L'énergie solaire se prête particulièrement bien à la production d'électricité en sites isolés, ou en micro-réseaux. Elle est alors souvent associée à des batteries, qui permettent d'assurer le stockage de l'énergie en cas de production excédentaire, ou de compenser le manque momentané de puissance lors des pics de consommation.

Dans ce chapitre, nous nous proposons de modéliser et simuler un système photovoltaïque avec stockage de l'énergie électrique en utilisant le logiciel Matlab – Simulink. Dans la première partie, nous présentons brièvement l'architecture de notre système photovoltaïque. Après, nous montrerons le modèle complet et discuterons de ses performances.

V.1. Dispositifs de stockage :

Les batteries sont la solution idéale pour assurer l'autonomie énergétique sur plusieurs jours, car les piles à combustible sont trop chères et les volants d'inertie trop dangereux dans ce contexte. Cependant, elles présentent une faible puissance spécifique.

Lors de la mise sous tension d'un appareil électrique, il apparaît des pics de puissance durant la phase transitoire (des variations d'ensoleillement lors du passage d'un nuage ou de vitesse de vent lors d'une rafale). L'amplitude de ces pics peut atteindre 4 à 5 fois la valeur nominale de fonctionnement des appareils. Si les pics sont dans une gamme de fréquence suffisamment basse, ils peuvent être absorbés par la batterie augmentant ainsi sa contrainte de fonctionnement et engendrant une charge ou une décharge à fort courant. Cependant, sa durée de vie sera limitée à long terme.

Si la gamme de fréquences couvertes par les pics est trop grande pour être "visible" par la batterie, alors les capacités internes au système de puissance les absorberont, engendrant saturations et pertes dans le circuit. D'autre part, les supercondensateurs ont une grande puissance donc ils seraient aptes à absorber tous ces pics sans dommage. Ils possèdent de plus une durée de vie de l'ordre de 100 000 cycles de charge/décharge. Mais, ils n'ont pas l'énergie spécifique suffisante pour assurer son autonomie sur plusieurs jours. Ils ne peuvent donc être utilisés comme unités de stockage principales, mais ils correspondent à une solution viable pour absorber ou fournir les pics de puissance néfastes aux batteries. Donc, la solution est d'associer les deux technologies pour profiter des avantages de chacune [93].

D'un autre côté, lorsque les unités de stockage sont hybridées, elles sont chacune associées à un convertisseur afin de contrôler la composante de la puissance devant être stockée ou déstockée. L'objectif est de répartir le spectre de fréquence de cette puissance à stocker en plusieurs composantes à détourner vers les unités les plus aptes à les gérer. Plus la composante est dans les basses fréquences mais énergétique, plus l'unité réceptrice devra avoir une grande énergie spécifique et moins elle aura besoin de puissance spécifique. A l'inverse, plus l'unité recevra de hautes fréquences, plus il lui faudra de puissance spécifique, souvent au détriment de l'énergie spécifique (figure V.1) [94].

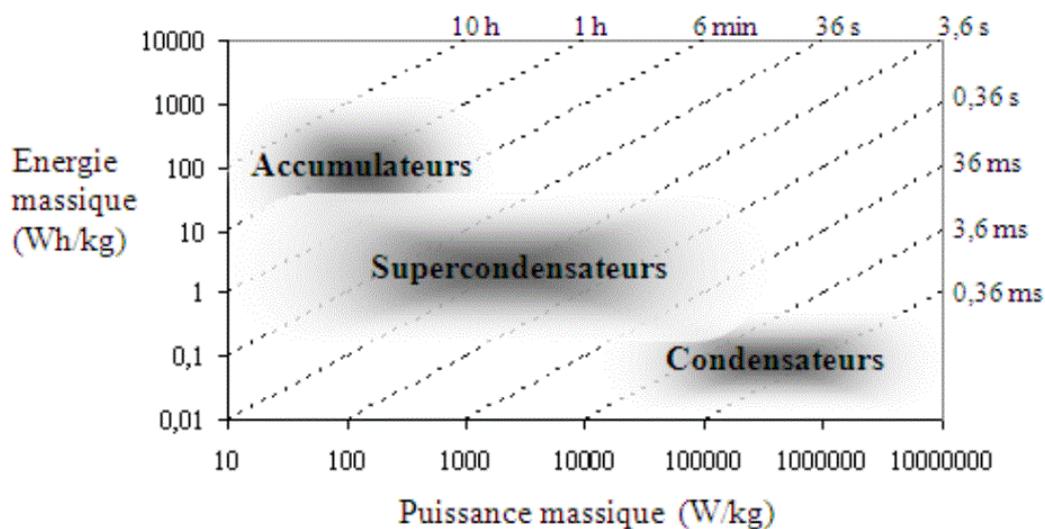
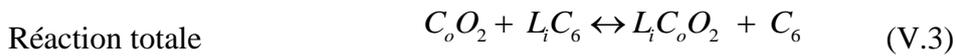
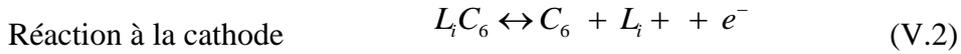
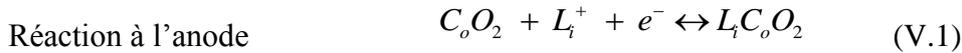


Fig.V.1 Diagramme de Ragone [94].

V.2. Modélisation des dispositifs de stockage

V.2.1 Batterie lithium-ion:

Typiquement, un accumulateur lithium-ion se compose d'une anode de carbone, d'une cathode d'oxyde métallique, d'un électrolyte et du séparateur. Les matériaux actifs de l'anode et de la cathode forment une couche mince à la surface de feuillards métalliques qui agissent comme collecteurs de courant dans la cellule. Le séparateur empêche le contact entre les électrodes, tout en demeurant perméable aux échanges ioniques. Dans le cas d'une anode formée d'oxyde de Cobalt (LiCoO_2), les réactions seront les suivantes [95]:



La figure V.2 représente le schéma équivalent d'une batterie :

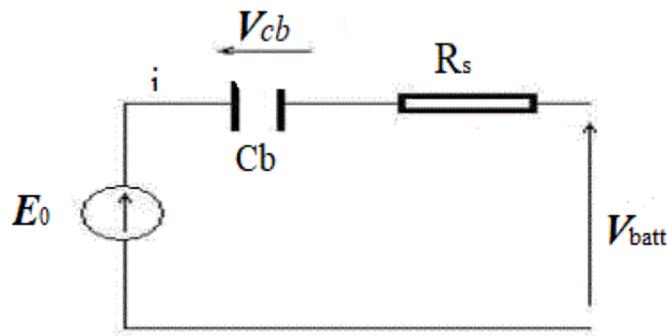


Fig.V.2 Circuit équivalent simple de la batterie [95].

où :

C_{bat} est la capacité nominale de la batterie, Q_d est la quantité de charge manquante par rapport à C_{bat} , E_0 est la source de tension et R_s est la résistance en série.

