



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département Electronique

Mémoire de Magister

Option : Electricité Solaire

Présenté par : Mme Farida BOUKHTOUCHE CHERFA

Thème

ETUDE ET REALISATION D'UNE CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE CONNECTEE AU RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE BT

Membres du Jury

M. HADDADI Mourad, Pr, ENP	Président
M. HADJ-ARAB Amar, MR,CDER	Rapporteur
M. LARBES Chérif, MC, ENP	Rapporteur
M. BELHAMEL Maiouf, DR, CDER	Examineur
M. TRABELSI Mohamed, MC, ENP	Examineur
M. CHOUDER Aissa, CR, CDER	Examineur
M. HAMIDAT Abderrahmane, MR, CDER	Invité

2004

Remerciements

Le présent travail a été effectué au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) sous la direction scientifique du **Dr A. HADJ ARAB**, Maître de Recherche au CDER et de **Mr C. LARBES**, PhD-Chargé de cours à l'Ecole Nationale Polytechnique.

Malgré leurs engagements nombreux, ils ont su se montrer disponible et répondre à mes multiples questions. Qu'ils trouvent ici, exprimés mes plus vifs remerciements, ma plus grande gratitude et ma respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance avec lesquels ils ont dirigé mes recherches.

Mes remerciements vont également à **Mr A. CHOUDER**, chargé de recherche au sein de la division Energie Solaire Photovoltaïque du CDER, pour son aide précieuse et son soutien moral tout au long de ce mémoire.

Je souhaite également faire part de toute ma gratitude au **Dr M. BELHAMEL**, Directeur du CDER, de ses encouragements et de l'intérêt qu'il a porté à la réalisation et à l'installation de la Centrale Photovoltaïque Connecté au Réseau.

Je tiens également à remercier **Mr M. HADDADI**, Professeur-Chargé de cours à l'Ecole Nationale Polytechnique pour m'avoir acceptée dans cette post-graduation dont il a la charge et pour ces conseils judicieux.

Je dois remercier aussi **Mr BADAoui** et de **Mr KERKOUche** dont la contribution lors de l'installation de la centrale a été essentielle.

J'aurais dû commencer par eux, **MON MARI et MES ENFANTS** dont la patience, l'affection et le soutien constant m'ont permis de mener à terme ce travail.

Que toutes les personnes du centre trouvent ici mes remerciements les plus sincères pour le concours qu'elles ont pu m'apporter.

ملخص

العمل المنجز في رسالة الماجستير هذه يعتبر إسهام في دراسة و إنجاز محطة كهرو فولطائي موصّلة بشبكة التوزيع الكهربائي (CPCR) ذات التوثر المنخفض (BT).
لقد قمنا بعرض تشخيص لجميع العناصر المكوّنة لـ CPCR؛ كالمولد الكهرو فولطائي (PV)؛ المحوّلّات DC/DC و المحوّلّات DC/AC..... الخ.
تمّ تحقيق محاكاة عمل مختلف عناصر CPCR بفضل النظام المعلوماتي Pspice. إذن محاكاة التقليد الرياضي العام للمحطة يمكن من الحصول على كمية الطاقة المحقّنة في الشبكة الكهر
ركب المولد الكهرو فولطائي PV على سطح إدارة مركز تطوير الطاقات المتجددة CDER المولد يتكون من 90 وحدة فولطائية W106، متصلة بثلاثة محولات أحادية الطور W 2500. المحطة و جهاز المراقبة الآلي يشتغلان بصفة جد مرضية.

Résumé

Le travail réalisé dans ce mémoire consiste en l'étude et la réalisation d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau (CPCR) de distribution électrique Basse Tension (BT).

Nous avons présenté une description des différentes parties constituant la CPCR, tels que le générateur photovoltaïque (PV), le convertisseur DC/DC, l'onduleur DC/AC, etc.

La simulation du comportement des différents composants de la CPCR a été réalisée grâce au logiciel Pspice. Ainsi la simulation du modèle global de la centrale permet d'obtenir l'énergie injectée dans le réseau.

Le générateur PV a été installé sur la terrasse du bloc administration du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). Il est constitué de 90 modules PV 106 Wc, couplés sur trois onduleurs de 2500 W monophasés. Le fonctionnement de cette centrale et de son système de monitoring est très satisfaisant.

Abstract

In this thesis we described a study and a whole process of design and implantation of photovoltaic system connected to a local low voltage electrical grid.

We presented the description of the different parts of the photovoltaic system including the photovoltaic generator (PV), the converter DC/DC, etc.

A software called Pspice was used in order to perform the simulation of the different parts belonging to the connected system which will allow us to determine the theoretical value of the energy which will be injected into the local grid.

The photovoltaic generator is installed on the roof of the administration building of the Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), including 90 photovoltaic panels.

However, the whole installation with its monitoring system is running in good conditions.

Nomenclature

A_0, A_1	Amplitude des harmoniques ou coefficient de Fourier
ABM	Analog Behaviour Modelling
AM0	Spectre hors atmosphere.
AM1	Spectre au niveau de la mer aux conditions standard
A_{sin}	Amplitude de la sinusoïdale de référence
A_{tr}	Amplitude de l'onde triangulaire
BT	Basse Tension
C_F	Capacité d'entrée de filtrage [F]
CFCR	Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau
DP	Postes de distribution publique
E_G	Largeur de la bande interdite ou gap d'énergie [eV]
EMI	Interférences électromagnétiques
EVALUE	Source de tension contrôlée
f_c	Fréquence de l'onde de modulation [Hz]
f_r	Fréquence sinusoïdale de référence [Hz]
G	Conductance [Ω^{-1}]
GVALUE	Source de courant contrôlée
HF	Facteur d'harmonique
HT	Haute Tension
I	Courant de charge [A]
$I_0(T)$	Courant de saturation [A]
I_0	Constante solaire
I_{cc}	Courant de court circuit [A]
I_D	Courant de la diode [A]
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
I_L	Courant de ligne d'une phase [A]
I_m	Courant du point de puissance max [A]
I_{ph}	Courant photo généré [A]
I_{pv}	Courant disponible aux bornes du générateur [A]
I_{Rsh}	Courant dans la résistance shunt ou courant fuite au niveau de la jonction [A]
k	Constante de Boltzmann = $13,8 \times 10^{-24}$.
L_0	Filtre inducteur [H]

m	Facteur d'idéalité de la diode, valeur comprise entre 1 et 2
MCT	MOS Controlled Thyristor
m_i	Indice de modulation
MOSFET	Métal Oxyde Semi-conducteur Field Effet Semi-conducteur
MT	Moyenne Tension
P_{AC}	Puissance alternative [W]
P_{DC}	Puissance continue [W]
PLL	Phase Locked Loop, boucle à verrouillage de phase
$P_{max.}$	Puissance maximale [W]
PPM	Point de puissance max
PPMT	Poursuite du point de puissance maximum (Maximum Power Point Tracking)
P_{pv}	Puissance disponible aux bornes du générateur [W]
PWM	Modulation de largeur d'impulsion (Pulse Width Modeled)
q	Charge de l'électron = $1,6 \times 10^{-19}$ C
r	Coefficient de réglage en tension
R_s	Résistance série [Ω]
R_{sh}	Résistance shunt ou parallèle [Ω]
R_t	Résistance de l'installation de terre [Ω]
S	Surface du générateur [cm]
STC	Conditions d'Essai Standard ou SRC Conditions de Reporting Standard
T	Période du signal [s]
T_a	Température ambiante [$^{\circ}$ C]
T_c	Température de la cellule [$^{\circ}$ C]
THD	Distorsion harmonique globale [%]
ton	Durée de l'impulsion [s]
v_c	Porteuse de l'onde de modulation
V_L	Tension de la charge L [V]
VLSI	Very Large Scale Intégration, Circuit intégré à très haute échelle d'intégration
V_m	Tension du point de puissance max [V]
V_{oc}	Tension de circuit ouvert [V]
V_{pv}	Tension disponible aux bornes du générateur [V]
ΔV	Largeur d'hystérésis
v_r	Tension sinusoïdale de référence [V]
W_c	Watt crête

Lettres grecques

α_m	Début de la $m^{\text{ième}}$ impulsion
Δd	Rapport cyclique
ΔG	Conductance Incrementale [Ω^{-1}]
δ_m	Largeur de la $m^{\text{ième}}$ impulsion
η	rendement [%]
Φ	Eclairement solaire ou flux [W/m^2]
φ_n	Phase initiale du $n^{\text{ième}}$ harmonique [RADIAN]

Listes des figures

Figure 1.1 : Schéma d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau.....	7
Figure 1.2 : Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage.....	8
Figure 1.3 : Système PV connecté au réseau avec batterie	9
Figure 1.4 : Capacité PV installée en CFCR dans le monde	14
Figure 1.5 : Croissance du marché mondial du PV relié au réseau	16
Figure 1.6 : Schéma bloc d'un convertisseur MPPT.....	21
Figure 1.7 : Courbe de la puissance en fonction de la tension et position du MPP	21
Figure 1.8 : Organigramme de la recherche du point de puissance maximum	22
Figure 1.9 : Caractéristiques I-V d'un module PV à éclairement constant et température variable	24
Figure 1.10 : Caractéristiques I-V d'un module PV à éclairement variable et à température constante	24
Figure 1.11 : Schéma de principe de la cellule pilote	24
Figure 1.12 : Système connecté au réseau avec onduleur monophasé en pont	28
Figure 1.13 : Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés	29
Figure 1.14 : Système connecté au réseau avec onduleur à pont triphasé	29
Figure 1.15 : Onduleur triphasé avec trois onduleurs monophasés	30
Figure 1.16 : Forme des ondes de référence, de la porteuse et de la sortie de l'onduleur	32
Figure 1.17 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau	35
Figure 1.18 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM	37
Figure 1.19 : Modulation de largeur d'impulsion	40
Figure 1.20 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis	41
Figure 1.21 : Commande de l'onduleur par des algorithmes de contrôle de la tension et du courant	42
Figure 1.22 : Onduleur contrôlé à l'aide d'un processeur tel que DSP	43
Figure 1.23 : Topologie schématisée du réseau algérien	47
Figure 1.24 : Montage pour l'essai de la protection de découplage.....	47

Figure 2.1 : Schéma fonctionnel de Pspice	54
Figure 2.2 : Bloc diagramme du modèle comportemental de la cellule	55
Figure 2.3 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	56
Figure 2.4 : Schéma d'une cellule photovoltaïque dans le cas d'un court-circuit	58
Figure 2.5 : Caractéristique I-V, droite d'iso puissance et droite de charge	60
Figure 2.6 : Effet de la résistance série sur la caractéristique I-V	62
Figure 2.7 : Effet de la résistance shunt sur la caractéristique I-V	63
Figure 2.8 : Influence de l'éclairement à température constante sur la caractéristique I-V de la cellule	64
Figure 2.9 : Influence de la température sur la caractéristique I-V pour un éclairement constant	65
Figure 2.10 : Modèle PSpice du module	72
Figure 2.11 : Bloc diagramme du modèle comportemental du module	72
Figure 2.12 : Schéma du modèle de la température de la cellule	75
Figure 2.13 : Schéma du modèle du courant photo-généré	75
Figure 2.14 : Schéma du modèle du courant de saturation	76
Figure 2.15 : Modèle du courant de la diode	76
Figure 2.16 : Modèle du Voc	77
Figure 2.17 : Représentation schématique du modèle comportemental du générateur	78
Figure 2.18 : Modèle comportemental PSpice du générateur	79
Figure 2.19 : Synoptique de la centrale PV connectée au réseau	80
Figure 2.20 : Modèle PSpice du point de puissance maximum	81
Figure 2.21 : Représentation schématique du modèle d'onduleur	81
Figure 2.22 : Schéma du circuit équivalent du modèle de l'onduleur	82
Figure 2.23 : Modèle de l'onduleur connectée au réseau et du réseau	83
Figure 2.24 : Modèle comportemental PSpice de la CPR	84
Figure 2.25 : Caractéristique I-V du générateur à éclairement et température constant	85
Figure 2.26 : Courbe de la puissance à éclairement et température constant	86
Figure 2.27 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique	87
Figure 2.28 : Caractéristique P-V en fonction de la variation de l'éclairement	88
Figure 2.29 : Influence de la température ambiante sur la caractéristique I-V	89
Figure 2.30 : Influence de la température ambiante sur la caractéristique P-V	90

Figure 2.31 : Profil de l'éclairement obtenu par PSpice pour la journée du 1 ^{er} juin 2003	91
Figure 2.32 : Courbe de l'éclairement et de l'énergie irradiée durant une journée	91
Figure 2.33 : Courbe du courant de point de puissance maximum	92
Figure 2.34 : Courbe de la tension du point de puissance maximum	93
Figure 2.35 : Allure de la puissance du MPP	93
Figure 2.36: Courbe de la tension et du courant du MPP, en fonction du profil de la température	94
Figure 2.37 : Evolution de la puissance par rapport au profil de la température.....	95
Figure 2.38 : Eclairement équivalent en W/m ² (courbe a) et) Energie équivalente reçue durant une journée (courbe b)	97
Figure 2.39 : Modèle de l'énergie injectée dans le réseau	101
Figure 2.40 : Courbe de l'énergie injectée pour la journée du 1 ^{er} juin 2003	101
Figure 3.1: Synoptique de la centrale PV du CDER connectée au réseau	107
Figure 3.2 : Photo de la terrasse avant l'installation du générateur, vue des piliers d'ancrage	108
Figure 3.3 : Photo des trois champs de modules constituant le générateur PV	112
Figure 3.4 : Câblage des modules séries parallèles et disjoncteurs	113
Figure 3.5 : Gaines de protections des câbles	114
Figure 3.6 : Passage des câbles dans les UPN	115
Figure 3.7 : Schéma de mise à la terre	117
Figure 3.8 : Photo de la barrette de mise à la terre	118
Figure 3.9 : Mise à la terre du générateur	119
Figure 3.10 : Pyranomètre	120
Figure 3.11 : Cellule pilote	121
Figure 3.12 : Face avant de l'armoire DC.....	123
Figure 3.13 : Câblage, fusibles et varistances de l'armoire DC	123
Figure 3.14 : Face avant de l'onduleur	125
Figure 3.15 : Angle azimutal	128
Figure 3.16 : Les différentes variables de la monotorisation manuelle.....	128
Figure 3.17 : Ecran, clavier de monotorisation et différentes leds indiquant les erreurs	130
Figure 3.18 : Câblage, fusibles, disjoncteurs et compteur d'énergie de l'armoire AC.....	131

Figure 3.19 : Galvanomètres sur la face avant de l'armoire AC.....	132
Figure 3.20 : Face avant de l'armoire de connexion au réseau.....	133
Figure 3.21 : Câblage de l'armoire de connexion au réseau	133
Figure 3.22 : Paramètres visualisés par le compteur d'énergie	134
Figure 3.23 : "Compteur d'énergie" de SIEMENS, face avant, face arrière	135
Figure 3.24 : Communication du compteur d'énergie avec un PC	136
Figure 3.25 : Différents écrans visualisés sur le power meter	137
Figure 3.26 : Disjoncteur de connexion au réseau et compteur électronique	139
Figure 3.27: Armoire de répartition des disjoncteurs et fusibles des différentes charges du laboratoire et arrivée du câble vert provenant de la centrale	139
Figure 3.28 : Local technique de la centrale photovoltaïque connectée au réseau du CDER.....	140

Listes des tableaux

Tableau 1.1 : Réduction du coût de l'électricité solaire	16
Tableau 1.2 : Rendements des différentes technologie de modules	19
Tableau 1.3 : Caractéristiques de quelques onduleurs PV connectés au réseau commercialisés	53
Tableau 2.1 : Valeurs de l'irradiation et température du 1 ^{ier} juin 2003	72
Tableau 3.1 : Paramètres visualisés par le compteur d'énergie.....	132

Sommaire

Introduction.....	1
Chapitre I– Description des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	5
I.1 Description générale des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	5
I.1.1 Description générale des différents blocs de la CFCR	6
I.1.2 Classification des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	7
I.1.3 Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau dans le monde	10
I.1.4 Capacité photovoltaïque connectée au réseau dans le monde	14
I.1.5 Situation et perspectives du marché du PV et impact sur le PV connecté au réseau	15
I.2 Composants des centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau	17
I.2.1 Générateur photovoltaïque	17
I.2.2 Poursuite du point de puissance maximum	19
1.2.2.1 Méthode de la conductance incrémentale	20
1.2.2.2 Méthode de la cellule pilote	22
I.2.3 Onduleur	24
I.2.3.1 Caractéristiques principales des onduleurs	25
I.2.3.2 Paramètres de performances des onduleurs	26
I.2.3.3 Principe de fonctionnement des onduleurs	27
1.2.3.4 Commande des onduleurs.....	30
I.2.4 Onduleur d'une CPCR	32
I.2.4.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau	33
I.2.4.2 Commande des onduleurs connectés au réseau	34
I.3 Réseau de Distribution Electrique Algérien	40
I.3.1 Postes sources	42
I.3.2 Niveaux de tensions des postes de distribution MT.....	43
I.3.3 Constitution d'un postes MT/BT	43
I.3.4 Les équipements des postes MT/BT	43
I.3.5 Raccordement des abonnés	44
I.3.6 Dimensionnement de la mise à la terre	44
I.4 Protections et les considérations techniques de la connexion au réseau	46
I.4.1 Protection différentielle	47

I.4.2	Protection générale de raccordement	47
I.4.3	Protection d'îlotage	47
I.4.4	Perturbations en tension	49
I.4.5	Perturbations en fréquence	49
I.4.6	Déconnexion	50
I.4.7	Reconnexion après les défaillances	50
I.4.8	Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau	50
I.4.9	Mise à la terre	50
I.4.10	Interférences électromagnétiques	50
I.4.11	Facteur de puissance	52
I.4.12	Normes en vigueur et caractéristiques de quelques onduleurs	52

Chapitre II - Modélisation des composantes d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

	54
II.1	Logiciel de simulation	55
II.2	Modèle mathématique du générateur photovoltaïque connecté au réseau	57
II.2.1	Paramètres de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	59
II.2.2	Influence des paramètres sur la caractéristique I-V de la cellule	63
II.2.2.1	Paramètres internes	63
II.2.2.2	Paramètres externes	65
II.2.3	Imprécisions du modèle idéal de la cellule	66
II.2.4	Développement du modèle mathématique du module	68
II.2.5	Conversion des caractéristiques standard du module pour un flux et une température arbitraire	69
II.2.6	Modèle comportementale PSpice du module	70
II.2.6.1	Unités utilisées par PSpice	71
II.2.6.2	Modèle Pspice du module	72
II.2.7	Modèle global PSpice du générateur	78
II.3	Modèle du dispositif de conditionnement de puissance	80
II.3.1	Modèle PSpice du point de puissance maximum	80
II.3.2	Modèle PSpice de l'onduleur connecté au réseau	81
II.3.3	Modèle comportemental Pspice de la CPR	84
II.4	Simulation des différents modèles établis	85
II.4.1	Simulation à éclairage et à température constant	85

II.4.2	Influence des paramètres météorologiques	86
2.4.2.1	Influence de l'éclairement	87
2.4.2.2	Influence de la température	88
2.4.3	Simulation du modèle de la centrale PV connectée au réseau	90
2.4.3.1	Avec un profil d'éclairement	90
2.4.3.2	Avec un profil de température	93
II.5	Energie injectée dans le réseau	94
II.5.1	Concept de l'équivalent "Peak Solar Hours " (PSH)	95
II.5.2	Dimensionnement et balance énergétique	96
 Chapitre III - Réalisation de la centrale photovoltaïque connectée au réseau		101
III.1	Cadre législatif	102
III.2	Faisabilité du projet	103
III.3	Description, montage et mise en service de la centrale du CDER	105
III.3.1	Emplacement de la centrale et génie civil	105
III.3.2	Générateur PV	109
III.3.2.1	Calcul de l'angle d'inclinaison du générateur	109
III.3.2.2	Dimensionnement du générateur	110
III.3.2.3	Montage et câblage des modules	112
III.3.2.4	Protections électriques et mise à la terre de la centrale	114
III.3.2.5	Pyranomètre, cellule pilote et sondes de température	118
III.3.3	Armoire DC	120
III.3.4	Onduleur	122
III.3.4.1	Onduleur INGECON SUN 2,5	124
III.3.4.2	Principe de fonctionnement	125
III.3.5	Armoire AC	129
III.3.6	Armoire de connexion au réseau	131
III.3.6.1	Compteur d'énergie SIMEAS 7KG500	133
III.3.6.2	Connexion au réseau	136
 Conclusion		140
Annexe 1 : Intégration architecturale des CFCR dans les bâtiments.		
Annexe 2 : Plans architecturaux de la terrasse et de la structure.		
Annexe 3 : Eclairement sur une surface inclinée de la journée du 1 ^{ier} juin 2003.		

Introduction générale

Très peu de pays au monde satisfont totalement à leurs besoins énergétiques de façon durable. Le rejet constant de dioxyde de carbone, de méthane et d'autres gaz à effet de serre dans l'atmosphère de la terre modifie le climat, ce qui pourrait avoir des conséquences néfastes. Beaucoup de gouvernements, en plus du thème récurrent d'approvisionnement énergétique, ont reconnu cette menace, et leurs engagements de Kyoto sont devenus de facto une des pierres angulaires de leur politique énergétique, les poussant à préparer des plans d'actions de grande envergure en matière de changement climatique.

Entre temps, la déréglementation du secteur énergétique et la restructuration du secteur de l'électricité marquent l'arrivée de certaines formes de concurrence dans les marchés de la production et du détail, permettant aux consommateurs de faire des choix. Ces deux facteurs devraient provoquer des changements importants dans les marchés énergétiques mondiaux en faveur d'une utilisation accrue des sources d'énergie renouvelable.

Dans ce climat de changement, la technologie du solaire photovoltaïque (PV) fait partie d'une nouvelle famille de petites centrales de production d'électricité à faibles émissions de carbone et arrivant à une certaine maturité technologique, s'avère être une solution de plus en plus viables pour répondre aux besoins en électricité des bâtiments commerciaux et résidentiels dans bien des régions du monde et plus particulièrement en zone urbaine. Les systèmes PV ne se limitant plus aux sites isolés, n'exigent pas d'investir des sommes colossales dans des grandes centrales et des systèmes de transport et de distribution. La tendance actuelle est de raccorder des installations PV individuelles ou collectives au réseau de distribution électrique.

De par l'évolution récente et fiable des équipements PV dans le monde, les Centrales PV Connectées au Réseau (CPCR) peuvent être intégrées dans l'architecture d'un édifice et constituée ainsi ce qui est appelé **un bâtiment solaire PV raccordé au réseau de distribution d'électricité public**. Cette technologie reconnue par ailleurs comme facteur clé de développement durable et d'autonomie énergétique.

En Algérie, le Conseil de gouvernement a adopté un projet de décret exécutif 04-92, relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité à partir des énergies

Introduction générale

renouvelables, présenté par le ministre de l'Energie et des Mines et définitivement approuvé tout récemment le 25 mars 2004. Pris en application de la loi du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisation, le projet de décret propose des mesures incitatives, dont des primes pour chaque kWh produit, à même d'introduire de façon durable les énergies renouvelables dans le champ énergétique national, notamment dans la production d'électricité. Les mesures ainsi proposées visent à l'écoulement sur le marché de volumes d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables tels qu'arrêtés par le programme de production d'électricité élaboré par la commission de régulation de l'électricité et du gaz, créée en vertu de la loi précitée.

De même, il y a lieu de citer le projet de loi audacieux relatif à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable, introduit par le ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, approuvé par le conseil du gouvernement le 30 novembre 2003 et qui attend vaillamment l'aval de l'Assemblée Populaire Nationale. Ce projet de loi prévoit un pourcentage de 5% à l'horizon 2012.

Le présent mémoire a pour objet de contribuer à l'étude, la modélisation et la réalisation d'une CPCR. L'acquisition de cette centrale, la première du genre en Algérie, rentre dans le cadre d'une coopération Algéro-Espagnole et a pour but de servir de projet pilote de démonstration technologique, d'étude de faisabilité et de test d'équipements. Le travail réalisé dans ce mémoire, est structuré en trois chapitres et une conclusion finale.

Le chapitre 1 donne une présentation, une classification et un état de l'art des CPCR. Une description détaillée de chacune des parties de la centrale comprenant le générateur, le système de conditionnement de puissance (la poursuite du point de puissance maximum et l'onduleur connecté au réseau) et la connexion au réseau basse tension algérien. L'onduleur connecté au réseau étant un dispositif électronique complexe, son étude a consisté à la description des principales topologies ainsi qu'aux stratégies de commande des interrupteurs de puissance. Ces techniques visent essentiellement l'amélioration de la qualité de la forme d'onde produite en sortie afin de satisfaire les conditions techniques imposées par l'injection dans le réseau.

Introduction générale

Le chapitre 2 est consacré à la modélisation des différents composants constituant la centrale étudiés au chapitre 1 dans le but d'aider à comprendre les critères de conception, de dimensionnement et de fonctionnement comportemental des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Le logiciel de simulation PSpice et en particulier sa bibliothèque ABM –Analog Behaviour Modelling– qui permet l'analyse comportementale des circuits électriques à partir de leurs modèles mathématiques ont été utilisés.

L'approche développée permet de recueillir en sortie toutes les caractéristiques électriques de la centrale en introduisant comme paramètres d'entrées un profil des principales grandeurs météorologiques, telles que la température et le rayonnement, données réelles du site de Bouzaréah. La Simulation par PSpice des différents modèles établis et du modèle global de la centrale nous permet de tracer un ensemble de courbes $I = f(V)$ et $P = f(V)$ afin de les interpréter en les comparant aux résultats théoriques.

A la fin de ce chapitre, nous développons une méthode de dimensionnement de la centrale, basée sur la notion de balance énergétique du système et du concept de PSH, Peak Solar Hours, afin d'obtenir le modèle adéquat à utiliser dans PSpice qui est nécessaire pour déterminer l'énergie que nous pourrions injectée dans le réseau.

Le chapitre 3 concerne la réalisation pratique de la Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau sur le site du CDER .à Bouzaréah. Une description détaillée des différentes étapes de l'installation de la centrale à savoir un calcul de génie civil pour dimensionner les piliers d'ancrage de la structure devant supporter le poids du champ PV sur la terrasse, la procédure de câblage des modules, l'installation et le câblage des armoires AC et DC, de l'onduleur et de l'armoire de connexion au réseau. Dans ce chapitre, nous décrivons de manière détaillée et chronologiquement le déroulement de la réalisation, ainsi que tous les équipements utilisés à cet effet.

En fonction de l'éclairement, nous présentons et interprétons quelques résultats tels que les fluctuations de la tension, du courant et de la puissance DC du générateur, les paramètres caractéristiques des onduleurs, l'énergie exportée vers le réseau et importée du réseau.

Nous terminons ce travail par une conclusion et des perspectives.

Introduction générale

Chapitre I

Description des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Les centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique constituent l'application de l'énergie solaire photovoltaïque la plus développée ces dix dernières années dans le monde. Avant de décrire et d'étudier des différents composants constituant ce type de centrale, il est important de passer en revue l'expérience des pays ayant intégrés cette technologie tant en matière de recherche que dans l'ensemble urbanistique de leur région.

I.1 Description générale des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Les centrales photovoltaïques connectées au réseau électrique conventionnel sont généralement installées à proximité du lieu de consommation et intégrée dans l'architecture en plus ou moins grande partie sur l'édifice de consommation. Elles fonctionnent « au fil du jour ». Leur fonctionnement est particulièrement optimisé du fait des exigences imposées par les caractéristiques techniques de la connexion au réseau de distribution électrique

Les caractéristiques du générateur photovoltaïque (PV) sont combinées aux besoins des consommateurs d'énergie avec l'échange d'énergie résultant entre l'édifice et le réseau électrique conventionnel suivant les quatre cas de figures suivants :

L'électricité PV produite est supérieure aux besoins en électricité de l'habitation : l'électricité en surplus est ainsi injectée dans le réseau et rachetée par l'entreprise de distribution de l'électricité selon le tarif en vigueur dans le pays. Le propriétaire de la centrale devient alors producteur d'électricité.

Un compteur électromécanique, en tournant à l'envers ou un compteur électronique réversible, comptabilisera la production d'énergie PV.

L'électricité PV produite est égale aux besoins (cas de figure théorique) : les appareils consomment de l'énergie PV strictement, le compteur d'énergie ne tourne pas et la centrale PV est dans une phase d'équilibre.

L'électricité PV produite est inférieure aux besoins ou nulle (la nuit) : la totalité de l'électricité solaire est utilisée par les appareils et un complément est apporté par le réseau. Le compteur tourne, mais moins vite que s'il n'y avait pas de centrale PV. La facture est donc réduite d'autant.

L'électricité PV est entièrement injectée dans le réseau : le producteur consomme l'énergie fournie par le réseau de distribution électrique et utilise le réseau pour stocker toute l'énergie produite par sa centrale PV.

Dans tous les cas, l'électricité produite n'est pas gaspillée : dès que les conditions minimales de luminosité seront atteintes, la centrale PV produira.

L'énergie PV est de plus totalement modulable et peut donc répondre à un large éventail de besoins. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite afin de suivre l'évolution des besoins ou des moyens financiers.

1.1.1 Description générale des différents blocs constituant la Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

Une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau (CPCR), schématisée en figure 1.1, est constituée de 4 blocs fonctionnels différents :

- **Le générateur** est formé par de modules PV pouvant être connectés en série et/ou en parallèle qui convertissent l'énergie du soleil en électricité continue. Les modules sont montés et fixés sur une structure métallique.
- **Le dispositif de conditionnement de puissance (DCP)** est constitué d'un convertisseur DC/DC ayant pour fonction la poursuite du point de puissance maximum (MPPT) et d'un onduleur DC/AC qui permet d'adapter les caractéristiques de l'énergie produite par le générateur PV (DC) aux besoins du réseau électrique
- **Les protections ou les éléments de mesure** adaptés pour garantir la qualité de l'onde sinusoïdale injectée au réseau et d'une manière générale la sécurité de la CPCR et du réseau. Il est utilisé pour ce faire des fusibles, des disjoncteurs différentiels, des disjoncteurs magnétothermiques, des varistances.
- **Le réseau de distribution électrique basse tension** de tension 220V ou 380V alternative et de fréquence 50 Hz.

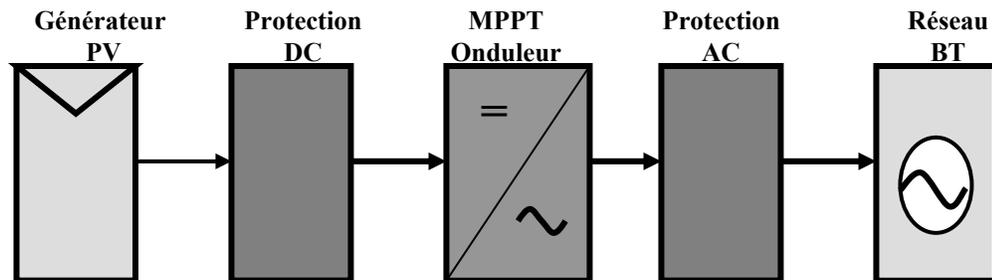


Figure 1. 1 : Schéma d'une Centrale Photovoltaïque Connectées au Réseau

I.1.2 Classifications des Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau

Une première classification des CPCV en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante [28]:

- **De petite taille avec des puissances allant de 1 à 10 kWc** pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,... connectée au réseau basse tension.
- **De taille moyenne avec des puissances allant de 10 kWc à quelques centaines de kWc.** Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.
- **De grande taille avec des puissances allant de 500kWc et plus** (en générale 1 MWc en PV). Ce sont des systèmes centralisés et sont propriétés de compagnies d'électricité.

On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non [1]:

- **Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage**

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure 1.2).

Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (DC) obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions imposées à la qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement.

Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système PV soit en alimentant directement toutes les charges électriques, soit en injectant le surplus d'électricité PV dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production PV, le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenu.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système PV est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécurité supplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale PV est coupé du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction est appelée îlotage ou islanding).

La maintenance des CPCR fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile : elle se résume à la vérification de l'état de propreté des modules PV.

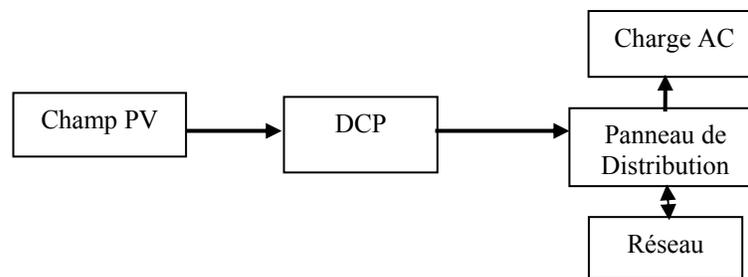


Figure 1.2 : Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage

- **Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie**

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (figure 1.3). Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

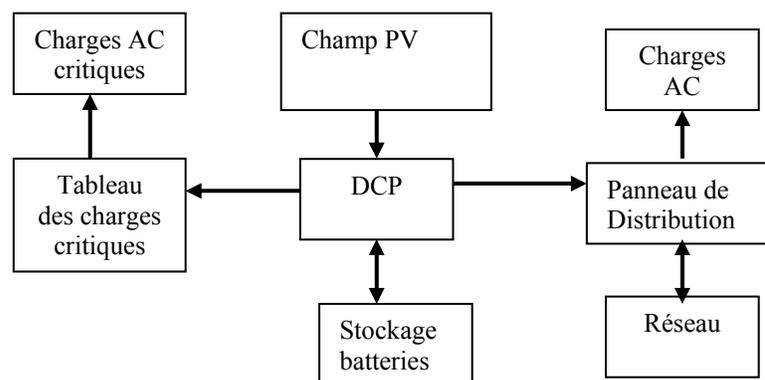


Figure 1.3 : Système PV connecté au réseau avec batterie

Dans le cas où le réseau est déconnecté les circuits de commande de l'onduleur ouvre la connexion avec le réseau, l'onduleur est alors alimenté par les batteries pour fournir toute la puissance nécessaire aux charges critiques. Dans cette configuration, un tableau dédié aux charges critiques permettra éventuellement de les alimenter.

I.1.3 Centrales photovoltaïques connectées au réseau dans le monde

L'origine des CPCR remonte à la moitié de la décennie soixante dix aux Etats-Unis avec l'élaboration des recommandations relatives à l'utilisation de l'énergie solaire PV dans des édifices [2]. Le succès initial de ces projets avec le soutien certain des états a donné lieu à une notoriété croissante des CPCR [3]. L'Europe à la fin des années 80 réalise ses premiers CPCR en Allemagne, en Autriche et en Suisse [4, 5,6].

Caractérisé initialement comme projet de démonstration technologique, la situation a évolué plus rapidement durant la décennie 90 avec l'accroissement du nombre de réalisations et du nombre de pays impliqués.

Dans les pays qui se sont dotés de politiques énergétiques claires et de mécanismes d'inter- financement pour favoriser les investissements privés, les grandes multinationales du secteur des services énergétiques telles que Shell et BP-Amoco, ont investi des sommes considérables dans la fabrication de produits solaires dans le cadre de leur stratégie globale de diversification commerciale.

Plusieurs pays industrialisés éliminent les barrières commerciales afin de permettre aux consommateurs de se munir de systèmes PV pour diverses raisons environnementales et économiques. Le Japon, les Etats-Unis, l'Allemagne, les Pays-Bas et la Suisse ont lancé des programmes de développement du PV dans le but de se doter d'une infrastructure dans ce secteur et de favoriser l'introduction sur le marché de la construction de produits PV. En voici les grandes lignes.

I.1.3.1 Etats-Unis

C'est le premier pays dans le monde au potentiel PV total installé de 74,8MWc à la fin des années 95 [7]. Le programme PV des Etats-Unis vise à mettre au point des techniques PV bon marché et à réduire le coût de production des systèmes. L'objectif est d'amener ce secteur à occuper une place importante dans l'économie, tant comme industrie que comme source d'énergie.

Parmi les grands projets, mentionnons le "Utility PhotoVoltaic Group", le "Photovoltaics for Utility-Scale Applications", les "Building Opportunities in the United States for Photovoltaics" et le "Photovoltaics for Federal Agency Applications".

Le 26 juin 1997, le président Clinton a annoncé le " Million Solar Roofs Initiative" c'est-à-dire le million de toits solaires.

L'état du Maryland en participant à ce projet, s'est engagé à allier une aide sous la forme d'achat de réductions d'intérêt sur des produits au système d'achat d'état pour avantager le client économiquement. L'objectif est d'installer 20200 systèmes solaires sur des résidences pour produire 14,4 MW de puissance PV installée d'ici à 2010.

I.1.3.2 Japon

Il a été un des premiers à développer cette technique de manière volontariste. Second pays au potentiel PV installé de 26 MWc à la fin des années 98; il est aujourd'hui le premier pays investisseur de CPR. Le programme «70 000 toits solaires » installés pour l'an 2000, initié par l'état japonais en 1994, a rapidement engendré une baisse des coûts des équipements.

Les consommateurs japonais sont séduits. Dans ce contexte, a été réalisé 400MWc pour la fin 2000 et sont prévus 4600MWc pour 2010 [7].

Le Japon s'est fixé un objectif ambitieux, soit porter à 5000 MW la puissance installée des systèmes PV, dans le but de respecter ses engagements de Kyoto qui prévoient que 3,1% de l'offre d'énergie primaire sera assurée par des combustibles sans émission de carbone en 2010.

I.1.3.3 Allemagne

L'Allemagne a été le premier pays en Europe à reconnaître la contribution potentielle des systèmes résidentiels de toits solaires au développement du marché du PV. Elle a fait œuvre de pionnier en matière de systèmes PV de toit reliés au réseau et, de 1990 à 1995, a facilité l'installation de 2056 systèmes de toit totalisant 5,3 MWc. En janvier 1999, le gouvernement a lancé le programme des 100000 installations PV de toit en offrant des incitations importantes et inédites sur les marchés financiers. Le budget accordé au programme est de l'ordre de 0,5 milliards d'Euros. Les aides se font sous la forme de prêts à 0% sur dix ans, sans remboursement les deux premières années.

Récemment, le Parlement allemand a aussi adopté la Loi sur les Energies Renouvelables (LER) qui donne préséance aux énergies renouvelables comme sources d'électricité.

La LER offre des incitations, fondées sur le tarif, pour les systèmes PV de toits reliés au réseau; ces incitations s'appliquent en sus du programme de financement existant. Misant sur une puissance installée de 300 MWc en 2005, l'Allemagne se classe maintenant au deuxième rang des marchés PV, derrière le Japon.

1.1.3.4 Suisse

Avec une capacité totale installée de 8,1 MWc à la fin 95 [7], l'administration fédérale Suisse avait pour projet d'atteindre les 50 MWc en 2000 [9]. Entre autre il convient de souligner « un programme de 1000 toits PV » à caractère privé, équivalent à 3MWc installé sur des HLM [10], ainsi qu'un programme de démonstration de l'installation d'1MWc pour alimenter un centre éducatif, avec différentes mesures de tarification adoptées par les gouvernements régionaux des cantons. Sur les 10 MWc déjà installés dans ce pays en 1997, environ 85% sont raccordés au réseau.

1.1.3.5 Hollande

A la fin 96 existait 215 CFCR totalisant 598 kWc. Le gouvernement prétend par « le plan 250 MWc », atteindre cette capacité en 2010 [7,12]. Un programme visant à installer un million de toits PV soit 1800 MWc en 2020 se met en place. Le gouvernement propose des réductions d'impôts, des tarifications vertes et des prêts à taux zéro [18].

1.1.3.6 Australie

La construction de la ville olympique de Sydney 2000 a permis d'installer 665 CPCR avec un minimum de 1kWc pour chacune des centrales. Ce projet avait un but promotionnel pour l'administration locale et la compagnie électrique locale [13]

1.1.3.7 Espagne

L'Espagne s'est fixé comme objectif de produire 12% de l'énergie qu'elle consomme à partir des énergies nouvelles. Une prime de reprise de l'équivalent de 35 centimes d'euros par kWh est accordée pour toute installation PV inférieure à 5 kWc reliée au réseau. Les grosses installations ont une prime de 17,5 centimes d'euros par kWh sans limite de temps. Ceci est appliqué tant que, sur l'ensemble du territoire, les 50 MWc ne seront pas atteints. Avec une puissance de 6,6 MWc totale installée, l'Espagne est le deuxième pays de CPCR de toute la communauté européenne, soit 361 kWc à la fin 95 [7].

Il convient de citer entre autre la bibliothèque Pompeu Fabra (53 kWc) [14], le collège Nuevo Horizonte (53 kWc) [15], le centre de formation professionnelle Pascual Calbo (42kWc) [16], de l'Institut d'Energie Solaire (13,5 kWc), la centrale de Toledo de 1MWc et celle de Tudéla de 1,2MWc [17] comme réalisations les plus connues.

I.1.3.8 Italie

Un programme de 10 000 toits a été officiellement lancé début 1999. La capacité totale installée devrait être d'environ 50 MWc. Les subventions de 70 à 80% du coût du toit photovoltaïque seront accordées une fois le projet réalisé et connecté au réseau [18].

La plus grande centrale PV se trouve en Italie, à Delphos d'une capacité de 3 MWc.

I.1.3.9 France

Il faut constater qu'il n'existe encore nulle part en France de stratégie municipale pour le développement du PV, en dehors de zones situées à l'écart du réseau ou d'équipements de mobilier urbain (abribus, horodateurs, etc.). Un nombre limité d'installations raccordées au réseau ont été réalisées en milieu urbain, mais en général pas sous l'effet d'une politique municipale. Quelques 120 systèmes étaient en fonctionnement en 1999 [18]. Le dynamisme existant vient des acteurs professionnels. Par exemple l'association Phébus inaugurerait sa première installation PV de 960 Wc. Depuis la première installation, en s'appuyant sur l'aide financière européenne du programme Thermie, Phébus a raccordé au réseau 75 kWc de petites centrales PV. Le dernier projet, Phébus 97 a permis d'atteindre 150 installations raccordées au réseau. Cependant le problème du double comptage existe toujours et n'est pas encore reconnue juridiquement: le fait de renvoyer le courant sur le réseau par l'intermédiaire du compteur d'énergie, permet de restituer du courant au prix de vente c'est-à-dire 15,25 c€/kWh.

I.1.3.10 Canada

Il est intéressant de noter l'essor prodigieux de l'utilisation de l'énergie PV ces dix dernières années dans un pays tel que le Canada malgré son faible ensoleillement. Les points saillants de l'analyse du programme canadien d'installations de toits solaires sont : sur une durée de 15 ans de 2005 à 2019, le nombre total de systèmes installés d'ici à la fin du programme doit être de 51 490 ; soit 36,5 MW de puissance PV installée d'ici à 2019. Les subventions totales sont de 8,5 millions\$CAN.

L'investissement total du secteur privé, est environ de 108 millions \$CAN et la réduction des émissions totales de CO₂ devrait atteindre 0,46 mégatonnes grâce aux systèmes PV durant leur vie utile [8].

I.1.3.11 Algérie

L'Algérie bénéficie d'une durée d'ensoleillement comprise entre 2800 et 3200 heures par an. L'énergie moyenne annuelle reçue s'élève à 2000 kWh / m². Le gisement solaire est donc très important et le potentiel en énergies renouvelables est considérable mais reste largement sous exploité. Cependant ces dernières années et malgré des difficultés notamment en l'absence de moyens financiers suffisants, les perspectives de développement des énergies renouvelables dans la région semblent prometteuses, eu égard aux multiples possibilités de soutien qui existent en matière de financement qu'en matière de coopération régionale avec les pays méditerranéens en particulier.