Nous avons donc :

$$V_{batt} = E_0 - R_s * i - V_{cbatt} \quad (\text{V.4})$$

On définit également l'état de charge (SOC) de la batterie par :

$$soc = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (\text{V.5})$$

V.2.2 Modélisation des supercondensateurs :

Le principe de base des supercondensateurs repose sur les propriétés capacitives de l'interface entre conducteur électronique solide et conducteur ionique liquide. Le stockage d'énergie s'effectue par distribution des ions de l'électrolyte au voisinage de la surface de chaque électrode sous l'influence de la tension électrostatique appliquée.

Il se crée ainsi aux interfaces une zone de charge d'espace appelée couche double électrique, d'épaisseur limitée à quelques nanomètres. La fonction diélectrique est assurée quant à elle par les molécules du solvant de l'électrolyte [96].

La figure V.3 représente le schéma équivalent d'un supercondensateur :

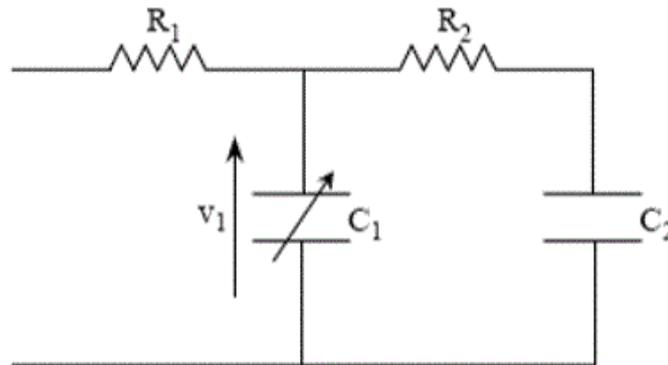


Fig.V.3 Schéma équivalent à deux branches d'un supercondensateur [96].

Ce modèle repose sur la partition de l'énergie électrostatique des supercondensateurs en deux :

- une énergie rapidement stockée ou disponible
- une énergie lentement stockée ou disponible

Elle comporte par conséquent 2 cellules :

- la première (R1-C1) rend compte de l'évolution de l'énergie durant les événements de charge ou de décharge,
- la deuxième dite lente (R2-C2), intervient lors du phénomène de redistribution des charges internes en fin de charge ou de décharge.

Les équations électriques du modèle sont :

$$\begin{aligned}
 V_{ucap} &= R_1 \cdot i_1 + V_1 \\
 i_1 &= C_1 \frac{dV_1}{dt} + C_2 \frac{dV_2}{dt} \\
 V_1 &= R_2 i_2 + V_2 \\
 i_2 &= C_2 \frac{dV_2}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{V.6}$$

où :

V_{ucap} est la tension de la supercapacité, i_1 le courant traversant la résistance R_1 , i_2 le courant traversant la résistance R_2 et V_2 la tension aux bornes de la capacité C_2 .

Un modèle multibranche permet de rendre compte de la majorité des phénomènes internes qui se produisent pendant les phases de charge et décharge. Ces phénomènes incluent les résistances électriques présentées par électrodes et collecteurs métalliques. Le modèle doit également prendre en compte les non-linéarités du stockage des charges, le comportement électrique du type de ligne de transmission et redistribution interne de la charge stockée [97]. Il comprend une ligne de transmission non-linéaire de résistance totale R et de capacité totale C . La ligne de transmission est constituée de n branches en parallèle contenant chacune une résistance et un condensateur en série. Ces branches permettent de modéliser les phénomènes ayant des temps courts. La ligne de transmission est complétée par deux autres branches RC dites « complémentaires » qui servent à tenir compte de la redistribution des charges aux temps longs (figure V.4).

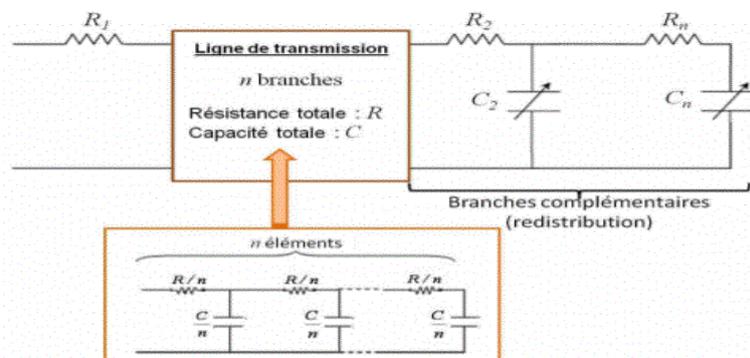


Fig .V.4 Modèle multibranche d'un supercondensateur [97].

V.3 Simulation :

V.3.1 Simulation du stockage d'énergie photovoltaïque :

La figure V.5 représente un modèle sous Matlab/Sumilink. Le modèle est composée d'un générateur photovoltaïque KC200GT (ces paramètres sont déjà décrit dans le chapitre VI), un convertisseur back boost, une batterie lithuim-ion (tableau V.1).

Tab.V.1 Caractéristiques du modèle

	Composant /caractéristiques	Valeurs
Convertisseur	Resistance interne	1 ^e 3 ohm
	Resistance d'amortisseur	inf
	Capacité d'amortisseur	0 F
Batterie	Composant/caractéristiques	Valeurs
	Capacité nominale	6.5 (Ah)
	Resistance interne	0.15385 ohm
	Courant de décharge nominale	1.3 A