A l'heure actuelle, l'Algérie ne dispose d'aucune installation de système PV connecté au réseau. La CPCER dont l'étude est le sujet de ce mémoire va être installée au CDER. Ce projet fait parti d'un contrat de coopération entre l'Agence Internationale de Coopération Espagnole (AEIC) et le CDER. Cette centrale sera la première du genre en Algérie.

I.1.4 Capacité Photovoltaïque Connectée au Réseau dans le monde

La figure 1.4, montre la capacité PV installée en CPCER dans le monde et en centrales autonomes à la fin de l'année 2000, exprimée en pourcentage de la capacité PV totale installée dans les pays mentionnés [10].

Ces dix dernières années, l'évolution des CPCER révèle une tendance à l'intégration architecturale des modules PV comme matériaux de construction et à l'optimisation du générateur PV en fonction de la puissance et du type d'édifice commerciaux, des industries et édifices institutionnels, etc.

Ainsi, actuellement il existe des modules PV de la forme d'un toit, de tuiles ou de modules vitrés pouvant servir de façades. La puissance unitaire d'une CPCER varie entre 1 et 500KWc [19] et leur lieu d'emplacement peuvent être des logements, des écoles, des centres. Finalement, pour situer les CPCER dans le contexte générale des applications PV, la figure 1.4 montre l'évolution expérimentale dans les principaux pays qui utilisent les applications PV.

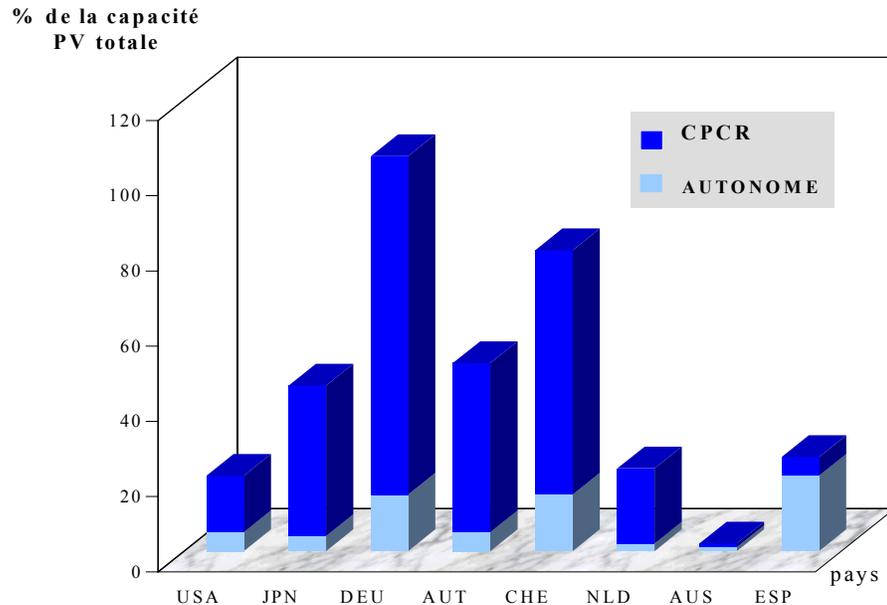


Figure 1.4 : Capacité PV installée en CPCR dans le monde.

On peut observer que les systèmes autonomes sont suivis majoritairement, 93% du total, par les CPCR, avec un accroissement notable de 29% du total par an.

Cette tendance se maintient en 2000 et se renforce à nos jours dans les pays qui ont institué des programmes nationaux et internationaux pour la diffusion des CPCR [8].

A ce sujet, il convient de souligner la récente initiative de l'Union Européenne de lancer un projet d'un demi million de CPCR installé sur des édifices publics dans le cadre «d'une stratégie et plan d'action pour la promotion des énergies renouvelables ». A de telles initiatives, on peut ajouter les programmes nationaux déjà initiés au Japon et en Hollande.

I.1.5 Situation et perspectives du marché du PV et impact sur le PV connecté au réseau

Depuis vingt-cinq ans, des systèmes PV totalisant plus de 1000 mégawatts ont été installés partout dans le monde dont la moitié depuis quatre ans, période durant laquelle le marché a cru à un taux annuel moyen de 29% alors que les coûts n'ont cessé de diminuer (figure 1.5) [7].

Au début des années 90, le marché s'est tourné vers l'intégration directe des systèmes PV dans l'enveloppe des bâtiments et connectés au réseau de distribution électrique (figure 1.5) (voir annexe 1).

Il a été constaté de plus en plus que, dans ce secteur, les prix pouvaient être beaucoup plus élevés que le prix de gros de l'électricité du réseau parce que l'intégration au bâtiment permet de compenser le coût des matériaux de construction traditionnels et d'éliminer, voire de réduire à un minimum, une grande part des coûts de la production traditionnelle d'électricité, tels que les coûts d'achat de terrains et d'éléments de construction et les coûts de transport et de distribution.

Le Japon, l'Allemagne, les Etats-Unis et d'autres pays ont pris ce virage en se dotant d'instruments de financement durable pour accélérer la croissance de ce secteur du marché de la construction. A un taux de croissance annuelle de 20%, le seuil de rentabilité pour que la technologie actuelle puisse rivaliser avec la production de masse d'électricité, basée simplement sur le plus bas coût de production, sera atteint dans l'horizon 2020-2030.

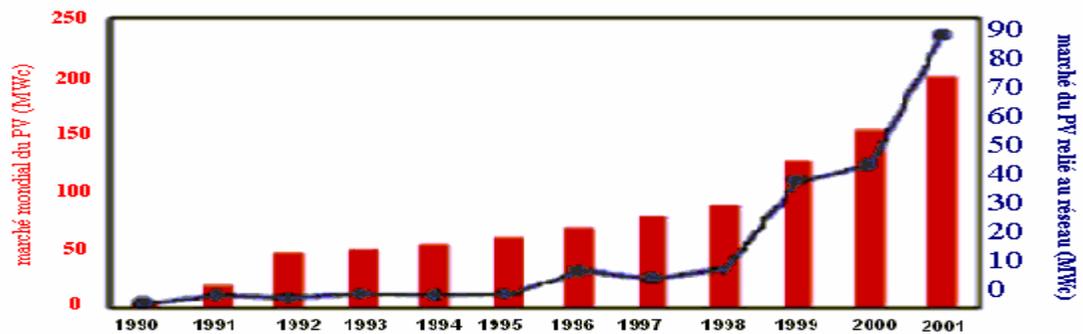


Figure 1.5: Croissance du marché mondial du PV relié au réseau

À mesure que l'expérience accumulée et les percées technologiques des laboratoires de R-D contribueront à accroître l'efficacité des modules photovoltaïques, le coût du PV devrait chuter considérablement, et son usage se répandre (tableau 1.1).

L'Agence internationale de l'énergie (AIE), vient de publier une étude sur les scénarios de production durable d'électricité [19].

Selon cette étude, investir tôt dans le photovoltaïque et la technologie de la cellule permettrait d'en réduire le coût plus rapidement et permettrait à ces secteurs de répondre à une part importante de la demande mondiale d'électricité d'ici à 2030.

Années	1997	2010	2020	2030
Coût de l'énergie (\$US/Kilowattheure)	0.30	0.14	0.08	0.047

Tableau 1.1 : Réduction du coût de l'électricité solaire (\$US constants de 2000)

1.2 Composants des centrales photovoltaïques connectées au réseau

1.2.1 Générateur photovoltaïque

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules PV connaît un essor fulgurant à l'aube du 21ème siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% depuis 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au PV d'ici l'an 2010 d'atteindre le seuil de compétitivité des autres sources de production d'électricité [23, 24, 25, 26].

La réalisation de cellules à base de silicium cristallin reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet, le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice, parfaitement stable et non toxique.

La cellule individuelle, unité de base d'un système PV, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt.

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Le courant de sortie, et donc la puissance, seront proportionnels à la surface du module [29, 30, 31].

L'interconnexion de modules entre eux - en série ou en parallèle - pour obtenir une puissance encore plus grande, définit la notion de champ PV.

Le générateur PV se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

Le module est un assemblage de cellule élémentaire connectée les unes aux autres pour former des chaînes.

Le nombre de cellules connectées en parallèle et en série définissant les caractéristiques du module PV.

Les chaînes de cellules sont encapsulées dans un plastique E.V.A. (Ethylène Vinyle Acétate) pour les protéger des agressions extérieures (rayons U.V., humidité) et les isoler électriquement. L'ensemble est protégé sur la surface avant par un verre trempé à haute transmission et ayant une bonne résistance mécanique, et sur la face arrière par une feuille de Tedlar ou de polyéthylène. Les différents composants sont soudés à haute température en un laminé protégé de la majorité des agressions extérieures.

Le module est placé dans un cadre métallique rigide qui va lui donner une grande rigidité mécanique. Ce cadre est généralement pourvu de moyens de fixation (trous oblongs, barre profilée...). Les modules PV dépourvus de cadre et encapsulés dans une résine sont appelés «lamine».

Pour éviter les problèmes de "Hot Spot" ou encore point chaud, qui se traduit par une surchauffe due à l'occultation d'une ou plusieurs cellules (à l'ombrage ou à leur défaillance), ces dernières deviennent des consommatrices de puissance et non des génératrices ce qui cause des pertes d'énergie. Pour y remédier une diode en parallèle appelée diode by-pass est placée dans la boîte de connexion [21]. Ces diodes éviteront que le courant passe à travers les cellules défaillantes lorsque leur tension tombe au-dessous de la tension de seuil de la diode. Une diode série pour n modules en parallèle, sera montée pour éviter le retour de courant des autres modules montés en parallèle lorsqu'un ou plusieurs modules se retrouvent à l'ombre ou sont défaillants.

La puissance crête (exprimée en Wc) annoncée par les fabricants n'est qu'un point de comparaison. Elle est basée sur les conditions standard, STC, pour un éclairement solaire de 1000 W/m². La puissance utile maximale est en pratique un peu plus faible, et chute en cas de mauvaises conditions.

Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants comme le montre le tableau suivant [22]:

Technologie	Rendement typique	Rendement maximum obtenu (laboratoire)
Monocristallin	12-15%	24%
Poly-cristallin	11-14%	18.6%
Couche mince : Amorphe	6-7%	12.7%

Tableau 1.2 : Rendements des différentes technologies de modules

En outre, comme l'orientation du module est généralement fixe, il n'est que quelques heures par jour orienté de manière optimale vers le soleil. Pour un capteur fixe pour la latitude d'un site dans l'hémisphère nord, l'orientation optimale est plein sud-sud est avec une inclinaison de l'ordre de 30° par rapport à l'horizontale.

Le module PV capte non seulement l'éclairement direct du soleil mais aussi le diffus en provenance du reste du ciel. Il importe que le capteur soit bien dégagé des arbres et constructions environnants. C'est pourquoi il est généralement placé en hauteur.

I.2.2 La poursuite du point de puissance maximale

Le générateur PV transforme directement l'énergie solaire en énergie électrique. Cette énergie varie en fonction de l'éclairement et de la température.

La fonction caractéristique du courant fournie par le générateur en fonction de sa tension autrement dit la caractéristique I-V du générateur passe par un point appelée Point de Puissance Maximale ou MPP (Maximum Power Point) qui est le point optimum où la puissance du générateur est maximum (I_m et V_m).

La caractéristique courant-tension (I-V) du générateur PV étant non linéaire et variant avec l'éclairement solaire et la température de fonctionnement des modules PV, pour que la puissance fournie par le générateur à la charge soit maximale, il faut que l'impédance interne du générateur soit bien adaptée à l'impédance de la charge. [32]. Il est donc nécessaire de placer entre le générateur PV et la charge, un convertisseur continu-continu.

Le contrôle du rapport cyclique du convertisseur DC/DC permettra de maintenir ce point au point de puissance maximale, quelque soit les variations de l'éclairement et de la température (Figure 1.6) [33] [34].

Les performances de ce convertisseur dépendent essentiellement de sa topologie et de la loi de commande.

Selon la théorie de transfert optimal de puissance, la puissance fournie à la charge est maximale quand l'impédance interne du générateur est bien adaptée à la charge.

Pour adapter l'impédance vue du côté du convertisseur à l'impédance interne du générateur et pour en extraire le maximum de puissance électrique, il suffit de réajuster constamment le rapport cyclique qui est donné par l'équation suivante :

$$d = \frac{t_{on}}{T} \quad (1.1)$$

Avec t_{on} : durée de l'impulsion et T : période du signal

La littérature nous offre de nombreuses techniques et méthodes de recherche et d'ajustement du MPP [34] [35] [36] dont les plus importantes sont mentionnées ci-dessous :

- La méthode de la conductance incrémentale
- La méthode la cellule pilote.

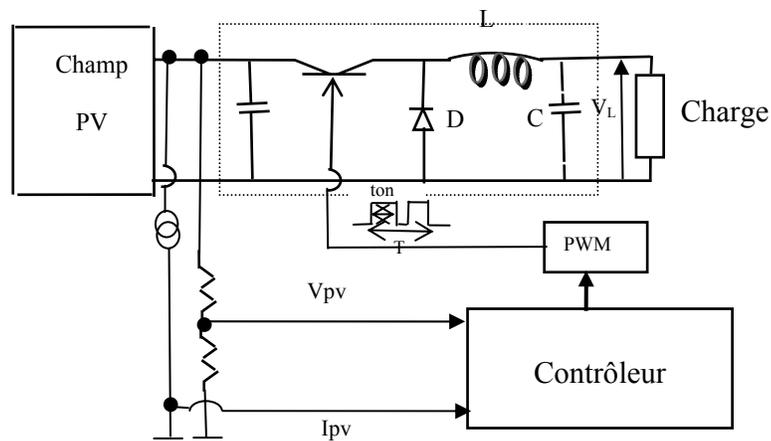


Figure 1.6 : Schéma bloc d'un convertisseur MPPT.

1.2.2.1 Méthode de la conductance incrémentale

La méthode de la conductance incrémentale est un algorithme de recherche du maximum de la courbe de la puissance en fonction de la tension.

La tension et le courant de sortie du générateur sont continuellement contrôlés et le MPP est obtenu lorsque la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle comme le montre la figure 1.7. La puissance de sortie du générateur s'exprime par l'expression suivante:

$$P = i.v \quad (1.2)$$

En dérivant par rapport à V, l'équation 1.2, on obtient :

$$\frac{1}{v} \frac{dp}{dv} = \frac{i}{v} + \frac{di}{dv} = G + \Delta G \quad (1.3)$$

Où la conductance est ainsi définie :
$$G = \frac{i}{v} \quad (1.4)$$

Et la conductance incrémentale :
$$\Delta G = \frac{di}{dv} \quad (1.5)$$

La tension de sortie du générateur étant en générale positive, l'équation 1.6 explique que si la conductance est supérieure à la conductance incrémentale, alors la tension de fonctionnement sera inférieure à la tension du point de puissance maximum et vice versa (figure 1.7).

L'algorithme (figure 1.8) aura donc la fonction de chercher la tension du point de puissance maximale pour laquelle la conductance est égale à la conductance incrémentale.

Autrement dit:
$$\frac{dp}{dv} \begin{cases} > 0 & \text{si} & G > \Delta G \\ = 0 & \text{si} & G = \Delta G \\ < 0 & \text{si} & G < \Delta G \end{cases} \quad (1.6)$$

Si on reprend l'exemple de la figure 1.6 du convertisseur DC/DC, pour asservir la tension de fonctionnement des modules PV à sa valeur optimale quelque que soient les fluctuations, un élément de commande est prévu, composé globalement d'un contrôleur de MPP pour générer un signal modulé en largeur d'impulsion (PWM) [32]

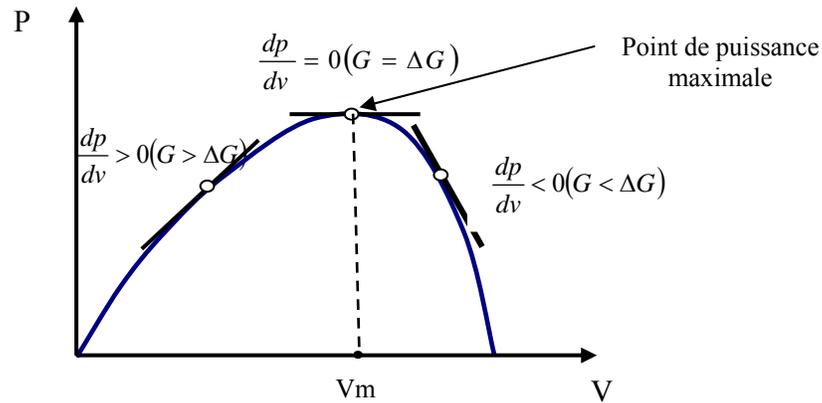


Figure 1.7 : Courbe de la puissance en fonction de la tension et position du MPP.

Cette commande permet de mesurer le courant I_{pv} et la tension V_{pv} disponible aux bornes du générateur, de calculer la puissance P_{pv} , puis de créer par programmation une perturbation du rapport cyclique et de mesurer une nouvelle fois la puissance P_{pv} .

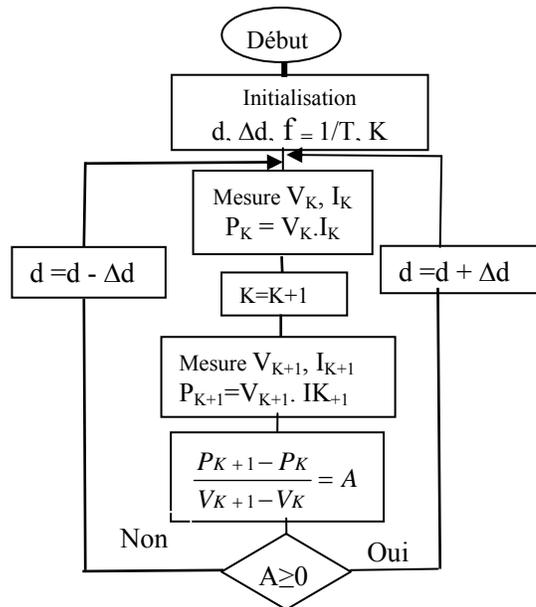


Figure 1.8 : Organigramme de la recherche du point de puissance maximale

C'est ainsi que la tension et le courant du générateur sont constamment examinés par le contrôleur qui calcule le rapport de la différence des puissances P_{pv} sur la différence des tensions V_{pv} et qui examine le signe de ce rapport.

Si le rapport est positif alors la conductance est supérieure à la conductance incrémentale pour une valeur du rapport cyclique, dans ces conditions on incrémente le rapport cyclique de Δd et le contrôleur recalcule la puissance.

Si le rapport est négatif, alors la conductance est inférieure à la conductance incrémentale et dans ces conditions on décrémente le rapport cyclique de Δd . C'est ainsi jusqu'à se rapprocher le plus possible de l'égalité.

Il est à remarquer que cette méthode est indépendante des fluctuations des conditions climatiques (de l'éclairement et de la température).

La valeur incrémentale du rapport cyclique Δd est importante pour l'efficacité de cette méthode et peut être déterminée après quelques essais.

I.2.2.2 Méthode de la cellule pilote

Cette méthode est, comme son nom l'indique, basée sur l'utilisation d'une cellule PV élémentaire de même nature que les cellules des modules constituant le générateur et exposée aux mêmes conditions de température et de l'éclairement.

Le générateur doit être contrôlé dans le but de le faire fonctionner au point de puissance maximale et cela lorsque sa tension de sortie V_m sera asservie à la tension de circuit ouvert V_{oc} de la cellule pilote ou lorsque le courant I_m des modules du générateur sera asservi au courant de court-circuit I_{cc} de la cellule pilote.

Les valeurs de la tension et du courant fournies par le générateur sont alors respectivement des multiples de la tension de circuit ouvert V_{oc} et du courant de court circuit I_{cc} de la cellule pilote.

La littérature [34] nous offre l'évaluation des rapports V_m/V_{OC} et I_m/I_{cc} à partir des caractéristiques I/V d'un module PV en gardant l'éclairement constant et en faisant varier la température (figure 1.9) ou à éclairement variable et à température constante (figure 1.10).

Dans le cas de la figure 1.9 où est représentée la variation de la caractéristique $I-V$ du générateur PV lorsque l'éclairement est fixé à 1000W/m^2 et la température variable de 10°C à 70°C , le rapport de la tension correspondant au PPM à la tension de circuit ouvert V_{oc} varie entre 0,75 et 0,78 pour une variation de température de 60°C , alors que le rapport des courants I_m/I_{cc} varie entre 0,80 et 0,82.

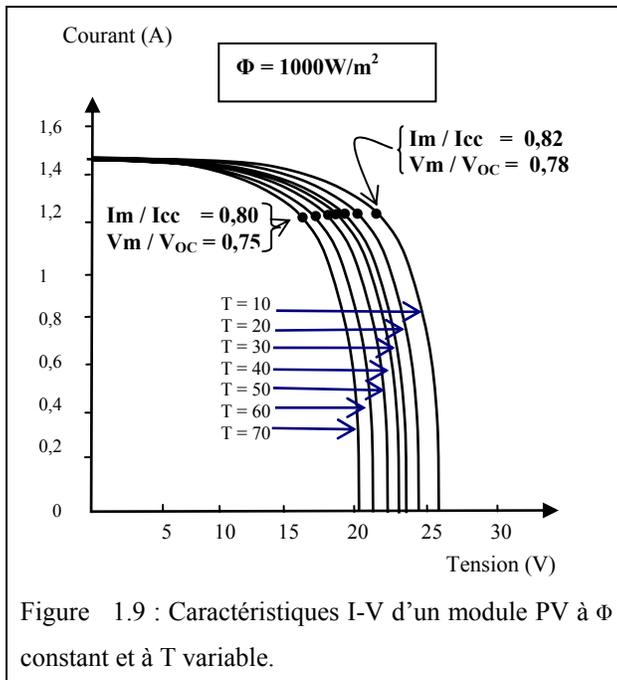


Figure 1.9 : Caractéristiques I-V d'un module PV à Φ constant et à T variable.

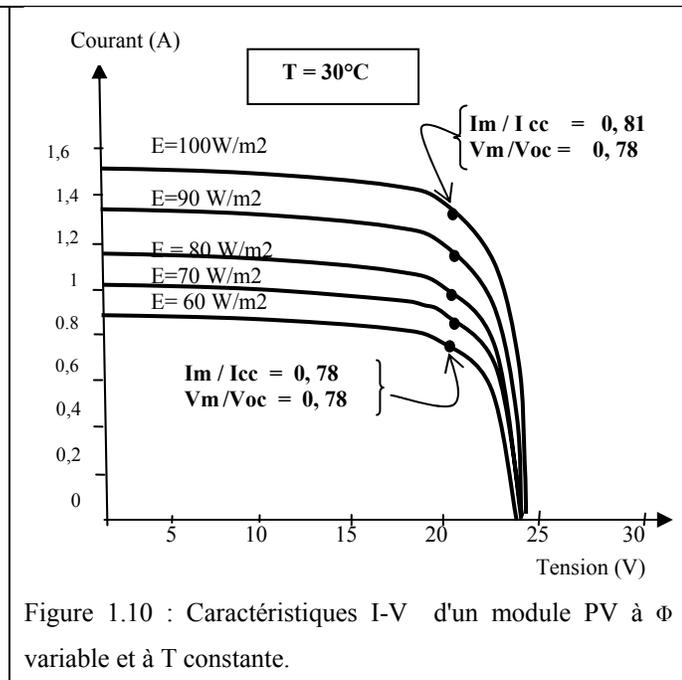


Figure 1.10 : Caractéristiques I-V d'un module PV à Φ variable et à T constante.

Il en est de même de la figure 1.10 pour laquelle les mêmes remarques peuvent être faites : pour une variation de l'éclairement de 40W/m², la variation des rapports des tensions est pratiquement nulle et celle des rapports de courants est de 3%.

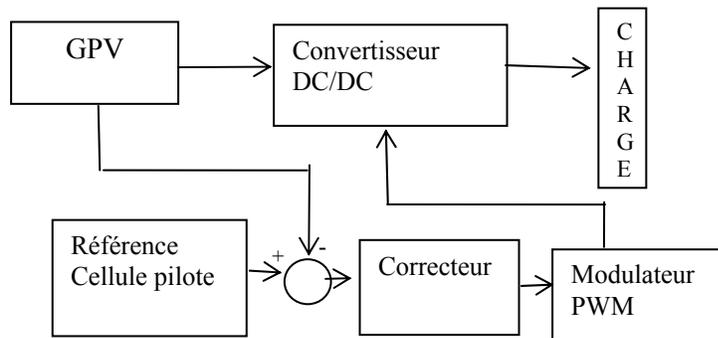


Figure 1.11 : Schéma de principe de la méthode de la cellule pilote

L'asservissement le plus utilisé est celui pris par rapport à la tension de circuit ouvert car l'asservissement à l'aide du courant de court circuit entraîne l'échauffement de la cellule qui par conséquent diffère de celle du générateur.

1.2.3 L'onduleur

Le système PV que nous devons étudier et réaliser est un système sans stockage alimentant des charges typiquement alternatives ; c'est ainsi que nous utiliserons un dispositif de conditionnement de puissance assurant successivement la poursuite du PPM à l'aide d'un convertisseur DC/DC, étudié au paragraphe précédent, et un onduleur DC/AC permettant la transformation du courant continu en courant alternatif.

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion continue alternative (DC/AC) grâce à des semi-conducteurs et produit une tension ou un courant alternatif à partir d'une source continue.

Comme tous les convertisseurs statiques, un onduleur est très dépendant des caractéristiques du générateur et du récepteur entre lesquels il est inséré. De ces caractéristiques découlent notamment la nature des commutations à effectuer et, par là, les semi-conducteurs à employer.

Si l'établissement, le maintien puis l'ouverture des connexions entre l'entrée et la sortie ne dépend que de la commande des semi-conducteurs, l'onduleur est dit autonome.

Si l'énergie nécessaire à la commande des semi conducteurs est fournie par une autre source d'énergie tel que le réseau alternatif par exemple, l'onduleur sera dit non autonome.

Les trois principaux éléments constituant un onduleur sont les suivants :

- La source de tension continue (dans notre cas le champ photovoltaïque).
- L'onduleur DC/AC.
- Le filtre LC.

Les onduleurs statiques utilisent pour effectuer la commutation , des composants semi-conducteurs de puissance (interrupteurs) pouvant être des thyristors ou des transistors bipolaires, des MOSFET (Métal Oxyde Semi-conducteur Field Effet Semi-conducteur) , des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) ou des MCT(MOS Controlled Thyristor) [38].

Ces composants fonctionnent uniquement selon deux modes : bloqués et saturés.

I.2.3.1 Les caractéristiques principales d'un onduleur [39] [40]

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont :

- **Tension d'entrée**

C'est la gamme de la tension d'entrée V_e acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.

- **Puissance de sortie nominale ou maximale**

C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie AC que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu.

- **Le rendement**

Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue et s'écrit :

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$

L'onduleur doit avoir le rendement le plus élevé sur la plage du taux de charge ; il existe plusieurs modèles de calcul de la caractéristique du rendement lorsque celle-ci n'est pas donnée par le fabricant ; il est néanmoins nécessaire de disposer de quelques points de mesure afin de déterminer les coefficients des différents modèles [98].

- **Le courant maximal :**

En fonctionnement continu, il est nécessaire de connaître le courant maximal et celui pouvant être débité pendant un laps de temps très bref qui peut atteindre 2 à 10 fois le courant nominal d'une charge tel que lors du démarrage d'un moteur

I.2.3.2 Paramètres de performances d'un onduleur

- **Les harmoniques**

Nous pouvons brièvement rappeler que toute fonction périodique $f(t)$, de période T , peut se décomposer sous la forme suivante :

$$f(t) = A_0 + A_1 \cos(2\pi t/T + \varphi_1) + A_2 \cos(4\pi t/T + \varphi_2) + \dots + A_n \cos(2n\pi t/T + \varphi_n) + \dots \quad (1.8)$$

Cette fonction est décomposée en série de Fourier, le coefficient A_0 est la valeur moyenne de la fonction, la fonction $[A_1 \cos(2\pi t/T + \varphi_1)]$ est le fondamental et les autres fonctions sont les harmoniques.

Le coefficient A_n est l'amplitude du n ème harmonique et l'angle φ_n est sa phase initiale.

Une grandeur périodique est alternative si sa valeur moyenne A_0 est nulle ; c'est le cas d'une grandeur sinusoïdale. Une onde non sinusoïdale est appelée onde complexe ou composée. Donc toute grandeur périodique est donc la somme d'une composante continue et de grandeurs sinusoïdales de fréquences égales à des multiples entiers de l'onde fondamentale.

Les harmoniques présents dans le signal de sortie provoquent des pertes énergétiques et l'échauffement des équipements alimentés, ceci pouvant entraîner leur destruction.

La qualité de la tension de sortie de l'onduleur n'étant pas purement sinusoïdale amène à définir des paramètres d'évaluation de cette tension qui permettront de quantifier les performances de l'onduleur.

Sachant que le spectre en fréquence de cette tension inclut une onde fondamentale et des ondes harmoniques d'amplitudes plus ou moins importantes, si on compare les performances de chaque type d'onduleur au cas idéal, en calculant le spectre du signal généré, on cherchera à diminuer le plus possible l'amplitude des harmoniques de rang faible car :

- Les harmoniques de rang élevé sont faciles à filtrer : un onduleur est toujours suivi d'un filtre passe-bas.
 - Sur charge inductive, ce sont les harmoniques de rang faible qui génèrent les courants les plus importants.
- **Stabilité de la fréquence de l'onde de sortie:**

Cette stabilité est importante dans la mesure où certains équipements ne peuvent fonctionner qu'avec une fréquence variant de plus ou moins 10% de la fréquence nominale alors que d'autres ont une tolérance inférieure ou égale à 3%.

- **Distorsion harmonique globale (Total Harmonic Distorsion, THD)**

La distorsion harmonique (THD) est définie comme le rapport de la valeur efficace du signal (Root Mean Square, rms) composé de toutes les harmoniques sauf de la première harmonique sur la valeur efficace de la première harmonique :

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (1.10)$$

Où V_1 est la valeur rms de la 1^{ière} harmonique et V_n sont les valeurs efficaces des n autres harmoniques.

Les concepteurs et fabricants d'onduleur doivent répondre à une réglementation stricte et à des standards des compagnies d'électricité et des associations publiques de sauvegarde du consommateur qui les assignent et les restreignent à des limites de déviations et de distorsions tolérables de fréquence et de tension par rapport aux valeurs nominales.

La qualité de l'onde de tension obtenue sera évaluée par le THD, ou taux d'harmonique ramené au fondamental (THD idéal = 0%).

Actuellement, les meilleurs onduleurs existant sur le marché exhibent des niveaux de distorsions harmoniques inférieures à 3% et un rendement de l'ordre de 90 à 96 %.

Pour commander un onduleur il est nécessaire de satisfaire les deux contraintes suivantes:

- La réduction de la distorsion harmonique globale
- Le réglage du fondamental de la tension de sortie.

Ces dernières années, le développement récent des interrupteurs pouvant fonctionner à des fréquences suffisamment élevées (quelques centaines de kHz) tels que les BJT, MOSFET, IGBT et les MCT ainsi que l'introduction des microprocesseurs et les composants VLSI pour l'élaboration de la commande et le contrôle dans le domaine de l'électronique de puissance [41], a permis l'essor et l'élaboration de nouvelles stratégies de commande d'onduleurs en vue de l'amélioration de la qualité de l'onde de sortie; c'est à dire la minimisation du taux d'harmonique[42] [43] [44] [45]

I.2.3.3 Principe de fonctionnement des onduleurs

La configuration du circuit de puissance (la disposition des semi-conducteurs utilisés), peut se réaliser grâce à de multiples types de configurations: en demi pont ou en pont complet monophasé pour de petites puissances ou en pont triphasé pour des puissances moyennes et grandes.

- **Configuration monophasée**

Ce type d'onduleur délivre à sa sortie une tension alternative monophasée et est généralement destiné aux alimentations de secours ou aux systèmes couplés au réseau conventionnel [46].

On peut distinguer deux classes d'onduleurs monophasés suivant leur topologie (figure 1.12): la configuration en demi pont et la configuration en pont monophasé (pont H)

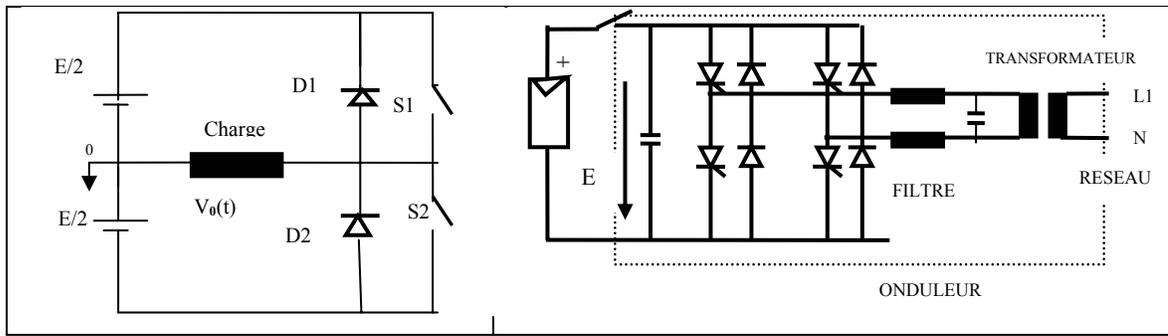


Figure 1.12 : Onduleurs en demi-pont et en pont monophasé

• Configuration en pont triphasé

La structure d'un tel onduleur est constituée par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant ainsi trois tensions de sortie déphasées de 120° , l'une par rapport à l'autre (figure 1.13).

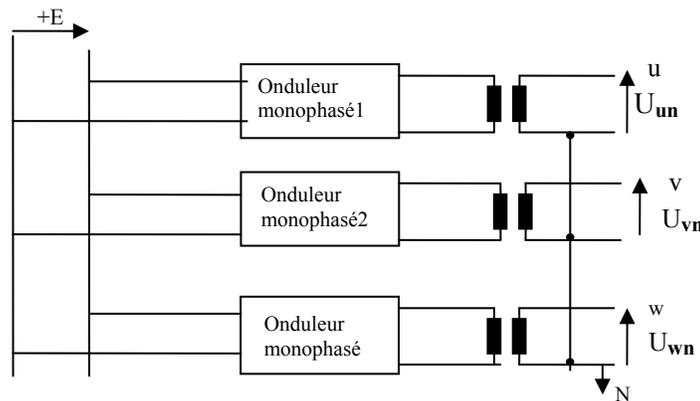


Figure 1.13 : Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés

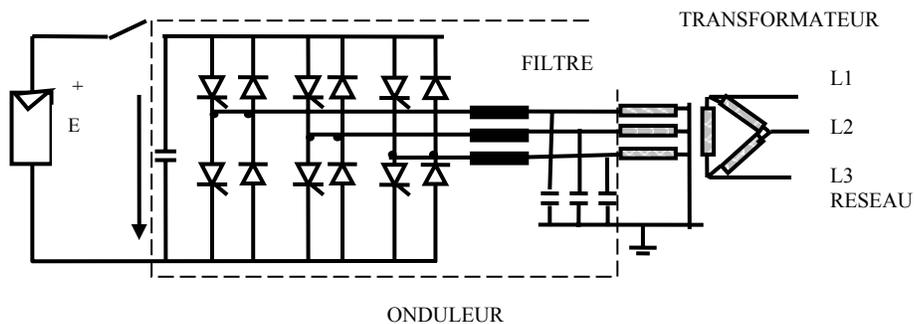


Figure 1.14: Système PV connecté au réseau avec onduleur à pont triphasé

Dans le cas de la figure 1.14, le champ PV est directement connecté au réseau de distribution électrique à travers un onduleur et un transformateur.

Ce type d'onduleur est utilisé pour des charges triphasées équilibrées c'est-à-dire dans le cas où les courants de chaque phase ont les mêmes valeurs.

- **Configuration triphasée à pont multiples ou multi-niveaux**

Dans la figure 1.15, on peut observer deux configurations d'onduleurs triphasés réalisées par la connexion de trois onduleurs à pont monophasé, un par phase.

Le premier schéma (a) de la figure 1.15, représente trois ponts réalisés avec des transistors commandés par une modulation de largeur d'impulsion. En sortie un signal sinusoïdal est obtenu, dépendant de la fréquence de commutation.

Dans le deuxième schéma (b) de la figure 1.15, des thyristors sont utilisés comme composants de commutation.

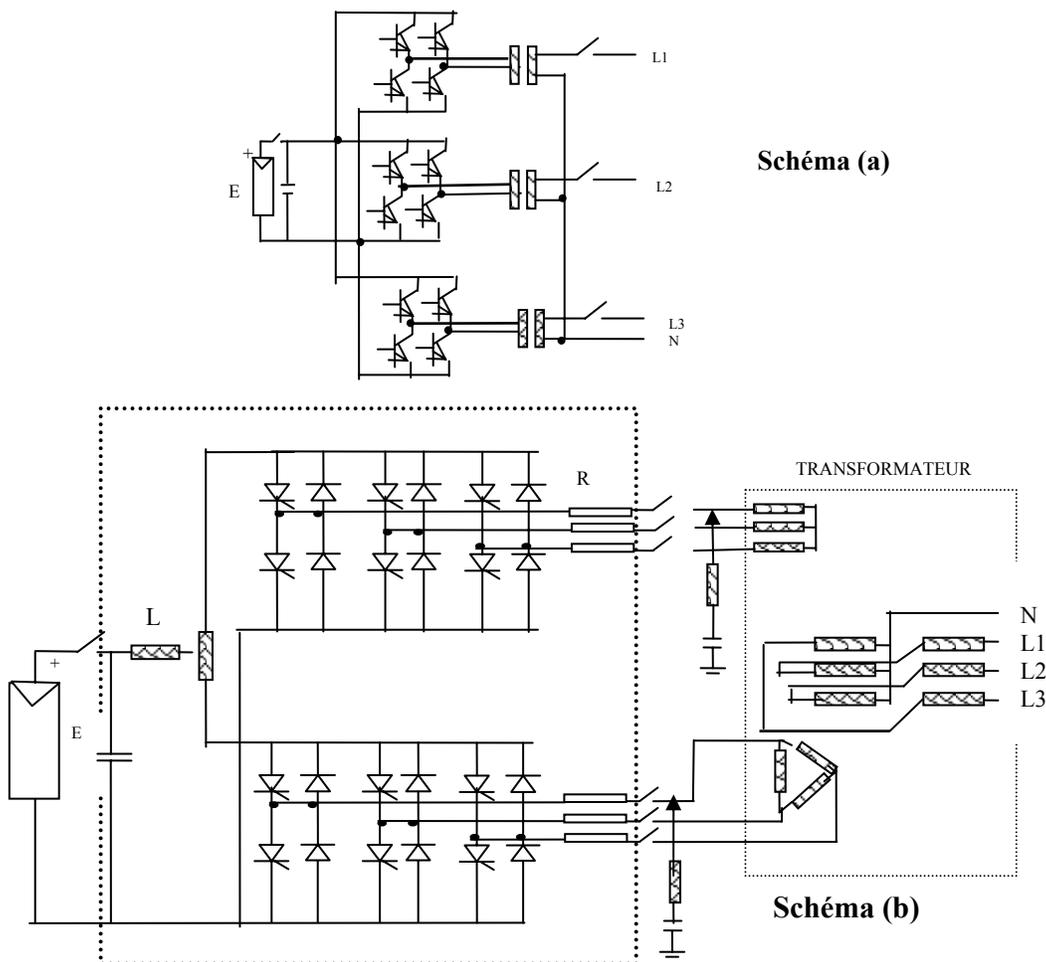


Figure 1.15 : Onduleur triphasé avec trois onduleurs monophasés

I.2.3.4 Commande des onduleurs [48]

Plusieurs stratégies de commande des onduleurs ont été développées dans la littérature dont les principes consistent soit:

- En la génération des signaux de commande des interrupteurs de puissance par l'asservissement de la tension de sortie de l'onduleur à une référence de tension sinusoïdale: c'est la commande dite implicite, technique analogique telle que principalement la PWM, la Modulation Delta [52]
- En la détermination des instants de commutation des composants de puissance formant l'onduleur par le biais du développement en série de Fourier des formes d'onde souhaitées en sortie répondant à des critères bien définies (taux d'harmoniques, valeur du terme fondamentale,..) : c'est la commande dite explicite où la commande des interrupteurs peut être analogique ou numérique telle que la technique de la Sortie Sinusoïdale Synthétisée ou la Modulation Programmée [53,54].

Nous développerons la commande par SPWM car cette technique est la plus utilisée.

▪ **Modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM)**

Dans la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale (SPWM: Sine Pulse Width Modulation), les instants de fermeture des interrupteurs complémentaires sont déterminés par les intersections de l'onde sinusoïdale $v_r(t)$ dite de référence représentant la tension de sortie désirée de fréquence f_r et avec l'onde de modulation $v_c(t)$ ou porteuse de fréquence f_c (figure 1.16).

La tension de sortie $v_o(t)$ de fréquence f sera le résultat de la comparaison de ces deux tensions et est égale en valeur moyenne à la tension de référence.

L'onde de modulation de fréquence f_c nettement supérieure à f , est une onde triangulaire d'amplitude A_{tr} .

La fréquence du terme fondamental et le nombre de commutations par demi-période sont déterminés par la fréquence de l'onde de référence et celle de l'onde porteuse respectivement.

◦ **Caractéristique de la modulation**

Si la référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande :

→ L'indice de modulation m_i est égal au rapport des fréquences de modulation et de référence :

$$m_i = f_c / f_r \quad (1.11)$$

→ Le coefficient de réglage en tension r est égal au rapport de l'amplitude de la tension de référence A_{sin} à la valeur de crête de l'onde de modulation : $r = A_r /$

$$A_c \quad (1.12)$$

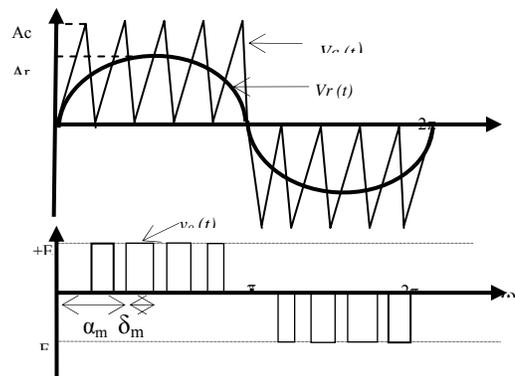


Figure 1.16: Forme des ondes de référence, de la porteuse et de la sortie de l'onduleur.