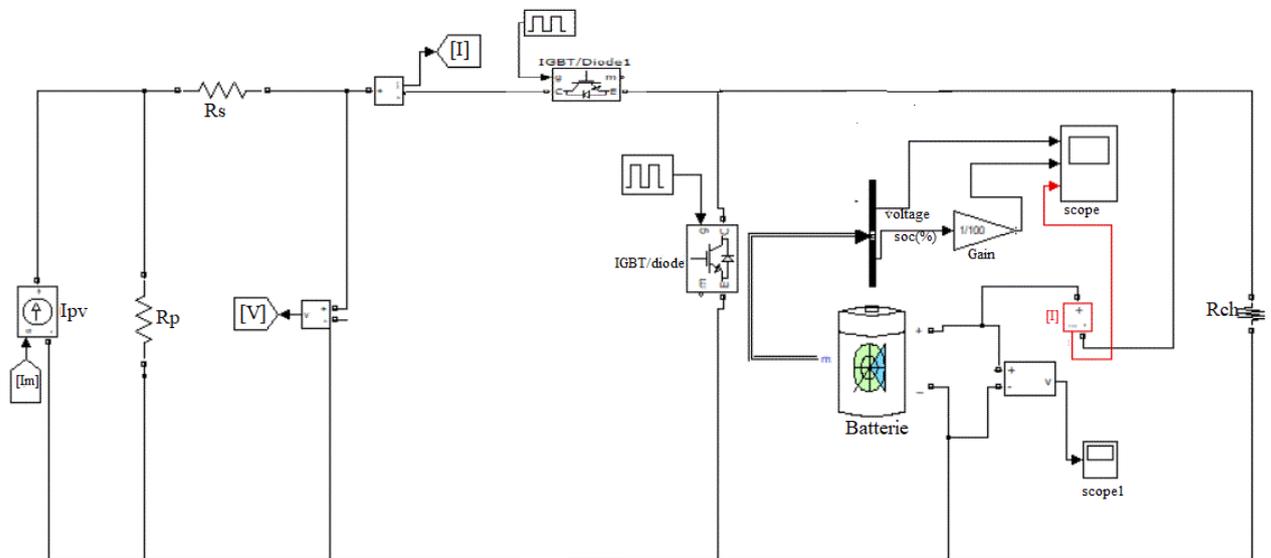


Fig.V.5 Modèle PV autonome avec stockage batterie.

On trouve les résultats de la simulation dans les figures V.6 et V.7 :

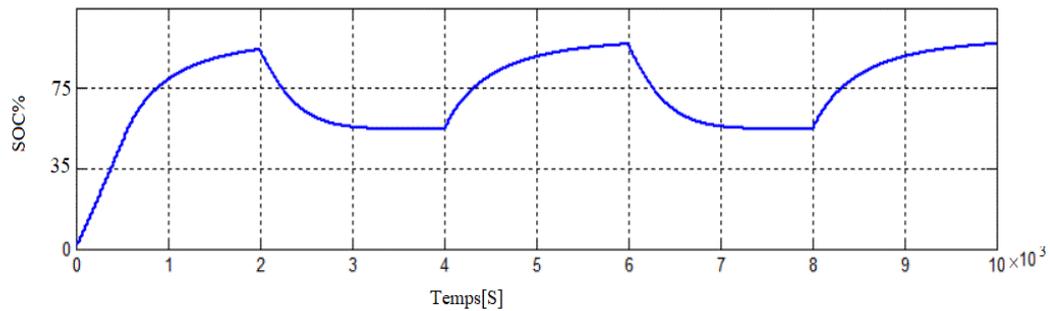


Fig.V.6 Etat de charge de la batterie.

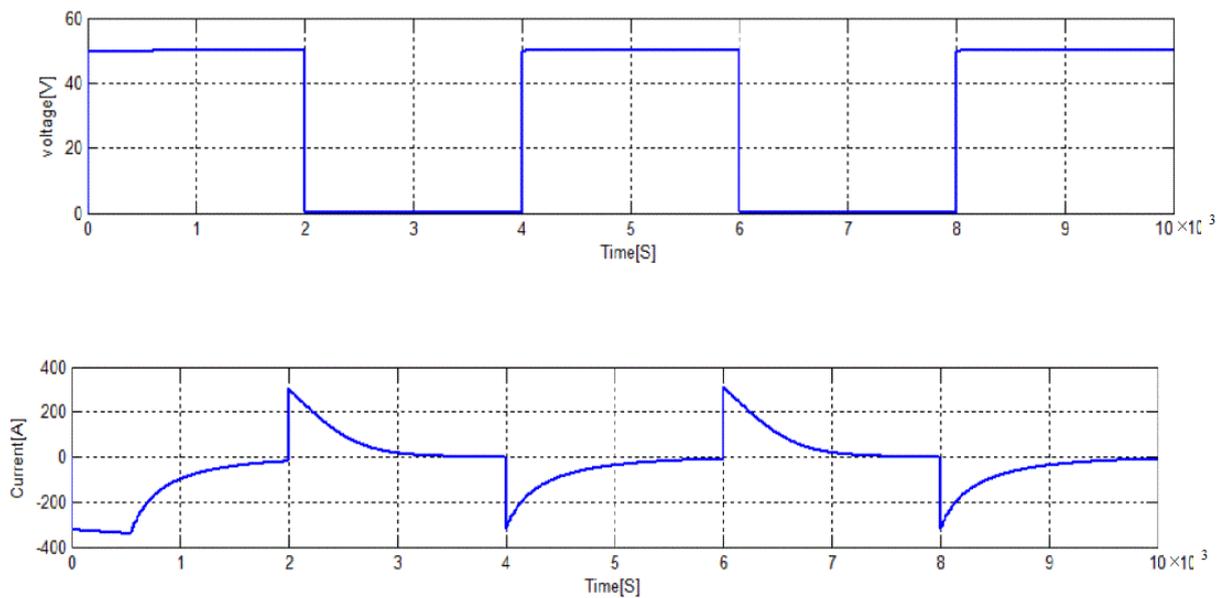


Fig.V.7 Tension et courant de la batterie.

La charge de la batterie se passe généralement en deux phases, une première phase à courant limité de l'ordre de $C/2$ à $1C$ (C étant la capacité de l'accumulateur). Cette phase permet une charge rapide jusqu'à environ 80%, puis une deuxième phase à tension constante et courant décroissant pour se rapprocher des 100 % de charge en environ deux heures de plus. La charge est terminée lorsque le courant de charge chute en dessous d'une valeur appelée courant de fin de charge.

La décharge doit être limitée à une tension de 3 V par élément, une tension de décharge inférieure à 2,5 V peut conduire à une destruction de l'élément.

La figure V.8 représente un système de stockage d'énergie par supercondensateurs sous Matlab/Sumilink, le modèle est constitué d'un générateur photovoltaïque, convertisseur back-boost et un pack de 14 supercondensateurs Maxwell PC7223 (tableau V.2). La tension nominale d'un supercondensateur est de 2,5 V. Les 14 supercondensateurs sont mis en série.