◦ **Développement en série de Fourier de la tension de sortie [48]**

La tension de sortie $v_0(t)$ est donnée par la série de Fourier:

$$v_0(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1,2,\dots}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (1.13)$$

Où les coefficients a_n et b_n sont donnés par les relations suivantes :

$$a_n = \frac{2E}{n\pi} \sum_{m=1}^p [\sin(\alpha_m + \delta_m) - \sin n\alpha_m] \quad (1.14)$$

$$b_n = \frac{2E}{n\pi} \sum_{m=1}^p [\cos \alpha_m - \cos n(\alpha_m + \delta_m)] \quad (1.15)$$

Où α_m et δ_m sont respectivement le début et la largeur de la $m^{\text{ième}}$ impulsion (figure 1.16). La technique SPWM peut être développée à l'aide de circuits analogiques et présentent principalement les deux inconvénients suivants :

- la sensibilité aux dérives par les interférences électromagnétiques engendrées par les commutations des interrupteurs de puissance. Ce qui nécessite l'adjonction de filtres de plus en plus volumineux en cas de faible fréquence de commutation.
- Le réglage du fondamental a pour conséquence l'augmentation ou la diminution de la fréquence de commutation ce qui a pour conséquence d'importantes pertes par commutation car ces dernières sont proportionnelles à la fréquence de commutation.

I.2.4 Onduleur d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

L'onduleur d'une CPCRC a pour rôle principal la conversion de la puissance continue en puissance alternative en synchronisation avec le réseau, auquel on peut ajouter quelques fonctions supplémentaires de contrôle nécessaires au fonctionnement de l'ensemble de la centrale connectée au réseau qui seront [56, 57, 58, 59]:

- suivi du point de puissance maximale du générateur PV.
- connexion et déconnexion du réseau en fonction des conditions de celui-ci et du rayonnement incident sur le générateur.
- détection des pertes d'isolement.
- mesure d'énergie, etc.

La qualité de l'onduleur connecté au réseau se juge essentiellement sur quatre critères [60, 61, 62, 63, 64, 65]:

1. Degré d'exploitation du générateur PV ou suivi du point de puissance maximale;
2. Rendement de conversion ou pertes introduites par le convertisseur durant le processus;
3. Qualité de l'énergie générée (émission d'harmoniques, facteur de puissance, production des interférences.);
4. Sécurité pour les personnes, le matériel et le réseau électrique.

La majorité des onduleurs de petite ou moyenne puissance utilisés actuellement dans les CPCRC sont réalisés à l'aide d' IGBT, avec une fréquence de commutation entre 2 et 20 KHz et de puissance nominale entre 1 et 50 kVA[66].

Ces dernières années sont apparus un nouveau type d'onduleurs, basé sur la commutation de transistors MOSFET et avec une puissance nominale de quelques centaines de watts, conçu pour opérer directement adossé sur la partie postérieure du module photovoltaïque, l'ensemble constituant ainsi ce qui est dénommé "module alternatif ou AC" [66,67,68]. Son principal avantage réside dans sa simplicité d'installation et son principal inconvénient dans la difficulté de contrôle qui suppose l'installation d'un nombre élevé de convertisseurs en différents endroits difficiles d'accès. Ce type de convertisseurs est de nos jours encore en phase de démonstration [69].

I.2.4.1 Différents types d'onduleurs couplés au réseau (figure 1.17)

- **Onduleurs modulaires ou module photovoltaïque AC**

Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour des installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module correspondant, très souvent sous le module.

- **Onduleurs centralisés**

Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de modules en courant alternatif. Le champ PV est en règle générale, constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de module en série.

- **Onduleur "String " ou "de branche"**

C'est l'onduleur le plus utilisé. Un certain nombre de modules sont connectés en série, pour chacune des séries de ce genre est connecté un seul onduleur. C'est ainsi qu'en cas d'ombrage partiel des modules, il n'y a de perte que pour la rangée ombragée. L'emploi de diodes by-pass est nécessaire. On peut utiliser un seul et même onduleur string pour des installations jusqu'à 3kW de puissance. Pour des puissances plus importantes, il est parfaitement possible de connecter plusieurs onduleurs string en parallèle, côté courant alternatif.

L'intérêt dans ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, la production de la seule rangée concernée est défaillante.

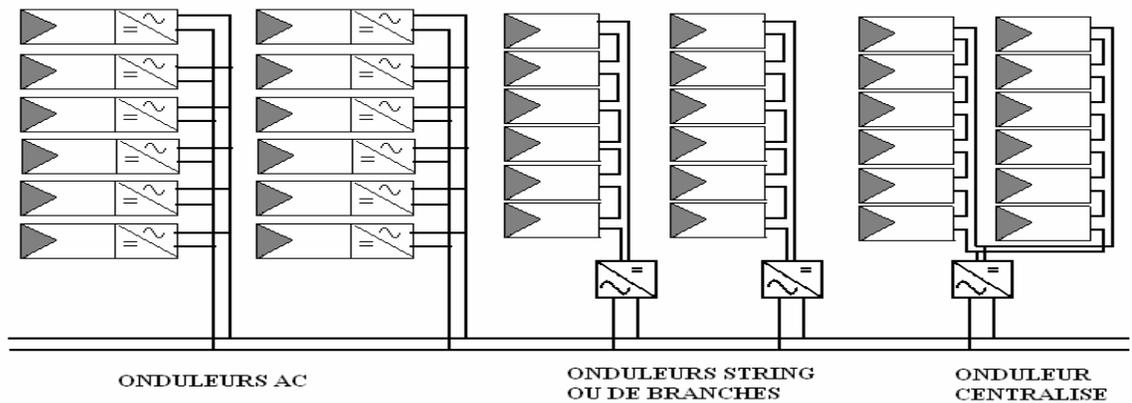


Figure 1.17 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau

I.2.4.2 Commandes des onduleurs connectés au réseau

Les onduleurs connectés au réseau peuvent se distinguer par leurs caractéristiques, leurs propriétés et leurs performances mais de manière plus générale ils peuvent être classés de la manière suivante:

- Leur type de sortie : monophasée ou triphasée.
- Leur principe de fonctionnement en commutation : onduleurs auto-commutés et commutés par le réseau.

Les onduleurs commutés par le réseau utilisent comme composants internes de commutation des semi-conducteurs qui sont contrôlés par le réseau [72]

C'est ainsi que si le courant du réseau est déphasé de la tension réseau on obtiendra un mauvais facteur de puissance du système de conversion ; c'est pour cela que les concepteurs d'onduleurs ajoutent des réseaux de compensation pour améliorer le facteur de puissance et des filtres pour réduire la distorsion harmonique.

Nous allons illustrer la commande des onduleurs connectés au réseau par les deux techniques les plus utilisées qui sont celle de la commande par PWM et la commande par hystérésis et citer brièvement d'autre type de commande d'onduleur

- **Commande par une modulation de largeur d'impulsion**

La figure 1.18 montre un schéma d'un système PV connecté au réseau à travers un dispositif de conditionnement de puissance constitué du convertisseur DC/DC de poursuite du point de puissance maximale et d'un onduleur DC/AC de tension commandé en PWM.

Le contrôle nécessaire à ce dispositif pour convertir l'énergie continue des modules PV en énergie alternative susceptible d'être injectée dans le réseau est aussi présenté dans ce synoptique.

Les commutateurs de ce dispositif de conditionnement de puissance sont des semi-conducteurs tels que des transistors MOSFET ou IGBT.

Les commutateurs supérieurs et inférieurs sont activés et désactivés à haute fréquence pour produire une onde de tension commutée.

Chaque commutateur est muni d'une diode montée en parallèle inverse pour permettre au commutateur d'écouler un courant s'il est négatif, et ne pas avoir à supporter de tension inverse. L'entrée, aux bornes de la capacité d'entrée C_F de filtrage, est une tension constante et la sortie de l'onduleur est dotée d'un filtre inducteur L_0 pour atténuer les composants haute fréquence.

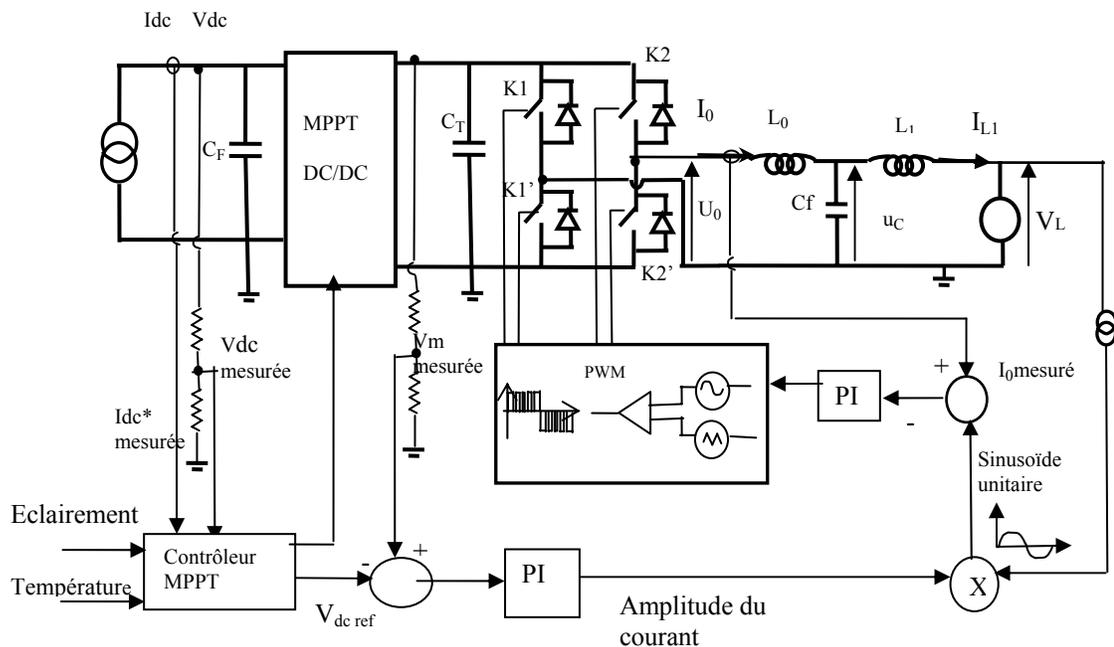


Figure 1.18 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM

Un transformateur de fréquence de ligne est parfois utilisé pour élever un niveau d'entrée continue inférieur afin qu'il corresponde à la tension du réseau, et également fournir une isolation. La tension de sortie moyenne suit l'amplitude et la fréquence du réseau avec un décalage qui entraîne un flux de courant.

L'entrée est une onde de référence sinusoïdale dont l'amplitude est proportionnelle à la sortie souhaitée et dotée de la même fréquence. La sortie est le courant I_{L1} qui est injectée dans le réseau. Les commutateurs de l'onduleur sont contrôlés par la méthode de modulation en PWM.

Pour l'élaboration de la PWM, la référence est comparée à un signal triangulaire dont la fréquence est plus haute que la référence. Le signal PWM ainsi produit commande les commutateurs dans le premier bras (K1 et K1'). Lorsque la référence est supérieure à la triangulaire, le commutateur supérieur est activé. Lorsque la référence est inférieure à la porteuse, le commutateur inférieur est activé. Le signal du second bras est dérivé d'une référence déphasée de 180° et la sortie alternative est la différence entre les deux phases. L'inductance filtre les harmoniques haute fréquence, ce qui permet d'obtenir une sortie de courant alternative sans distorsion.

Il est également important de disposer d'un contrôle précis de l'amplitude et de la fréquence de l'onde de référence; c'est ainsi qu'une méthode de synchronisation avec le réseau doit être utilisée [73] [74].

L'entrée de l'onduleur étant un condensateur, pour une tension continue stable, il y a un équilibre entre l'énergie fournie à partir du générateur PV et l'énergie convertie puis injectée dans le réseau.

Le contrôle de la tension continue permet un mode de fonctionnement stable quelque soient les conditions climatiques (irradiation et température). Le contrôle peut être obtenu par un régulateur proportionnel intégral (PI). Des approches plus élaborées permettent un contrôle rapide de la tension avec l'avantage d'un condensateur de plus petite taille [75] [76].

Ceci est important pour la fiabilité puisque ce composant est souvent un des facteurs limitant la durée de vie de l'onduleur.

Pour réaliser l'injection dans le réseau, il faut veiller à synchroniser la tension de sortie de l'onduleur avec la tension réseau, et pour cela plusieurs étapes ont été considérées :

- L'amplitude de la fondamentale de la tension de sortie de l'onduleur, A_m doit être supérieure à V_{max} du réseau

- Lorsque la loi de commande des interrupteurs est la modulation de largeur d'impulsion (PWM), nous avons vu précédemment que si le signal triangulaire a une amplitude A_c et l'amplitude de l'onde sinusoïdale de référence est A_r , alors le coefficient de réglage r de la modulation peut s'écrire selon l'équation 1.12 :

$$r = A_r / A_c \text{ (figure 1.16)}$$

Pour obtenir une modulation de largeur d'impulsion il faut que:

- La fréquence du signal triangulaire soit très supérieure à la fréquence de la sinusoïde de référence $f_c \gg f_r$ (1.16)
- L'amplitude de la sinusoïde de référence soit inférieure à l'amplitude de la triangulaire autrement dit $r < 1$ (1.17)

Si on note : $V_{ond}(t) = A_m \sin(\omega t + \varphi)$ et $V_{réseau} = \sqrt{2} V_{eff} \sin \omega t$ (figure 1.19)

Or $A_m = r U_{CT} / 2$ [48]

Nous pourrions alors écrire la première condition pour qu'il y ait injection, c'est-à-dire que la valeur efficace de la tension de sortie de l'onduleur doit être supérieure à la valeur efficace de la tension réseau, ainsi : $U_{CT} / 2 \geq \sqrt{2} V_{eff}$

Cette condition permet de nous donner la valeur minimum de la tension de la capacité

tampon C_T telle que : $U_{CT} \geq \frac{2\sqrt{2}V_{eff}}{r}$ (1.18)

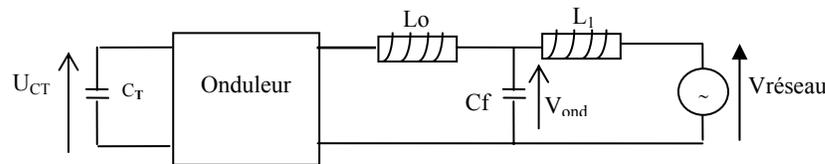


Figure 1.19 : Injection dans le réseau

- En sortie de l'onduleur, on récupère une image de la tension réseau d'amplitude unitaire (sinusoïdale unitaire). De plus si on mesure la tension E aux bornes du condensateur C_1 tampon qui doit être constamment constante, la valeur de cette tension est comparée à une valeur de la tension de référence V_{dcREF} .

La différence entre V_{dc} mesurée et V_{dc} de référence donne l'amplitude du courant de référence que l'onduleur doit générer.

- L'amplitude du courant de référence multipliée par la sinusoïde unitaire sera comparée à l'image du courant prélevé en sortie de l'onduleur i_L ; la différence qui en résulte sera considérée comme l'onde de référence qui comparée à un signal triangulaire génère la modulation de largeur d'impulsion qui commandera les interrupteurs.

- **Commande par hystérésis**

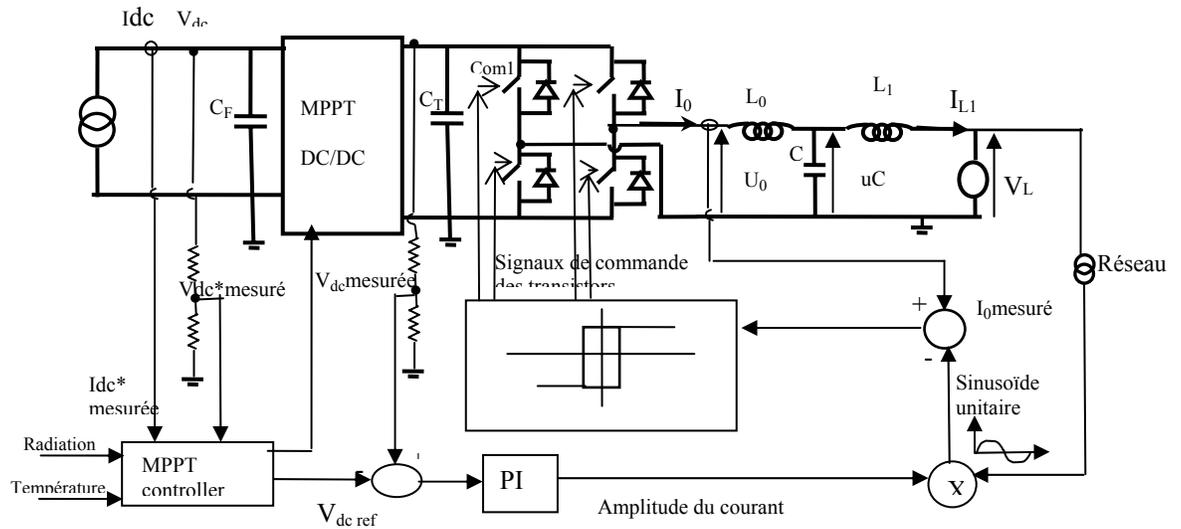


Figure 1.20 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis

Pour fournir un courant de ligne d'une phase I_{L1} sinusoïde, on peut utiliser un contrôle par hystérésis du courant de sortie de l'onduleur.

Cela exige de définir une largeur d'hystérésis H_y autour du courant de référence qui va dépendre de l'inductance du filtre L_0 , de la tension du générateur V_{dc} , de la fréquence de commutation désirée f_s et de la tension de la capacité de filtrage (figure 1.18) [76].

La bande d'hystérésis et l'erreur du courant de sortie de l'onduleur sont données par le modèle de contrôle.

La valeur fixée du courant de sortie de l'onduleur I_0 est donnée par un contrôleur avec une boucle de retour pour améliorer le comportement dynamique. Pour assurer l'adaptation de la puissance du modèle de contrôle, on détermine des valeurs fixes convenables pour la puissance DC disponible qui est donnée par un contrôleur de tension; ce contrôle dépend de la poursuite du point de puissance maximale .

• Autre type de commandes

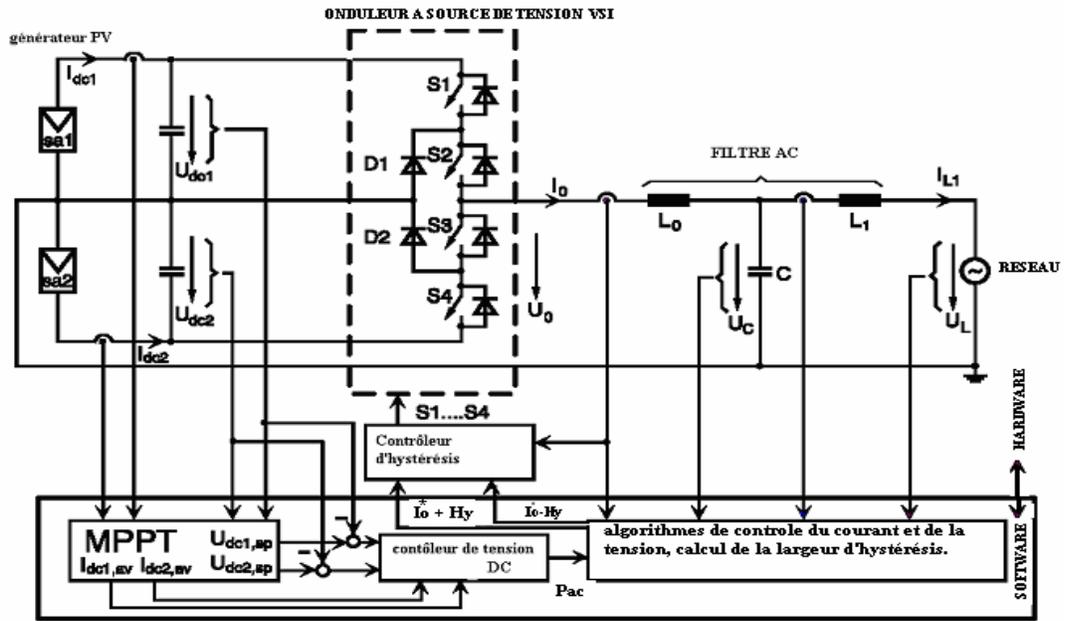


Figure 1.21: Commande de l'onduleur par des algorithmes de contrôle de la tension et du courant.

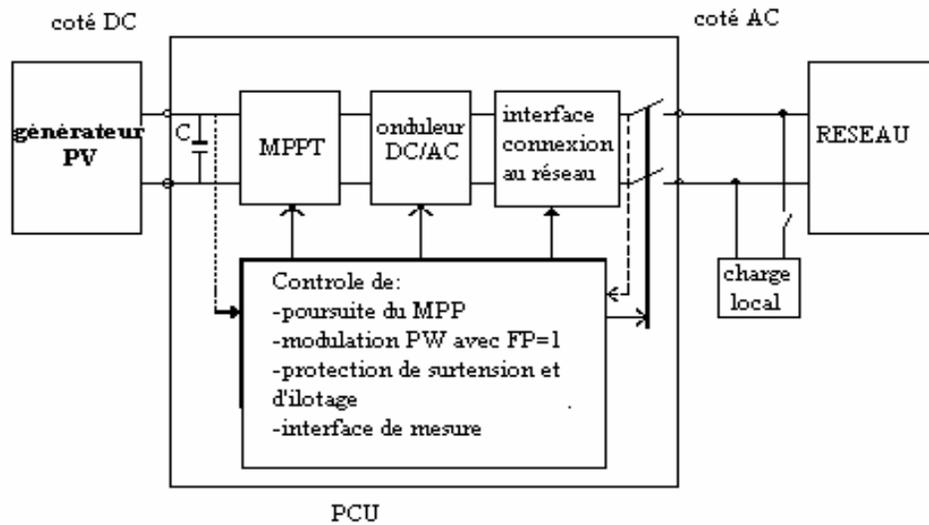


Figure 1.22 : Onduleur contrôlé à l'aide d'un DSP.

Les onduleurs les plus récents mis sur le marché intègrent un certain nombre de couche de contrôle, telle que utilisée entre autre dans les deux exemples précédents, qui doivent être mises en oeuvre dans une combinaison de circuits analogiques et numériques.

Etant donné le coût élevé des modules PV, il est important de mettre en place une conversion optimale d'énergie afin d'en tirer le meilleur parti possible. C'est pour cette raison que des algorithmes de conversion optimale d'énergie sont développés. Ces algorithmes se basent généralement sur la connaissance des performances des cellules PV. C'est ainsi que le MPP fournit une référence à la boucle de régulation de la tension continue, qui à son tour fournit une référence à la boucle de régulation de puissance, qui enfin fournit une référence à la comparaison sinus-triangle dans le cas de la commande par PWM.

Dans le cas des deux onduleurs de la figure 1.21 et 1.22, des algorithmes de contrôle sont mis en œuvre pour extraire une énergie maximale du générateur et injecter celle-ci dans le réseau sans distorsion indésirable susceptible d'interférer avec d'autres équipements connectés à proximité [75]. Des fonctionnalités sophistiquées de surveillance et de protection sont également intégrées. Ces différents algorithmes sont en général implémentés sur un DSP (Digital Signal Processor) qui est un microprocesseur destiné au traitement de signaux numériques, dont la vitesse de traitement permet l'exécution de ces algorithmes et des calculs complexes grâce à un langage de haut niveau tel que le langage C.

L'étage de puissance de ces onduleurs est en général constitué de transistors de puissance IGBT.

I.3 Réseau de distribution électrique Algérien [77]

Nous avons prévu de connecter la centrale PV dont fait l'objet ce mémoire au réseau BT interne du CDER. Afin de comprendre les recommandations exigées par les compagnies d'électricité de la connexion des centrales photovoltaïques à leur réseau, il est nécessaire de décrire succinctement le réseau Algérien.

Des centrales électriques de différents types produisent l'énergie qui est injectée à travers des postes de sorties de centrale dans le réseau de transport de l'énergie électrique sous des tensions de 60, 220 et 400kV.

Dans ce réseau, il existe des postes dits de répartition (Figure 1.23) à partir desquels est prélevé la puissance injectée dans le réseau de distribution qui va alimenter les abonnés Basse Tension (BT).

Afin de rendre plus clair ce qui sera illustré dans le reste de ce paragraphe, nous estimons opportun de donner quelques définitions.

Système électrique: c'est la partie d'une installation électrique constituée par l'ensemble des appareils, des équipements, des barres et des lignes ayant une tension nominale donnée.

Installation électrique: c'est un ensemble organique de constructions et d'installations destinés à une au moins des fonctions suivantes : production, conversion, transformation, réglage, triage, transport, distribution, utilisation de l'énergie électrique. Un ensemble d'installations satisfaisant aux fonctions ci-dessus constitueront des usines électriques.

Usines électriques se subdivisent en :

- ***Centrales***: destinées à la production d'électricité
- ***Stations***: toutes les usines électriques reliées à des systèmes dont la tension est supérieure à 30kV et destinées à une au moins des fonctions suivantes transformation, conversion, réglage, triage de l'énergie électrique.
- ***Postes*** : usines électriques reliées à des systèmes dont la tension est inférieure ou égale à 30kV et destinées à une au moins des fonctions suivantes : transformation, conversion, réglage, triage de l'énergie électrique. Les installations sur piliers de transformateurs et de condensateurs ne sont pas des postes mais font partie des lignes aériennes.

Installation de l'utilisateur est une installation électrique comprenant les appareils d'utilisation à branchement fixe (c'est à dire qu'on ne peut se déconnecter de l'installation qu'à l'aide d'outils). On considère que l'installation de l'utilisateur commence immédiatement en aval des organes de mesure, de limitation et de livraison de l'énergie.

Mettre à la terre de protection : c'est la mise à la terre qui a pour but de limiter d'éventuelles tensions vers la terre des parties de l'installation qui ne sont pas normalement sous tension mais qui pourraient s'y trouver mises à la suite d'un défaut.

Résistance de terre d'une installation : c'est le rapport, entre la tension vers la terre de l'installation à l'égard de points suffisamment éloignés et le courant de terre correspondant qu'elle disperse.

Tension totale de terre d'une installation de terre : c'est le produit de la résistance de terre de l'installation concernée par le courant de terre pour lequel ladite installation a été projetée.

Tension de contact : c'est la tension à laquelle peut être assujéti le corps humain à la suite d'un contact avec les bâtis et les structures métalliques qui ne sont pas normalement sous tension, tant des machines que des équipements.

Tension de pas : c'est la tension qui, durant le fonctionnement d'une installation de terre, est susceptible de se trouver appliquée entre les pieds d'une personne à la distance d'un pas.

I.3.1 Postes sources

On appelle poste source, un poste Haute Tension /Moyenne Tension (HT/MT), inséré dans le réseau de transport HT de type maillé alimentant un poste débitant sur un réseau MT de type radial où l'on peut ménager des points de sectionnement dits points limites qui permettent la réalimentation éventuelle des lignes comme on peut le voir sur la figure 1.55.

Dans le réseau radial MT, on peut trouver plusieurs postes MT raccordés en dérivation sur une même ligne MT appelée ligne dorsale. Ce type de disposition est appelé structure en épi. Il est de plus prévu sur le réseau MT des postes dits de répartition.

I.3.2 Niveaux de tensions des postes de distribution MT

Le réseau MT est caractérisé par deux niveaux de tensions :

- Le 10Kv: tension de distribution urbaine où les lignes sont constituées de câbles souterrains (postes cabines maçonnés).

- Le 30kV : tension de distribution rurale où les lignes sont aériennes et les postes de dérivation généralement sur poteaux (puissance $<160\text{kVA}$ ou en cabine pour les puissances $\geq 160\text{kVA}$).

I.3.3 Constitution d'un poste MT/BT

Il existe trois types de postes MT/BT :

- Les postes de distribution publiques ou DP à partir duquel sont raccordés les réseaux d'éclairage public.
- Les postes livraison sont constitués de départs exclusivement réservés aux abonnés.
- Les postes mixtes sont des postes qui réalisent les deux fonctions, livraison et DP

I.3.4 Equipements des postes MT/BT

Ces équipements sont constitués d'un transformateur MT/BT et d'un tableau BT.

- **Les transformateurs** sont de type immergé dans l'huile (fournis en partie par la production locale en Algérie). Ces transformateurs sont protégés par des fusibles MT.
- **Le tableau BT** ou panneau de distribution est constitué d'un disjoncteur général protégeant le transformateur. Ce disjoncteur est raccordé à un jeu de barres BT. Le nombre de départs varie en fonction de la puissance des transformateurs. Chaque départ est protégé par un disjoncteur magnétothermique. Ce dernier protège contre les défauts violents de court-circuit (c'est la fonction magnétique) et contre les surcharges (c'est la fonction thermique) : l'ouverture du disjoncteur est provoqué par un relais magnétothermique en cas de surintensité brutale et par un bilame en cas de surcharge faible mais prolongée (en chauffant le bilame se déforme et produit le déverrouillage).

I.3.5 Raccordement des abonnés

Les critères du projet de dérivation entre les lignes dorsales et les usagers dépendent du nombre d'utilisateurs alimentés par chaque connexion, du type et de l'importance des différentes charges.

En ce qui concerne le nombre d'abonnés monophasés et triphasés alimentés par une dérivation donnée, on peut considérer les cas suivant:

- Alimentation d'un abonné individuel au moyen d'une dérivation de la ligne dorsale BT.
- Alimentation de plusieurs abonnés par une colonne montante (immeuble).
- Alimentation de plusieurs abonnés avec des groupes de mesure centralisée (compteurs regroupés dans un local scellé)

A partir du réseau BT, seul les abonnés dont la puissance demandée est inférieure à 40 kVA sont alimentés par le distributeur.

En BT les valeurs des puissances mises à la disposition du client seront choisies dans le tableau de valeurs fixées par la commission de régulation de l'électricité et du gaz. L'alimentation de l'abonné est réalisée en monophasé ou triphasé avec un comptage à simple ou multiple tarification.

I.3.6 Dimensionnement de la mise à la terre des installations BT

Dans ce type d'installations BT, l'installation de terre et les protections doivent être coordonnées de manière à assurer, en temps utile, l'interruption du circuit en avarie au cas où la tension de contact atteint des valeurs dangereuses. Pour satisfaire à la condition prescrite à l'aide de dispositifs à maximum de courant à temps inverse ou bien de dispositifs différentiels, il faut que soit satisfaite la condition:

$$R_t \leq 50 / I \quad (1.19)$$

Où R_t est la résistance de l'installation de terre dans les conditions les plus défavorables [Ω].

I est la valeur du courant d'intervention, en l'espace de 5 secondes du dispositif de protection. La vérification de l'efficacité d'une installation de terre comprend: la mesure de la résistance de la terre, la vérification des conducteurs de terre et de protection, la mesure des tensions de pas et de contact. Les mesures doivent être effectuées, autant que possible alors que l'installation se trouve dans des conditions de fonctionnement normal.

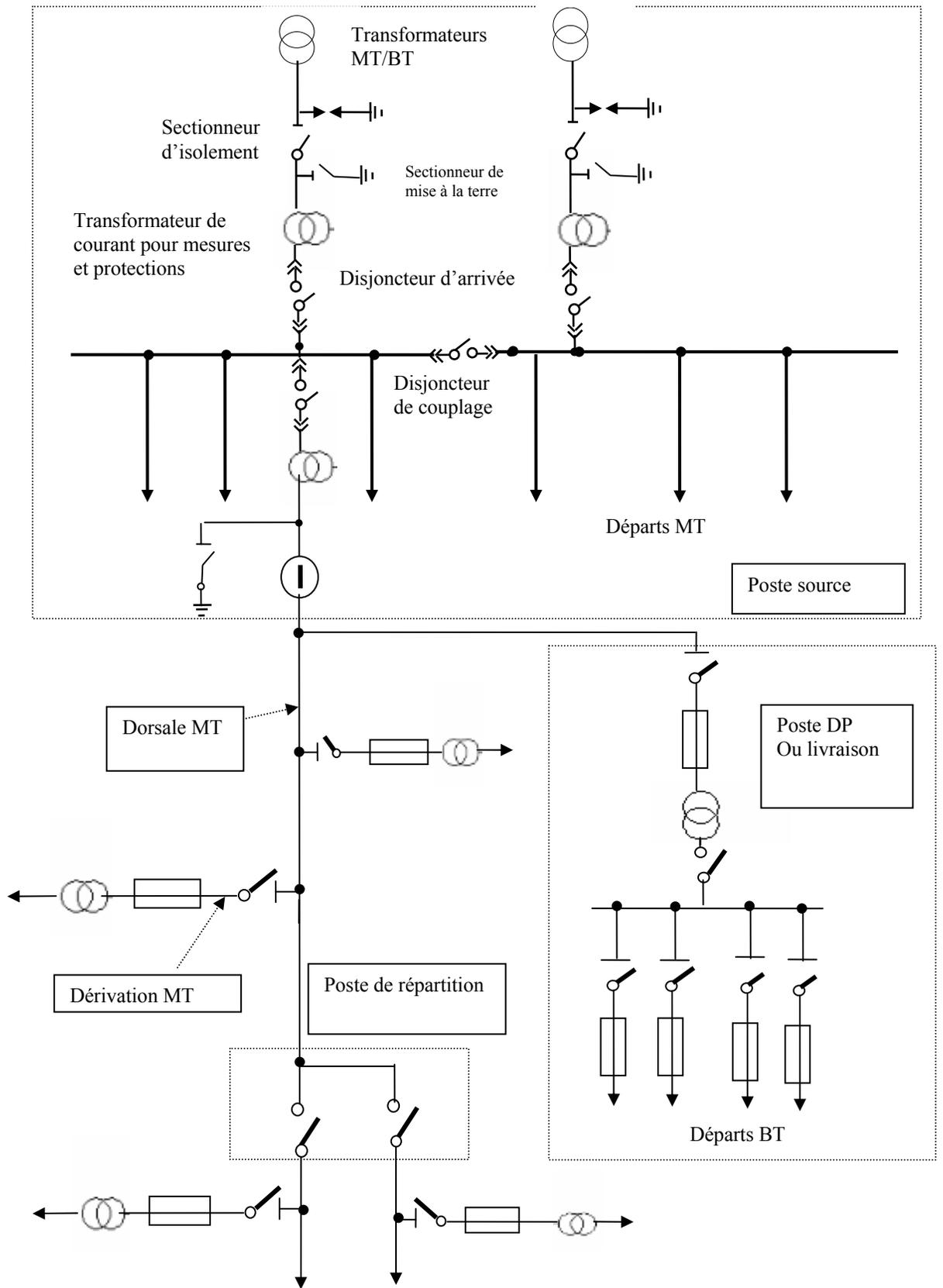


Figure 1.23 : Topologie schématisée du réseau algérien

I.4 Protections et considérations techniques de la connexion au réseau de la centrale photovoltaïque

Avant de décider d'installer une CPCPR, il faut recueillir les exigences techniques de raccordement au réseau, faire une demande de contrat standard pour l'achat de l'électricité produite par photovoltaïque et signer un contrat.

Des prescriptions techniques s'appliquant aux installations PV à raccorder sur le réseau BT doivent être rédigées par le gestionnaire de réseau. Ce dernier établit les dispositions de raccordement au réseau.

Pour pallier au vide technique et juridique en la matière et en s'inspirant de documents rédigés par les pays de l'union Européenne, plus particulièrement par la France, la Belgique et l'Espagne, nous avons synthétisé tous ces documents en les adaptant au cas de l'Algérie afin d'en donner un canevas.

Les prescriptions sont établies dans le but de protéger le réseau mais elles n'englobent pas les nécessités propres de l'installation de production. En outre elles tiennent compte de la sécurité des agents.

Des dispositifs de protections sont nécessaires pour prévenir les dommages pouvant survenir au niveau de la centrale PV et pour éviter la détérioration de la qualité de l'électricité PV injectée dans le réseau.

Nous nous sommes restreint à étudier uniquement les prescriptions techniques de branchement d'installations photovoltaïques de production décentralisée ≤ 15 kW fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution BT.

Parmi les procédures d'installations électriques, il est nécessaire de tenir compte des interférences électriques entre le réseau et le système PV telles que les interférences électromagnétiques (EMI) et les problèmes d'harmoniques.

Des programmes de standardisation et de recommandations sont lancés dans les pays où des centrales PV connectées au réseau fonctionnent déjà depuis plus d'une quinzaine d'années (Etats-Unis, Japon, Angleterre, Australie, Allemagne, Belgique) où ont été développé par différents organismes nationaux et internationaux de normalisation.

A titre d'exemple, nous pouvons citer deux standards développés aux Etats-Unis et en Europe:

- ANSI / IEEE std 929 – 1988 : guide pratique à l'usage des installateurs de systèmes PV connectés au réseau et des utilisateurs de ces systèmes
- IEEE std 929-2000 : IEEE recommandations pratiques à l'usage des utilisateurs des systèmes PV connectés au réseau.

Nous allons passer en revue les problèmes les plus importants relatifs à l'interconnexion des systèmes PV au réseau de distribution d'électricité conventionnelle.

I.4.1 Protection différentielle

Lorsque le raccordement au réseau est effectué en basse tension, l'installation est protégée par des dispositifs de protection à courant différentiel résiduel (disjoncteur).

I.4.2 Protection générale du raccordement

Comme pour tout autre branchement, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire de réseau.

I.4.3 Protection d'îlotage

Lorsque le réseau ou une portion du réseau est en délestage, il ne délivre plus d'électricité. L'onduleur doit alors assurer l'arrêt de l'injection de l'énergie PV, c'est ce que l'on appelle le mode d'îlotage ou islanding.

L'îlotage peut fortement affecter les équipements ou charges connectés au réseau et surtout peut causer des chocs électriques mortels aux personnes et aux intervenants assurant la maintenance et le dépannage du réseau.

Pour cette raison, les onduleurs connectés au réseau doivent pouvoir identifier les défauts sur le réseau, les délestages et doivent rapidement déconnecter leur sortie.

De multiples recherches développées ont été menées et le sont encore pour aider à prévenir au mieux le problème d'îlotage et actuellement la plupart des onduleurs commercialisés sont capable de prévenir l'islanding grâce à la combinaison d'algorithmes de contrôle [78] [79].

Si la partie du réseau de distribution, sur laquelle est raccordé le producteur, n'est plus alimentée en tension par le gestionnaire de réseau ou que la tension n'est plus normale, le système PV doit pouvoir se découpler automatiquement du réseau dans les plus courts délais.

Si le système ne répond pas aux essais testant les limites en tension et en fréquence imposée par le gestionnaire de réseau, des sécurités externes adaptées sont requises. L'ouverture du circuit doit se passer, par mesure de sécurité, avec l'aide d'un relais qui provoque une ouverture physique des contacts.

La tension d'essai doit répondre à la norme EN 50160. Dans ce cas, le découplage doit agir en moins de 5 secondes.

I.4.4 Perturbations en tension

Des niveaux de tensions convenables doivent être maintenus au niveau du point de connexion du système PV au réseau.

Différentes limites des niveaux de tensions ont été établis dans divers pays en tenant compte de la capacité des systèmes PV connectés au réseau à contribuer à la variation de la distribution de la tension de la ligne.

Les onduleurs doivent détecter la variation de tension du point de connexion au réseau et certains onduleurs intègrent aussi la possibilité de déconnexion et reconnexion automatique du rétablissement de la stabilité du réseau.

I.4.5 Perturbations en fréquence

Les onduleurs doivent généralement être muni de dispositif interne de fermeture en cas de surtensions ou de chutes de tension et en cas de fluctuations importantes de fréquences.

La fermeture interne devra se produire si, après quelques cycles, la fréquence sort en dehors des bornes prédéterminées par les normes établies par les compagnies d'électricité qui sont de l'ordre de ± 0.2 à ± 5 Hz autour de la fréquence nominale du réseau.

I.4.6 Déconnexion

En redondance aux protections automatiques décrites ci-dessus que l'onduleur doit intégrer, il est prévu un disjoncteur manuel centralisé au niveau du compteur électronique réversible devant servir à déconnecter le réseau et un coffret de branchement constitué de disjoncteurs et de fusibles, spécialement prévu pour assurer la sécurité du personnel de maintenance du réseau [81].

I.4.7 Reconnexion après les défaillances

Il est important de s'assurer du fonctionnement correct du réseau pendant un certain intervalle de temps avant la reconnexion de l'onduleur.

Cette tâche est implémentée systématiquement par tous les onduleurs actuellement commercialisés au moyen d'un détecteur de la présence actif du réseau.

Une fonction de reconnexion automatique est intégrée par l'onduleur après observation d'un certain nombre de cycles de fonctionnement du réseau jusqu'à obtention des valeurs correctes de la tension et de la fréquence.

I.4.8 Protection contre l'injection de la composante continue dans le réseau

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires.

Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils disposent d'un système de protection contre injection de courant continu. Celui-ci débranche l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1 % de la puissance nominale.

Eviter l'injection de cette composante continue dans le réseau permet d'améliorer non seulement la sécurité des personnes mais aussi la protection de la perturbation du réseau et les effets de saturation du transformateur de distribution locale et finalement la perturbation de la saturation des charges inductive.

Il y a lieu cependant de constater que le nombre d'onduleurs sans transformateur proposé sur le marché est important du fait qu'il sont moins chers car dans certain pays, l'isolation par transformateur n'est pas exigée pour les petits systèmes mais il est obligatoire pour les systèmes de taille moyenne et grande.

De même il est important de vérifier le degré de pollution du réseau lui-même car les effets des harmoniques indésirables du réseau viendront s'ajouter aux harmoniques générées par le courant de sortie de l'onduleur.

I.4.9 Mise à la terre

Afin de prendre toutes mesures nécessaires au bon fonctionnement de son installation, le producteur d'énergie PV s'informe auprès du gestionnaire du réseau du type de réseau de distribution (TT ou IT) sur lequel il sera raccordé.

Pour un réseau IT, la mise à la terre du neutre éventuel de la centrale n'est pas permise, puisque par définition, un tel réseau ne peut être mis à la terre. Le réseau algérien étant un réseau TT, le problème de la mise à la terre ne se pose pas.

Tous les composants du système PV doivent être mis à la terre en accord avec les normes exigées par les compagnies d'électricité.

Les conducteurs de mise à la terre sont nécessaires pour conduire le courant lorsqu'il y a une mise à la terre accidentelle, ceci minimise les chocs électriques et la dégradation des charges et des équipements.

I.4.10 Interférences électromagnétiques

Une interférence électromagnétique dont l'acronyme anglais est EMI (Electro Magnetic Interférence), est un phénomène qui touche des groupes de composants électriques ou des circuits haute fréquence.

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de communication peut provoquer des interférences. Le courant circulant dans le réseau électrique engendre un champ magnétique qui induit un courant dans les conducteurs des réseaux de communication.

L'importance des interférences est fonction de l'amplitude et de la fréquence des courants électriques ainsi que de l'importance du couplage électromagnétique entre les réseaux.

Les composants du système PV spécialement l'onduleur sont sujet à la variation de la haute fréquence, émission de bruit et exigences d'immunité qui limite le spectre de radiation permis dans l'échelle des fréquences normalisées à 150kHz et 30MHZ .

I.4.11 Facteur de puissance

Un facteur de puissance de un est désiré à la fois au niveau du point de connexion au réseau qu'à la sortie de l'onduleur.

En général, l'exigence minimum demandée est le fonctionnement de l'onduleur avec un facteur de puissance supérieur à 0,85 chaque fois que sa sortie excède 10% de la valeur nominale exigée.

Les caractéristiques les plus importantes de l'onduleur sont la gamme de la tension d'entrée, la puissance de sortie nominale et maximale, la distorsion harmonique THD, le rendement de l'onduleur.

I.4.12 Normes en vigueur et caractéristiques de quelques onduleurs

Au niveau international, les normes 1000 de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) définissent le niveau des courants et des tensions harmoniques à ne pas dépasser.

La norme CEI-1000-3-2 fixe la limitation des courants injectés dans le réseau public pour des équipements dont le courant par phase est inférieur à 16 A.

Les normes CEI-1000-2-2 et CEI-1000-2-4 précisent le niveau des harmoniques en courant et en tension à respecter au point de raccordement sur les réseaux de distribution basse tension.

La large gamme des onduleurs actuellement disponible sur le marché auprès de nombreux fabricants est donnée dans le tableau 1.3

Onduleur	Fabricant	Puissance Nominale de sortie (VA)	THD (%)	Fréquence de sortie (Hz)	Tension de sortie V_{AC}	Rendement Maximum (%)
INGECON	Ingeteam	2500	< 5	50	220/230	94
TAURO	Atersa	700-3000	< 4	$50 \pm 5 \%$	$220 \pm 7 \%$	93
SUNMASTER	Mastervolt	1500-5000	< 3	50	230	94
SUNNY BOY	SMA	700-2600	< 4	50	180-265	93.6
PROSINE	Xantrex	1000-1800	< 4	50	$120/230 \pm 3\%$	90

Tableau 1.3: Caractéristiques de quelques onduleurs PV connectés au réseau commercialisés.

Chapitre II

Modélisation des Composants d'une Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau

La représentation d'un système réel grâce à un modèle mathématique est un outil de base des processus de simulation qui permet de décrire, d'expliquer et de prédire le comportement d'un système sous diverses conditions de fonctionnement.

Dans le cas d'un système PV connecté au réseau, cet outil est d'autant plus utile que la réponse d'un tel système dépend dans une grande mesure du lieu géographique où l'installation sera réalisée et de facteurs aléatoires tels que des conditions atmosphériques variables (Eclairement solaire incidente, et températures) qui influenceront directement sur l'énergie électrique produite par le système.

La construction d'un modèle consiste à développer une équation mathématique avec une série de paramètres à déterminer, basée sur les processus physiques qui ont lieu en chacun des composants du système

Ce travail est d'une grande aide pour le dimensionnement optimale de chaque composant du système puis globalement du système lui-même car ce dernier est décrit par des équations non linéaires.

Dans notre cas ces équations peuvent être obtenues à partir de circuits électriques qui pour être résolus doivent permettre de trouver des courants et des tensions qui le plus souvent n'ont pas de solutions analytiques.

De plus les caractéristiques des cellules solaires et des générateurs PV dépendent fortement de l'éclairement solaire et de la température ambiante qui sont des paramètres variables dans le temps.

La phase de conception du système sera d'autant plus précise que l'on disposera de données réelles de l'éclairement et de la température sur plusieurs années pour estimer les performances du système à l'aide d'un scénario à long terme.

Le but de ce chapitre est d'aider à comprendre les critères de conception et de dimensionnement des systèmes PV connectés au réseau afin d'en déduire et d'estimer l'énergie électrique injectée dans le réseau, en utilisant le logiciel de simulation PSpice.

II.1 Logiciel de simulation

Le logiciel PSpice (Simulation Program with Integrated Circuits Emphasis) de MicroSim Corporation est un logiciel de simulation de circuits intégrés. [82] [83] [84].

PSpice comprend un éditeur de schéma et un module d'affichage des résultats qui rendent le logiciel plus agréable pour l'utilisateur.

C'est un logiciel évolué, appliqué à l'électronique, qui permet l'expérimentation d'un modèle en vérifiant la fonctionnalité d'une conception pour en déceler les erreurs liées soit à la conception elle-même ou à des fonctionnements marginaux ou aux tolérances sur les composants, avant de passer à l'étape de réalisation

A l'origine c'était un programme de simulation orientée circuit intégré mais qui dans le temps a évolué vers un outil d'usage plus général et plus courant dans l'industrie de l'électronique et les études d'engineering des systèmes.

Le logiciel PSpice comprend les modules suivants (figure 2.1) :

- L'éditeur de schéma Schematics
- Le simulateur PSpice A/D
- Le module d'affichage PROBE

L' Editeur de schémas Schematics

Ce module permet les opérations suivantes :

- Dessin et mise en page du schéma électrique
- Test des connexions électriques
- Génération d'un fichier ASCII décrivant le circuit électrique dans un format compatible avec le simulateur.

Le Simulateur PSpice A/D

Ce module permet de simuler le fonctionnement du circuit et d'analyser son comportement suivant différents modes d'analyse. Le résultat de l'analyse est enregistré dans un fichier de format compatible avec le module de visualisation PROBE.

Le Module de visualisation PROBE

Ce module permet de visualiser et d'imprimer les résultats calculés par PSpice A/D. Différentes fonctions (échelles logarithmiques, zoom, curseurs...) facilitent l'interprétation des résultats.

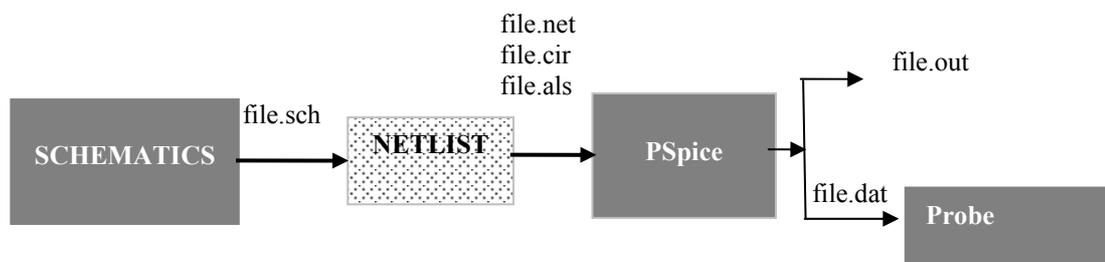


Figure 2.1: Schéma fonctionnel de Pspice

PSpice dispose de bibliothèques très variées. Celle que nous utiliserons dans notre travail sera l'ABM (Analog Behaviour Modelling), bibliothèque particulière pour la modélisation comportementale des systèmes.

L'ABM permet l'analyse du comportement des circuits électriques à partir de leurs modèles mathématiques. Elle peut être utilisée pour résoudre des équations des systèmes les plus complexes dans leurs formes implicites et explicites.

Ces équations vont être converties en circuits électriques et résolus par PSpice en utilisant l'analyse DC, temporelle ou fréquentielle.

L'ABM a aussi la possibilité d'évaluer des expressions représentant des circuits à fonctions variables (tension, courant, temps de simulation) utilisant des sources de tension et de courant contrôlées.

Il est donc possible de définir grâce à l'outil ABM de nombreuses équations non linéaires pour un courant et une tension à partir de deux types de sources : EVALUE qui est une source de tension contrôlée et GVALUE une source de courant contrôlée.

L'approche que nous avons développée est l'utilisation de ce logiciel de type orienté circuit où les principales grandeurs météorologiques telles que la température ambiante T_a et l'éclairement Φ sont introduites comme paramètres d'entrées. En sortie toutes les caractéristiques électriques de la cellule, du module, du générateur et du système à étudier peuvent être recueillies.

Le schéma synoptique de la figure suivante illustre l'approche suivie.

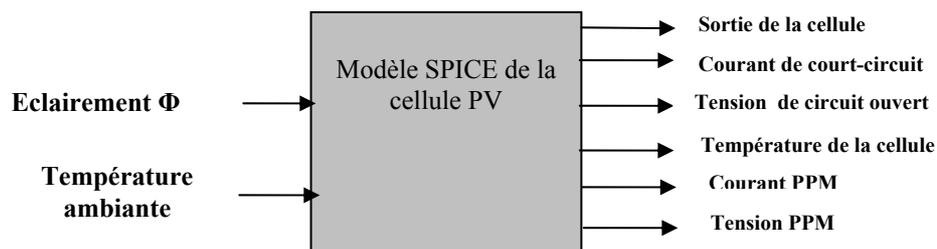


Figure 2.2: Bloc diagramme du modèle comportemental de la cellule

II.2 Modèle mathématique du générateur PV

Comme cela a été vu au chapitre 1, la cellule photovoltaïque est l'élément de base des modules PV. Elle transforme une partie du rayonnement solaire incident qu'elle absorbe en énergie électrique de type continu. La proportion d'énergie transformée constitue le rendement de conversion de la cellule.

De plus, si on applique une tension aux bornes d'un matériau photoconducteur éclairé, un courant circulera et sera sensible à la longueur d'onde du rayonnement lumineux: ce matériau se comporte alors comme un dipôle passif.

Si à la surface d'un semi conducteur tel qu'une cellule solaire, on réalise une jonction PN ou diode de surface, on obtient alors un dipôle actif.

Le champ électrique sépare les porteurs de charge, entraînant les trous dans le sens du champ et les électrons en sens inverse. La tension interne de la diode détermine la source de tension et les photo-porteurs, la source de courant.

Pour une représentation physique correcte, la source de tension doit être connectée à une résistance série et la source de courant à une résistance shunt. Chacune de ces résistances représente la résistance interne de la source correspondante.

Une cellule PV éclairée est par contre schématisée par un générateur de courant, une diode, une résistance shunt et une résistance série (figure 2.3)

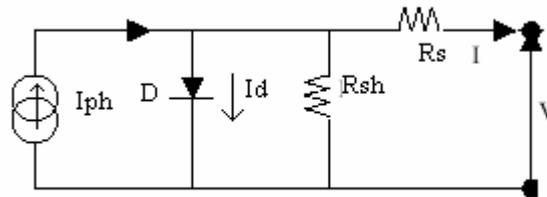


Figure 2.3 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV

La cellule PV est donc considérée comme un générateur de puissance électrique qui n'est ni un générateur de courant ni de tension. Sa puissance est déterminée par le point de fonctionnement qui est lui-même fixé par la charge à laquelle elle est connectée.

La caractéristique courant-tension d'une cellule PV (figure 2.5) décrit son comportement sous l'influence des conditions météorologiques (niveau d'éclairement et température ambiante).

Cette courbe passe par trois points:

- Le courant de court-circuit I_{cc}
- La tension de circuit ouvert V_{oc}
- La puissance maximale P_{max}

La figure 2.5 montre bien que dans la partie verticale de la caractéristique, la cellule PV peut être considérée comme un générateur à tension constante et dans sa partie horizontale comme une source de courant constante.

En circuit ouvert et sous éclairement, le courant photo-généré I_{ph} de la cellule est la somme du courant direct de la diode I_D et le courant $I_{R_{sh}}$ (figure 2.3).

Dans le cas où on connecte une charge aux bornes de la cellule, I_{ph} sera égal aux courants de la diode, de la résistance shunt et de la charge:

$$I_{ph} = I_D + I_{R_{sh}} + I \quad (2.1)$$

Où

I_{ph} : le courant photo-généré [A]

I_D : courant de la diode [A]

I_{Rsh} : courant dans la résistance shunt ou courant fuite au niveau de la jonction [A]

I : courant de charge [A]

La structure de la cellule étant en définitive celle d'une diode, sa caractéristique I-V mesurée lorsqu'elle n'est pas illuminée correspond à la caractéristique d'une diode :

$$I_D \approx -I_{sat}(T) \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{mkT} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Où:

I_{sat} : courant de saturation de la diode et dépend fortement de la température [A].

q : charge électrique de l'électron = $1,602 \cdot 10^{-19}$ coulombs

k : constante de Boltzmann = $1,3810^{-23}$ J/K

T : température de la jonction [°K]

m : facteur d'idéalité de la diode, valeur comprise entre 1 et 2

R_s : résistance série [Ω]

A partir de l'équation 2.1 on obtient :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} \quad (2.3)$$

En remplaçant I_D par sa valeur donnée par l'équation 2.2, on obtient :

$$I = I_{ph} - I_{sat}(T) \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{mkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

II.2.1 Paramètres de fonctionnement d'une cellule PV

Ces paramètres sont :

- **Courant de court-circuit, I_{cc}**

C'est le courant obtenu aux bornes de la cellule quand la tension à ces bornes est nulle, $V=0$. Il constitue le maximum de courant qui peut être obtenu d'une cellule.

Sa valeur typique sera à peu près d'une dizaine de milliampères ($\approx 10-35$) pour chaque centimètre carré de cellule.

L'équation 2.4 devient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_{sat}(T) \left[\exp \left(\frac{qR_s I_{cc}}{AkT} \right) - 1 \right] - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Lorsque les bornes de la cellule PV sont court-circuitées pour un niveau d'irradiation standard (1000W/m²), l'effet de la résistance série est négligeable.

Le courant de court circuit peut alors être considéré comme étant équivalent au courant photo-généré I_{ph} autrement dit proportionnel à l'irradiation solaire que l'on va noter ϕ :

$$I_{cc} = I_{ph} = K \cdot \phi \quad (2.6)$$

Où K est une constante et ϕ le flux d'irradiation solaire en W/m².

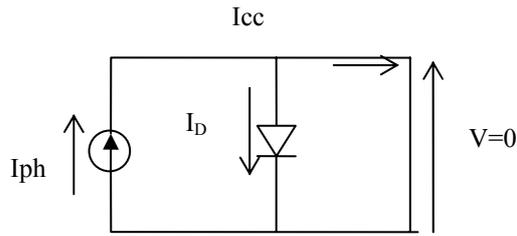


Figure 2.4 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque dans le cas d'un court-circuit.

- **Tension de circuit ouvert, V_o**

C'est la tension pour laquelle le courant aux bornes de la cellule est nul; elle constitue la tension maximum qui peut être obtenu d'une cellule ; elle se situe autour de 0,6V pour la cellule en silicium.

Elle est obtenue grâce à l'équation 2.4 pour $I = 0$ en posant $V_T = k T / q$ comme étant le potentiel thermique

On obtiendra: $I = 0 = I_{cc} - I_{sat} [(exp (V_{oc}/mV_T)) - 1]$

La tension de circuit ouvert sera alors:

$$V_{oc} \approx \frac{mkT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc} + I_0(T)}{I_0(T)} \right) \quad (2.7)$$

Si la résistance série est nulle et la résistance shunt est infinie, l'équation devient:

$$V_{oc} \approx \frac{mkT}{q} \ln \left(1 + \frac{I_{cc}}{I_0(T)} \right) \quad (2.8)$$

- **Puissance maximale, P_{max}**

Considérons la caractéristique I-V d'une cellule PV pour un éclairage ϕ et à une température T fixe et plaçons une charge variable R aux bornes de cette cellule, le point de fonctionnement est déterminé par l'intersection de cette caractéristique et de la droite de charge (Figure 2.5).

La caractéristique d'une charge résistive R étant une droite de pente $1/R$:

- La puissance délivrée à cette charge dépendra exclusivement de la valeur de la résistance R .
- La puissance maximale sera obtenue pour $R = R_{opt}$ (point M sur la figure 2.3) lorsque la caractéristique I-V de la cellule est tangente à l'une des courbes de même puissance. Cette puissance peut alors s'écrire :

$$P_{max} = V_m \times I_m \quad (2.9)$$

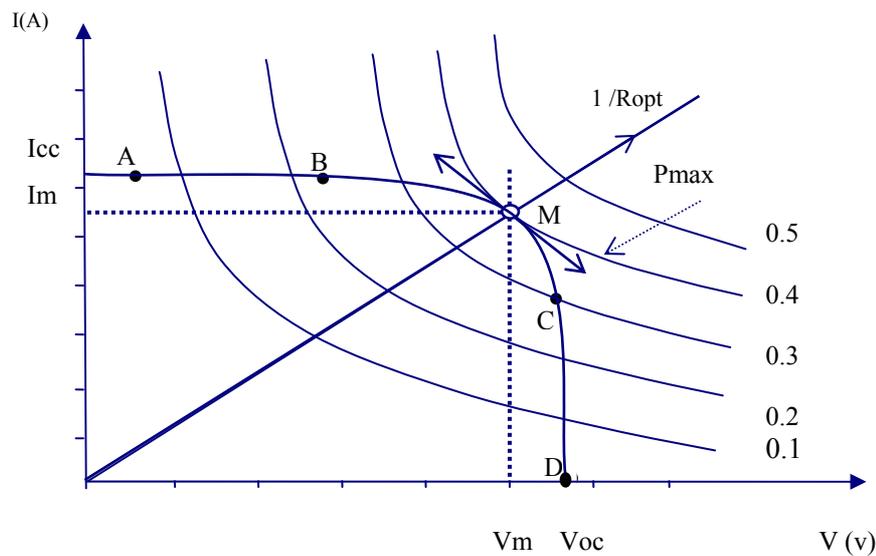


Figure 2.5: Caractéristique I-V, droite d'iso puissance et droite de charge.

- Si la valeur de la charge est petite, la cellule photovoltaïque travaillera dans la région AB de la courbe; c'est la région où le cellule se comporte comme une source de courant constant de valeur égale au courant de court-circuit.
- Si la valeur de R est élevée, la cellule travaillera dans la région CD de la courbe, dans laquelle la cellule se comporte comme un générateur de tension constante de valeur presque égale à la tension de circuit ouvert.

La puissance de sortie de la cellule (ou du générateur) est le produit du courant de sortie délivré par cette dernière et la tension à ses bornes

Elle est généralement considérée comme positive lorsqu'elle est délivrée à la charge et de signe négatif lorsqu'elle est consommée par la cellule.

La puissance d'un point quelconque de la caractéristique I-V est donnée par la relation suivante :

$$P = V \times I = V [I_{ph} - I_{sat} e^{V/V_T - 1}] \quad (2.10)$$

La valeur de la puissance au point de court-circuit est nulle étant donné que la tension en ce point est nulle. La puissance au point de circuit ouvert est également nulle. La puissance entre ces deux points est positive et le point de puissance maximum (PPM) de coordonnées obtenu pour $V=V_m$ et $I=I_m$, se trouve entre ces deux points.

La relation entre V_m et I_m est obtenue en annulant la dérivée de la puissance par rapport à la tension:

$$\frac{dP}{dV} = 0 = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{V_m/V_T} - 1 \right) - \frac{V_m}{V_T} e^{V_m/V_T} \quad (2.11)$$

$$\text{et le PPM a pour coordonnées : } I_m = I_L - I_{sat} \left(e^{V_m/V_T} - 1 \right) \quad (2.12)$$

$$\text{il s'ensuit que : } V_m = V_{oc} - V_T \ln \left(1 + \frac{V_m}{V_T} \right) \quad (2.13)$$

En utilisant PSpice les coordonnées du PPM peuvent être facilement trouvés en "plottant" sur PSpice le produit $I \times V$ comme une fonction de V .

Pratiquement pour obtenir les coordonnées du PPM sans avoir à passer par les équations 2.12 et 2.13, il existe d'autres modèles simplifiés et validés [89]:

$$\text{Modèle 1: } V_m = V_{oc} - 3 V_T \quad (2.14)$$

$$\text{Modèle 2: } \frac{V_m}{V_{oc}} = 1 - \left(\frac{1 + \ln \chi}{2 + \ln \chi} \right) \frac{\ln(1 + \ln \chi)}{\ln \chi} \quad (2.15)$$

$$\text{Avec } \chi = I_{cc}/I_{sat} \quad (2.16)$$

Le modèle 1 est celui que nous utiliserons pour déduire par PSpice les coordonnées du PPM.

• Rendement η

C'est le paramètre qui définit le mieux le fonctionnement de la cellule. Il représente la relation entre la puissance obtenue aux bornes de la cellule et la puissance de la lumière incidente:

$$\eta = \frac{I_{cc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{S \cdot \Phi} 100 \quad (2.17)$$

Où Φ est l'éclairement lumineux du soleil sous forme de photons par unité de surface reçue (aux conditions standard, $1000\text{W}/\text{m}^2$), S est la surface de la cellule et FF est le facteur de forme. (Plus FF tendra vers 1, meilleure seront les caractéristiques électriques de la cellule).

II.2.2 Influence de paramètres sur la caractéristique I-V de la cellule

Le comportement électrique d'une cellule dépend de deux types de paramètres dont :

- des paramètres internes tels que la résistance série R_s , la résistance shunt R_{sh} .
- des paramètres externes tels que le flux solaire et la température T .

II.2.2.1 Paramètres internes

• Influence de la résistance série

La figure 2.6 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V de la cellule. Celle-ci se traduit par une diminution de la pente de cette caractéristique dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension pratiquement constante.

Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court-circuit.

La résistance série R_s la cellule est une résistance interne due principalement au mauvais contact entre la grille et la surface de la cellule. La valeur de la résistance série est déterminée par la résistivité du matériau, par les résistances de contacts des électrodes et par la résistance de la grille collectrice.

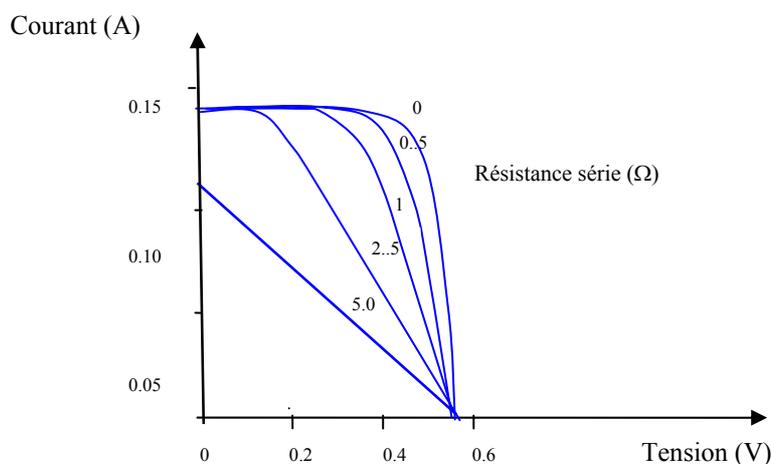


Figure 2.6: Effet de la résistance série sur la caractéristique I-V

Mathématiquement, si nous restreignons l'analyse à l'effet de la résistance série uniquement, la cellule solaire peut être modélisée par la diode et la résistance série.

L'équation 2.4 peut alors s'écrire :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_T}\right) - 1 \right] \quad (2.18)$$

$$\text{Aux conditions de circuit ouvert : } 0 = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{mV_T}\right) - 1 \right] \quad (2.19)$$

$$\text{En tirant } I_{sat} \text{ on obtient : } I_{sat} = \frac{I_{ph}}{\left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{mV_T}\right) - 1 \right]} \approx I_{ph} \exp\left(\frac{-V_{oc}}{mV_T}\right) \quad (2.20)$$

dans l'équation 2.18 en substituant I_0 par sa valeur, on obtient:

$$I = I_{ph} - I_{ph} \exp\left(\frac{-V_{oc}}{mV_T}\right) \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_T}\right) - 1 \right] \approx I_{ph} \left[1 - \exp\left(\frac{V + IR_s - V_{oc}}{mV_T}\right) \right] \quad (2.21)$$

au point de puissance maximale on aura donc:

$$I_m = I_{ph} \left[1 - \exp\left(\frac{V_m + IR_s - V_{oc}}{mV_T}\right) \right] \quad (2.22)$$

En multipliant cette dernière équation par la tension V et en annulant le produit obtenu,

$$\text{on aura : } I_m + (I_m - I_{ph}) \left(\frac{V_m - I_m R_s}{mV_T} \right) = 0 \quad (2.23)$$

On obtient une relation entre les coordonnées du PPM

Si V_{oc} et I_{ph} sont connues, les équations 2.22 et 2.23 nous donnent I_m et V_m en fonction de R_s .

• Influence de la résistance shunt

La figure 2.7 montre que l'influence de la résistance shunt se traduit par une légère diminution de la tension de court-circuit et une augmentation de la pente de la caractéristique de la cellule dans la zone où elle fonctionne en générateur de courant presque constant.

La résistance parallèle R_{sh} a pour origine les imperfections de la qualité de la jonction P-N qui constitue la cellule et est responsable de l'existence des courants de fuites.

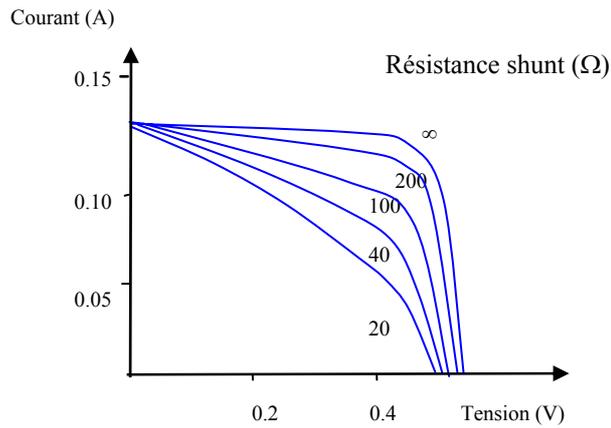


Figure 2.7: Effet de la résistance shunt sur la caractéristique I-V

II.2.2.2 Paramètres externes

• Influence de l'éclairement

Le courant photo-généré crée dans une cellule photovoltaïque est proportionnel à l'éclairement Φ et à sa surface ; par contre la tension de circuit ouvert est indépendante de cette surface et n'est fonction que du type de jonction considérée.

La figure 2.8 représente les caractéristiques $I = f(V)$ d'une cellule solaire sous diverses valeurs d'éclairement et pour une température fixe de 28°C .

A chacune des valeurs de l'éclairement correspond une puissance maximale que pourrait fournir la cellule.

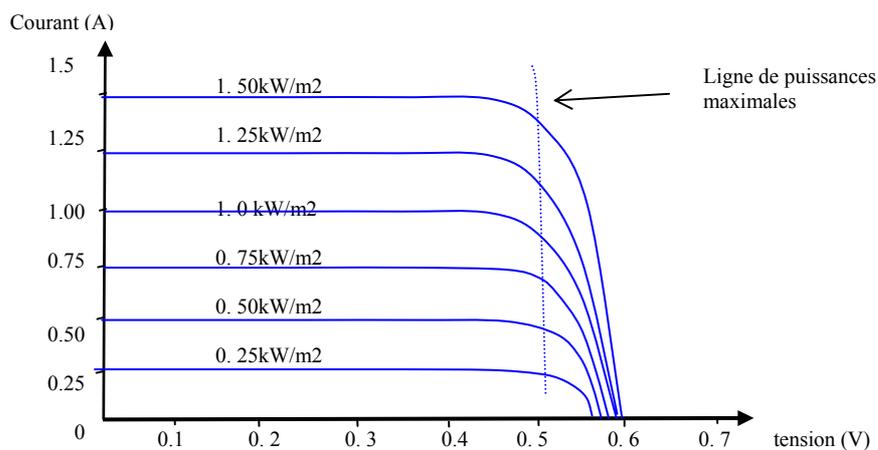


Figure 2.8 : Influence de l'éclairement à température constante sur la caractéristique I-V de la cellule

- **Influence de la température**

La température est un paramètre très important et son effet sur le comportement de la cellule est souvent négligé ; ses caractéristiques électriques peuvent se dégrader lorsqu'elle est exposée au soleil ; sa température peut monter très haut si elle est mal ventilée.

Lorsqu'une cellule est illuminée par un éclairement de 1000W/m^2 , elle n'en transforme que 12%, 6 à 8 % étant réfléchi et le reste dissipée en chaleur soit approximativement 80%.

C'est ainsi que le rendement d'une cellule diminue quand sa température augmente ; on constate également une diminution de la tension de circuit ouvert.

La figure 2.9 montre que le courant de court circuit est pratiquement constant en fonction de la température (augmentation légère), la tension de circuit ouvert diminue de l'ordre de quelques millivolt par degré centigrade d'augmentation de la température ($2.3\text{mV}/^\circ\text{C}$ pour le silicium et 2 à 2.5 pour le GaAs).

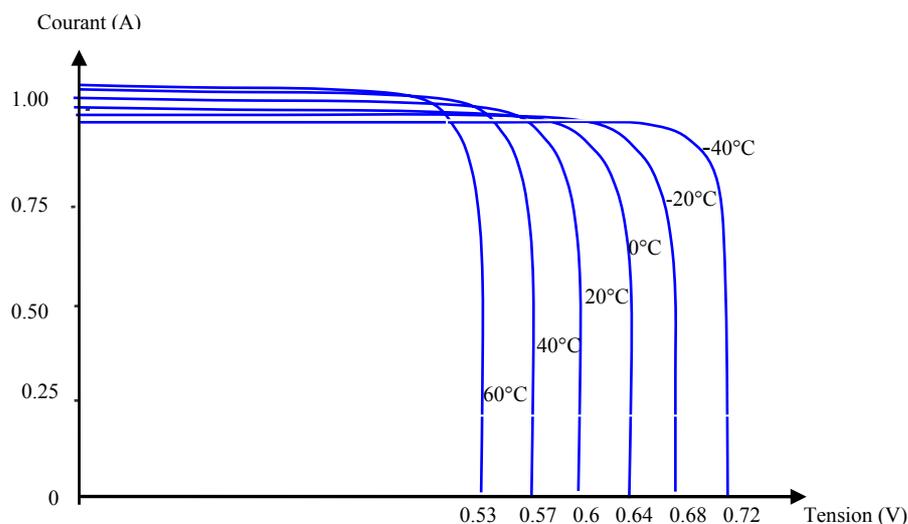


Figure 2.9 : Influence de la température sur la caractéristique I-V pour un éclairement constant

II.2.3 Imprécisions du modèle idéale de la cellule : résistance série et parallèle et termes de recombinaison

Le modèle de la cellule décrit par l'équation 2.4 a subi beaucoup de simplifications et est communément utilisé comme première approche pour simuler le comportement de la cellule.

Cependant certains phénomènes physiques tels que les pertes résistives, la variation du facteur d'idéalité, la recombinaison en surface la réflexion sur la surface arrière de la cellule etc., limitent les performances des cellules et ne permettent pas de simuler les systèmes PV avec précision afin de se rapprocher du fonctionnement réel du système.

L'origine des pertes résistives est due à deux causes :

- Les pertes de la résistance série R_s sont dues à la résistivité du semi-conducteur lui-même, aux mécanismes de conduction de la couche émettrice et la résistance des contacts. En générale un compromis est réalisé entre le facteur de recouvrement de la couche de métallisation et la résistance série
- La résistance shunt ou parallèle R_{sh} est due aux imperfections de la qualité de la jonction et est responsable d'un courant de fuite et de pics de diffusion.

Le modèle décrit par l'équation 2.4 peut cependant être utilisé si la résistance série et shunt sont considérées comme des circuits constants. Néanmoins ce modèle n'est pas encore assez précis pour décrire la caractéristique I-V de la cellule. Cela est dû à deux phénomènes :

- Non-idéalité de la diode: cela veut dire que les mesures réelles de la courbe I-V sous obscurité Ne sont pas exactement décrite par l'équation 2.4. Il est nécessaire d'utiliser un facteur d'idéalité pour la diode différent de 1.
- Le courant de recombinaison dans la région de la charge d'espace de la jonction se comporte comme une fonction exponentielle mais avec un facteur d'idéalité oscillant entre 1 et 2 pour les cellules en silicium monocristallin (Si-m) bien qu'il augmente considérablement pour le silicium amorphe (Si-a).

En résumé si on développe l'expression du courant de la diode basée sur un modèle à deux exponentielles, l'équation 2.4 s'écrirait:

$$I = I_{cc} - I_{sat1} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{m_1 V_T}\right) - 1 \right] - I_{sat2} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{m_2 V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.24)$$

Où le premier terme de l'exponentielle correspond à des phénomènes de conduction des électrons de la zone neutre de la jonction (diffusion et recombinaison) avec $m_1 \approx 1$ et le second terme de l'exponentiel correspond à la recombinaison des porteurs dans la zone de charge électronique avec $m_2 \approx 2$.

II.2.4 Développement du modèle mathématique du module PV

Les principales équations que nous allons utiliser dans le modèle mathématique du module sont les suivantes en remarquant que l'indice M affecté correspond aux caractéristiques du module :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_M = n_p I \\ I_{ccM} = n_p I_{cc} \\ V_M = n_s V \\ V_{ocM} = n_s V_{oc} \\ R_{sM} = \frac{n_s}{n_p} R_s \end{array} \right. \quad (2.25)$$

Rappelons l'équation de la caractéristique I (V) de la cellule de base en tenant compte de l'effet négligeable de la résistance parallèle :

$$I = I_{cc} - I_{sat} \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{m V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.26)$$

qui devient pour un module:
$$I_M = I_{ccM} - n_p I_{satM} \left[\exp\left(\frac{V_M + R_{sM} I_M}{m n_s V_T}\right) - 1 \right] \quad (2.27)$$

De l'équation (2.7) en circuit ouvert, I_{sat} peut s'écrire pour un module:

$$I_{satM} = \frac{I_{ccM}}{n_p \left[\exp\left(\frac{V_{ocM}}{m n_s V_T}\right) - 1 \right]} \quad (2.28)$$

L'équation 2.27 est très utilisée car, dans le cas général, ceux sont les valeurs des paramètres électriques PV du module qui sont connues (tel que I_{ccM} et V_{ocM}) plutôt que les paramètres physiques comme I_{sat} .

L'équation 2.26 devient alors en remplaçant I_0 par sa valeur:

$$I_M = I_{ccM} - I_{ccM} \frac{\left[\exp\left(\frac{V_M + R_{sM} I_M}{m V_T n_s}\right) - 1 \right]}{\left[\exp\left(\frac{V_{ocM}}{m V_T n_s}\right) - 1 \right]} \quad (2.29)$$

qui devient:
$$I_M = I_{ccM} \left(1 - \exp\left(\frac{V_M + I_M R_{sM} - V_{ocM}}{m n_s V_T}\right) \right) \quad (2.30)$$

Les valeurs de R_s sont normalement données dans les fiches techniques du fabricant.

II.2.5 Conversion des caractéristiques du module PV standard pour un éclairement et une température arbitraire

Les caractéristiques électriques d'un module PV sont considérées aux conditions standard d'éclairement et de température. Les conditions standard pour des applications terrestres sont: spectre AM1, 1000W/m² à 25°C de température.

Nous disposons des valeurs nominales des paramètres électriques du module, qui sont différentes des valeurs de ces mêmes paramètres lorsque les conditions de fonctionnement changent.

La conversion des caractéristiques d'une série de conditions à une autre est le problème des designers et utilisateurs qui cherchent à connaître la réponse d'une installation PV aux conditions moyennes réelles plutôt qu'aux conditions standards et ceci ne peut être atteint qu'en laboratoire.

Beaucoup de méthodes de conversion sont généralement basées sur le fait que :

- Le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement et à un petit coefficient de température.
- La tension de circuit ouvert est proportionnelle à un coefficient de température négatif et dépend logarithmiquement de l'éclairement.

De plus il y a une différence significative entre la température ambiante et la température de fonctionnement de la cellule, due au conditionnement, à la répartition de chaleur et à l'éclairement.

Une des méthodes de transformation est basée sur les valeurs normalisées. C'est la méthode d'ISPRA et donne un modèle PSpice proposé par G.blæsser [94]

Basée sur plusieurs années de monitoring, la méthode transforme chaque pair (I, V) en pair (I_r, V_r) aux conditions de référence et vice et versa en satisfaisant l'équation suivante:

$$I_r = \frac{\Phi}{\Phi_r} I \quad (2.31)$$

et
$$V_r = V + DV \quad (2.32)$$

Le coefficient de température du courant est négligé et les effets de la température sont considérées dans le paramètre DV défini comme suit :

$$DV = V_{ocr} + V_{oc} \quad (2.33)$$

La normalisation des valeurs du courant et de la tension est donnée par les expressions suivantes:

$$i_r = \frac{I_r}{I_{ccr}} \quad \text{et} \quad i = \frac{I}{I_{cc}} \quad (2.34)$$

et

$$v_r = \frac{V_r}{V_{ocr}} \quad \text{et} \quad v = \frac{V}{V_{oc}} \quad (2.35)$$

Il vient alors la relation entre ces variables :

$$\left\{ \begin{array}{l} i_r = i \\ v = \frac{v_r - Dv}{1 - Dv} \end{array} \right. \quad \text{avec} \quad Dv = \frac{DV}{V_{ocr}} \quad (2.36)$$

$$(2.37)$$

Les équations 2.36 et 2.37 sont les équations de transformation du courant et de la tension. Le paramètre Dv est important et est déterminé grâce à des mesures expérimentales et peut être ajusté par l'expression suivante (cas par exemple d'un module en silicium cristallin):

$$Dv = 0.06 \ln \frac{\Phi_r}{\Phi} + 0.004(T_a - T_c) + 0.12 \times 10^{-3} \Phi \quad (2.38)$$

Où T_a est la température ambiante et T_c la température de fonctionnement de la cellule sous conditions standard à 25°C.

Par conséquent grâce à cette méthode n'importe quelle transformation est possible.

II.2.6 Modèle comportemental PSpice du module PV

Afin de modéliser les systèmes PV, ce qui est usuellement nécessaire sont les simulations du comportement du module pour des conditions d'éclairement et de température changeantes.

Ce qui veut dire que l'analyse de température dans PSpice est difficile à faire car PSpice doit effectuer une nouvelle analyse pour chaque valeur de la température.

Usuellement ce qui est disponible comme résultat est une série de valeurs d'éclairement pour une série correspondante de température.

De plus lorsque le module n'est pas fabriqué dans un matériau bien connu tel que le Ga As ou autre, la donnée physique importante nécessaire au modèle est l'effet de la température sur le comportement du module .

Au lieu de cela les données les plus fréquentes disponibles sur les datasheets des fabricants sont : le courant de court-circuit, la tension de circuit-ouvert, la puissance maximum sous conditions standard et les coefficients de température.

Si c'est le cas, le modèle du module incluant une diode n'est pas très pratique et est limité. Pour cette raison, nous introduisons un modèle comportemental basé sur des sources de courant et de tension qui est apte à donner un comportement correct du module sous des conditions arbitraires de température et d'éclairement avec des données électriques comme données d'entrées.

II.2.6.1 Unités utilisées par PSpice

De plus pour bien comprendre la simulation sur PSpice il convient d'examiner deux points importants concernant les unités utilisé dans ce logiciel: les unités de temps et les unités variables.

- **Unités de temps:**

Pour aider à simuler de longues périodes de fonctionnement du système PV en considérant des profils d'éclairement et de température arbitraires la solution la plus simple est de considérer deux différentes unités de temps: une unité de temps sera celle interne de PSpice et la seconde sera le temps réel de fonctionnement du système. Autrement dit, si nous faisons correspondre $1\mu\text{s}$ ou 1ms pour le temps interne de PSpice à 1 heure de temps réelle, un jour entier de simulation sera exécuté en quelques secondes sur n'importe quel ordinateur.

- **Unités variables:**

L'emploi de variables d'entrée et de sortie dans PSpice pour simuler le système PV est nécessaire pour entrer les valeurs d'éclairement et de température. Or PSpice est un outil qui permet de manipuler des grandeurs électriques et les unités de variables internes de PSpice sont limitées aux unités électriques.

Il est donc nécessaire d'utiliser des grandeurs équivalentes électriques pour des grandeurs non électriques. Si par exemple, nous voulons entrer les données de température, nous devons convertir la température en une source de tension tel que par exemple 1V de la source de tension correspond à 1°C de température. C'est ainsi que l'unité interne de PSpice est une unité électrique (volt) et l'unité réelle est l'unité thermique (°C).

Considérons par exemple 6 couples de valeurs de l'éclairement et de la température et nous devons les faire entrer dans PSpice (tableau 2.1). Pour cela, nous utiliserons la source appelée "piecewise linear "(PWL) où l'unité interne de temps est considéré par exemple comme une microseconde correspondant à une heure du temps réel.

1 ^{er} juin 03 toutes les 3 heures	6h	9h	12h	15h	18h	20h
Eclairement incliné [W/m2]	34	412	959	790	297	25
Température [°C]	19	21	22	18	16	16

Tableau 2.1 : valeurs de l'irradiation et température du 1^{er} juin 2003

Le subcircuit va s'écrire:

$$\begin{cases} \text{Virradsnode+node-pwl } 6\mu \text{ } 34.5 \text{ } 9\mu \text{ } 412 \text{ } 12\mu \text{ } 959 \text{ } 15\mu \text{ } 790 \text{ } 18\mu \text{ } 297 \text{ } 20\mu \text{ } 25 \\ \text{Vtempnode+node-pwl } 6\mu \text{ } 19 \text{ } 9\mu \text{ } 21 \text{ } 12\mu \text{ } 22 \text{ } 15\mu \text{ } 18 \text{ } 18\mu \text{ } 16 \end{cases} \quad (2.39)$$

II.2.6.2 Modèle Pspice du module

Le modèle comportemental du module suppose que ce dernier peut être modélisé par deux sources de courant et une résistance série et est donnée par les figures suivantes

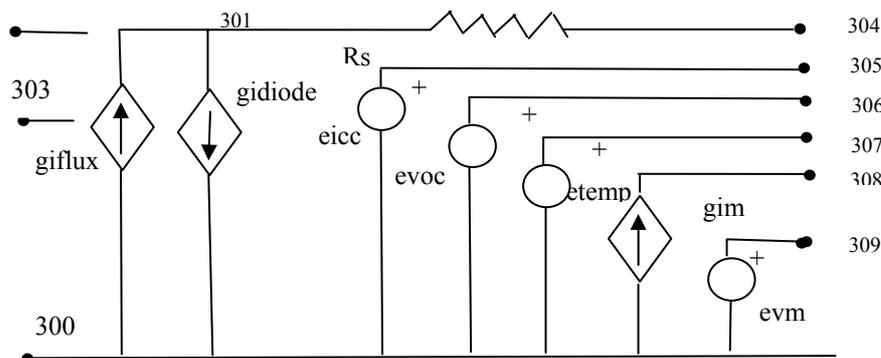


Figure 2.10 : Modèle comportemental du module

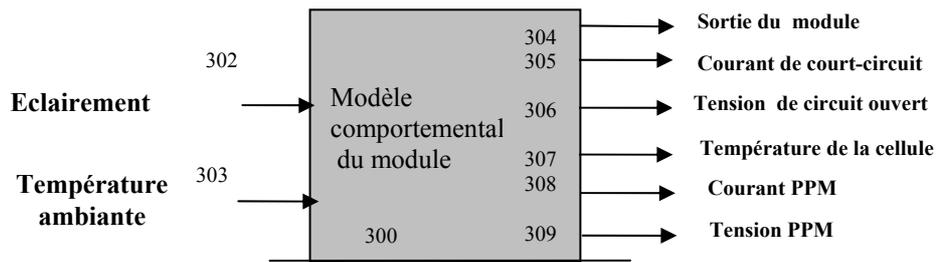


Figure 2.11 : Bloc diagramme du modèle comportemental du module

Les différentes équations qui vont suivre seront celles utilisées pour modéliser le module qui sera utilisé dans la réalisation de la centrale.

Pour cela nous aurons besoin des caractéristiques suivantes données dans la fiche technique du fabricant :

Caractéristiques du module photovoltaïque ISOFOTON de 106Wc

Caractéristiques physiques	I106/12
Nombre de cellules en série (ns)	36
Nombre de cellules en parallèle (np)	2
Caractéristiques électriques	(à 1000W/m ² , 25°C, AM1.5)
Tension nominale (V _n)	12V
Puissance maximale (P _{max})	(106 ± 5%) Wc
Courant de court-circuit (I _{cc})	6.54A
Tension de circuit ouvert (V _{oc})	21.6V
Courant du PPM (I _{mMr})	6.1A
Tension du PPM (V _{mMr})	17.4V

Pour un module constitué de n_s cellules en série et n_p branches en parallèle, le courant photo-généré I_{ph} est donné par l'équation suivante, ramenée aux conditions de référence [91] :

$$I_{ph} = [I_{cc} \cdot \Phi / \Phi_r + I_t (T_c - T_r)] n_p \quad (2.40)$$

Avec :

I_{ph} : le courant photo-généré [A].