Tab.V.2 Caractéristiques du supercondensateur

Supercondensateur Maxwell PC7223	Composant /caractéristiques	Valeurs
	Résistance d'accès (Ω)	$R_a = 0.5 \text{ m}\Omega$
	Resistance de la ligne de transmission	$R = 1.1 \text{ m}\Omega$
	Capacité de la ligne de transmission (F)	$C(V) = -196.4 \text{ V}^2 + 925.4 \text{ V} + 1976.8$
	Résistance de la première branche complémentaire (Ω)	$R_2 = 100 \text{ m}\Omega$
	Capacité de la première branche complémentaire (F)	$C2(V) = -8.9286 \text{ V}^2 + 40.2643 \text{ V} + 88.9643$
	Résistance de la seconde branche complémentaire (Ω)	$R_3 = 1 \Omega$
	Capacité de la seconde branche complémentaire (F)	$C_3(V) = -1.8571 \text{ V}^2 + 12.4714 \text{ V} + 31$

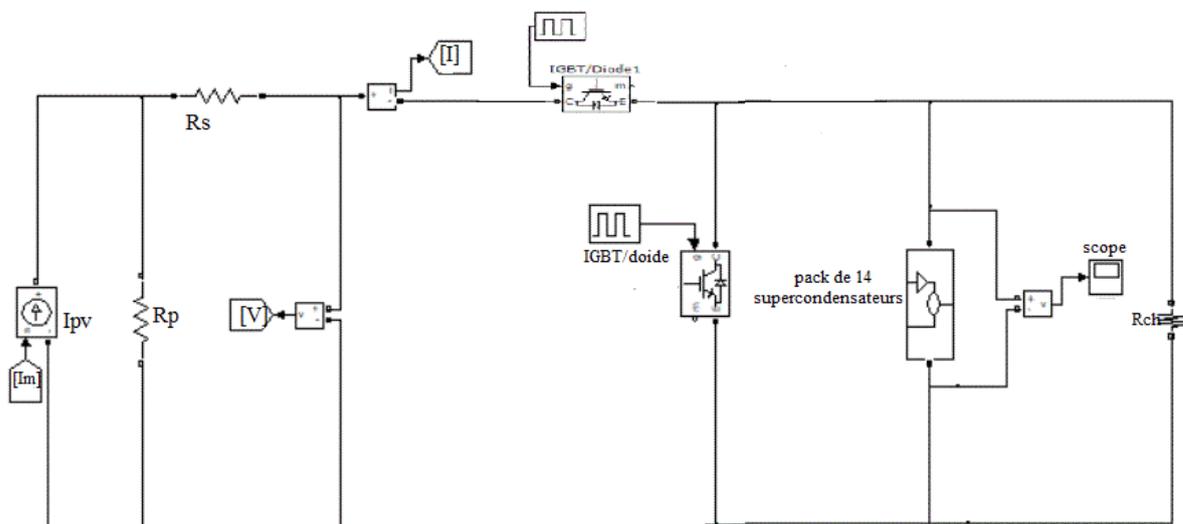


Fig .V.8 Modèle PV autonome avec stockage des supercondensateurs.

La figure V.9 montre le courant et la tension de pack de supercondensateurs :

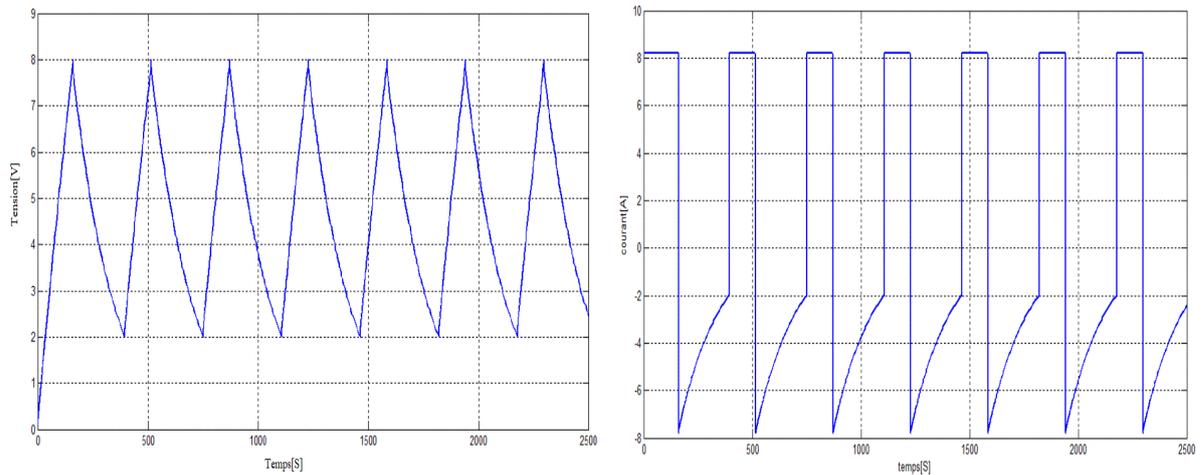


Fig.V.9 Évolution de la tension et le courant du supercondensateur pour différents cycles de charge/décharge.

V.3.2 Simulation du système complet sous Matlab-Simulink :

Le modèle est constitué d'une source d'énergie qui est assurée par notre panneau PV Kyocera KC200GT et son convertisseur MPPT, le module de commande qui est un hacheur Buck-Boost, le stockage composé de batterie au lithium-ion et la charge modélisée par une machine synchrone (Tab.V.3). Nous avons supposé que le convertisseur intégrait un algorithme MPPT permettant aux panneaux de fonctionner à la puissance maximale. Pour cela, nous avons imposé la tension des panneaux à une valeur égale à la tension optimale correspondant à un ensoleillement de 1000 W/m² avec une température de 25°C. La température est aussi considérée constante et égale à 25°C.

Tab.V.3 Caractéristiques de la machine synchrone

Machine synchrone	Composant/caractéristiques	Valeurs
	Résistance de phase de stator Inductance de phase de stator liaison de flux établie par aimant constante de couple	$R_s = 2,8750 \text{ ohm}$ $L_s = 8,5e^{-3} \text{ H}$ $0,175 \text{ (V.S)}$ $1,4 \text{ (N.m)}$