Φ_r : l'éclairement ou flux normalisé à 1000W/m².

$I_t = \frac{dI_{cc}}{dT}$: le coefficient de température du courant de court-circuit [$23 \times 10^{-4} \text{A}$].

I_{cc} : le courant de court-circuit = 6.54 A.

T_c : la température de la cellule [$^{\circ}\text{K}$].

T_r : la température de référence = 300 $^{\circ}\text{K}$

n_p : le nombre de branches de cellules connectées en parallèle.

- Le courant de la diode donné par l'équation 2.2 devient dans le cas du module :

$$I_D \approx \left[I_{\text{sat}}(T) \left(\exp \frac{q[V + R_s I]}{A k T_c n_s} - 1 \right) \right] n_p \quad (2.41)$$

Avec :

q : la charge de l'électron = $1,6 \times 10^{-19} \text{J} / ^{\circ}\text{K}$.

V : la tension aux bornes de la charge

k : la constante de Boltzmann = $1,38 \times 10^{-23} \text{J} / ^{\circ}\text{K}$

A et B : coefficients adimensionnels du matériau semi-conducteur

n_s : le nombre de cellules connectées en série

- L'équation du courant de saturation de la diode est donnée par la relation suivante:

$$I_{\text{sat}} = I_0 \left(\frac{T_c}{T_r} \right)^3 \cdot \exp \left[\frac{q E_g}{B k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (2.42)$$

Avec:

I_0 : le courant de saturation inverse de la diode à la température de référence [$2,2 \times 10^{-5} \text{A}$].

E_g : le gap d'énergie du semi-conducteur = 1,1 eV pour le silicium cristallin.

• Modèle PSpice de la température

L'équation représentant la température de la cellule dépend fortement de l'éclairement et de la température ambiante.

Le modèle mathématique de la température de la cellule résulte de la notion de NOCT.

Par définition le "NOCT" (Nominal Operating Cell Temperature) est la température de la cellule fonctionnant sous 800 W / m² d'éclairement à + 20 $^{\circ}\text{C}$ de température ambiante et à 1 m / s de circulation d'air ambiant.

Le NOCT est donnée par l'expression suivante [89]:

$$T_c - T_a = \frac{\text{NOCT} - 20}{800} \Phi \quad (2.43)$$

Où:

T_a est la température ambiante en °C

Φ est l'éclairement en W/m²

La détermination du NOCT dépend du type de module.

L'équation du modèle de la cellule est donnée ci-après [90] :

$$T_c = 276 + \Phi/4 + 0,9 T_a \quad (2.44)$$

Le schéma représentatif du modèle de la température de la cellule utilisable dans l'environnement PSpice est donné par la figure 2.12. Ce schéma servira pour effectuer la simulation de la température de la cellule.

La température ambiante et l'éclairement sont considérés comme des variables paramétriques lorsqu'on utilise le logiciel PSpice

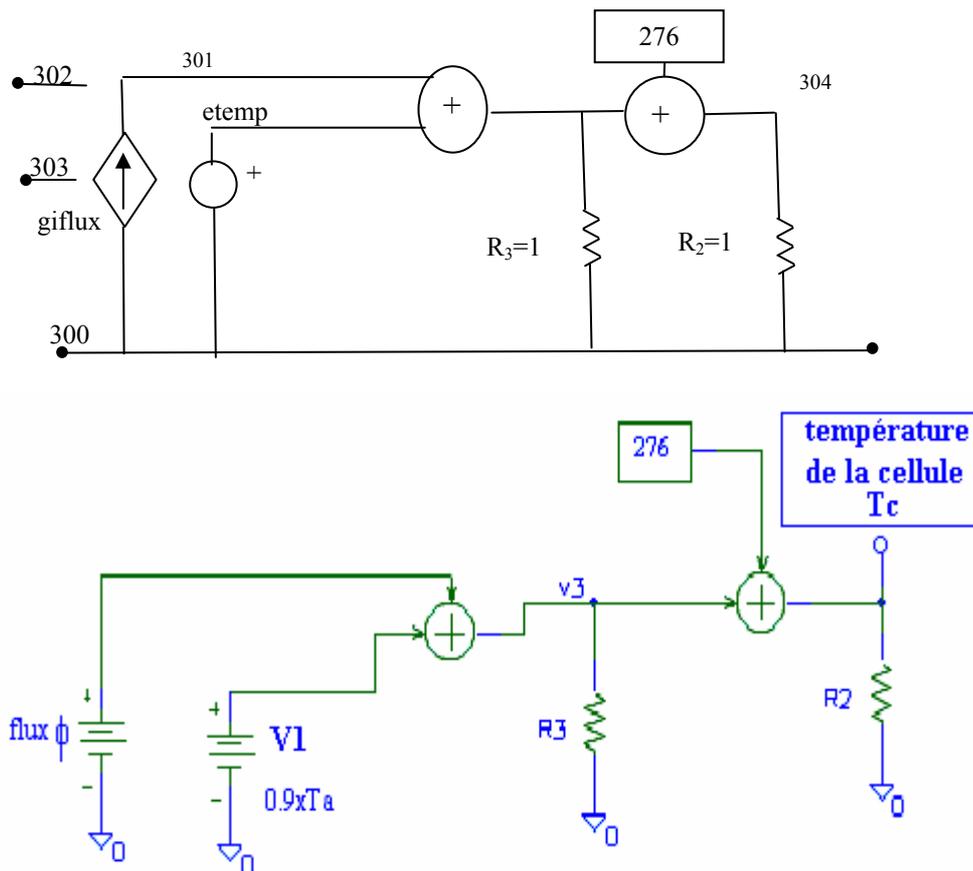


Figure 2.12 : Schéma du modèle de la température de la cellule T_c

- **Modèle du courant photo-généré I_{ph}**

Le modèle mathématique du courant photo-généré du module PV I_{ph} est donné par l'équation 2.40, est principalement fonction de l'éclairement et de la température de la cellule. Le schéma bloc de ce modèle est donné par la figure suivante:

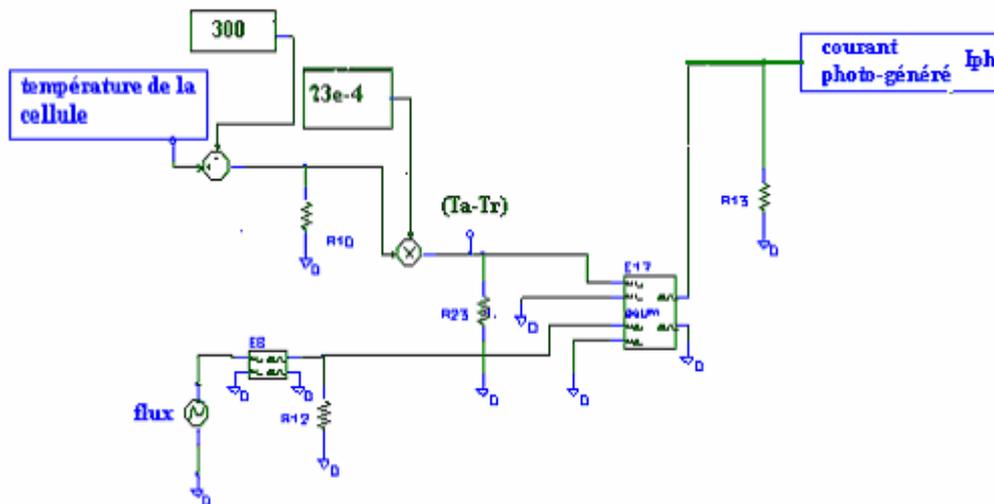
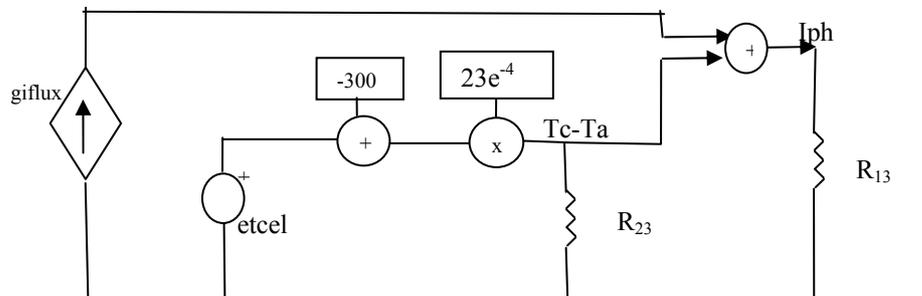


Figure 2.13 : Schéma du modèle du courant photo-généré

Il est à remarquer que ce modèle tient compte du modèle de la température de la cellule déterminé précédemment.

- **Modèle du courant de saturation de la diode I_{sat}**

D'après l'équation 2.42, le courant de saturation de la diode est fortement dépendant de la température.

Il est indispensable d'introduire son modèle dans l'exploitation du modèle du courant de la diode I_D .

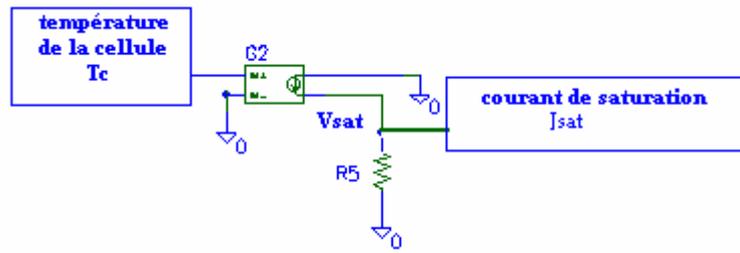


Figure 2.14 : Schéma du modèle du courant de saturation

• **Modèle du courant de la diode I_D**

L'équation 2.41 permettant le calcul du courant de la diode I_D donne le modèle mathématique.

Ce modèle est représenté par la figure suivante et fait appel à la connaissance de la température de la cellule T_c et du courant de saturation de la cellule I_{sat} , par l'intermédiaire de leur modèle respectif.

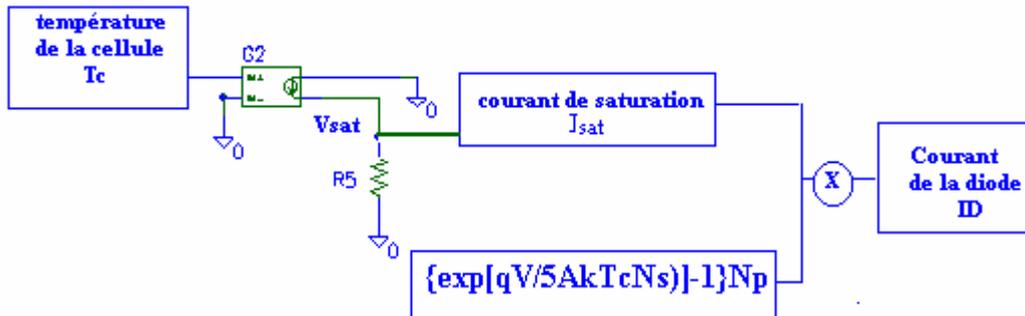


Figure 2.15: Modèle du courant de la diode

• **Modèle de la tension de circuit ouvert du module** (figure 2.16)

Pour certaine valeur de l'éclairement et de la température, le courant de court-circuit est donnée par :

$$I_{ccM} = \frac{I_{ccM}}{1000} \Phi + \left(\frac{dI_{ccM}}{dT} \right) (T_c - T_r) \tag{2.46}$$

et la tension de circuit ouvert peut s'écrire :

$$V_{ocM} \approx V_{ocPr} + \left(\frac{\partial V_{ocM}}{\partial T} \right)_{\Phi} (T_c - T_r) + V_T \ln \frac{\Phi}{\Phi_r} \tag{2.47}$$

D'où le modèle PSpice en figure 2.16

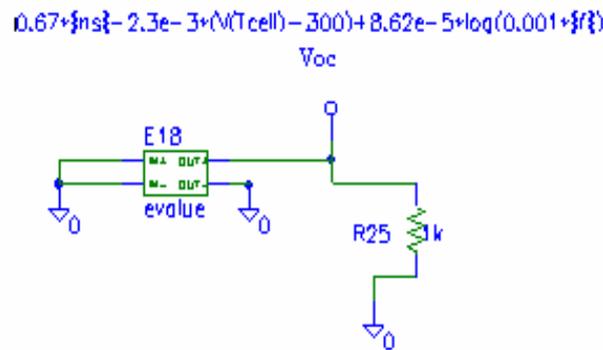


Figure 2.16 : Modèle du Voc

II.2.7 Modèle global PSpice du générateur

Le courant I fourni par le module photovoltaïque est obtenu en regroupant l'ensemble des modèles établis ci-dessus.

Le générateur étant formé d'un certain nombre de modules en série et de branches de modules en parallèle, nous permet de considérer ce générateur comme formé en tout d'un nombre N_s cellules en série et N_p branches de cellules en parallèle.

Le nombre de modules en série et en parallèle utilisé pour déterminer le modèle global du générateur est déterminé dans le dimensionnement donné dans le chapitre 3 suivant qui concernera le cas pratique de la centrale à réaliser.

Nous travaillerons ainsi avec $N_s = 540$ cellules et $N_p = 4$.

Le subcircuit définissant le modèle comportemental global du module est donné en figure 2.17

Toutes les équations utilisées pour le module seront alors étendues au générateur.

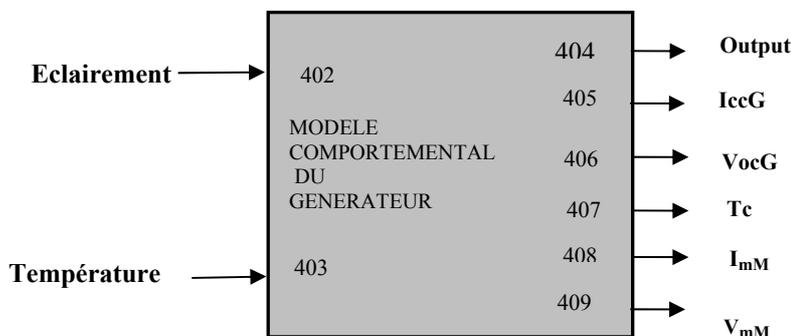


Figure 2.17 : Modèle comportemental du générateur PV

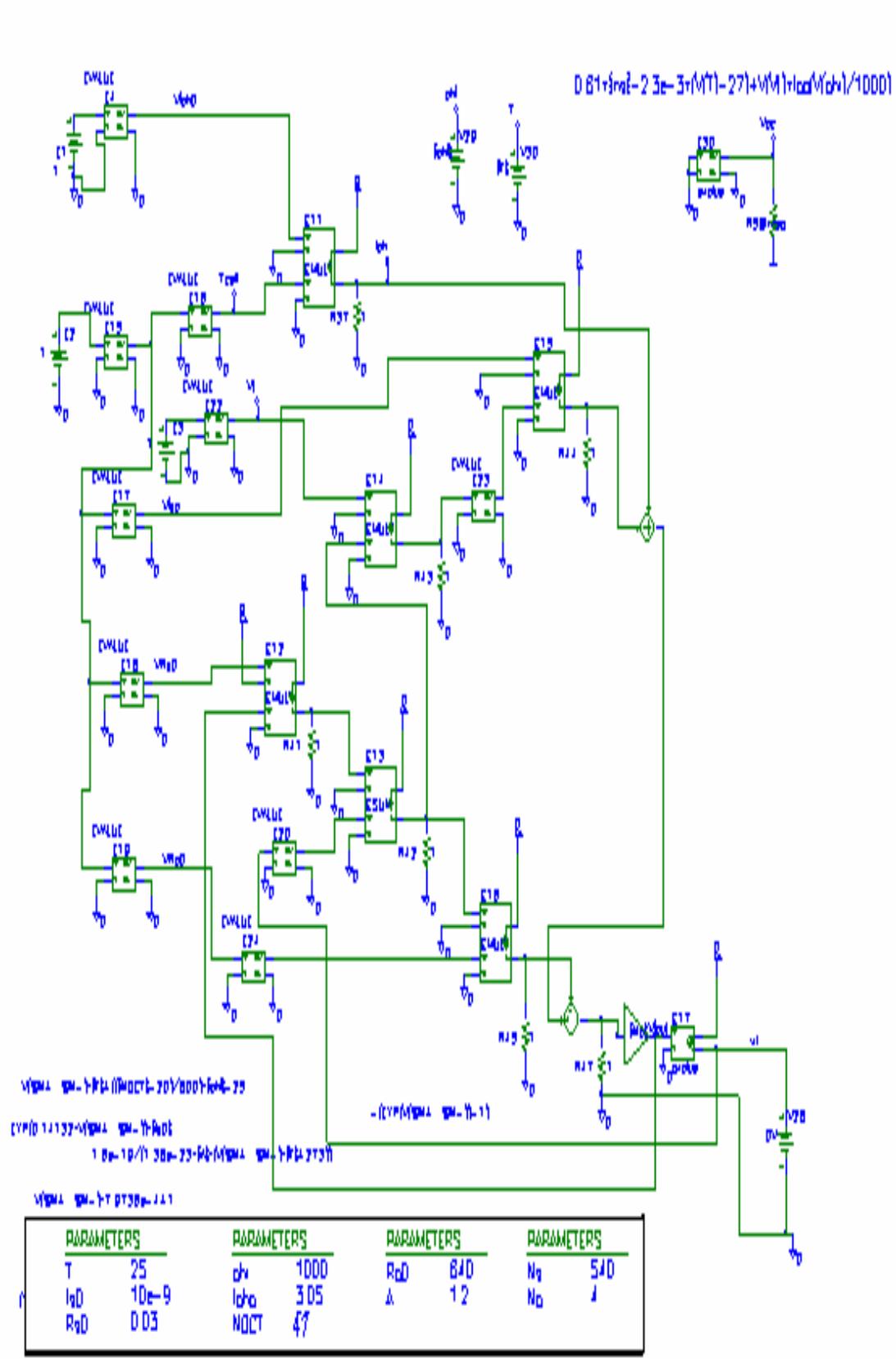


Figure 2.18 : Modèle comportemental PSpice du générateur

II.3 Modèle du dispositif de conditionnement de puissance

Pour obtenir le modèle comportemental de la Centrale Connectée au Réseau, nous allons introduire un profil de rayonnement et de température réel d'une journée au modèle du générateur obtenu dans les paragraphes ci-dessus et utiliser les résultats pour obtenir le point de puissance maximum.

Nous modéliserons par la suite l'onduleur en considérant les coordonnées du point de puissance maximale comme étant l'entrée de l'onduleur et introduirons un modèle du réseau pour en tirer la puissance injectée dans le réseau pour le profil d'éclairement considéré.

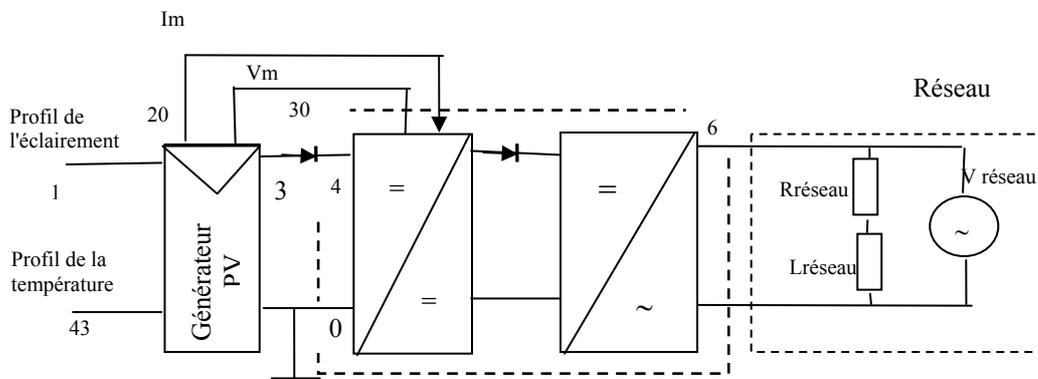


Figure 2.19 : Synoptique de la centrale PV connectée au réseau

II.3.1 Modèle PSpice du point de puissance maximale (figure 2.20)

Les données du module disponibles sont fournies sur les fiches techniques des fabricants. Ces données sont généralement I_{cc} , V_{oc} , les coordonnées du PPM aux conditions standard AM1.5 1000W/m² et les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert.

Les équations donnant les coordonnées du PPM à n'importe quelle condition d'éclairement et de température valable pour la cellule peuvent être étendues au module [92] et sont données par:

$$I_{mM} = I_{mMr} \frac{\Phi}{\Phi_r} + \left(\frac{dI_{ccM}}{dT} \right) (T_c - T_a) \quad (2.48)$$

$$V_{mM} = N_s V_T \ln \left[11 + \frac{I_{ccM} - I_{mM}}{I_{ccM}} \left(\exp \left(\frac{V_{ocM}}{N_s V_T} \right) - 1 \right) \right] - I_{mM} R_{sM} \quad (2.49)$$

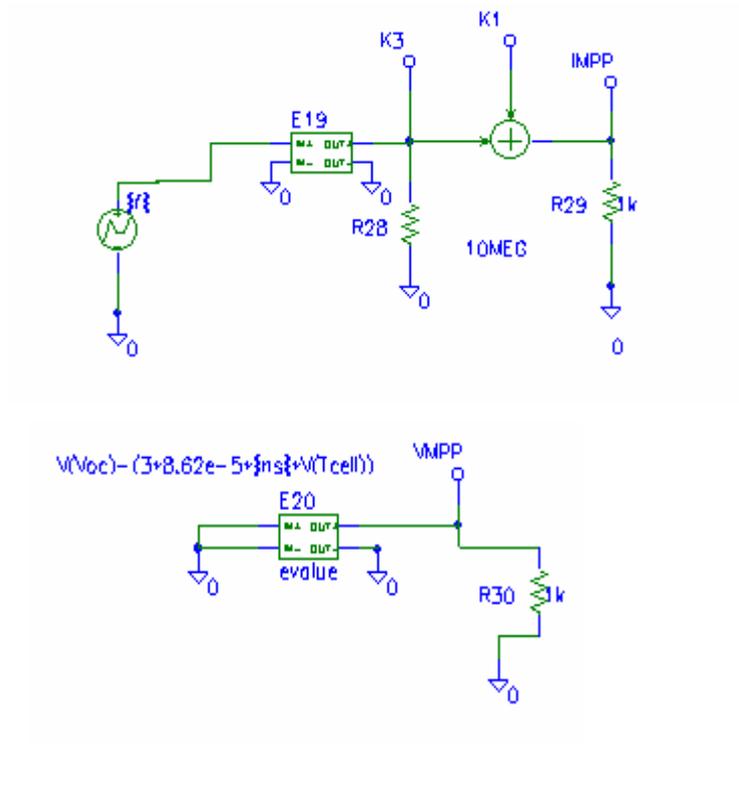


Figure 2.20 : Modèle PSpice des coordonnées du PPM

II.3.2 Modèle PSpice de l'onduleur connectée au réseau

L'onduleur d'une CPR est modélisé selon PSpice comme une source de courant contrôlée [92] [93].

Les figures suivantes montrent le circuit équivalent du modèle d'onduleur :

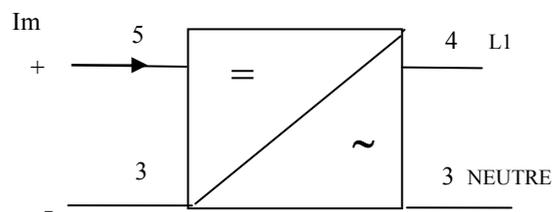


Figure 2.21 : Représentation schématique du modèle d'onduleur

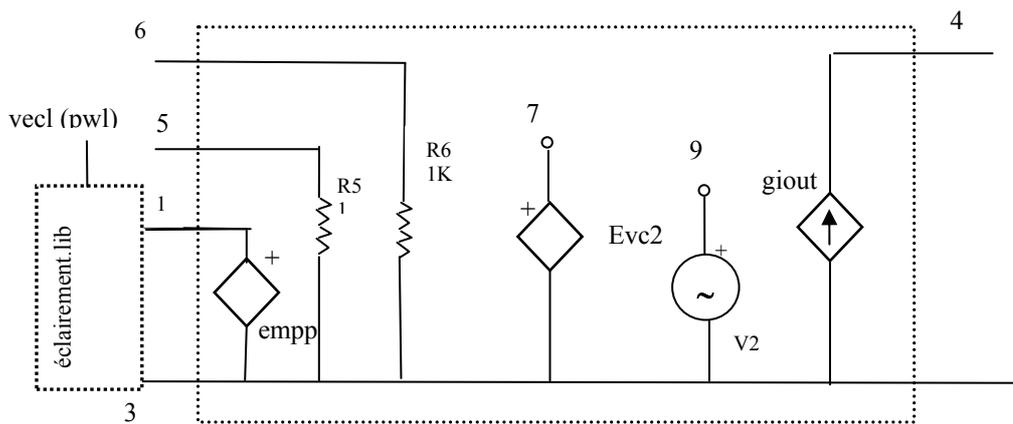


Figure 2.22: Schéma du circuit équivalent du modèle d'onduleur

Le convertisseur DC/DC ayant pour fonction la poursuite du point de puissance maximale est inclus à l'entrée de l'onduleur connecté au réseau, pour obtenir la puissance maximale du générateur.

Le modèle montré en figure 2.19 tient compte de cela. Afin de maintenir le modèle de l'onduleur aussi simple que possible, nous ne ferons pas de restrictions concernant la gamme du MPPT et la tension d'entrée minimum DC de l'onduleur.

Les onduleurs que l'on trouve actuellement sur le marché implémentent la fonction du MPPT pour une gamme bien précise de la tension DC et il est ainsi nécessaire que la tension d'entrée DC soit plus grande que la valeur minimum de la tension de fonctionnement de l'onduleur.

Comme on peut le voir dans les deux figures précédentes l'onduleur à deux entrées c'est à dire les valeurs des coordonnées du point de puissance maximum du générateur (nœud 5 et 6).

Le point de fonctionnement du générateur est forcé d'être au point de puissance maximale à l'entrée de l'onduleur (nœud 1).

Cela est réalisé par la connexion d'une source de tension contrôlée "empp" qui reproduit la valeur de la tension MPP aux valeurs de l'éclairement et de la température à un temps donné.

Une correction de 0.8V est introduite pour tenir compte de la baisse de tension possible de la diode de blocking entre la sortie du générateur et l'entrée de l'onduleur.

La source de tension contrôlée "evc2" délivre l'amplitude nécessaire du courant de sortie sinusoïdal en tenant compte du rendement de l'onduleur, de la puissance DC à l'entrée de l'onduleur et de l'amplitude de la sortie (dans ce cas on considère la valeur de la tension AC rms de 220V).

Cette valeur de l'amplitude du courant obtenue evc2, module en amplitude la source de courant contrôlée "giout". Cette dernière est une source, d'amplitude 1V et de fréquence 50Hz et de déphasage nul.

Finalement, la source de courant giout place le courant AC correspondant à la sortie de l'onduleur (noeud4) comme le montre la figure 2.22.

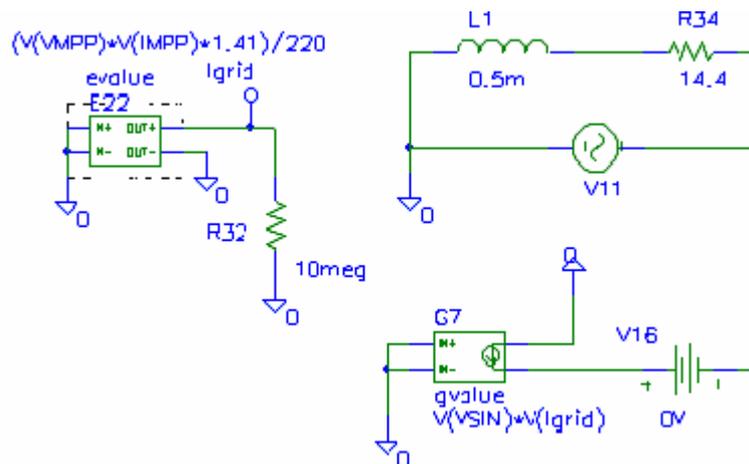


Figure 2.23 : Modèle de l'onduleur connecté au réseau et modèle du réseau.

II.3.3 Modèle PSpice de la CPR

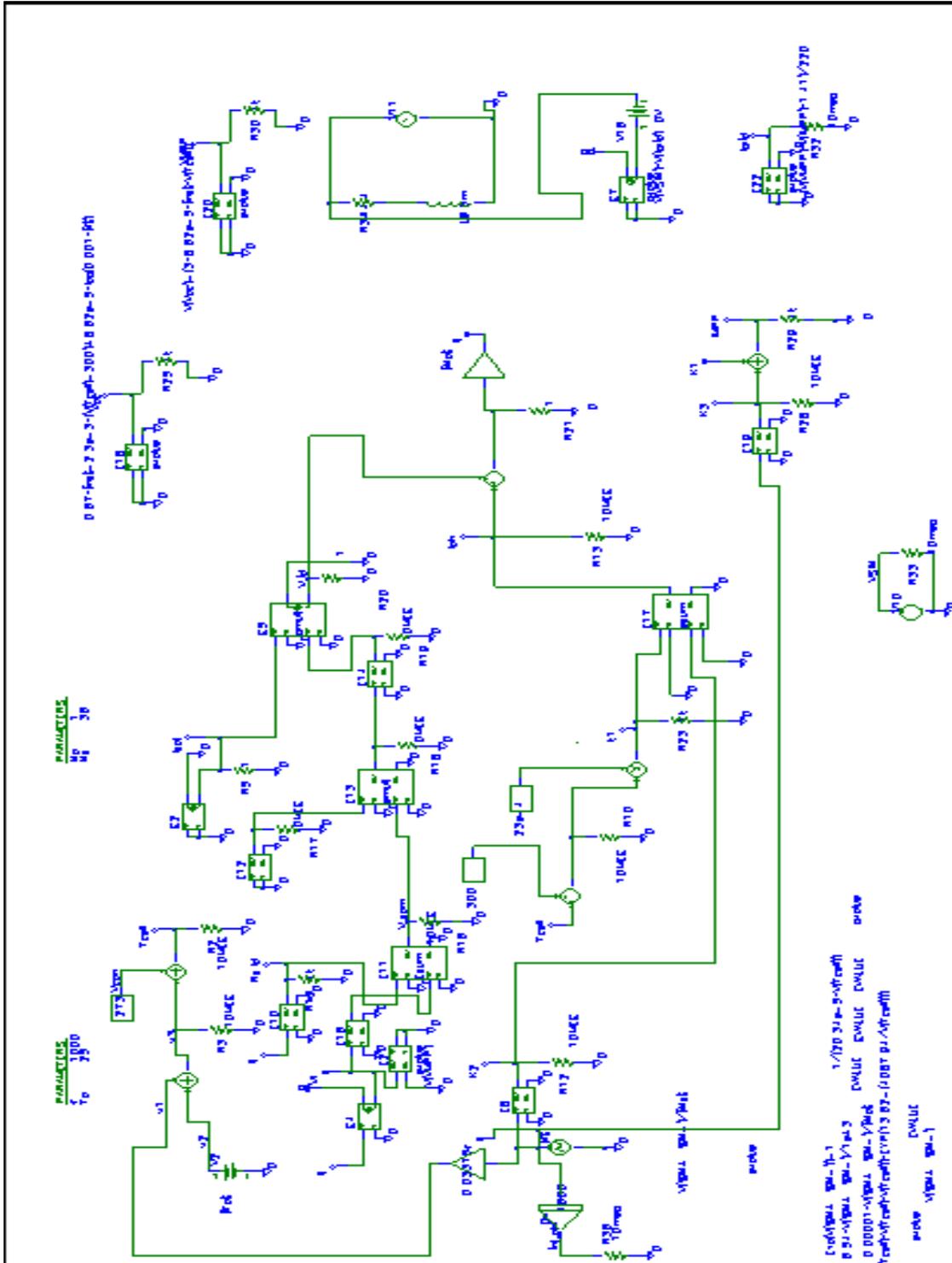


Figure 2.24 : Modèle comportemental PSpice de la CPR

II.4 Simulation des différents modèles établis

Le modèle global de la centrale nous permet de tracer un ensemble de courbes $I = f(V)$ et $P = f(V)$.

Dans ce travail nous avons tenu compte du dimensionnement de la centrale dont fait l'objet ce mémoire et qui sera étudiée dans le prochain chapitre..

C'est ainsi que nous avons considéré un générateur formé de 30 modules donc un nombre de cellules en série de $N_s = 540$ et de branches en parallèle $N_p = 4$

Par ailleurs, nous allons étudier l'influence des paramètres de l'éclairement et de la température sur ces deux caractéristiques.

II.4.1 Simulation à éclairement et température constants

- **Caractéristique I-V**

En utilisant PSpice, la courbe caractéristique I-V du générateur a été obtenue en effectuant la simulation selon le modèle mathématique établi précédemment.

La première courbe est celle à éclairement et température constant et particulièrement aux conditions standard:

Éclairement solaire $\Phi = 1000 \text{ W/m}^2$ et température ambiante $T_a = 25^\circ\text{C}$

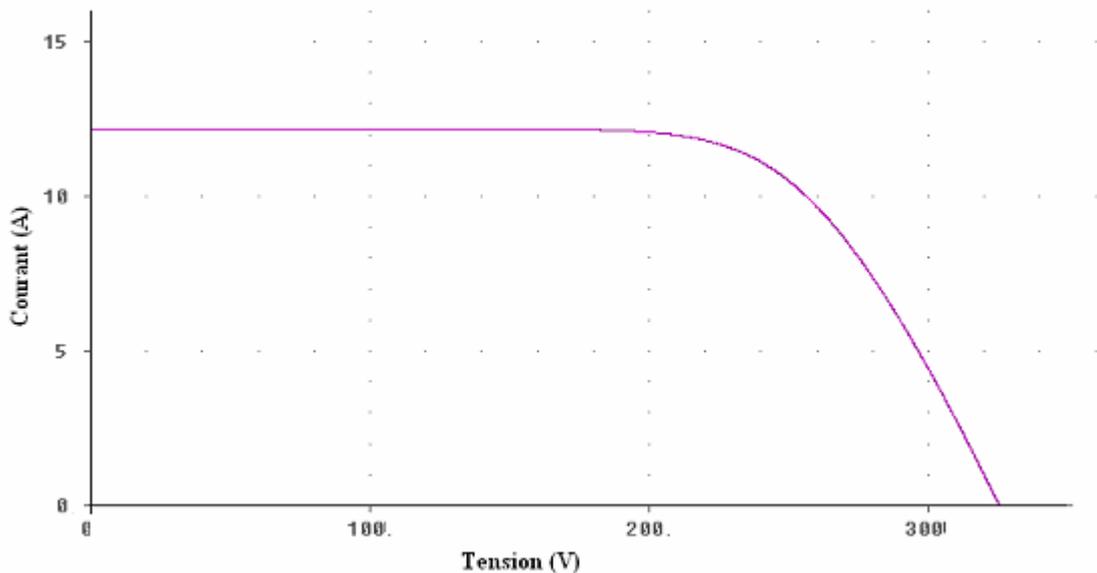


Figure 2.25 : Caractéristique I-V du générateur à éclairement et température constant

On peut ainsi lire la valeur de I_{cc} qui est de 12,6 et celle de V_{oc} qui est de 315 V.

- **Caractéristique $P = f(V)$**

Cette caractéristique est obtenue en effectuant le produit de la tension de sortie par le courant généré selon le modèle pré-établi.

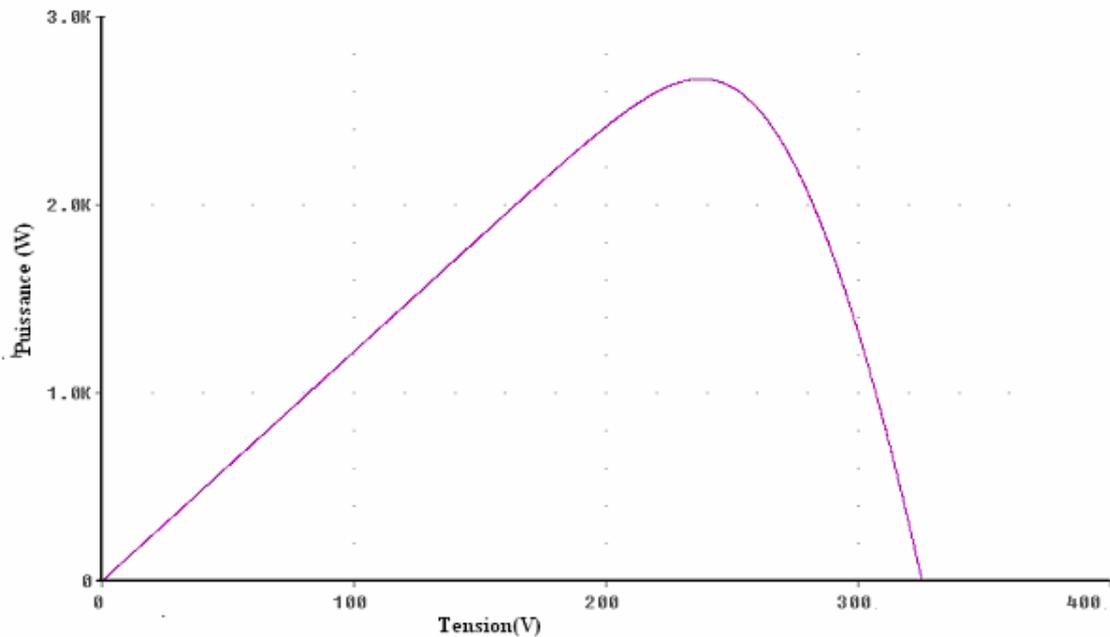


Figure 2.26 : Courbe de la puissance à éclairement et température constant

On peut déduire de cette courbe $P_m = 2,78\text{kW}$

II.4.2 Influence des paramètres

Pour constater l'influence des paramètres météorologiques Φ et T , nous allons adopter la méthode suivante :

- A température ambiante fixée à 25°C , on fera varier l'éclairement dans une certaine gamme ce qui nous permettra de voir l'influence de ce paramètre sur le comportement du générateur.
- Pour un éclairement fixé à une valeur constante de 1000W/m^2 , nous verrons l'influence due à la variation de la température.

II.4.2.1 Influence de l'éclairement

- **Sur la caractéristique I-V**

En faisant varier l'éclairement entre 100 et 1000W/m², nous obtenons un faisceau de courbes de caractéristiques I-V de même allure:

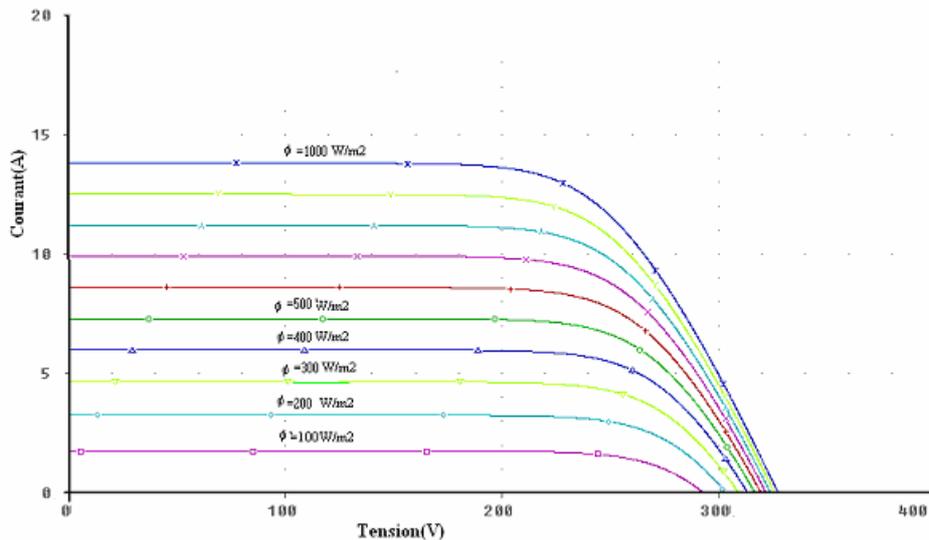


Figure 2.27: Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V

Nous remarquons que l'influence due à la variation de l'éclairement fait diminuer fortement la valeur du courant de court-circuit. Par contre, on remarque une diminution plus faible de la tension de circuit ouvert V_{oc} lorsque cet éclairement diminue. Le point de puissance maximum s'abaisse par conséquent.

- **Sur la caractéristique P-V**

La caractéristique P-V, représentant la puissance de sortie du générateur PV par rapport à la tension V obtenue par simulation pour étudier l'effet de la variation de l'éclairement dans la même gamme, est donnée par la figure suivante:

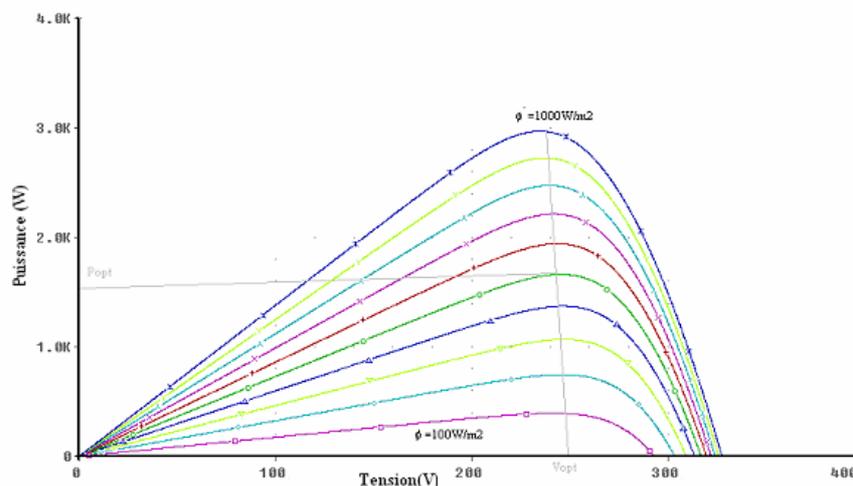


Figure 2.28: Caractéristique P-V en fonction de la variation de l'éclairement

En faisant varier l'éclairement de 100W/m² à 1000 W/m², nous obtenons un faisceau de courbes $P=f(V)$ de même allure.

II.4.2.1 Influence de la température

- **Sur la caractéristique I-V**

La courbe de la caractéristique I-V obtenue après simulation du modèle du générateur pour un éclairement constante de l'ordre de 1000W/m² et une variation de la température ambiante sur une gamme allant de 0°C à 45 °C par pas de 10 est donné par la figure suivante:

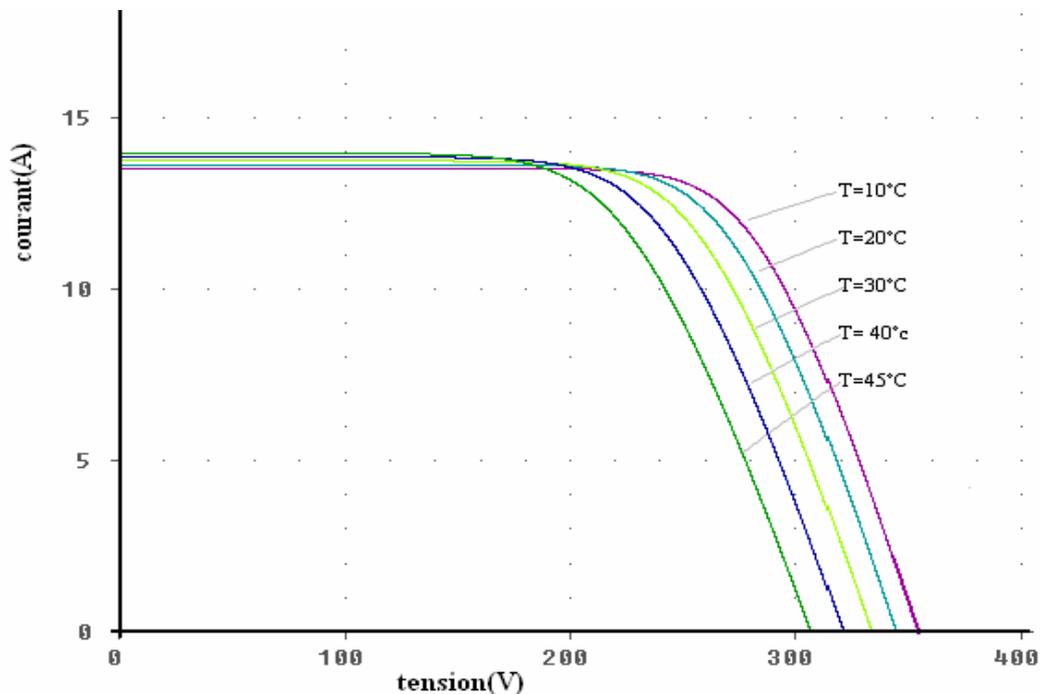


Figure2.29 : Influence de la température ambiante sur la caractéristique I-V

Nous constatons comme l'avons vu dans la partie théorique que l'effet de la variation de la température ambiante T_a sur la caractéristique I-V fait diminuer la tension de circuit ouvert V_{oc} qu'on peut visualiser sur le faisceau de courbes ci-dessus.

Par contre le courant de court-circuit I_{cc} demeure pratiquement constant. Le point de puissance maximum diminue.

- **Sur la caractéristique P-V**

L'effet de la variation de la température ambiante sur la caractéristique P-V est obtenu pour la même gamme que précédemment en gardant l'éclairement constant.

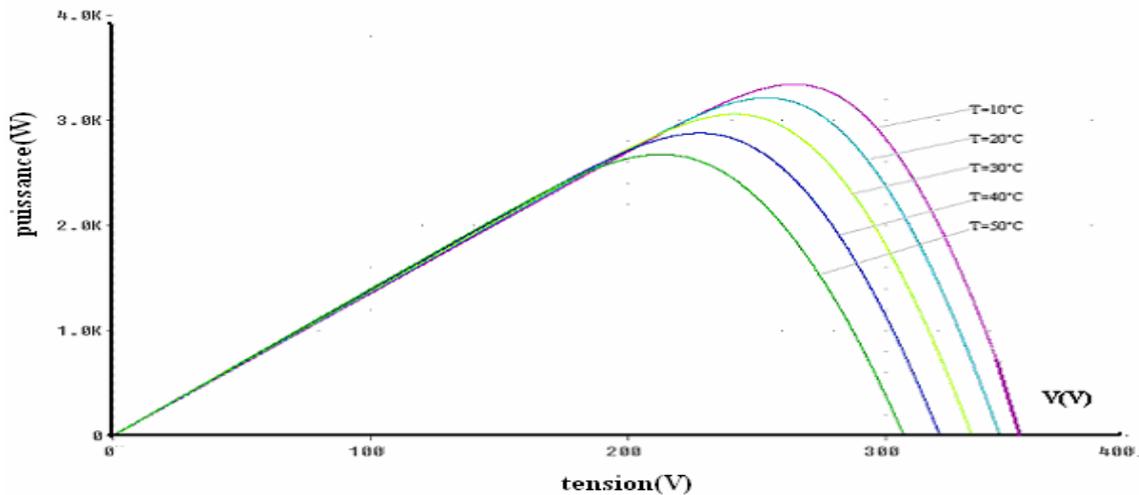


Figure 2.30: Influence de la température ambiante sur la caractéristique P-V

Nous remarquons que l'augmentation de la température fait diminuer la puissance maximale de même que la tension optimale V_{opt} .

II.4.3 Simulation du modèle de la centrale PV connectée au réseau

II.4.3.1 Avec un profil d'éclairement

Nous avons introduit un profil d'éclairement journalier réel, les valeurs de l'éclairement sur un plan horizontal et de la température ont été récupérées auprès du laboratoire gisement solaire du CDER.

Il s'agit de données du site de Bouzaréah, données d'autant plus intéressantes que la centrale dont fait l'objet ce mémoire, est installée sur ce même site.

Nous avons donc et à titre d'exemple récupéré les valeurs de l'éclairement global sur un plan horizontal et de la température pour la journée du 1^{er} juin 2003.

Pour exploiter ces données, il a été nécessaire au préalable de convertir les valeurs de l'éclairement sur un plan horizontal en valeurs sur un plan incliné. Ces valeurs sont données dans l'annexe 3 et leurs calculs explicités dans le chapitre 3.

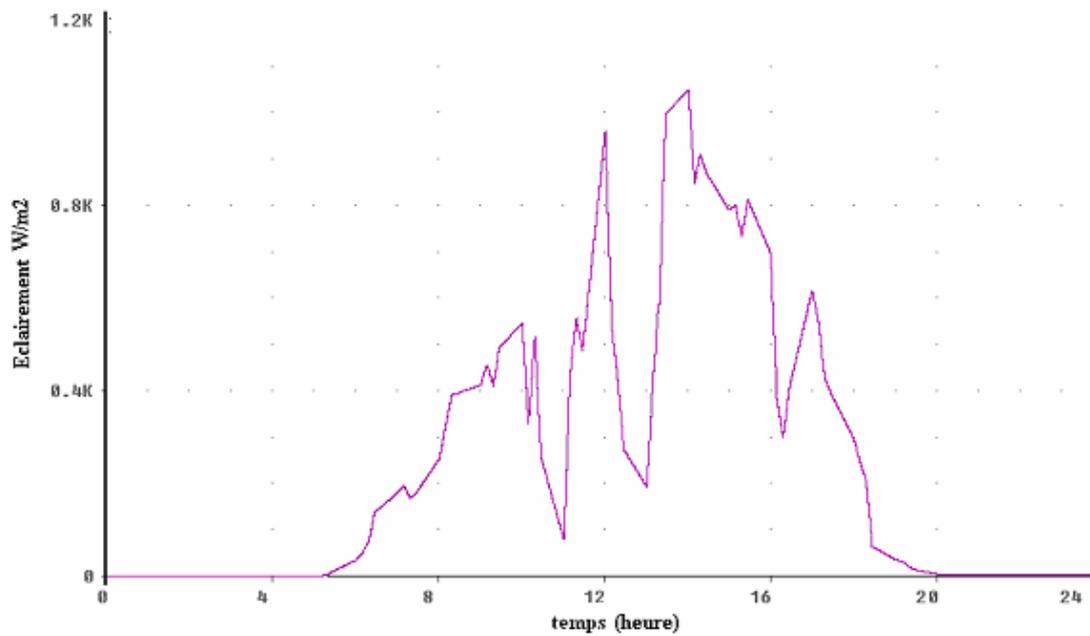


Figure 2.31: Profil de l'éclairement obtenu par PSpice pour la journée du 1^{er} juin 2003

- **L'énergie irradiée sur la surface du générateur**

L'irradiation pour une journée sera l'intégrale de l'éclairement sur une journée multipliée par la surface d'un champ PV, G1, de 30 modules. L'irradiation est aussi appelée énergie irradiée sur une journée.

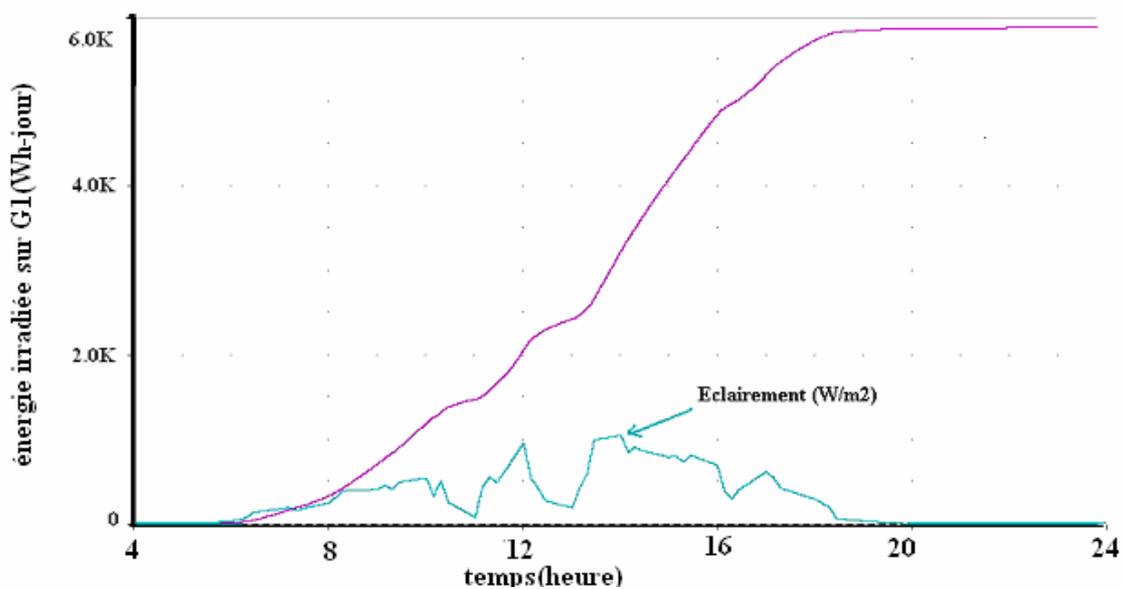


Figure 2.32: Courbe de l'énergie irradiée durant la journée du 1^{er} juin 2003 par rapport au profil de l'éclairement.

L'énergie irradiée reçue pour la journée du 1^{er} juin 2003 sur le générateur sera égale à la surface du générateur x 6kWh-jour = $25,71\text{m}^2 \times 6\text{kWh-jour} = 154,26 \text{ kWh/m}^2\text{-jour}$.

- **Allure du modèle du point de puissance maximum**

En fonction du profil de l'éclairement pour la journée du 1er juin 2003, nous voyons la variation du courant du point de puissance maximum.

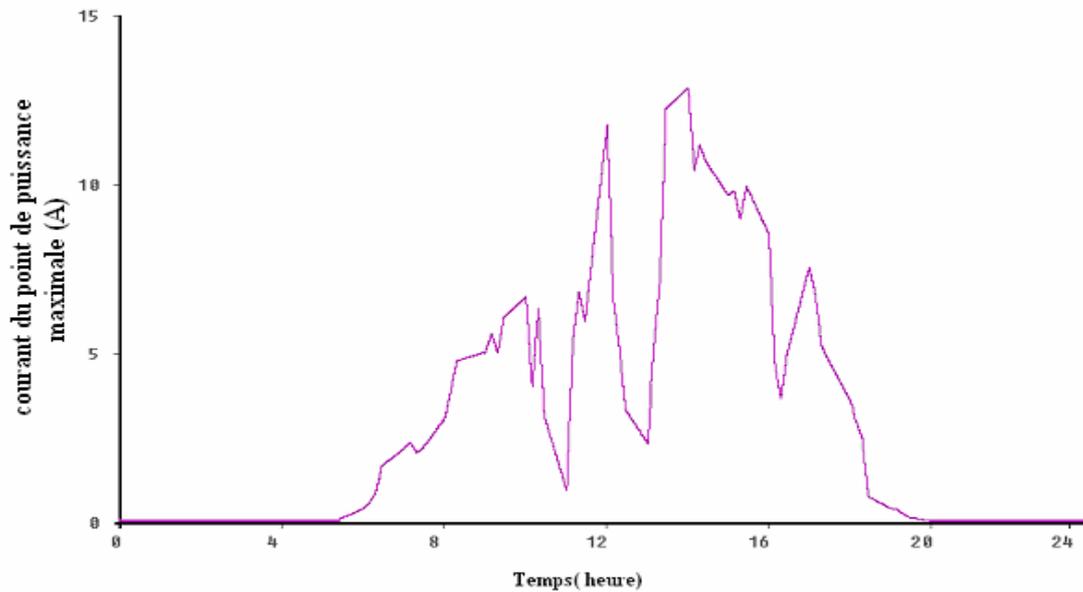


Figure 2.33: Courbe du courant de point de puissance maximale.

Nous remarquons que le courant du point de puissance maximum suit le profil de l'éclairement.

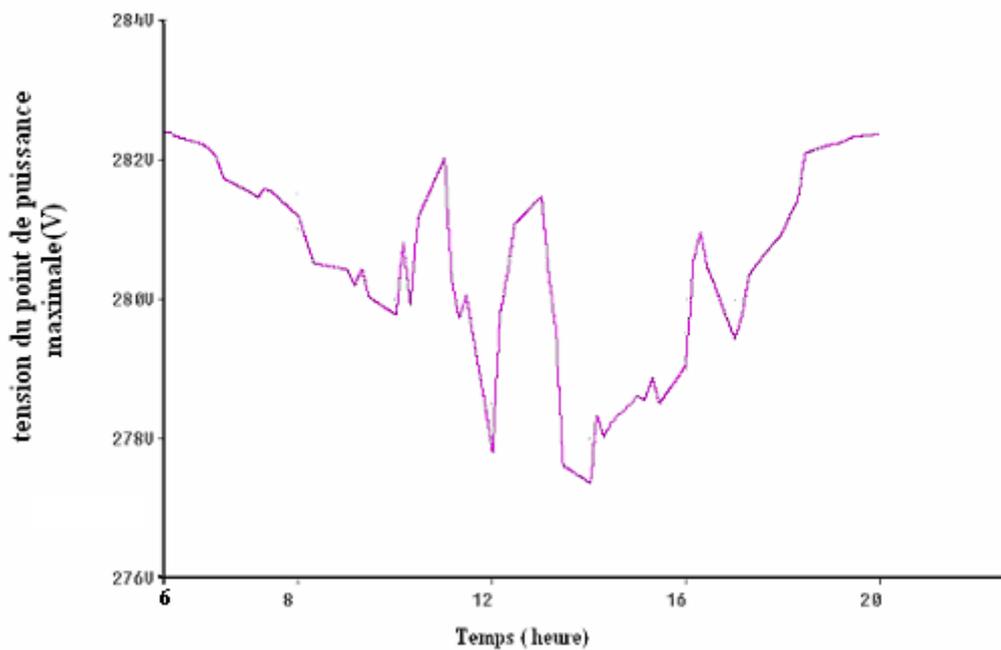


Figure 2.34 : Courbe de la tension du point de puissance maximum

Nous remarquons que la tension du point de puissance maximum varie très légèrement, entre 282,5V et 277,5 V par rapport à la variation de l'éclairement dans la journée.

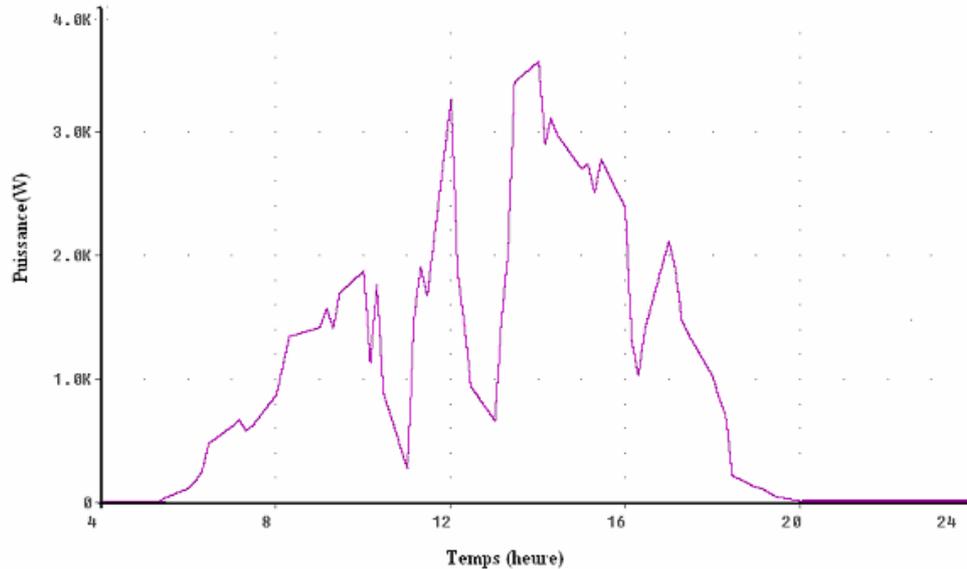


Figure 2.35 : Allure de la puissance du point de puissance maximum

La puissance instantanée maximum suit la variation du profil de l'éclairement dans la journée.

II.4.3.2 Avec un profil de température

En introduisant le profil de température réel du 1ier juin 2003 à l'aide d'une source de tension contrôlée et en réalisant l'analyse transitoire nous obtenons les courbes suivantes:

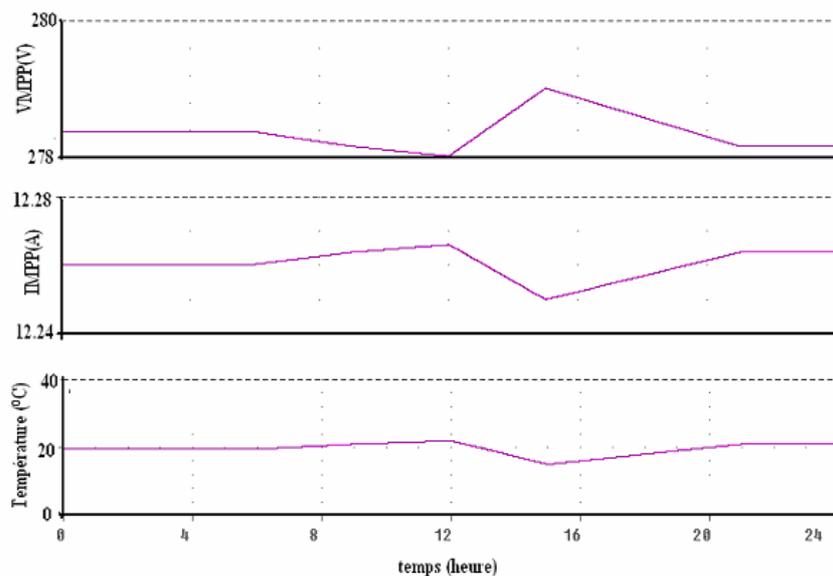


Figure 2.36: Courbe de la tension et du courant du MPP, en fonction du profil de la température

Nous constatons que le courant du point de puissance maximum suit l'allure du profil de la température.

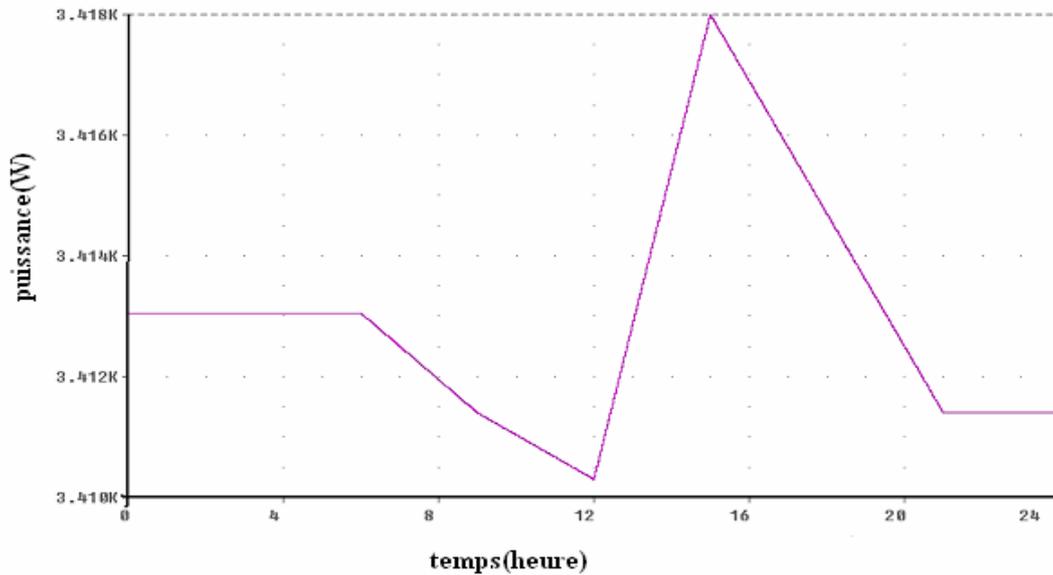


Figure 2.37 : Evolution de la puissance par rapport au profil de la température

Nous remarquons bien comme nous l'avons vu dans la théorie que lorsque la température chute, la puissance décroît légèrement.

II.5 Energie injectée dans le réseau

Les considérations dont il faut tenir compte lorsqu'on dimensionne une centrale photovoltaïque connectée au réseau sont:

- La taille du générateur PV.
- La taille de l'onduleur.
- L'installation électrique et le câblage.
- La connexion à la terre.
- La protection contre les surintensités.
- La prévention d'îlotage.
- Le point de connexion au réseau.

En fonction des données disponibles dans la liste ci-dessus, on peut si la valeur de l'énergie à injecter est imposée, connaître la taille du générateur et celle de l'onduleur.

Il est également possible si nous connaissons la taille du générateur et de l'onduleur, de déterminer la valeur de l'énergie qui pourra être injectée dans le réseau sur une certaine période de temps.

Ce dernier cas correspond exactement au but que nous nous sommes assigné dans le cadre de ce mémoire.

Pour nous faciliter l'approche de ce problème grâce au logiciel PSpice, nous allons définir le concept de PSH ou "Peak Solar Hours " [91].

II.5.1 Concept de l'équivalent "Peak Solar Hours " (PSH)

L'équivalent "Peak Solar Hours " ou PSH est définie comme la durée d'un jour équivalent pour lequel l'éclairement est aux conditions standard à savoir 1000W/m² à une température de 25°C.

Autrement dit l'irradiation (qui est l'intégrale de l'éclairement sur une journée) est la même qu'un jour entier équivalent de soleil (Sun Equivalent Day) et sera définie comme un jour réel [91].

Si $\Phi(t)$ est le profil de l'éclairement d'un jour donné, nous pourrions alors écrire que l'éclairement total émis pendant un jour équivalent est par définition de 1 kW/m² durant un temps d'une durée de 1 PSH heures:

$$\int_{\text{jour}} \Phi(t) dt = 1 \cdot \text{PSH} \quad (2.50)$$

Comme on peut le constater, puisque l'unité de l'éclairement est le kW/m², la valeur numérique de l'énergie irradiée par le soleil dans une journée est égale à la valeur numérique du paramètre PSH c'est-à-dire exactement la valeur d'une énergie.

On note une valeur de 6 kWh/m²_ jour et d'après l'équation 2.50 nous pouvons tirer la valeur du PSH qui est de 6 heures.

D'après cette définition, nous aurons 6 heures d'ensoleillement à 1kW/m² dans la journée.

Etant donné que le PSH est indépendant de la valeur initial et la valeur final du temps, pour déterminer le jour équivalent soleil, nous pourrons choisir par exemple comme heure initiale du jour équivalent 11 h et 17h l'heure finale.(figure 2. 39)

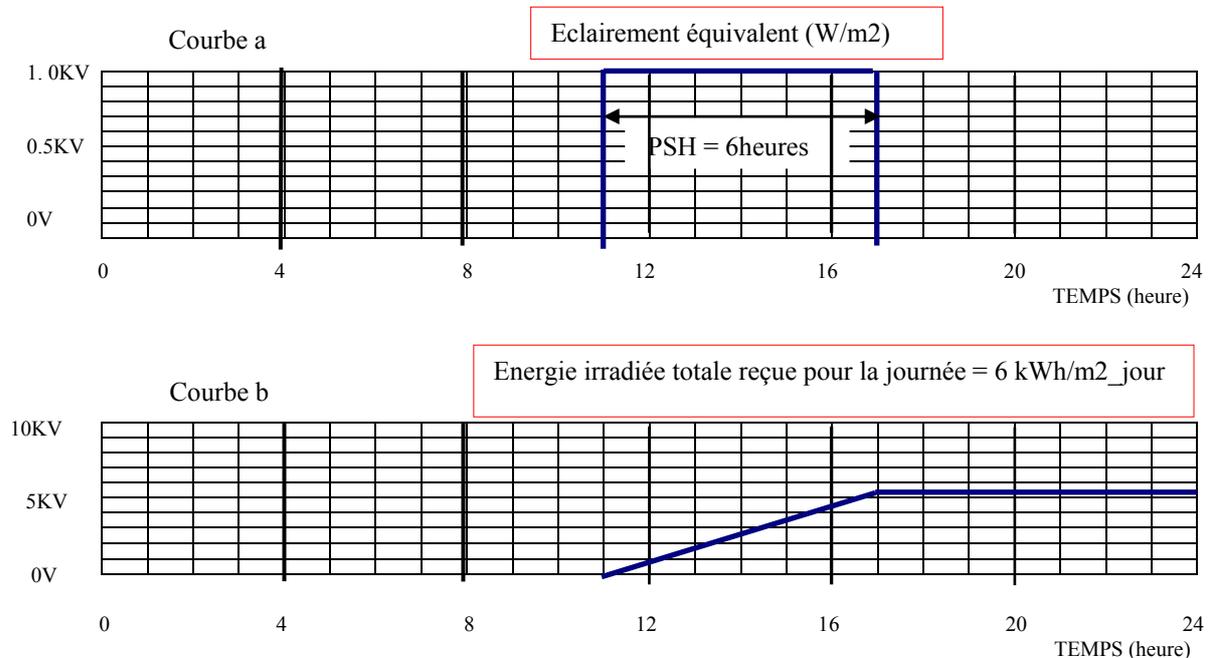


Figure 2.38 : Eclairement équivalent en W/m2 (courbe a) et Energie irradiée équivalente reçue durant une journée (courbe b)

L'utilité du PSH provient du fait que les informations techniques usuellement données par les fabricants sont les caractéristiques aux conditions standard des modules PV.

Bien qu'il soit possible de faire la conversion aux conditions d'éclairement et de température réel, afin d'évaluer l'énergie injectée d'un générateur PV donné, le concept de PSH nous permet de travailler aux conditions standard à condition de disposer de la longueur d'un jour équivalent d'ensoleillement (PSH).

Nous faisons bien sûr une approximation sur l'estimation de l'énergie produite par le générateur due au fait que l'on ne tient pas compte de l'effet de la température.

II.5.2 Dimensionnement et balance énergétique

Le dimensionnement d'un générateur n'est pas une tâche aisée, étant donnée la nature aléatoire de l'éclairement solaire pour un site donné, l'effet d'horizon (masque), la réflexion due à l'albédo du lieu et l'orientation de la surface du générateur (qui dépend de l'azimut et de l'inclinaison).

Les méthodes de dimensionnement décrites dans la littérature sont approximatives pour différentes raisons citées ci-dessus. Il est donc d'usage d'utiliser des méthodes de dimensionnement simplifiées.

La méthode que nous allons utiliser se base sur le principe de la balance énergétique et sur le concept du PSH [95] [96].

La balance énergétique d'une CPCR est obtenue lorsque l'énergie consommée pendant une période de temps donné est égale à l'énergie générée par le système PV durant la même période de temps.

Soit $P_{\max,Gr}$ est la puissance nominale de sortie du générateur aux conditions standards.

Soit L est l'énergie électrique continue générée à la sortie du champ PV durant une période de temps correspondant à la durée donnée par le PSH.

La balance énergétique utilisant le PSH s'écrira alors de la manière suivante:

$$P_{\max,Gr} \cdot \text{PSH} = L \quad (2.51)$$

En considérant que V_{mGr} et I_{mGr} sont respectivement la tension et le courant du point de puissance maximale du générateur aux conditions standard, on peut écrire :

$$P_{\max,G} = V_{mGr} \cdot I_{mGr} \quad (2.52)$$

L'indice r représente la valeur aux conditions standard.

Si le générateur comprend N_s modules en série et N_p branches en parallèle, l'équation 2.51 pourra alors s'écrire en considérant que V_{mMr} et I_{mMr} sont respectivement la tension et le courant du point de puissance maximum du module aux conditions standard:

$$N_s \cdot V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr} \cdot (\text{PSH}) = L \quad (2.53)$$

Soit $P_{DCrête}$ la puissance continue crête du système PV qui s'écrit ainsi:

$$P_{DCrête} = N_s \cdot V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr} \quad (2.54)$$

Connaissant la valeur du PSH d'un lieu donné où le système PV est installé et la valeur de l'énergie que l'on désire injecter dans le réseau pendant une période voulue, on pourra déterminer la taille du générateur qui sera donnée par le nombre de modules en série et de branches en parallèle.

La première étape de ce dimensionnement est la détermination de la taille de l'onduleur qui peut être obtenue en tenant compte de sa puissance nominale P_{nom} de sortie.

Aux conditions standard d'éclairage, on peut considérer que la puissance AC de sortie de l'onduleur correspond à sa puissance crête qui est plus petite que sa puissance nominale.

Si $P_{ACcrête}$ est la puissance de sortie crête de l'onduleur, le rendement de l'onduleur pourra s'écrire :

$$P_{ACcrête} / P_{DCcrête} = \eta \quad (2.55)$$

L'équation 2.54 devient :

$$N_s \cdot V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr} = \frac{P_{ACcrête}}{\eta} \quad (2.56)$$

De plus, le courant du PPM, I_{mMr} devant être inférieur ou au moins égal au courant maximum d'entrée de l'onduleur I_{max} , le nombre de branches de modules en parallèle pourra s'écrire:

$$N_p = \frac{I_{max}}{I_{mMr}} \quad (2.57)$$

Finalement le nombre de modules en série et la surface totale du générateur, S , peut être obtenu grâce à l'équation 2.56 de la manière suivante :

$$N_s = \frac{P_{ACcrête}}{\eta V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr}} \quad (2.58)$$

et $S = N_p \cdot N_s \cdot S_M \quad (2.59)$

S_M étant la surface d'un module.

En remplaçant dans l'équation 2.58, V_{mMr} et I_{mMr} respectivement par leurs valeurs données ci-après par la fiche technique de l'onduleur INGECON SUN 2.5 et celle du module ISOFOTON 106W donnée au paragraphe II.2.6.2, nous obtenons le nombre de branches de modules en parallèle $N_p = 2$.

De même l'équation 2.56, nous permet d'obtenir la valeur du nombre de modules en série, à savoir $N_s = 15$ modules en série.

Les principales caractéristiques électriques de l'onduleur INGECON SUN étant :

Tension minimale DC d'entrée	125 V
Tension maximale DC d'entrée (Vmax)	450 V
Courant maximal DC d'entrée (Imax)	16 A
Puissance nominale AC de sortie	2500 W
Puissance maximale AC de sortie	2700 W
Tension nominale de sortie	220/230 Vac
Fréquence	50 Hz
Distorsion harmonique	< 5% (THD)
Cos (φ)	0,9-1
Rendement maximal, η	94 %
Consommation en opération	10 W
Consommation nocturne.	0 W

Dans notre cas ce dimensionnement et en particulier l'équation 2.56, nous donne le modèle adéquat à utiliser dans PSpice nécessaire pour déterminer l'énergie que nous pourrions injecter dans le réseau, connaissant la taille du générateur et celle de l'onduleur.

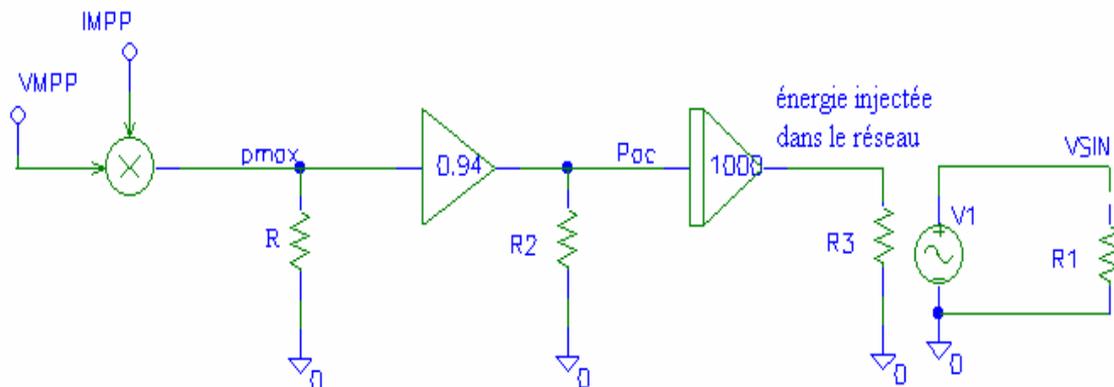


Figure 2.39 : Modèle de l'énergie injectée dans le réseau

Ce modèle sous PSpice nous donne la courbe suivante pour la journée du 1er juin 2003:

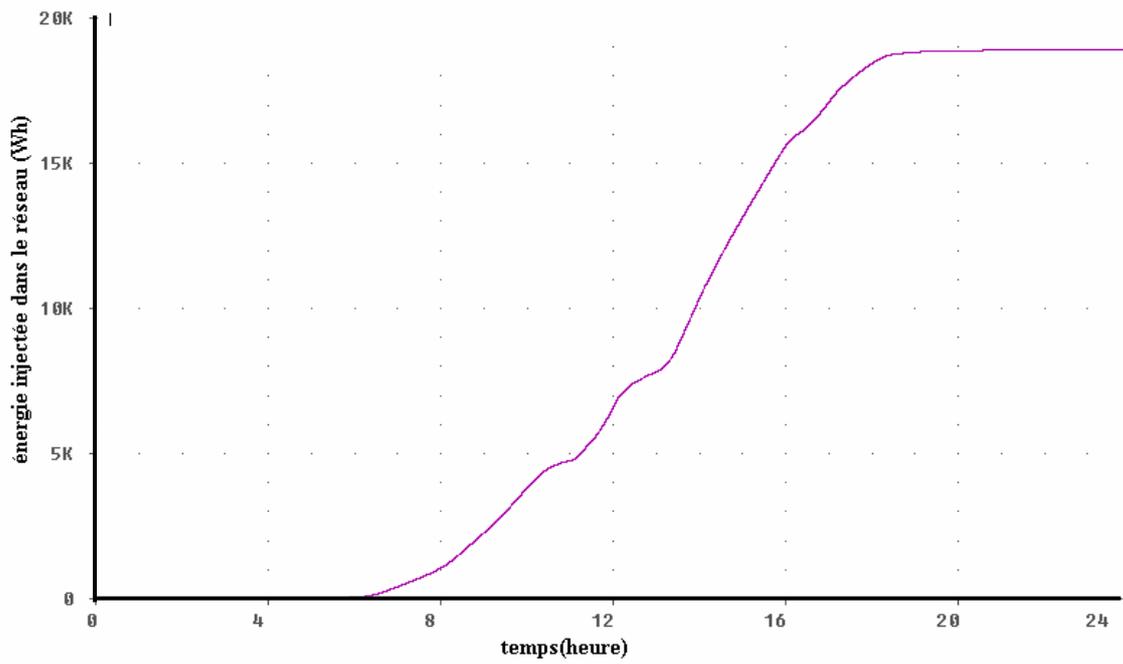


Figure 2.40 : Courbe de l'énergie injectée pour la journée du 1er juin 2003

Nous pouvons dire que théoriquement grâce au logiciel PSpice nous aurons une énergie de 20 kWh injectée dans le réseau par une journée type avec un champ PV de 30 modules de type ISOFOTON de 106WC.

Chapitre III

Réalisation de la Centrale Photovoltaïque

Connectée au Réseau

Le cas pratique de la Centrale Photovoltaïque Connectée au Réseau que nous allons traiter dans la partie finale de ce mémoire constitue le premier système PV connecté au réseau en Algérie.

La concrétisation de ce projet avait pour objectif de mettre à la disposition des pouvoirs publics un projet à la fois pilote et de démonstration.

Cela devait également permettre de faire prendre conscience de la faisabilité de ce type de projet.

Ce projet devait finalement aider à la mise en place rapide d'un cadre législatif réglementaire et institutionnel approprié qui jusque là était inexistant malgré la loi sur la maîtrise de l'énergie promulguée en juillet 1999 qui n'avait été suivie d'aucun texte d'application.

III.1 Cadre législatif

La liste des textes législatifs et réglementaires relatifs à l'introduction, à la généralisation et à l'intégration des énergies renouvelables en Algérie sont :

- La loi 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie.
- La loi 01-20 du 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire.
- La loi 02-01 du février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation (articles 9, 21, 26, 28, 95, 97, 98, 128 et 178).
- La loi 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.
- Le décret exécutif 04-92 du 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité.
- Finalement, le projet de loi tant attendu, relatif à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable, introduit par le ministère de l'Aménagement du territoire et de l'Environnement, approuvé en conseil du gouvernement et en Conseil des ministres le 30 novembre 2003, et signé très récemment le 14 août 2004.

Le texte réglementaire majeur défini par la loi n°02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation dans son article 26 précise qu'" en application de la politique énergétique, la commission de régulation de l'électricité et du gaz peut prendre des mesures d'organisation du marché, à un prix minimal d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de systèmes de cogénération".

Le décret exécutif 04-92 du 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité stipule la prise en charge des surcoûts découlant de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Il est attribué aux producteurs d'électricité à partir de ces sources une prime pour chaque KWh produit, commercialisé ou consommé.

Selon les sources des énergies renouvelables exploitées et leur puissance, cette prime varie de 100 à 300% et est de 300% pour le photovoltaïque.

Ce projet de loi va normalement constituer une base juridique pour l'établissement d'une batterie de textes d'applications et amener la commission de régulation, à rédiger des textes fixant les conditions d'accès au réseau.

Autrement dit il s'agirait de rédiger un document définissant les conditions de raccordement et relations contractuelles avec le gestionnaire de réseau (contrat d'accès et convention d'exploitation) ainsi que les prescriptions techniques de raccordement (voir chapitre 1.5).

La commission de régulation n'étant pas encore installée, le ministère de l'énergie et des mines se voit obliger de se substituer à cette commission pour coordonner la mise en place du processus en question.

III.2 Faisabilité du projet

Dans le cadre d'un financement par l'Agence Espagnole de Coopération Internationale (AECI) d'un projet intitulé "Centre d'Expérimentation Photovoltaïque pour l'Algérie", une des tâches à réaliser consistait en l'étude et la réalisation d'une centrale PV connectée au réseau sur le site du CDER .

Avant de se lancer dans l'étude et la réalisation de la CPCR, il fallait définir les différentes étapes à suivre.

Ces différentes tâches sont :

- En fonction du nombre de modules, trouver une superficie suffisante pour contenir tout le générateur sinon en fonction d'une superficie donnée, se restreindre à une puissance particulière ce qui peut amener à se décider pour un certain type d'architecture.

Les modules PV peuvent être intégrés sur des toits plats ou inclinés, sur des terrasses de bâtiment, contre des façades ou encore sur des brise-soleil au dessus de fenêtres.

- Lorsque la superficie est un toit, s'assurer qu'il est capable de supporter le générateur.
- Trouver la superficie adéquate qui peut éviter les ombres sur le générateur.
- Prévoir un local technique à proximité du générateur pour avoir un minimum de pertes électriques dues principalement au câblage.

Auparavant plusieurs étapes de base sont nécessaires pour procéder à la réalisation de la CPCR :

- Un calcul de génie civil pour dimensionner des demis piliers d'ancrage devant permettre de s'assurer que le toit supportera le poids des modules et de la structure.
- Ces piliers doivent également permettre de fixer solidement les structures si le site est très venté.
- S'assurer de l'étanchéité du toit.
- Installer les équipements suivant les spécifications des fabricants.
- Mettre à la terre les différentes parties de la centrale pour éviter les décharges électriques et les surtensions.
- S'assurer de la disponibilité d'un point de connexion au réseau électrique.
- Respecter les dispositions et les conditions de raccordement au réseau imposées par le gestionnaire du réseau.

III.3 Description de la CPR du CDER

Le générateur PV est constitué de 90 modules photovoltaïques 106 W_C, couplés sur trois onduleurs de 2500 W monophasés. Chacun de ces onduleurs est branché sur une phase 220V, 50Hz du réseau Sonelgaz (figure 3.1)

Chacun des onduleurs aura son champ photovoltaïque indépendant. Le générateur PV sera donc constitué de trois champs de 30 modules chacun.

Le courant continu du générateur PV est transformé en courant alternatif par les onduleurs qui injectent celui-ci sur le réseau Sonelgaz au travers d'un compteur d'énergie.

III.3.1 Emplacement du système et réalisation du génie civil

Il a été décidé d'installer le générateur PV sur la terrasse du bloc administration du CDER pour différentes raisons:

- La superficie du générateur étant de 100m², il fallait trouver une surface au moins aussi grande pour contenir le générateur et une fois installé avoir encore suffisamment d'espace pour câbler et plus tard nettoyer les modules. La terrasse du bloc administration a une superficie de 400 m² (voir annexe 2 le plan architectural de la terrasse) (figure 3.2)
- De plus, les onduleurs et les différentes armoires contenant les différentes protections ne devaient pas être situés trop loin du générateur à cause des chutes de tensions; nous avons prévu d'utiliser le sous sol du bloc en question comme local technique.

FIGURE 3.1 : synoptique de la centrale PV connectée au réseau installée au CDER



Figure 3.2 : Photo de la terrasse avant l'installation du générateur, vue des piliers d'ancrage.

L'installation présente les caractéristiques géographiques suivantes:

- Latitude : 36°48'04"8 NORD
- Longitude: 04° 12' 08" 53 EST
- Altitude : 345 mètres

La façade Nord du bâtiment étant entièrement orientée au nord, face à la mer est très ventée en hiver, nous avons décidé d'ancrer la structure devant supporter les modules sur les piliers de l'édifice.

C'est aussi pour cette dernière raison que nous avons opté pour une structure en acier galvanisé.

Il est de plus très important d'éviter qu'une partie du générateur soit occulté par un effet d'ombre.

En effet l'ombre portée même étroite peut occasionner une perte d'énergie en fonction de l'importance et de l'évolution de l'ombre au cours de la journée et des saisons.

Il convient de comparer la ligne d'horizon locale avec la course du soleil, afin d'estimer l'effet prévisible des obstacles au rayonnement.

Il convient d'être particulièrement attentif à l'horizon local dans les régions montagneuses.

Les sites les mieux adaptés sont orientés au sud dans les vallées ou pic de montagnes orientées est-ouest.

La terrasse du CDER a été choisie pour cette raison car aucune montagne ne lui fait face, orientée vers le sud, d'est en ouest.

Il fallait veiller à éviter également tous les masques proches (cheminées, arbres, etc.) lors du choix de l'implantation.

Pour la réalisation des plans architecturaux de la structure de la centrale, il a été nécessaire de réaliser un relevé topographique précis de la terrasse.

De plus, avec une structure en acier galvanisé, il fallait s'assurer que le bâtiment allait pouvoir supporter le poids de la structure et des modules.

Un calcul du poids total de l'ensemble a été réalisé dont les grandes lignes sont :

- Le poids des 16 demi piliers devant surélever la structure de 60 cm au dessus du sol de la terrasse et devant servir à son ancrage.
- Le poids des UPN devant servir de support à la structure et servir de liaison entre les piliers
- Le poids de la structure en acier galvanisé
- Le poids des 90 modules

Ce poids comparé au poids admissible au mètre carré par une telle construction nous a révélé que nous pouvions sans crainte procéder à la réalisation de cette centrale sur ce site.