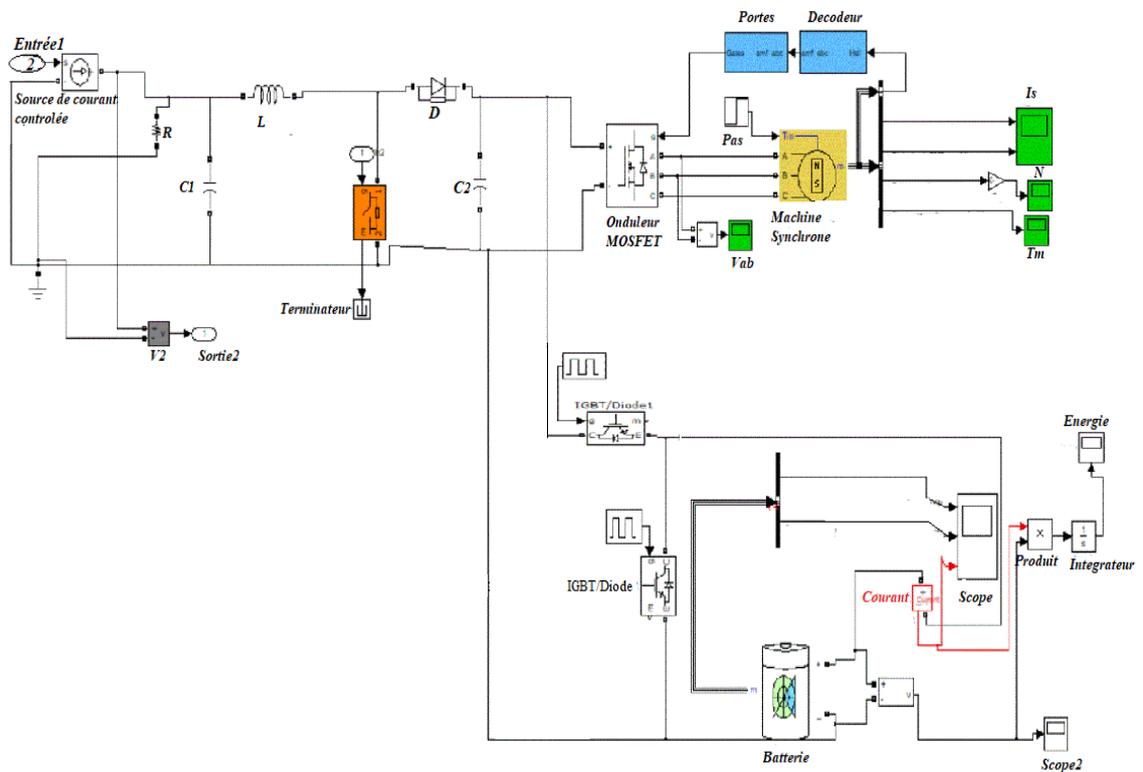


Fig.V.10 Système PV autonome avec stockage batteries au plomb.

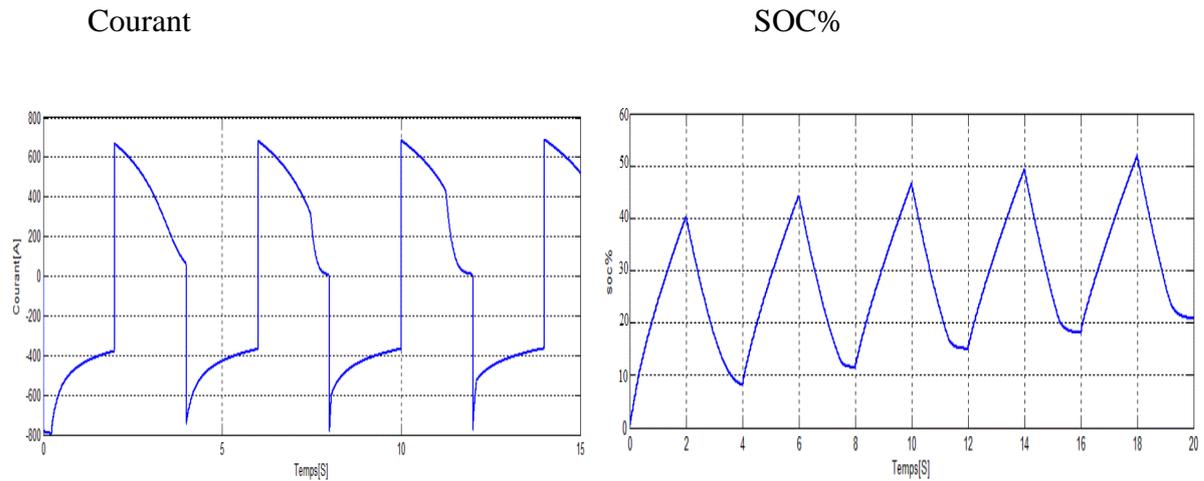


Fig.V.11 Courant et états de charge/décharge de la batterie.

Lors de démarrage du moteur (régime transitoire), il s'agit des pics de courant. Ces pics impliquent des décharges relativement sévères pour la batterie. En effet, ils affectent notablement sa durée de vie. On pourra améliorer le fonctionnement et augmenter la durée de vie des batteries en leur évitant ces décharges profondes d'où l'intérêt d'une source de stockage supplémentaire entièrement dédiée aux pics de puissance.

Dans la suite, nous proposons donc un système sous Matlab/Simulink en y ajoutant des composants de puissance qui auront pour rôle de faire face aux pics de puissance et ainsi permettront à long terme d'augmenter la durée de vie des batteries.

Les supercondensateurs doivent absorber ou fournir les variations rapides du courant, pour éviter dommages et saturations dans les batteries.

Pour réaliser cet objectif, le courant entrant I_1 et la tension des supercondensateurs V_{sc} doivent être contrôlables par le convertisseur. Le hacheur buck-boost est donc choisi pour notre système, il est capable de fonctionner en abaisseur et élévateur. Le transfert de l'énergie étant bidirectionnel entre le bus et les supercondensateurs, ce hacheur est réversible en courant.

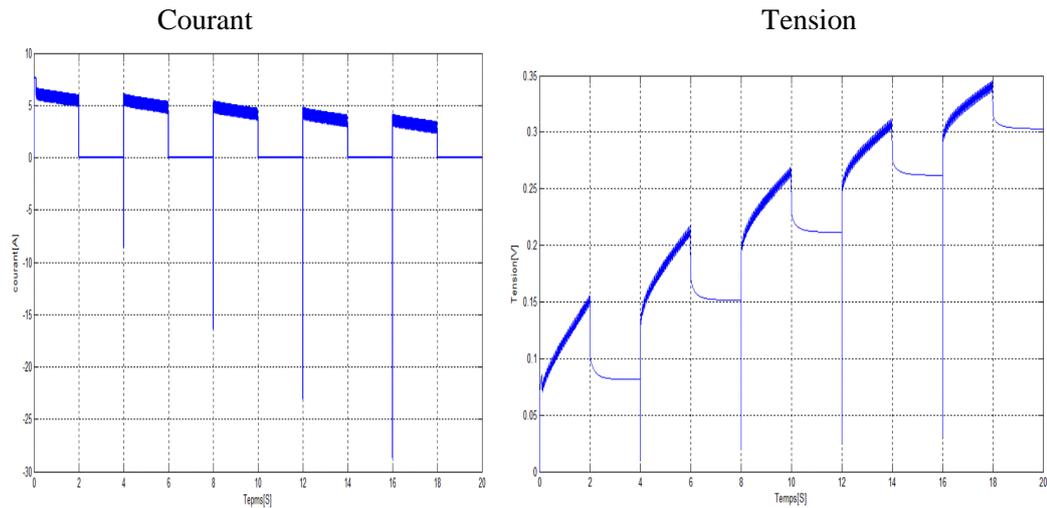


Fig.V.14 Tension et courant des supercondensateurs.

Lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil, on fait appel aux supercondensateurs. Si on compare les résultats dans les deux cas (stockage avec batterie et stockage hybride), on remarque que :

- Les pics de courant sont absorbés par les supercondensateurs. On évite les recharges et débits excessifs des batteries.
- La recharge des batteries se fait après celle des supercondensateurs. Elle s'arrête lorsqu'elles sont pleines et débitent à nouveau dans la charge (consommation utilisateur) lorsque la production des panneaux devient insuffisante (exemple à la nuit tombée).
- Les batteries et les supercondensateurs sont reliés au bus continu par un hacheur (back-boost) réversible en courant assurant ainsi la charge et la décharge. Lors de la décharge, le convertisseur est commandé en courant tandis que la charge se fait à tension constante.

Les supercondensateurs permettent de compenser les mauvaises performances des batteries en présence des pics de puissance.

V.4 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons mis en œuvre un système photovoltaïque autonome avec stockage, dans la première partie. Nous avons vu que les batteries étaient susceptibles de subir des cycles de charge et de décharge intempestifs avec des pics de courant de nature à écourter leur durée de vie. Ensuite, nous avons montré que les supercapacités contribuent à améliorer le fonctionnement des batteries et ainsi à accroître leur durée de vie, et donc à réduire les coûts d'investissement.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail qu'on a présenté porte sur l'analyse d'une modélisation et simulation du fonctionnement électrique d'un système photovoltaïque (PV) adapté par une commande numérique (commande MPPT) assurant la poursuite de la puissance maximale fournie par le générateur PV. Les premiers objectifs ont été d'effectuer un état de l'art sur les énergies renouvelables, d'évaluer les potentialités de chaque structure et de proposer des solutions aux nouvelles contraintes imposées au générateur et photovoltaïques en termes de qualité d'énergie fournie et du stockage d'électricité.

On a étudié, dans un deuxième temps, quelques types convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques. Comme l'hacheur dévolteur, l'hacheur survolteur et l'hacheur mixte (dévolteur-survolteur). Ainsi, on a décrit le mécanisme de la poursuite pour l'extraction de la puissance maximale sous différentes conditions de fonctionnement. On a présenté les méthodes MPPT basées sur contre réaction de puissance, comme l'algorithme d'incrément de l'inductance et la méthode de perturbation et observation. Cette dernière méthode est utilisée dans ce travail cause de sa simplicité, et son exigence seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque

Puis, on a représenté la structure de la commande MPPT numérique « perturbation et observation ». Cette commande MPPT numérique utilise directement la tension et le courant du panneau photovoltaïque pour chercher le point de fonctionnement correspondant à la puissance maximale.

et un autre convertisseur DC/AC commandé par la MLI à transistors IGBT qui converti la tension continu à une tension alternative filtrée par des filtres Lc et on a modélisés et simulés sous Matlab-SIMULINK

Les résultats des simulations réalisées à partir du système proposé montrent clairement l'intérêt du filtre LC qui joue un rôle prépondérant dans la fourniture d'énergie propre et de bonne qualité à la charge électrique avec le filtrage des harmoniques.

L'impact du vieillissement d'un module photovoltaïque sur la production en termes d'harmoniques et de diminution de puissance est étudié. Un schéma d'hybridation tenant compte à la fois du MPPT instantané et de la dégradation à long terme est mis en œuvre pour simuler l'évolution de la production électrique du système connecté au réseau.

Les lois de vieillissement déterminées avec des résultats de test accélérés ont été prises en compte pour la dégradation de longue durée et une technique MPPT est utilisée afin que le générateur fournisse rapidement et avec précision sa puissance maximale. Le problème des harmoniques est traité par l'insertion du filtre LC, qui est bien dimensionné pour maintenir le niveau de THD sous 5%, même en tenant compte du vieillissement. Le point de puissance maximale diminue avec un taux de 1% / an qui correspond aux valeurs rapportées expérimentalement. Ensuite, un circuit équivalent avec les résistances équivalentes distinctes de la chaîne de conversion est établi. L'évolution de la résistance du module photovoltaïque est estimée à 12,8% pour 20 ans d'utilisation, ce qui peut affecter de près de 30% la puissance délivrée au récepteur.

En fin, un système photovoltaïque autonome avec stockage est mis en œuvre, dan Nous avons vu que les batteries étaient susceptibles de subir des cycles de charge et de décharge intempestifs avec des pics de courant de nature à écourter leur durée de vie et nous avons montré que les supercondensateurs contribuent à améliorer le fonctionnement des batteries et ainsi à accroître leur durée de vie, et donc à réduire les coûts d'investissement.

Perspectives:

-Etude de la dégradation des performances de composants électroniques, intégration de lois de vieillissement et effet du vieillissement sur les comportements des dispositifs de stockage (batteries, supercondensateurs). Développement de la commande de stockage (valeurs seuils) et recherche d'optimisation (point de symétrie).

-
- [1] <http://www.futura-sciences.com/>
- [2] <http://jeunes.edf.com/>
- [3] <http://fr.wikipedia.org/>
- [4] O. Gergaud, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan, 2002.
- [5] L. Leclercq, Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes, thèse de doctorat de l'université de Lille, Laboratoire L2EP, Décembre 2004.
- [6] Cabal Cédric, Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2008.
- [7] José Miguel Navarro, Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible, Thèse de doctorat, Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [8] L. de Schoulepnikoff et Gymnase Auguste Piccard, Quelle source d'énergie pour les vingt prochaines années? , Travail de maturité Alexandra Catana, 3M7, 2009.
- [9] José Miguel Navarro, Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible, Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [10] Antonio Luque and Steven Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons Ltd, 2003
- [11] Jellad abdelhak, modélisation et optimisation d'un système de production d'énergie photovoltaïque – Eolienne, thèse de doctorat université d'Annaba, Algeria, 2014.
- [12] Akassewa tchapo singo, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome, These de doctorat université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [13] Lila Croci, gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batterie/supercapaciteurs, these de doctorat de l'université de Poitiers, 2013.
- [14] M. A. Tankari, "Système Multi-sources de Production d'Énergie Électrique", Thèse de doctorat de l'université du Havre, Décembre 2010.
- [15] R. Khezzer, Comparaison entre les différents modèles électriques et détermination des paramètres de la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque, revue des Energie Renouvelables Vol.13 N° 3, pp 379-388, 2010.
- [16] Angel CidPastor « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ». Thèse de Doctorat. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [17] Vighetti Stéphane, Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion, Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 2010.
- [18] Loïc Bailly, Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface, Thèse de doctorat, Université Bordeaux I, 2010.
- [19] Helali Kamelia, Modelisation d'une cellule photovoltaïque .Etude comparative, These de doctorat Université de Tizi Ouzou, Algeria, 2012.
- [20] Nichiporuk Oleksiy, Simulation fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrière interdigités, Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005
- [21] Dang Minh Trung, Elaboration de cellules solaires photovoltaïques a base de polymères conjugués, études des systèmes reticulables, Thèse de doctorat, Université Bordeaux1, 2009.
- [22] Soltane Belakehal, Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux

- Energies Renouvelables, Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010.
- [23] E. Karatepe, M. Boztepe and M. Colak ,Neural Network Based Solar-Cell Model ,Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°9-10, pp. 1159-1178, 2006.
- [24] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance ,Solar Energy 80, pp. 78-88, 2006.
- [25] Roshanak Radbeh , Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones, Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2008.
- [26] G. Notton et al, Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin , Revue des Energies Renouvelables ,Vol. 13 N°1, pp 49-62, 2010.
- [27] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, Ernesto Ruppert Filho « Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays ».10th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2009.
- [28] Salima. Kebaili. Achour. Betka , Efficiency Model Of DC/DC PWM Converter Photovoltaic Applications , GCREEDER, Amman-Jordan, March 31st – April 2nd, pp1-5, 2009.
- [29] T.U. Townsend , A Method for Estimating the Long Term Performance of Direct- Coupled Photovoltaic Systems , MS Thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [30] Adel et Shahat , PV cell module modeling and simulation for smart grid applications , Journal of Theoretical and Applied Information Technology, JATIT All rights reserved, pp 9-20, 2010.
- [31] K.H. Hussein I. Muta T. Hoshino M.Osakada, Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,IEE Proc-Gener. Trans. Distrib, Vol. 142, No. 1, pp 59-64 January 1995.
- [32] J.A. Gow and C.D. Manning ,Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power Electronics Simulation Studies ,IEE Proceedings on Electric Power Applications, Vol. 146, N°2, pp. 193 - 200, 1999.
- [33] Petibon Stéphane,Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [34] M.S. Aït Cheikh et al ,Mise au point d'une régulation floue pour serre agricole à énergie solaire , Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3, pp 421-443 ,2010.
- [35] L.A. Hecktheuer, A. Krenzinger and C.W.M. Prieb , Methodology for Photovoltaic Modules C Society of Mechanical Sciences, Vol. 24, N°1, pp. 26-32, 2002. haracterization and Shading Effects Analysis , Journal of the Brazilian
- [36] B Addellah, Développement de surface à base de dioxyde de titane par PVD pour une application aux cellules solaires , Thèse de doctorat, Université de Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2008
- [37] Alonso Corinne, Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie, Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.
- [38] A. Ould mohamed yahia , étude et modalisation d'un générateur photovoltaïque, revue des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 2008 pp 473-483, 2008.
- [39] C.Galize, introduction à l'électrotechnique et à l'électronique de puissance , coure, université de montpelleir II, 12/02/2002.
- [40] Merabet Kamel, commande mu d'un onduleur triphasé basée sur la dispersion de la tension triphasée, Université du Québec, 2011.
- [41] Michel Pinard, convertisseurs et électronique de puissance, Dunod, 2007.

- [42] Guy Chateigner, Michel Boès, Manuel de génie électrique, Dunod, 2007.
- [43] Philippe Barrade, électronique de puissance méthodologie et convertisseurs élémentaire, press polytechnique et universitaires, 1ère édition 2006.
- [44] Lequeu Thierry, Cours d'électronique de puissance, IUT GEII 2ième année, Option EEP, 2004/2005.
- [45] Bogdan Grabowski, Christian Ripoll, Aide-mémoire Électronique, Dunod, 5e édition, 2008.
- [46] Albert Paul Malvino, Principe d'électronique, cours et exercices corrigés 6ème édition Dunod, Paris, 2002.
- [47] Benabda Amina, Contribution à l'étude d'une alimentation à base de panneaux photovoltaïques avec stockage, Thèse de doctorat université Badji Mokhtar Annaba ,2018.
- [48] N. Takehara, S. Kurokami , Power control apparatus and method and power generating system using them, Patent US 5.654.883,1997.
- [49] H.E.-S.A. Ibrahim, et al ,Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system , Fuzzy Systems Conference Proceedings, FUZZ-IEEE'99, 1999 IEEE International 1 (22–25) (1999), pp. 406–411.
- [50] M.A.S. Masoum, et al ,Design, construction and testing of a voltage-based maximum power point tracker (VMPPT) for small satellite power supply, 13th Annual AIAA/USU Conference, Small Satellite, 1999.
- [51] N. Femia, G. Pétrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method, IEEE Transactions On Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.]
- [52] Wildi Théodore, Sybille Gilbert, électrotechnique", de boeck, 4e édition, 2005.
- [53] A.Fouillé, Electrotechnique à l'usage des ingénieurs-Tome 3, 10ème édition, 1980
- [54] Touzani Youssef, Commande aléatoire du convertisseur Buck-Boost triphasé à prélèvement sinusoïdal du courant, thèse de Doctorat, Université de Clermont-Ferrand, 10/07/2006.
- [55] O. Bouhali, "Contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique", Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale Polytechnique, Lille-France, 2007.
- [56] Hulkoff, T. Usage of Highly Accelerated Stress Test (HAST) in Solar Module Ageing Procedures. Chalmers University of Technology. These de Master en Science , Göteborg, Sweden, 2009.
- [57] Doumane, R., Balistrrou, M., Logerais, P.O., Riou, O., Durastanti, J.F., Charki, A., 2015, A circuit-based approach to simulate the characteristics of a silicon photovoltaic module with aging. ASME Journal of Solar Energy Engineering. 137(2), 021020-021020-7.
- [58] Doumane .R, Modelisation du vieillissement d'un panneau photovoltaïque,these de magister de l'université de Boumedess ,2011.
- [59] King, D.L., Quintana, M.A., Kratochvil, J.A., Ellibee, D.E., Hansen, B.R., Photovoltaic Module Performance and Durability Following Long-term Field Exposure. Progress in photovoltaic Research and Applications. 8(2), 241-256. 2000.
- [60] Standard IEC 61215-2016. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
- [61] Omeiri, A., Simulation d'un filtre actif parallèle de puissance pour la compensation des harmoniques de courant. Université d'Annaba, Thèse doctorale, Algeria.2007
- [62] R. Ott, Qualité de la tension, Creux et coupures brèves, Avec la collaboration de France de CHATEAUVIEUX (RTE), Technique de l'ingénieur, Traité Génie électrique, pp. D 426221-D 426210, 1998.
- [63] G. Desquilbet, C. Foucher, P. Fauquembergue, Statistical analysis of voltage dips, Notes EDF, 96NR00 102, 1995.
- [64] R. Tounsi, Développement d'un contrôle commande pour un compensateur série de creux de tension. Validation par simulation du fonctionnement avec des charges industrielles, Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 30 Octobre 1999.
- [65] Y. Abdelli, Etude et commande de convertisseurs statiques multifonction en vue de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique, Thèse de doctorat, 2005, Université de Nantes, France.
- [66] L. Lasne, J. C. Gianduzzo, "Electrotechnique : Rappels fondamentaux puissances électriques, Systèmes triphasés, Circuit magnétique, Transformateurs, Harmoniques, Régimes transitoires, Réseaux électriques",

- 2007, Université de Bordeaux.
- [67] H. Camblong, Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable, Thèse de doctorat de l'Ecole Nationale des Arts et Métiers de Bordeaux, Décembre 2003.
- [68] J. Arrilaga, N. R. Watson, Power system harmonics, 2ème édition, John Wiley & Sons, 2003.
- [69] Thierry Deflandre et Philippe Maurs, Les harmoniques sur les réseaux électriques, Direction des Etude et Recherche en France -Edition EYROLLES, 1998.
- [70] E. Bettega, J. N. Fiorina, Cahier technique 183 : Harmoniques: convertisseurs propres et compensateurs actifs, Rapport technique, Schneider Electric, Janvier 2000.
- [71] A. Aboubou, E. Zouzoue, S. E. Sneddon, "Contribution à la compensation de la pollution harmonique en utilisant un filtre actif parallèle commandé par logique floue", Courrier du savoir N° 3, pp. 59-63, Janvier 2003.
- [72] J. Dhombres, J. B. Robert, Fourier - Créateur de la physique- mathématique. Editions Berlin , 1998.
- [73] T. Ghennam, "Etude et réalisation d'un compensateur actif de puissance commandé par DSP". Mémoire de magister, Ecole Militaire Polytechnique d'Alger, Algérie, 2003
- [74] IEEE STD 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE 519 working Group, 1992.
- [75] IEEE STD 1159-1995, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 1995.
- [76] A. Hoseinpour, S. M. Barakati, R. Ghazi, "Harmonic reduction in wind turbine generators using a Shunt Active Filter based on the proposed modulation technique", Electrical Power and Energy Systems, 43 (2012) 1401-1412.
- [77] S. Chennai, Etude, Modélisation & Commande des Filtres Actifs : Apport des Techniques de l'Intelligence Artificielle, Thèse de doctorat de l'université de Mohamed Khider- Biskra, Septembre 2013.
- [78] Tali, M., Obbadi, A., Elfajri, A., Errami, Y., 2014. Passive filter for harmonics mitigation in standalone PV system for non linear load. In: International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC) 2014, Ouarzazate, pp. 499-504.
- [79] Amina AZIZI, Amar OMEIRI, Pierre-Olivier LOGERAIS2, Adel AMIAR, Abdérafi CHARKI, Impact of the aging of a photovoltaic module on the performance of a grid-connected system, vol 174, pp 445-454, 1 November 2018
- [80] Hong, S., Zuercher-Martinson, M., . Harmonics and Noise in Photovoltaic (PV) Inverter and the Mitigation Strategies. Solectria Renewables.2011.
- [81] Dartawan, K., Hui, Austria, R., Suehiro, M., Harmonics Issues that Limit Solar Photovoltaic Generation on Distribution Circuits. Presented at World Renewable Energy Forum.2012
- [82] Menti, A., Zacharias, T., Miliias-Agritis, J., 2011. Harmonic distortion assessment for a single-phase grid-connected photovoltaic system. Renewable energy. 36, 360-368.
- [83] Debnath, S., Narayan Ray, R., THD Optimization in 13 level photovoltaic inverter using Genetic Algorithm. International Journal of Engineering Research and Applications. 2(3), 385-389.2012.
- [84] Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2011. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. Progress in Photovoltaics: Research and applications. 21, 12-29.
- [85] Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C.M.F., Ndiaye, P.A., Sambou, V., 2013. Degradations of silicon photovoltaic modules, A literature review. Solar Energy. 96, 140-151.
- [86] Dkhichi, F., Oukarfi, B., El Kouari, Y., Ouoba, D., Fakkar, A., 2016. Neural network based integration of MPPT and diagnosis of degradation for photovoltaic module. Opt Quant Electron. 48(105), 1-12.
- [87] Faba, A., Gaiotto, S., Lozito, G.M., 2017. A novel technique for online monitoring of photovoltaic devices degradation. Solar Energy. 158, 520-527.
- [88] Chine, W., Mellit, A., Massi Pavan, A., Kalogirou, S.A., 2014. Fault detection method for grid-connected photovoltaic plants. Renewable Energy. 66, 99-110.
- [89] Alghassi, A., Soulatiantork, P., Samie, M., Pozo, A.U.D., Perinpanayagam, S., Faifer, M., 2017. Fault Tolerance Enhance DC-DC Converter Lifetime Extension. Procedia CIRP. 59. 268-273.

- [90] Bastidas-Rodriguez, J.D., Franco, E., Petrone, G., Ramos-Paja, C.A., Spagnuolo, G., 2017. Quantification of photovoltaic module degradation using model based indicators. *Mathematics and Computers in Simulation*. 131, 101-113.
- [91] ISO, 2015. The ISO Survey of Management System Standard Certifications–2014]. Int. Stand. Organ. URL (<http://www.iso.org/iso/iso-survey>) (accessed 12 May 2016).
- [92] Jordan, D.C., Kurtz, S.R., Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and applications*. 21, 12-29. 2011.
- [93] J.J. Awerbuch and C.R. Sullivan, Filter-based power splitting in ultracapacitor-battery hybrids for vehicular applications, COMPEL 2010 (Boulder, USA), pp. 1–8, June 28-30, 2010.
- [94] Srdjan Lukic, Jian Cao, Ramesh Bansal, Fernando Rodriguez, Eli Emadi , Energy storage systems for automotive applications ,IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol 55, n°6, pp. 2258-2267, june 2008.
- [95] MY. Ayad, Mise en œuvre des supercondensateurs dans les sources hybrides continues , thèse de l'INPL soutenue le 03 décembre 2004.
- [96] Farid Belhachemi ,Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance , Institut National Polytechnique de Lorraine, Thèse soutenue le 19 décembre 2001.
- [97] M. A. Camara¹, A. Djellad², P. O. Logerais³, *, O. Riou³, J. F. Durastanti³, Modeling of a hybrid energy storage system supplied by a photovoltaic source to feed a DC motor, *International Journal of Renewable and Sustainable Energy*,2(6):222-228,2013.