III.3.2 Générateur photovoltaïque

Le générateur sera formé de 90 modules de 106Wc / 12V, monocristallin et fabriqué par l'entreprise espagnole ISOFOTON.

La surface totale occupée par le générateur est de 90 m².

Les 90 modules sont répartis en trois champs de 30 modules chacun dont l'inclinaison se calcule de la manière suivante :

III.3.2.1 Calcul de l'angle d'orientation du générateur

En fonction de certains paramètres connus propre au site sur lequel sera implanté le générateur PV, il sera possible de calculer l'angle optimal d'inclinaison de ce générateur.

Parmi ces paramètres, l'éclairement global sur une surface horizontale et la latitude du lieu caractérisent respectivement l'intensité de l'éclairement solaire reçue en ce lieu et sa position géographique.

Il existe cependant de nombreuses méthodes et outils de calcul dont les résultats ne sont autres qu'une estimation de l'angle d'inclinaison du capteur car la résolution des équations mathématiques décrivant les différents modèles de l'éclairement solaire donne des solutions approximatives [97].

Pour plus de simplicité nous proposons d'utiliser deux formules 3.1 et 3.2 qui résument assez bien toutes les formules proposées dans la littérature [97].

L'éclairement annuel Φ_a sur une surface orientée de façon optimale s'écrit:

$$\Phi_a (\beta_{opt}) = \Phi (0) / [1 - 4,46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1,19 \beta_{opt}^2] \quad (3.1)$$

$\Phi_a (0)$ étant l'éclairement global sur une surface horizontale

dont la solution est donnée par la relation suivante [97] :

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \varphi \quad (3.2)$$

Où

β_{opt} est l'angle optimal d'inclinaison du générateur exprimé en degré.

φ est la latitude du lieu exprimé en degré celsius.

Ainsi pour la latitude de Bouzaréah qui est de $36^{\circ} 48'$, on obtient :

$$\beta_{\text{opt}} = 28^{\circ} 87' \approx 29^{\circ}$$

Les structures en acier devant supporter les modules ont été coupées et assemblées selon un angle de 29° comme le montre les plans architecturaux des supports de la structure en annexe 2.

La relation 3.1 est utilisée également pour calculer l'éclairement sur la surface des modules $\Phi_a(\beta_{\text{opt}})$, connaissant l'éclairement du site de Bouzaréah sur une surface horizontale $\Phi_a(0)$.

III.3.2.2 Dimensionnement du générateur

La centrale est constituée de trois champs de 30 modules chacun dont la puissance nominale de chacun des modules est de 106 Wc.

La puissance totale de la centrale sera de 9540 Wc.

La puissance de chaque champ de 30 modules sera de 3180Wc.

Les caractéristiques physiques et électriques du module ISOFOTON I106 /12 sont :

- **caractéristiques physiques :**

Dimensions : 1,31 x 654 x 39,5 mm

Poids : 11,5kg

Nombre de cellules en série : 36

Nombre de cellules en parallèle : 2

- **caractéristiques électriques:**

Tension nominale: 12V

Puissance maximale : 106Wc \pm 5%

Courant de court-circuit : 6,54 A

Tension de circuit ouvert : 21,6V

Pour dimensionner le générateur c'est à dire trouver le nombre de modules en série et en parallèle, nous avons utilisé les équations 2.66 et 2.67.

Sachant que I_{max} est le courant d'entrée de l'onduleur égal à 16A, on trouve :

$$N_p = 2 \text{ branches parallèles.}$$

De même on peut déduire:

$$N_s = 15 \text{ modules en série.}$$

Chaque champ de 30 modules sera constitué de 2 branches parallèles.

Chaque branche aura 15 modules en série.



Figure 3.3 : Photo des trois champs de modules constituant le générateur PV.

III.3.2.3 Montage et câblage des modules

La fixation des modules sur la structure, l'écartement entre les différentes rangées de modules et le maintien de l'orientation doit tenir compte :

- De l'effet d'ombre d'un module sur un autre
- Des pointes de vitesse du vent et autres intempéries
- Rigidité de l'ensemble des modules (le fléchissement dû au poids total des modules).

Tous les câbles d'interconnexion des modules entre eux sont à double isolation, fabriqués par PIRELLI AFUMEX 1000RZ 0,6/1KV de section $1 \times 4\text{mm}^2$, préparés pour l'extérieur, flexible et résistant à l'humidité, aux radiations UV et à l'eau .

Les 15 modules câblés en série donne une branche de laquelle sort deux câbles de polarité inverses, un positif et un négatif (figure 3.4 et 3.5).

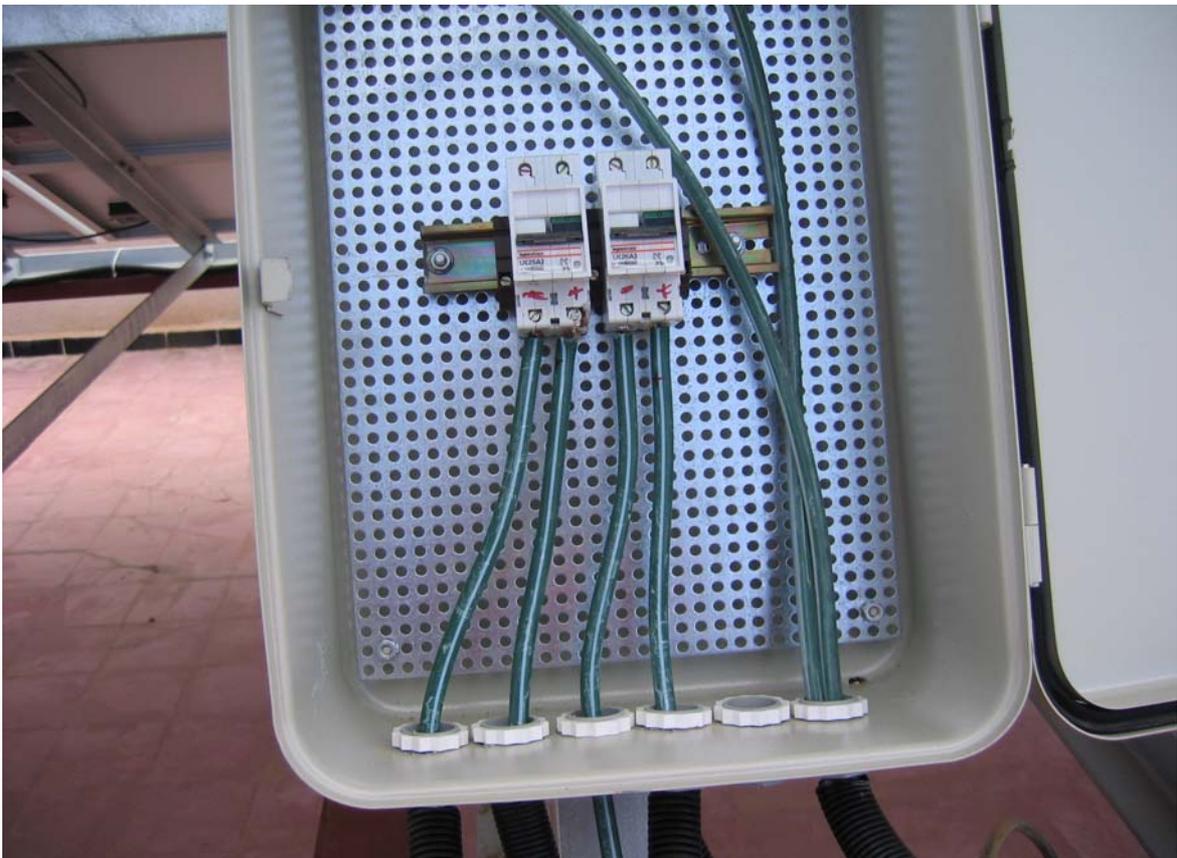


Figure 3.4 : Câblage des modules séries parallèles et disjoncteurs

Sous chaque champ est prévu une armoire fixée sur la structure sous les modules qui contient deux disjoncteurs sur lesquelles sont branchés les câbles plus et moins arrivant des modules.

Ces disjoncteurs vont assurer une première protection pour détecter les courts-circuits. La masse de cette armoire ainsi que celle de la structure sont reliée à une terre, T.



Figure 3.5 : Gains de protections des câbles

Les câbles entre les trois champs de modules ne sont pratiquement pas visibles car ils passent dans un conduit formé par l'emboîtement de 2 UPN qui ont été soudés pour ce faire (figure 3.6).

Le système de fixation lui-même exposée aux intempéries doit pouvoir leur résister .Il sera donc nécessaire d'utiliser de la boulonnerie galvanisée.

Pour relier la sortie des modules aux armoires DC se trouvant dans le local technique, un câble flexible d'un seul conducteur de $1 \times 16 \text{ mm}^2$ de section, du fabricant PIRELLI AFUMEX de caractéristique 1000RZ, 0.6 x 1KV, est nécessaire.

Les câbles sont insérés dans une gaine de protection (figure 3.6).



Figure 3.6 : Passage des câbles dans les UPN

III.3.2.4 Protections électriques et mise à la terre de la centrale

Les protections électriques sont constituées de fusible, disjoncteur, disjoncteur différentiel, disjoncteur magnétothermique et varistance. Nous avons décidé d'utiliser certaines de ces protections pour les raisons suivantes :

- **Disjoncteur**

Il commande toute l'installation et sert à la mettre hors tension en cas de court-circuit ou d'appel d'une puissance supérieure à celle de chaque branche de modules. Dans notre cas nous utilisons des disjoncteurs de 16A maximum qui est le courant maximum d'entrée de l'onduleur. Ce disjoncteur sert aussi à mettre hors tension manuellement : on peut le faire systématiquement avant toute intervention sur notre installation.

Nous utiliserons également des dispositifs différentiels qui protègent encore plus efficacement contre tout défaut d'isolement en détectant la moindre fuite de courant

- **Fusibles**

Reliés à chacun des appareils, ils protègent l'installation en coupant le courant en cas d'échauffement ou de court-circuit. Dans notre cas nous utiliserons des fusibles pour protéger la partie générateur PV de la partie alternative en aval du générateur constitué par l'onduleur.

- **Varistances**

Principalement utilisées comme élément de protection de composants ou d'équipements pouvant être soumis à des perturbations électriques. Elles voient leurs impédances (normalement de plusieurs mégohms) chuter très fortement en présence d'une surtension (même très brève), créant ainsi un court circuit protégeant le montage situé après. Les varistances dépendent de l'intensité et de la tension d'utilisation. La varistance se monte en parallèle sur l'élément à protéger pour la protection anti- foudre, et la variation de tension.

Pour protéger la centrale, il est nécessaire de calculer la section des différents câbles utilisés en fonction du courant qui va y circuler. Il sera également nécessaire de mettre à la terre les différentes parties de la centrale.

- **Sections des câbles**

Lorsque la tension s'élève, les pertes diminuent du fait de la loi d'ohm $U=RI$ dans laquelle U sera les pertes de tension, R la résistance de la ligne et I l'intensité qui la parcourt. Tout câble électrique a une résistance, cette résistance (au passage du courant) est proportionnelle à la section du câble. Elle est connue pour chaque type de câble, et chaque constructeur l'affiche clairement dans ses documentations.

Il est très souvent demandé des pertes inférieures à 3%.

Il existe des abaques qui nous permettent de connaître les pertes dans un câble d'une certaine longueur.

Pour protéger les câbles des intempéries ou autre, nous utilisons des gaines à ressort.

- **Mise à la terre**

La mise à la terre consiste à relier à une prise de terre, par un fil conducteur, les masses métalliques des équipements qui risquent d'être mises accidentellement en contact avec le courant électrique par suite d'un défaut d'isolement dans un appareil électrique.

D'une part la mise à la terre permet d'écouler les courants de fuite sans danger. D'autre part, en association avec un dispositif de coupure automatique (disjoncteur différentiel), elle assure la mise hors tension de l'installation électrique (figure 3.7).

La prise de terre est constituée d'une électrode en métal bon conducteur qui ne craint pas la corrosion et qui est en bon contact avec le sol.

L'électrode peut être de différents types, avec les dimensions minimales indiquées. En générale, sont utilisé un ou plusieurs piquets enfoncés verticalement au-dessous du niveau permanent d'humidité à une profondeur minimale de 2 m. Il peut être utilisé soit des tubes en acier galvanisé de 25 mm de diamètre, soit des profilés en acier doux galvanisé de 60 mm, soit des barres de cuivre ou d'acier cuivré de 15 mm de diamètre.

C'est une technique utilisée pour créer une prise de terre pour un bâtiment existant.

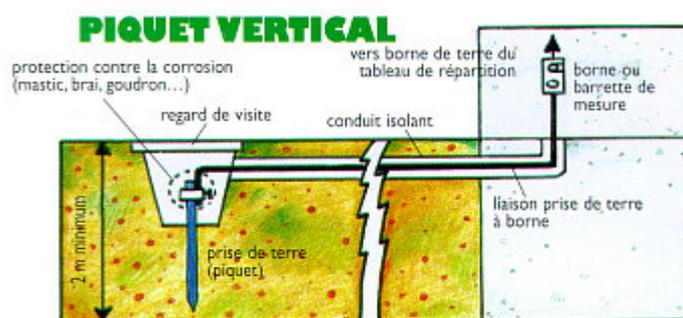


Figure 3.7 : Schéma de la mise à la terre

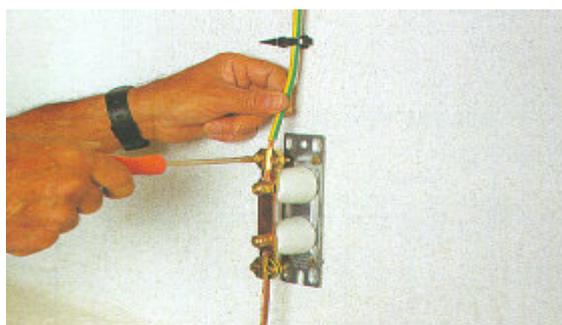


Figure 3.8 : Photo de la barrette de mise à la terre

Il est nécessaire de mettre à la terre les armoires métalliques qui peuvent être touchées par une personne, qui est normalement isolé du courant électrique mais qui peut risquer d'être en contact avec ce courant.

Sont mis également à la terre tous les conducteurs de protection (fil jaune et vert) de tous les circuits électriques ainsi que les masses des appareils de classe I qui ont une borne de terre signalée par le symbole .

Une bonne prise de terre doit avoir une résistance électrique déterminée en fonction de la sensibilité du dispositif différentiel de l'installation de la maison.

Cette résistance dépend des dimensions de l'électrode de prise de terre, de sa forme et de la résistivité du terrain, sachant que cette résistivité varie suivant la profondeur, le taux d'humidité et la température.

Avec un disjoncteur du fabricant LEGRAND (tels que ceux utilisés dans notre installation) de branchement différentiel sélectif (type S) de 500 mA, la résistance maximale de la prise de terre doit être de 100 ohms.

Pour relier la prise de terre à l'installation, il faut une connexion sûre, durable et protégée contre la corrosion.

Les canalisations de terre et les conducteurs de protection doivent être protégés mécaniquement dans les parois des murs et ne jamais être encastrés directement.

Les liaisons sont réalisées avec des fils conducteurs de section précise :

- Le conducteur de terre qui assure la liaison entre la prise de terre et la barrette de mesure : 16 mm² en cuivre isolé ou 25 mm² en cuivre nu.
- Le conducteur principal de protection qui assure la liaison entre la barrette de mesure et le tableau de répartition : 6 mm² pour un conducteur de phase de 6 mm², 10 mm² pour une phase de 10 mm² et 16 mm² pour une phase de 16 mm² ou plus.

Du fait de la tension continue élevée que peut atteindre chaque branche de modules, il est nécessaire de les mettre à la terre pour assurer la sécurité du générateur, du système global et des personnes.

La masse de chaque branche, celle des armoires DC et AC, ainsi que la masse de l'onduleur sont reliées à la terre (figure 3.7).



Figure 3.9 : Mise à la terre du générateur

III.3.2.5 Pyranomètre, cellule pilote et sondes de température

Un pyranomètre de type KIPP& ZONEN CM11 (fiche technique en annexe 2) et une cellule pilote sont prévus pour la mesure du rayonnement sur le plan des modules (figure 3.10 et 3.11).

Deux sondes de température sont installées, l'une sous une cellule pilote pour mesurer la température de la cellule et l'autre à proximité du générateur pour mesurer la température ambiante.



Figure 3.10 : Pyranomètre



Figure 3.11 : Cellule pilote

Les caractéristiques essentielles du pyranomètre sont :

Pyranomètre	CM11
Temps de réponse 95%	12sec
Rayonnement thermique	$<7\text{Wm}^{-2}$
Dépendance température (5K/h)	$<\pm 2\text{Wm}^{-2}$
Sensibilité ($\mu\text{V} / \text{Wm}^{-2}$)	4 - 6
Température de fonctionnement	-40° à $+80^\circ$
Gamme spectrale (50% points nm)	305-2800
Signal de sortie	0 - 10mV
Rayonnement Maximum	4000Wm^{-2}

Dans notre cas, nous prendrons pour dimensionner le rayonnement mesuré par le pyranomètre, nous prendrons une sensibilité moyenne de $5,5 \mu\text{V}$ pour 1W/m^2 .

III.3.3 Armoire DC

Cette armoire va assurer la protection entre le générateur et l'onduleur.

De chacun des trois champs partent trois câbles, le positif, le négatif et la masse qui vont arriver à travers des gouttières en PVC dans le local technique sur une armoire DC (figure 3.12). Cette armoire est constituée de composants de protection de la partie DC par rapport au reste de l'installation.

La protection électrique de chaque partie de la centrale étant indispensable pour assurer la sécurité des personnes et du matériel, leur mise à la terre est nécessaire.

La protection est assurée par des fusibles et des varistances, car les fortes énergies utilisées imposent une sécurité absolue (figure 3.13).

Ces fusibles sont de type Ferraz Shawmut MSV10, au nombre de deux qui par la fusion d'un ou plusieurs éléments, calibrés à cet effet coupent en quelques millisecondes le circuit qu'ils protègent, lorsque le courant dépasse une valeur donnée (20A) pendant un temps programmé.

Les varistances du fabricant CIRCUTOR protègent contre les surtensions accidentelles en supprimant les pointes de tensions de courte durée. Si la surtension est trop importante les varistances éclatent et se mettent en court-circuit vers la terre.

La varistance est un dispositif non linéaire dépendant de la tension dont le comportement électrique s'oppose à la surtension passagère. Le dispositif absorbe l'énergie potentiellement destructive des impulsions passagères entrantes, protégeant de ce fait les composants vulnérables du circuit à protéger.

Sur la face avant de cette armoire deux afficheurs analogiques, l'un indique la tension en sortie du générateur et l'autre le courant de sortie du générateur (figure 3.12).

De l'armoire DC partent les deux sorties plus et moins du générateur vers l'onduleur.



Figure 3.12 : Face avant de l'armoire DC

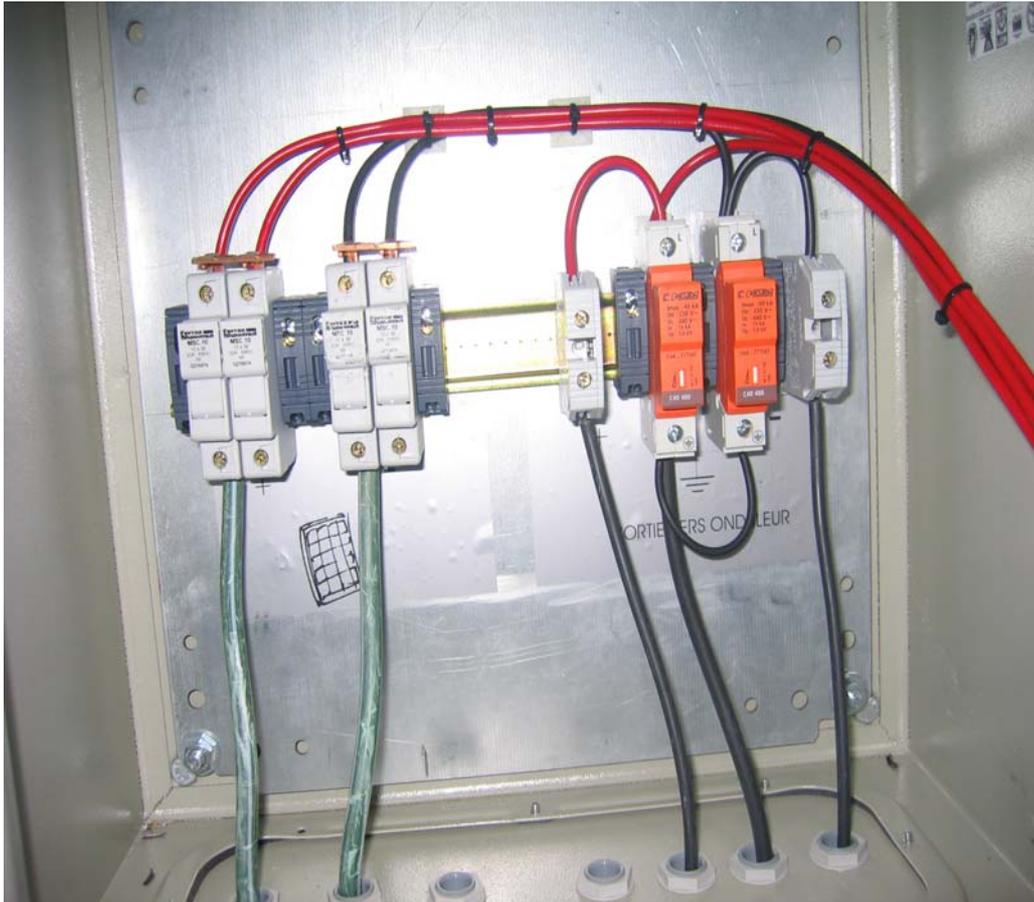


Figure 3.13 : Câblage, fusibles et varistances de l'armoire DC

III.3.4 Onduleur

L'onduleur est le composant le plus important de la centrale PV connectée au réseau. En effet, l'onduleur transforme le courant continu issu des modules photovoltaïques en courant alternatif "synchronisé" sur le réseau électrique.

L'onduleur utilisé est le " INGECON Sun 2,5" du fabricant espagnol INGETEAM, monophasé dédié spécifiquement pour être connecté au réseau".

Il suit toutes les recommandations de la CEE et les lignes directrices concernant les installations de production d'énergie raccordées au réseau ainsi que les normes européennes.

Cet onduleur résulte de l'expérience acquise par son installation entre autre sur le site de TUDELA (Espagne), avec un système PV connecté au réseau de 1,2MWc fonctionnant depuis l'année 2000.

Les caractéristiques techniques les plus importantes de cet onduleur sont les suivantes :

Entrée DC

- Gamme de tension PPM : 125-450VDC
- Tension max : 450VDC
- Courant max : 16A

Sortie AC

- Puissance nominale: 2500W
- Puissance max : 2700W
- Tension nominale : 220 à 230VAC
- Fréquence : 50Hz
- Distorsion harmonique <5%(THD)
- $\cos \varphi = 1$ (0.9-1)

Rendement

- Rendement max: 94%

Protections

- La polarisation inverse de l'entrée
- Les surtensions transitoires à l'entrée
- Les courts-circuits à la sortie
- Surcharge à la sortie
- Contre les défauts d'isolement
- Anti-îlotage

Consommation

- en fonctionnement <10W
- nocturne : 0



Figure 3.14: Face avant de l'onduleur

III.3.4.1 Cahier des charges de l'onduleur Ingecon Sun 2,5

- Rendement maximal sur toute la plage de puissance
- Recherche du point de puissance maximale par DSP
- Protection des personnes évitant les tensions dangereuses lors de l'installation et du fonctionnement
- Fonctionnement en conformité avec les normes des compagnies d'électricité européennes (certifié CE et conformité avec les directives EMC et basse tension)
- Evite les déphasages courant- tension et les harmoniques.
- Interrupteur tactile de déconnexion
- Installation très simple à une seule personne avec connecteurs standard
- Information lumineuse de l'état de fonctionnement grâce à des LEDs
- Information de l'état de marche ou d'arrêt sur un écran LCD avec touche tactile de monitoring sur la face avant de l'onduleur
- Diagnostic de panne et affichage par LED
- Simplification du générateur solaire et du câblage

- Possibilité de mesures et de visualisation des états sur PC à distance par le secteur par une communication RS485
- En option un logiciel de monitorisation

III.3.4.2 Principe de fonctionnement

Le courant continu des modules est haché (20 kHz) par un pont de transistors IGBT avec une commande en PWM en un courant alternatif. Le couplage au réseau s'effectue par l'intermédiaire d'un transformateur torique.

La régulation du courant injecté est réalisée grâce à un microcontrôleur DSP qui garantit une forme parfaitement sinusoïdale de courant et un taux d'harmoniques extrêmement faible.

La régulation assure le fonctionnement automatique et la recherche du point de fonctionnement optimal du générateur.

Sur la face avant de l'onduleur on dispose d'un écran et d'un clavier qui permette de visualiser trois menus:

- Le changement de date
- Le changement de l'état de marche à l'état d'arrêt ou vice et versa
- La monitorisation permet de visualiser la valeur des variables internes de l'onduleur qui informe de l'état de fonctionnement de l'équipement.

Cette monitorisation manuelle permet de visualiser les paramètres suivants (figure 3.14):

Vsolar: tension fournie par le générateur à l'onduleur

Isolar : courant fourni par le générateur à l'onduleur

Vsal : tension de sortie de l'onduleur au réseau

Isal : courant de sortie de l'onduleur au réseau

Fsal: fréquence de sortie du courant vers le réseau

Cos phi : déphasage existant entre la tension réseau et le courant d'entrée livré par l'onduleur

Zred : impédance du réseau en milliohms

Estado: état de fonctionnement interne donné pour une codification spécifique de l'onduleur

Etot: énergie totale en kWh livrée par l'onduleur au réseau depuis le début de son fonctionnement

T.op : est le nombre d'heure de fonctionnement de l'onduleur depuis sa sortie de l'usine

N° conex: nombre de connexion au réseau effectué durant toutes les heures de fonctionnement

Alarme Inv : codification hexadécimal des alarmes possibles de l'onduleur:

0000H signifie que tout va bien

0001H : tension d'entrée excessive

L'état de ces alarmes est donné en annexe document AAP70

Pos Sol : l'azimut de la position du soleil selon l'heure et la date de l'horloge interne de l'onduleur calculé selon la figure 3.15.

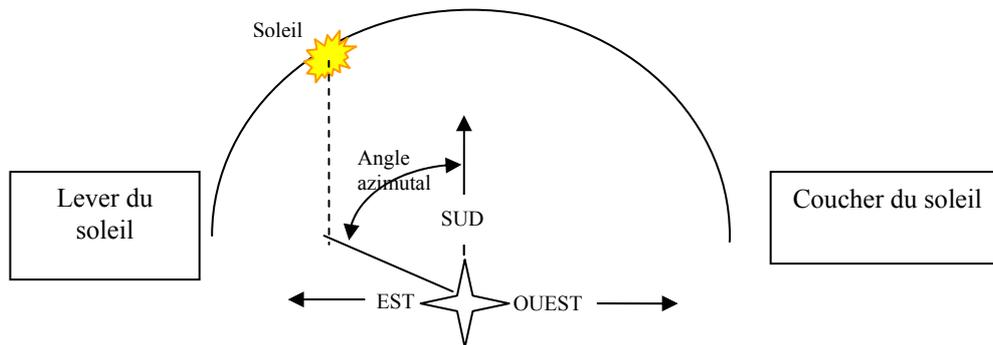


Figure 3.15 : Angle azimutal

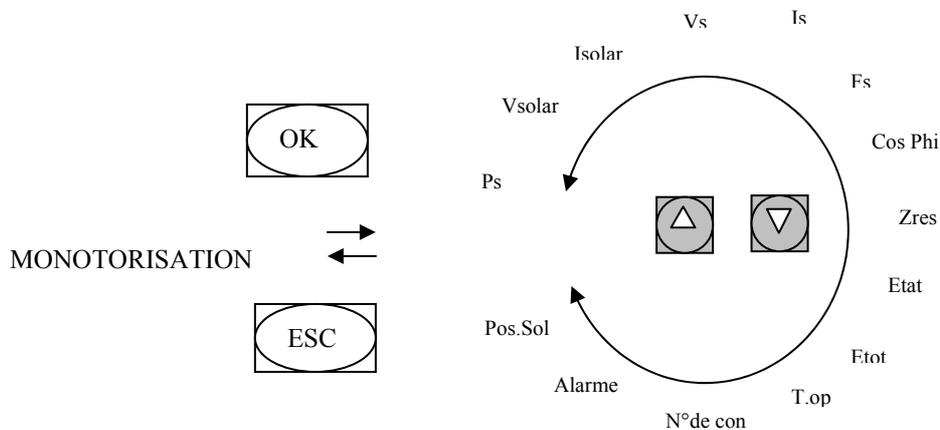


Figure 3.16: Les différentes variables de la monotorisation manuelle

Dans le manuel d'utilisation figure un guide de conduite pour remédier aux problèmes pouvant surgir durant le fonctionnement de l'onduleur.

Chacun de ces problèmes correspond à une LED se trouvant sur la face avant de l'onduleur et permet une monotorisation manuelle grâce à un écran et un clavier.

Ces problèmes peuvent être d'ordre mécaniques, environnementaux ou d'ordre électriques.

- **Problèmes mécaniques**

Si l'onduleur fonctionne bruyamment, cela peut être dû soit à un mauvais amarrage de l'onduleur sur le mur, soit à une mauvaise fermeture des vis de serrage de la face avant de l'onduleur c'est-à-dire à un manque d'étanchéité.

- **Problème de température**

Comme problème causé par l'environnement immédiat de l'onduleur, la première LED rouge sur la face avant de l'onduleur peut s'allumer ; cela correspond au fait que la température de la carcasse de l'onduleur dépasse les 50 °C, ("alta température") qui peut être dû soit au fait que l'espace autour de l'onduleur ne permet pas une libre circulation d'air soit qu'il est directement exposé au soleil.

- **Problèmes électriques**

Plusieurs LEDs sont prévues pour prévenir des erreurs électriques telles que l'erreur en fréquence et l'erreur en tension dues le plus probablement possible à la qualité du signal réseau qui dépasse les limites prévues à cet effet par la compagnie d'électricité (50Hz et 220V)

Lorsque les valeurs de la fréquence et de la tension sont récupérées dans les normes, l'onduleur redémarre automatiquement.

Il existe également deux LEDS pour prévenir des défauts d'ilotage en continu et en alternatif.

Le défaut d'ilotage en continu est principalement dû à une erreur sur toute la partie continue de la centrale (au niveau du générateur : le câblage ou la température des modules ...).

- **Certification CEE de l'onduleur**

Un document de certification de l'onduleur garantit le respect de la directive concernant la basse tension 73/23/CEE et sa modification 93/68/CEE ainsi que la directive concernant la compatibilité électromagnétique 89/336/CEE.



Figure 3.17 : Ecran, clavier de monotorisation et différentes leds indiquant les erreurs.

III.3.5 Armoire AC

Cette armoire est constituée de la partie protection, d'un compteur d'énergie et d'un transformateur de courant.

Les protections sont de deux types :

- Des fusibles de même type que ceux de l'armoire DC
- Un disjoncteur différentiel de type MERLIN GERIN K60NC16 / 400V placé en tête du circuit privatif sert à la fois de sectionneur, de disjoncteur (protection contre la surchauffe des circuits) et de différentiel (détection de "courant de fuite).
- Un disjoncteur magnétothermique MERLIN GERIN (40A/230V)
- Un compteur d'énergie CIRCUTOR qui affiche l'énergie cumulée depuis la mise en service du système, la tension de sortie de l'onduleur, le courant de sortie de l'onduleur, la puissance instantanée.

Sur la face avant de l'armoire on dispose de deux afficheurs analogiques donnant la tension et le courant de sortie de l'onduleur.

Le câblage de la partie AC se fait à l'aide d'un câble de 6mm² de section.

De l'armoire AC ressort deux câbles qui correspondent à la phase et au neutre.

Les principales caractéristiques du compteur d'énergie CIRCUTOR MK 63 M sont :

Tension :

- Le compteur est conçu pour fonctionner sur le réseau 230V – 50Hz
- Valeur nominale : $U_n = 230 \text{ V AC}$
- Tolérance : -20/ +15%

Intensité (norme IEC 62053—21):

- Courant de base : 63 A ac
- Courant max : 90 A ac
- Connexion : directe
- Type d'entrée : câble passant

Visualisation:

- Digits : 6 + 2 décimal
- Unités d'énergie : kWh
- Résolution : 0,01 kWh

- Fréquence de papillotement des LEDs : 10 Wh

Grade de protection : IP 20

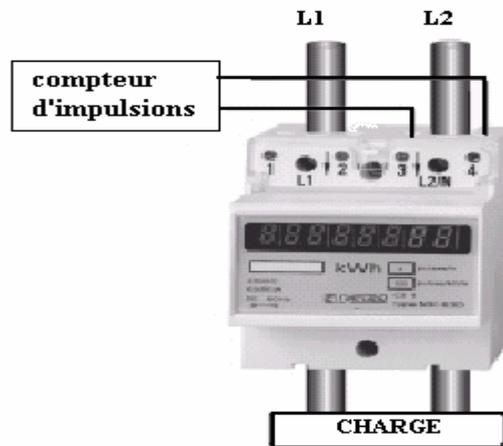


Figure 3.18 : Compteur CIRCUTOR monophasé



Figure 3.19 : Câblage, fusibles, disjoncteurs et compteur d'énergie de l'armoire AC

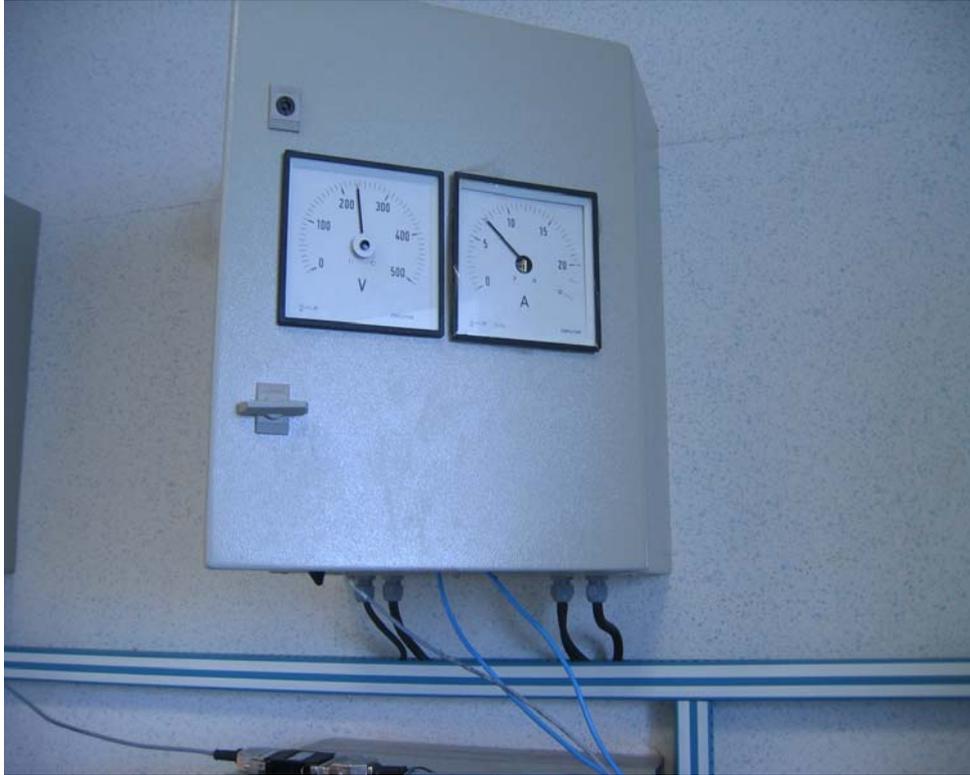


Figure 3.20 : Afficheurs analogiques sur la face avant de l'armoire AC

III.3.6 Armoire de connexion au réseau

Chaque groupe de générateur (l'ensemble de 30 modules) est ainsi connecté à une armoire DC puis à l'onduleur et enfin à l'armoire AC.

Nous pouvons dire alors que c'est comme si nous avions trois centrales PV de 30 modules et en sortie de chaque armoire AC nous sortons avec une phase et un neutre.

La connexion au réseau va se réaliser à partir de là, en connectant les neutres entre eux pour obtenir une connexion en étoile qui sera réalisée dans une armoire de connexion au réseau.

Cette armoire est constituée de trois disjoncteurs MERLIN GERIN C60NC32 / 400V~ sur lesquels sont branchés les trois phases.



Figure 3.21 : Face avant de l'armoire de connexion au réseau

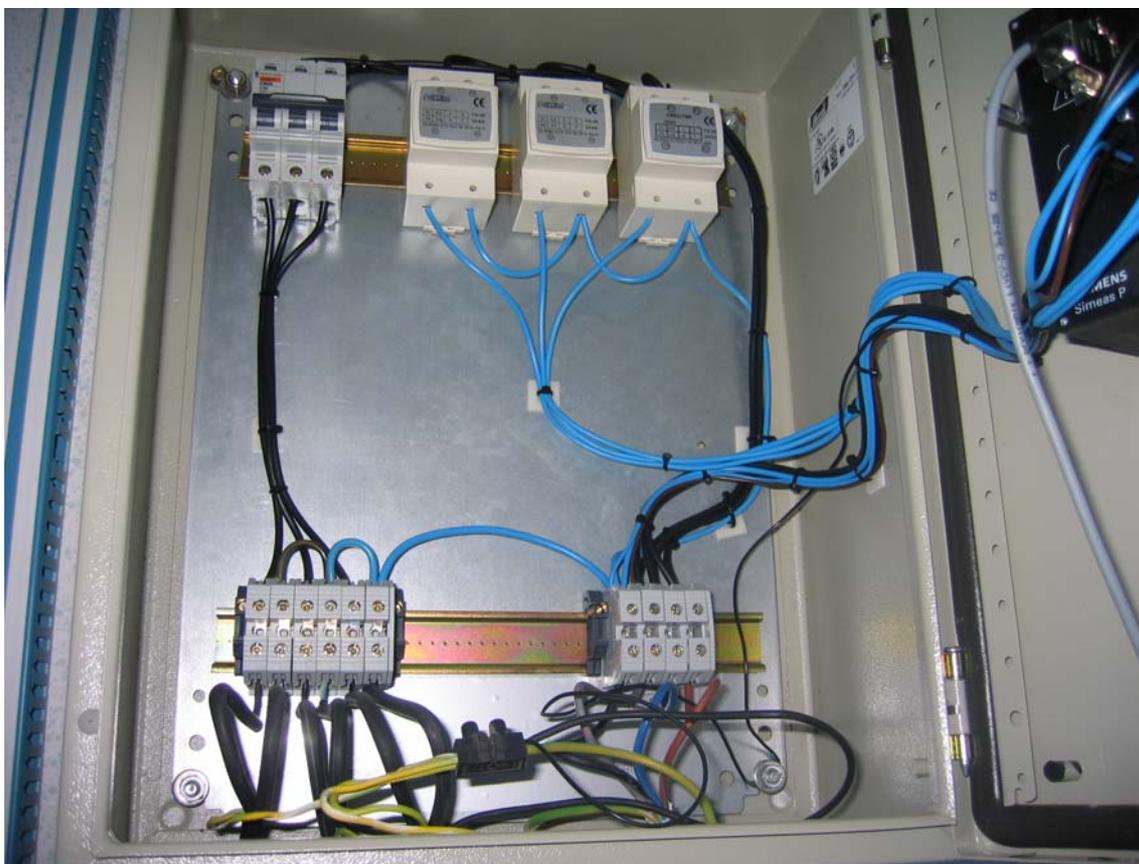


Figure 3.22 : Câblage de l'armoire de connexion au réseau

A la sortie du disjoncteur, ces trois phases ainsi que le neutre vont vers trois transformateurs de courant qui vont permettre de lire les courants sur chaque phase grâce à un compteur d'énergie ou "Power meter" de SIEMENS, le 7KG500.

III.3.6.1 Compteur d'énergie SIMEAS 7KG500

Il va aussi permettre de visualiser les tensions de chaque phase UL1, UL2, UL3 et la tension du neutre UN par rapport à la terre T, ainsi que les courants entrants et sortants IL1, IL2, IL3.

Ce compteur dispose d'un clavier et d'un écran sur lequel peut être visualisé les variables citées ci-dessus ainsi que celles indiquées sur le tableau 2.1.

Paramètres	Méthodes de mesures ⁽¹⁾	Unités
Tension phase-neutre U	L1-N, L2-N, L3-N, (N-T)	V
Tension entre phases U	L1-L2, L2-L3, L3-L1, Σ ⁽²⁾	V, kV
Courant I	L1, L2, L3, Σ	A, kA
Puissance active P + importée, - exportée	L1, L2, L3, Σ	W, kW, MW
Puissance réactive Q + cap, - ind	L1, L2, L3, Σ	var, kvar, Mvar
Puissance apparente S	L1, L2, L3, Σ	VA, k VA, MVA
Facteur de puissance, $ \cos\phi $	L1, L2, L3, Σ	
Fréquence	L1, N	Hz
Energie active importée	L1, L2, L3, Σ	kWh, MWh
Energie active exportée	Energie active exportée	kWh, MWh
Energie reactive cap	L1, L2, L3, Σ	kvarh, Mvarh
Energie reactive ind	L1, L2, L3, Σ	kvarh, Mvarh
THD en tension	L1, L2, L3	%
THD en courant	L1, L2, L3	%
Harmoniques de tension U 5,7,11,13,17,19	L1, L2, L3	%
Harmoniques de courant I 5,7,11,13,17,19	L1, L2, L3	A

(1) Les phases sont visualisées en tenant compte du type de configuration

(2) Valeur moyenne de toutes les phases

Tableau 3.1 : Paramètres visualisés par le compteur d'énergie

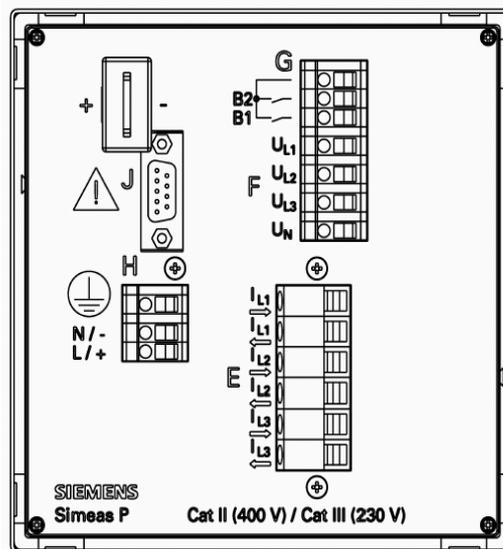


Figure 3.23 : "Compteur d'énergie" de SIEMENS, face avant, face arrière.

Il peut également, grâce à un interface RS 485 / RS 232 permettre la communication avec un PC grâce à un logiciel fourni avec le système et visualiser toutes les variables des figures 3.23 et 3.24.

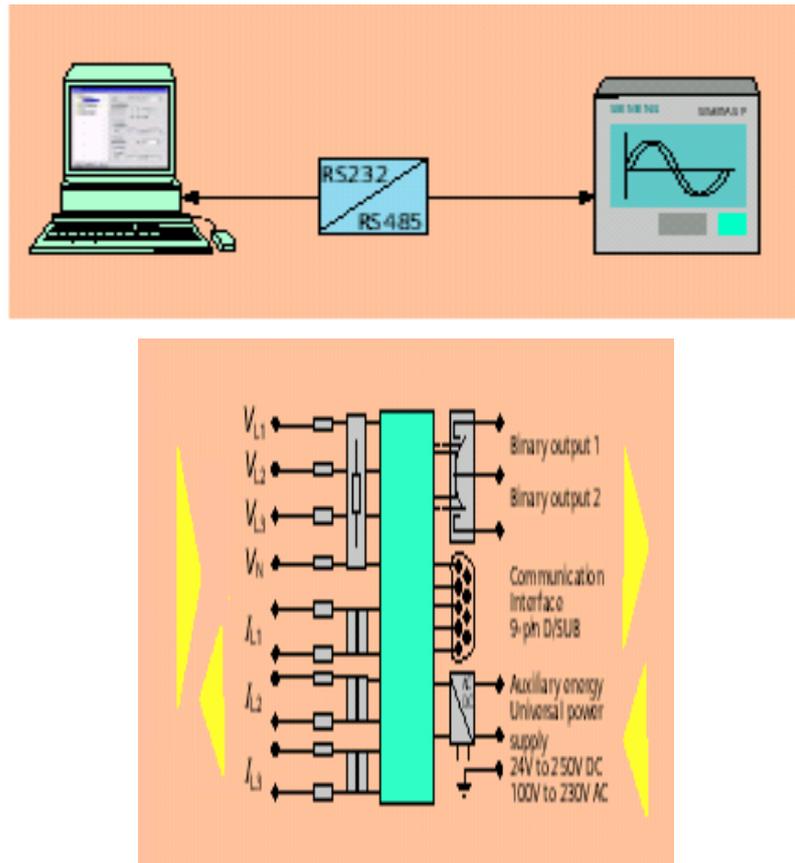


Figure 3.24 : Communication du compteur d'énergie avec un PC

Ce compteur désigné "power meter" permet de visualiser sur différents écrans successifs que l'on peut balayer à l'aide du clavier tactile.

C'est ainsi que nous pouvons visualiser (figure 3.25):

- Les puissances importées sur chaque phase
- Les puissances exportées sur chaque phase
- Les puissances instantanées importées sur chaque phase
- Les puissances instantanées exportées sur chaque phase
- La puissance totale exportée et importée
- Les tensions instantanées de sortie de l'onduleur de chaque phase
- Les courants instantanés de sortie de l'onduleur de chaque phase
- Le diagramme de Fresnel des courants, tensions de chaque phase et leurs sommes
- Le cos phi de chaque phase
- Les courbes des tensions et des courants avec une évolution en temps réel
- Les harmoniques en tension et en courant jusqu'à l'harmonique 21
- Le THD de chaque harmonique

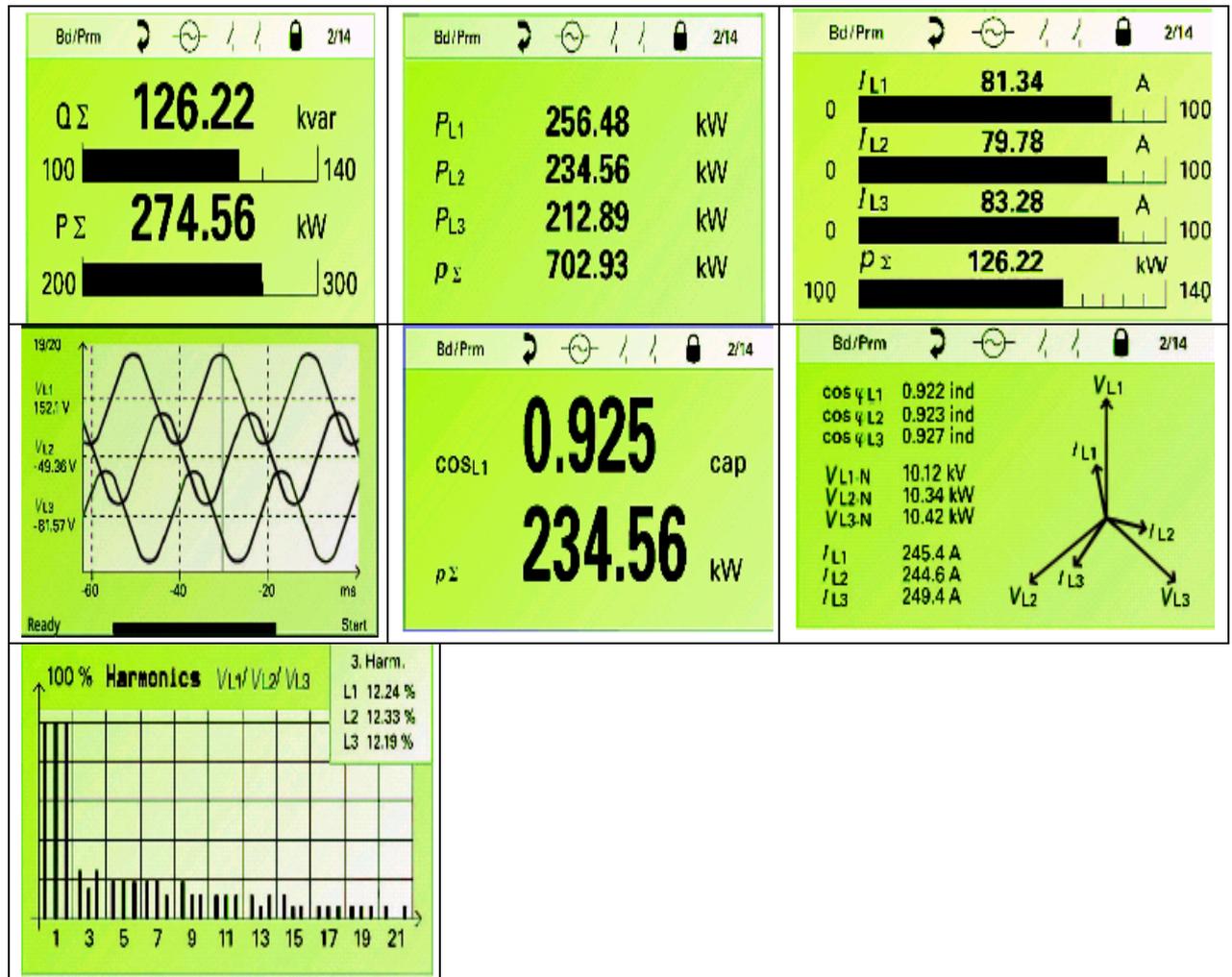


Figure 3.25 : Différents écrans visualisés sur le power meter

III.3.6.2 La connexion au réseau

Comme cela a été précisé dans le paragraphe traitant du vide juridique concernant l'autorisation de connexion de ce type de centrale, nous avons adressé un courrier au ministère de l'énergie pour solliciter une autorisation exceptionnelle de connexion au réseau de distribution électrique.

Le ministère de l'énergie nous demande en réponse à notre demande d'établir un dossier comprenant les documents et informations suivantes:

- Un formulaire d'autorisation d'exploiter dûment renseigné
- Une note précisant les capacités techniques, économiques et financières ainsi que l'expérience professionnelle du demandeur et la qualité de son organisation
- Une note précisant les caractéristiques principales de l'installation notamment, l'énergie primaire utilisée, l'efficacité énergétique, le mode de fonctionnement de l'installation, la destination de l'énergie produite (vente aux clients éligibles, consommation propre, exportation)

- Une note sur la sécurité et la sûreté des réseaux, des installations et des équipements associés
- Une note donnant l'impact sur l'environnement
- Le plan de la localisation de l'installation à l'échelle

Ce dossier a été constitué et envoyé, nous espérons avoir l'autorisation rapidement pour pouvoir connecter la centrale sur le réseau basse tension sur lequel sont branchés les maisons avoisinantes.

Il faut rappeler que le CDER dispose d'un poste MT/BT et est branché en bout de ligne du réseau basse tension qui lui appartient ; c'est pour cette raison que nous sollicitons une connexion sur le réseau BT des maisons avoisinantes pour une expérimentation des performances de la centrale en bonne et due forme.

En attendant pour commencer à tester notre centrale, nous nous sommes branchés sur le réseau interne du CDER et en particulier sur celui du laboratoire qui sert de local technique pour la centrale (figure 3.27).

A partir de l'armoire de connexion au réseau nous sortons avec les trois phases R, S, T et le Neutre que nous avons branché à travers un disjoncteur sur les trois phases du laboratoire à travers un compteur triphasé électronique réversible CX200-CLK fabriqué par l'entreprise algérienne AMC sous licence SAGEM (figure 3.26).

Ce compteur est doté d'un récepteur de télécommande centralisé intégré. Il peut gérer jusqu'à 6 registres tarifaires et offre aux clients la possibilité de mieux maîtriser leur consommation d'énergie au moyen d'un relais intégré et d'une liaison série de téléinformation.

Les principales caractéristiques électriques du compteur triphasé électronique réversible CX200-CLK sont :

Tension :

- Le compteur est conçu pour fonctionner sur le réseau 230V – 50Hz
- Valeur nominale : $U_n = 230 \text{ V AC}$
- Valeurs limites : $191 \text{ V AC} < U < 276 \text{ V AC}$ (accepte les surtensions permanentes jusqu'à 440 V AC)

Intensité (norme IEC 62053—21):

- Valeur de référence: $I_b = 5A$; $I_{max} = 60A$
- Valeurs limites: $0,05 I_b$ à I_{max} ; $30 I_{max}$ (500 ms)

Fréquence:

- Valeur nominale : 50 Hz
- Valeurs limites : $47Hz < f < 53 Hz$

Précision de mesure:

- Energie active importée et exportée : classe 1 ou 2, IEC 62053-21
- Horloge temps réel : IEC 61038 $< 6 ppm$; $< 15 s/mois$ à 23° ; dérive $< 0,15s/^\circ k/24h$
- Pour la vérification de la métrologie le compteur est équipé d'un dispositif optique émetteur d'impulsion (Flash Led) dont le poids des impulsions est de 1 Wh/imp.

Protection :

- Le compteur d'intérieur est aux normes de protection : IEC62052-11
- Son boîtier est protégé contre la pénétration de l'eau et des poussières, son niveau de protection est conforme à IP51 suivant IEC 60529.

Nous pouvons donc au point de connexion au réseau visualiser grâce à ce compteur:

- Les énergies actives importées des trois phases
- L'énergie totale importée et exportée
- Les puissances instantanées de chacune des trois phases
- Le maximum de puissance pour chaque période tarifaire.



Figure 3.26 : Disjoncteur de connexion au réseau et les compteurs électroniques AMC

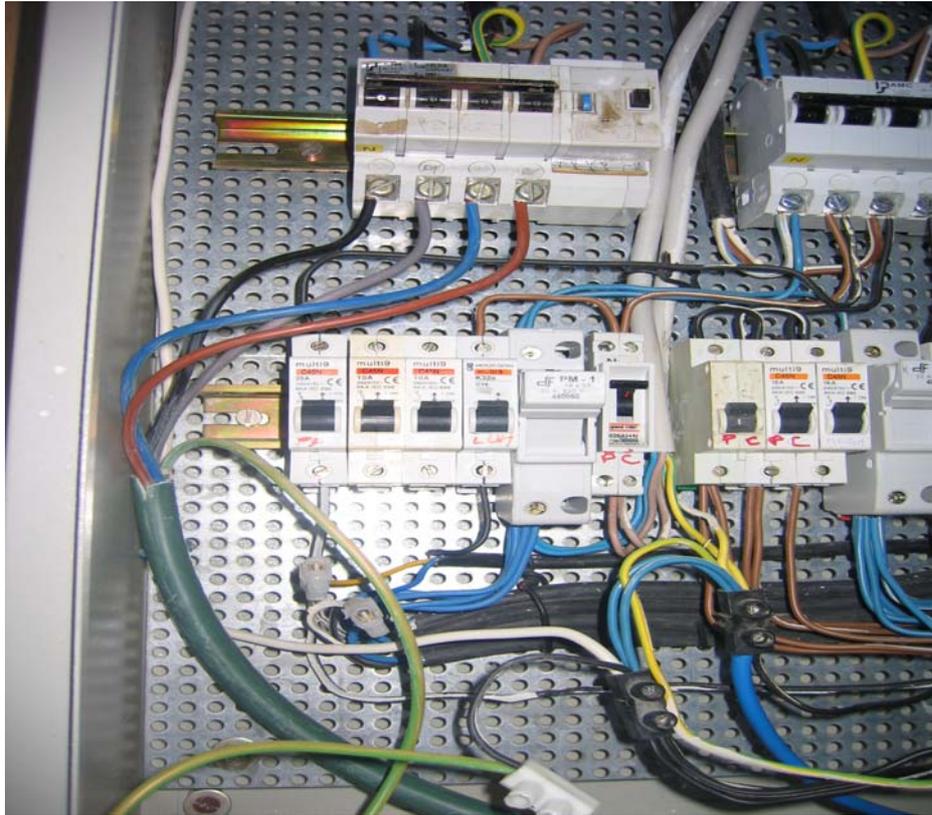


Figure 3.27 : L'armoire de répartition des disjoncteurs et fusibles des différentes charges du laboratoire et arrivée du câble vert provenant de la centrale PV .



Figure 3.28 : Local technique de la centrale photovoltaïque connectée au réseau du CDER

Conclusion

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules photovoltaïques connaît un essor fulgurant à l'aube du 21ème siècle avec un taux de croissance record de plus de 40% en 2000. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique afin de permettre au photovoltaïque d'ici l'an 2010 d'atteindre le seuil de compétitivité des autres sources de production d'électricité.

La centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique basse tension installée au CDER représente une opportunité inespérée dont le premier but est le suivi de son comportement sur le site même de Bouzaréah.

L'étude réalisée dans le cadre de ce mémoire, la description détaillée des différentes parties de la centrale et sa réalisation pratique est une première contribution à la connaissance de ce type d'installation photovoltaïque.

Le but de ce travail était surtout la réalisation et la mise en service des équipements. Malgré les problèmes annexes rencontrés concernant le dédouanement du matériel et leur réception qui ont pris beaucoup de temps, la centrale est aujourd'hui en fonctionnement.

La description des différents composants constituant la centrale PV connectée au réseau et en particulier les nouvelles technologies de modules PV nous a permis de constater que lors de l'intégration dans un bâtiment, une double fonction est attribuée au module solaire, notamment celle de production d'électricité et celle d'élément de construction remplaçant le revêtement de façade ou de couverture de toit courants. Ainsi, une partie des frais du système PV peut être récupérée. L'intégration du photovoltaïque à l'architecture est intéressante car cette technologie permet une baisse du coût, premier obstacle à sa diffusion à grande échelle. Ses principaux atouts sont :

Conclusion

- La disponibilité des surfaces qui évite l'achat de terrain et la construction de supports.
- L'intégration à la conception évite du travail supplémentaire d'installation et de raccordement la ligne étant de plus déjà disponible.
- La production décentralisée d'électricité (et de chaleur) au point de consommation diminue les pertes par distribution et transmission.
- La prise en compte de toute la chaîne est ainsi favorisée, de la conception des systèmes au recyclage des matériaux, un des points de préoccupation majeur de l'avenir proche.

La modélisation des différents composants de la centrale grâce au logiciel PSpice donne des résultats intéressants dont certains concordent avec la théorie mais qui ne peuvent être entièrement vérifiés et validés qu'après quelques mois sinon quelques années de fonctionnement de la centrale.

Ce type de système étant ces dernières années très développé dans les pays industrialisés, nous a permis de consulter énormément d'articles et force est de constater que le sujet intéresse beaucoup de chercheurs dans les pays où ces systèmes sont installés.

Cette centrale est certes de petite taille (~10kWc) mais suffisante pour nous donner matière à lancer des projets de recherche ayant pour thème chaque partie du système.

Les efforts de recherche et développement sont essentiels pour installer durablement cette technologie. Il est d'ailleurs évident que les pays les plus avancés sont aussi ceux qui soutiennent le plus ces efforts; la Suisse inscrit le BIPV (building-integrated photovoltaic) en tête de ses préoccupations de recherche, les Pays-Bas financent presque entièrement par des fonds publics les recherches sur les modules AC, l'Allemagne est le pays qui a le plus investi en aides publics au secteur du PV.

La première priorité pour nous en Algérie est donc au développement de projets de démonstration pour familiariser d'abord les électriciens, architectes, et autres acteurs directs et ensuite le public aux concepts du BIPV. Cela permet aussi d'ajuster et de mûrir les produits constituant la centrale et les concepts architecturaux.

Conclusion

Ensuite aider au plus vite à l'application de toute la batterie de textes de loi existants, pour faciliter les rapports entre les auto-producteurs et le gestionnaire de réseau.

Quel que soit le type de relation avec le réseau d'électricité conformément aux règles nationales, le résultat le plus visible d'un toit solaire est toujours une réduction significative de la facture d'électricité, ce qui peut être considéré comme "un revenu annuel net "

L'intégration des modules photovoltaïques dans des installations de production d'électricité, sous forme de grandes centrales ou de toits photovoltaïques connectés au réseau, nécessitera de plus en plus des systèmes intelligents de contrôle et de maîtrise de l'énergie et par conséquent de composants performants d'électronique de puissance. Le développement de ces composants en Algérie permettraient une meilleure intégration et par conséquent un meilleur prix de ce type de système.

L'établissement des modèles électriques fiables et adaptés de la centrale et leurs simulations a servi à déterminer, pour une journée type, pour un rayonnement et une température donnée, la puissance que peut fournir la centrale et la quantité d'énergie injectée dans le réseau.

Références bibliographiques

- [1] Florida Solar Energy Center. "Grid Connected Photovoltaic System Design Review and Approval" .Operations Et Procedures ».Version5, August 2002.
- [2] S.J. Strong, R.H.Wills "Building Integration of Photovoltaics in the United States" XI Congres Européen d'énergie Solaire Photovoltaïque. Montreux, Suisse, 1992.
- [3] E.Kern "Residential Utility Connected Systems " XIX conférence des spécialistes photovoltaïciens IEEE, 1007, Nouvelle Orléans, Etats-Unis, 1987.
- [4] Gabler, Heidler "Market introduction of grid-connected photovoltaic installations in Germany" XIV Congres Européen d'énergie Solaire Photovoltaïque, Barcelone, Espagne, 1997.
- [5] Wilk "Grid interconnection of photovoltaic systems in Austria" Extrait du séminaire "PV grid-interconnection " Rapport V de L'agence Internationale de l'Energie, Zurich, Suisse, 1997.
- [6] Meier, Schaffner, Blum "1996 photovoltaic energy statistics of Switzerland. Overall yield, quality assurance and results of monitoring. XIV Congress European d'énergie Solar Photovoltaic, Barcelona, Spain, 1997.
- [7] Agence Internationale de l'Energie "Photovoltaic power systems in selected IEA member countries: the second of a series of survey reports" Inform PVPS Ex. Co. /TI mars 1997.
- [8] Photovoltaic Insider's Report, VOL. XVI, N°8 5, Agosto 1997.
- [9] Meier, Blum, «Photovoltaics Energy Statistics 1995 In Switzerland» XIII Congres Européen de l'Energie Solaire photovoltaïque, Nice, France, 1995.
- [10] Maycock "Cost reduction in PV manufacturing: impact on grid-connected and building-integrated markets" IX Conference international de la science de l'ingénierie photovoltaïque (9-PVSEC) Mizayaki, Japon, 1996.
- [11] Horst, Kimman, Lysen "Large scale urban PV projects in the Netherlands summary of the framework programme NOZ-PV 1997-2000" XIV Congres Europeen d'énergie Solaire Photovoltaïque, 490, Barcelone, Espagne, 1997.
- [12] E.W. Ter Horst «The PV-programme in the Netherlands summary of framework programme NOZ-PV 1997-2000" XIV Congres Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque .Barcelone .Espagne , 1997

Références bibliographiques

- [13] M.A.Green "Photovoltaics in the Sydney 2000 Olympics: the world's largest solar village " XIV congrès européen de l'énergie solaire photovoltaïque .Barcelone .Espagne, 1997.
- [14] A.Lloret et al. "Lessons learned in the electrical system design, installation and operation of the Mataro public library"; XIV congrès européen de l'énergie solaire photovoltaïque. Barcelone .Espagne, 1997.
- [15] L.M.Arribas "PV grid-connected system in Madrid .Evaluation of first data" XIV Congrès européen de l'énergie solaire photovoltaïque .Barcelone .Espagne, 1997.
- [16] EUR 16709 ES/EN "Central eléctrica fotovoltaica de 42 kW conectada a la red de baja tension" Informe tecnico final del proyecto termie con referencia SE/004/95/ES, 1995.
- [17] Instituto de Energia Solar " Generador fotovoltaico conectado a la red en la sede del IES " Informe tecnico final del proyecto termie con referencia SE95, 1995.
- [18] Bulletin du CIELE. N°53- juillet 1999.
- [19] Yves Mafraing " Recherche photovoltaïque : La quête du rendement " Système Solaire n° 136, mars-avril 2000.
- [20] Jean-Claude Muler " Procédés propres et rapides de fabrication des photopiles ". Groupe photovoltaïque du laboratoire PHASE – CNRS, 31 novembre 1996.
- [21] Documentation commerciale. Neste.
- [22] BP Solar "Informations techniques sur le photovoltaïque". Décembre 2003.
www.apex.bpsolar.com.
- [23] Nedo "Solar cell manufacturing technology" n°11, 2000.
- [24] Koyo Thermo Systems." Crystec Technology Trading GmbH. Matériel pour l'industrie du semi-conducteur".n°16, 2000.
- [25] Site Internet de Photowatt.
- [26] Catalogue commercial Siemens.2001.
- [27] PCID Photovoltaics Special Research Centre at the University of New South Wales, Sydney, Australia.2000
- [28] Luis Castaner et S. Santiago "Modelling of Systems" Université Polytechnique de catalogne
- [29] L.D. Partein "Solar Cells and Their Applications" Wiley, 1995.
- [30] M.A. Green "Solar Cells", University of New South Wales, Sydney, 1992.
- [31] M.A. Green, "Silicon solar cells" Centre for Photovoltaic Devices and Systems, University of New South Wales, Sydney, 1995.

Références bibliographiques

- [32] A.Adane and T.Tacfticht "An optimum regulator device for stand-alone photovoltaic systems". World renewable Energy Congress, 2. 231, Reading, U.K
- [33] Z.Salameh and D.Taylor "Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays" Solar Energy, 44(1), 57-61, 1990.
- [34] D.B.Snyman and J.H.R.Enslin "An experimental evaluation of MPPT converter topology for PV installations" Renewable Energy, 3, (8), 841-848, 1993.
- [35] L.Van de Merwe "Maximum Power Point Tracking Implementation Strategies" Renewable Energy, Vol.2, n°6, pp.214-217, 1998
- [36] H.Sugimob "A New Scheme for Maximum Photovoltaic Power Point Tracking Control" IEEE pp.691-696, 1999.
- [37] S.Ben Yaakov and D.Adar "Average Models as Tools for Studying the Dynamics of Switch Mode DC-DC Converters".
- [38] N.Abdel-rahim and J.E. Quicoe, "A single phase delta-modulated inverter for UPS applications"IEEE Trans.on Pow.Elec., vol 9, n°5, pp 165-168, 1996.
- [39] W.Durisch, D.Tille "Testing of small sinusoidal inverters for photovoltaic stand alone systems". IEEE Trans.on Pow.Elec., vol 5 n°2, pp 230-236, 1998.
- [40] W.Bower, S .Phillips, and F.Schalles "Performance and characteristics of inverters in remote and stand-alone applications", n° 64, pp417-426, 1999.
- [41] B.K.Bose, "Recent Advances in Power Electronics" IEEE Trans.on Pow.Elec., vol7, n°1, pp 123-130, 1992.
- [42] W.R.Anis, "Stepped Sine Wave DC/AC Inverter" Solar Energy, Vol .IE.29, n°3, pp 249-254, 1999.
- [43] K.S.Rajashekara et al "Microprocessor Based Sinusoidal PWM Inverter by DMA Transfer «IEEE Trans. On Ind. Elec., Vol .IE.29, n° 1, pp 46-51, 1982".
- [44] F.Yeves et al "A High Performance Microcontroller Solar Inverter" 9th PSBC, pp 806-811, 1989.
- [45] N.Matsui et al "One –chip micro computer- Based Controller for the Mc Murray Inverter" IEE Trans.on Ind. Elec., VOL.IE.31, n° 3, pp 249-254, 1984.
- [46] B.Culver "Grid Connected Photovoltaic Plants in Vienna ". Renewable Energy, Vol.7, n°2, pp153-163, 1996.
- [47] Coutard Fabrice, Cours d'électronique. Edition Dunod
- [48] G.Séguier et F.Labrique " Les convertisseurs de puissance:la conversion continu-alternatif". Edition Lavoisier.

Références bibliographiques

- [49] M.A.Rahmane "An analysis of Delta Modulation PWM Inverter" IEEE Tran. On Ind.Appl. pp214-218,1985.
- [50] P.Ziogas "Delta Modulation Technique in Static PWM Inverter ", IEEE Tran. On. Ind. Appl.Vol.IA-17, n°2, pp199-204,1981.
- [51] A.Kawamura and al "Instantaneous feedback controlled PWM Inverter with adaptative hysteresis", IEEE Trans.on Ind .Appl. Vol.IA -20, n° 4, pp796-775, 1984.
- [52] A.Herbert " Machines Electriques, Electronique de Puissance : Théorie et Applications " Dunod, 1985.
- [53] H.S.Patel and R.G.Hoft "Generalised Technics of Harmonic Elimination and Voltage Control in Thyristor Inverters. Part I: Harmonic Elimination ", IEEE Trans.on Ind.Appl., Vol.IA-9, n°3, pp310-317, 1973.
- [54] H.S.Patel and R.G.Hoft "Generalised Technics of Harmonic Elimination and Voltage Control in Thyristor Inverters. Part II: Voltage Control Technics ", IEEE Trans.on Ind.Appl., Vol.IA-10 n°5, pp666-673, 1974.
- [55] M.Hombu, "A New Current Source GTO Inverter with Sinusoidal Output Voltage and Current "IEEE Trans.on Ind.Appl., Vol.IA-21, n°5, pp1192-1197, 1985.
- [56] H.Wilk,"Inverters for photovoltaic systems"Chap.5 de "Photovoltaic systems" Edition Fraunhofer Institute für Solare Energiesysteme, Freeburg, Alemania (1995) .
- [57] E.J.Wildenbeest, S.W.H. de Haan et N.C. van der Borg" Recent test results of 6 commercial inverters for grid connected PV systems". 11^{ème} Conférence Mondiale sur la Conversion de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 909, Hawaï, Etats-Unis, 1994.
- [58] H.Haeblerlin, F.Kaesler, Ch.Liebl and Ch.Beutler "Result of recent performance and reliability tests of the most popular inverters for grid connected PV systems in Switzerland" 13^{ème} Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 585, Nice, France,1995.
- [59] M.Visiers Guixot "Inverters for large scale PV plants". Séminaire "Experiences and perspectives of large scale PV plants", organisé par la task VI de l'AIE- Photovoltaics Power Systems Program, Espagne, 1997.
- [60] Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme" 1000 Roofs measurement and analysis programme, Annual Journals 1995 and 1996".
- [61] C.W.A.Baltus, J.A.Eikelboom, R.J.C. van Zolingen "Analytical monitoring of losses in PV systems". XIV Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 1547, Barcelone, Espagne, 1997.

Références bibliographiques

- [62] P. Schaub, A. Meremoud, O. Guisan "Evaluation of the different losses involved in two photovoltaic systems" XII Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 2270, Amsterdam, Hollande, 1994.
- [63] W.Coppye, W. Maranda, Y. Nir, L. de Gheselle, J. Nijs " Detailed comparison of the inverter operation of two grid-connected PV demonstration systems in Belgium " XIII Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 1881, Nice, France, 1995.
- [64] R.Hotopp, B.Dietrich "Grid perturbations in a housing estate in Germany with 25 photovoltaic roofs". XIII Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 2289, Nice, France, 1995.
- [65] A.B. Maish and al. "Photovoltaics system reliability". XXVI Conférence des Spécialistes du Photovoltaïque de IEEE, Anaheim, Etats-Unis, 1997.
- [66] D.Schekulin, G. Schumm, "AC-modules-technology, characteristics and operational experience". XIII Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 1889, Nice, France, 1995.
- [67] D.Schekulin, A.Bleil, C.Binder, G. Schumm " Module integratable inverters in the power range of 100-400W". XIII Congrès Européen de l'Energie Solaire Photovoltaïque, 1893, Nice, France, 1995.
- [68] H. Oldenkamp, I.J. de Jong, C.W.A. Baltus, S.A.M. Verhoeven, S. Elstegees "Reliability and accelerated life tests of the AC module mounted OKE4 inverter". XXV Conférence des spécialistes du photovoltaïque de IEEE, Washington, Etats-Unis, 1996.
- [69] G. Ebest, W.Hiller, U. Knorr, "A new method and system for the simulation of modular inverters in solar façades". XXV Conférence des spécialistes du photovoltaïque de IEEE, Washington, Etats-Unis, 1996.
- [70] S.Y.Hui, Shrivasta Yash, T. Shatiakumar "A comparison of deterministic and deterministing switching methods for DC-DC power converters"
- [71] Rashid, Muhammad, H. PSpice simulations of Power Electronics, Selected Readings, IEEE, 1996.
- [72] A.T.Veltman, R.Wiecherink, "Test result of inverters for grid-connected photovoltaic systems".11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux, Switzerland, 1992.
- [73] L.N.Arruda, S.M. Silva, "PLL structures for utility connected systems", IEEE Industry Applications Conference, 2001, pp 2655-2660.

Références bibliographiques

- [74] R.Wu, S.B.Dewan, G.R.Slemon, "Analysis of a PWM AC-dc voltage source converter under predictive current control with fixed switching frequency", Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1990, pp 287-294.
- [75] A.Kotsopoulos, J.L.Duarte, M.A.M.Hendrix, "A predictive control scheme for DC voltage and AC current in grid connected photovoltaic inverters with minimum DC link capacitance" Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2001.
- [76] L.Malesani, L.Rossetto "AC/DC/AC PWM converter with reduced energy storage in the DC link", IEEE Trans. On Industry Applications, vol.147, n°6, 2000.
- [77] Rapport de synthèse relatif au système de protection et de contrôle du réseau de distribution MT et BT. Collaboration ENEL (Italie) et Sonelgaz.
- [78] M.E. Roop, M. Belgovic, and A. Rohatgi," Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 7, 39-59, 1999.
- [79] He, W, Markvart, T., and Arnold, R., "Islanding of grid connected PV generation; experimental result" Proc. Of 2nd World Conference and exhibition PV Solar Energy Conversion, Vienna, Austria- juillet 1998 pp2778-5.
- [80] Hernandez, J.C., Vidal, P.G., and Almonacid, G., "Analysis of personal electric risk in photovoltaic systems using standard electronic circuit simulator "Proc. Of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, June 1997, pp1062-5.
- [81] R.H. Wills, F.E.Strong, "The AC photovoltaic module", Proc. of the 25th IEEE PVSC, Washington DC, MAY 1996, pp 1062-5.
- [82] Microsim PSpice & Basics- User's Guide – Irvine, C.A.1997.
- [83] M.H, Rashid, "SPICE for Electronic and Electric Power .Printice-Hall.London.1993.
- [84] Implementation of Mathematical Models of Devices for Circuit Simulation in PSpice. IEEE, pp17-22, Oktober1997.
- [85] Achim Woyte,"Grid Connection of Photovoltaic Systems "December 2003.
- [86] Commission of the European Communities «Prediction of Solar Radiation on Inclined Surfaces" Solar Energy R&D in the European Community, Series F, Vol3, D.Riedel, 1996.
- [87] S. Klein, "Calculation of Montly Average Insolation on Titled Surfaces" Solar Energy, 19, 325-9, 1997.
- [88] B. Meinel, Applied Solar Energy, Addison Wesley 1997.
- [89] Van Overtraeten, R.J. and Mertens, R.P." Physics Technology and Use of Photovoltaics" ADAM Higler, 1986.

Références bibliographiques

- [90] R.G.Ross, and M.I.Smocker, " Flat Plate solar array project final report" Volume VI: Engineering Sciences and Reliability, Jet Propulsion Laboratory, Publication, 86-31, 1986.
- [92] W.B.Lawrance and R.Troster" Dynamic Simulation of solar pumping system" Renewable Energy, Vol 2, N°6, pp591-596, 1992.
- [93] Y.S.Lee, D.K.W.Cheng and S.C.Wong "A new approach to the modelling of converters for PSpice simulation" IEEE Transactions on Power Electronics, Wiley, 1995.
- [94] G.Bleasser "use of I-V extrapolation methods in PV systems analysis "European PV Plant Monitoring Newsletter, 9 nov. pp 4-5, commission of EU Communities, Joint Research Centre, Ispra, Italy, 1993.
- [95] T.Markvatt, L.Castaner, M.A.Egido, "Sizing and reliability of PV Systems" 12th European Photovoltaic Energy Conference, pp 1530-34, Brielle, 1994.
- [96] M.A.Egido, E.Lorenzo, "The sizing of PV System" Solar Energy Materials and Solar Cells, 1992.
- [97] E.Lorenzo," La Energia que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red" Institut d'énergie solaire .Toledo. Era Solar, n° 114, p18-21, 2003..
- [98] G.Wrixon "Concerted actions on PV systems technology and coordination of PV systems development ", Rapport n°6 du projet joule II de référence 0120. Barcelone, Mai 1993.
- [99] A.Hadj Arab, F.Cherfa, A.Chouder and F.Chenlo,"Grid-Connected Photovoltaic System at Cder- Algeria ", 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition . Barcelone. 6-10 june 2005.

Annexe1

Intégration Architecturale des CFCR dans les bâtiments

Un système PV raccordé au réseau peut être intégré dans le bâtiment ou ajouté sur le bâtiment. Lors de l'intégration dans un bâtiment, une double fonction est attribuée au module PV, notamment celle de production d'électricité et celle d'élément de construction remplaçant le revêtement de façade ou de couverture de toit courants. Ainsi, une partie des frais du système PV est récupérée. En outre, l'architecte aura le défi d'intégrer les modules PV à la couleur et aux dimensions caractéristiques dans son plan. Les modules PV peuvent être intégrés sur des toits plats ou inclinés, contre des façades ou encore sur des brise-soleil. Sur des toits d'atrium en verre ou sur des fenêtres on peut intégrer des modules semi-transparents. Nous pouvons même dire que les modules PV donnent au bâtiment un cachet architectural écologique ainsi que de haute technologie. Les systèmes PV peuvent être montés tant dans les projets de rénovation que dans la construction nouvelle d'habitations, de bureaux, d'entreprises et de structures indépendantes telles que les toits de quai, sans en déranger les activités normales

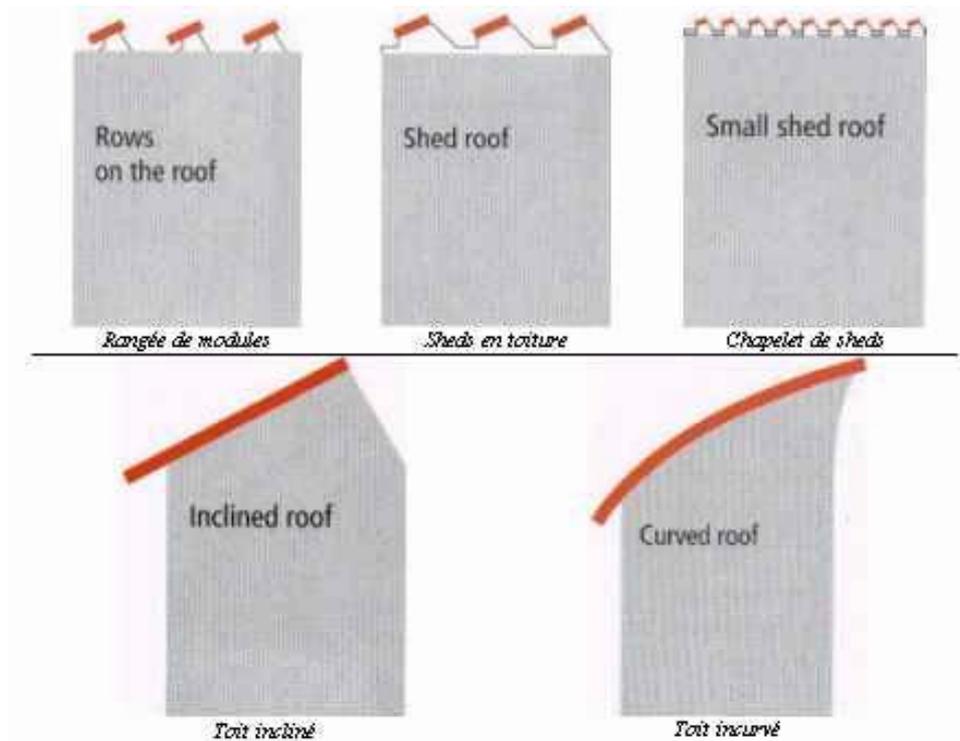
L'intégration d'éléments PV dans les structures des bâtiments a de nombreux atouts. En étant connectés au réseau, ces systèmes permettent de s'affranchir des problèmes de stockage et de transport de l'électricité. De plus avec les récents développements technologiques on note une nette amélioration de l'esthétique par une intégration harmonieuse en façade ou en toiture des bâtiments. Les applications multifonctionnelles accentuent ces avantages au tant qu'elles soulagent la fonction PV au niveau du coût de production de l'électricité. Ainsi, les écrans pare-soleil, les marquises, les soupiraux, les façades, etc. sont mis à contribution dans la fourniture d'électricité ; qui plus est sous des formes souvent plus esthétiques que les éléments conventionnels. Dans ce chapitre, nous dressons un bref état de l'art des techniques pluri-fonctionnelles de production d'électricité solaire intégrées à l'architecture.

1. Les différentes techniques d'intégration

1.1 L'intégration en toiture

Les différents types d'intégration sont exposés sur la Figure 1.

- **La toiture plane** a l'avantage de l'accès facile permettant de monter les modules sur de simples piliers préfabriqués. Cependant dans ce genre de montage, il convient de prévoir des solutions rapides pour la réparation ou le renouvellement du toit utilisé.



• Figure 1 : Les différents types d'intégration en toiture.

- La solution imaginée par les fabricants est de plus en plus souvent une approche intégrée, par la réalisation de nouvelles structures suivant un principe modulaire qui permet de s'affranchir de ces problèmes de maintenance du toit support.
- **La toiture inclinée** peut être conçue avec l'angle adéquat. C'est le terrain de prédilection des tuiles et ardoises solaires conçues de façon à remplir les fonctions habituelles des toits, étanchéité, résistance aux intempéries et au feu, etc. Ainsi on trouve des modules intégrés en toitures, des éléments fabriqués sur mesure et montés sur des rails, etc. Les techniques conventionnelles du bâtiment sont utilisées pour les joints, le drainage, la plomberie, etc. Des prises intégrées permettent de se passer d'électricien pour la connexion du système.
- **La structure en sheds** ou encore dite en dents de scies est souvent d'orientation telle que vers le sud on monte les éléments PV comme composants du bâti et vers le nord on utilise des vitrages isolants pour optimiser les apports solaires passifs.

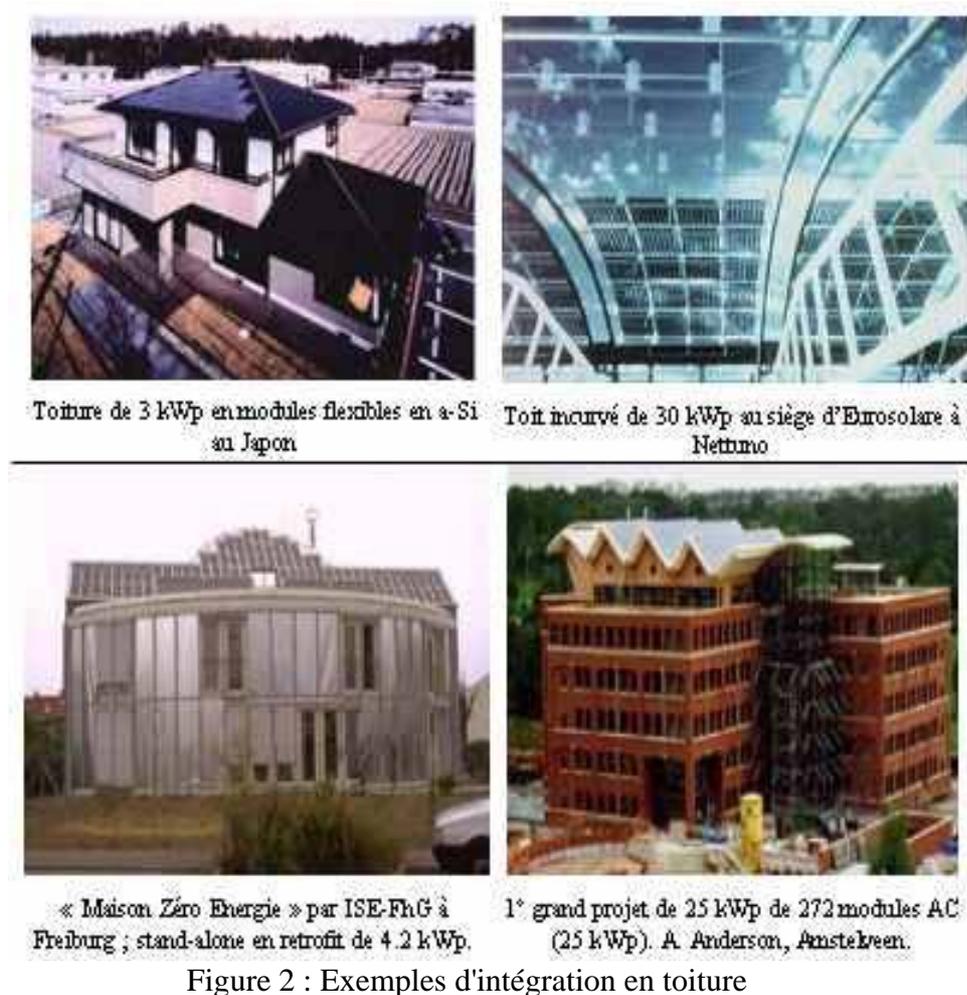


Figure 2 : Exemples d'intégration en toiture

1.2 L'intégration en façade

Les façades occupent la plus grande partie des surfaces construites des immeubles et forment des zones d'exposition très sensibles. L'intégration en façade répond à de plus lourdes contraintes que l'intégration en toiture parce que les paramètres à prendre en compte sont beaucoup plus critiques. Les risques d'ombrage sont plus élevées, l'impact des angles d'incidence du soleil et des angles de réflexion des matériaux de couverture, n'est pas toujours suffisamment pris en considération. On estime par exemple que le rendement d'une installation intégrée en façade est inférieur de 25 à 30% à celui obtenu pour une orientation optimale. Néanmoins la grande visibilité de ce type d'intégration, la grande palette des jeux d'ombrage et de couleurs, la disposition de surfaces transparentes, permet aux architectes d'exercer une créativité qui explique l'intérêt qu'ils y portent.

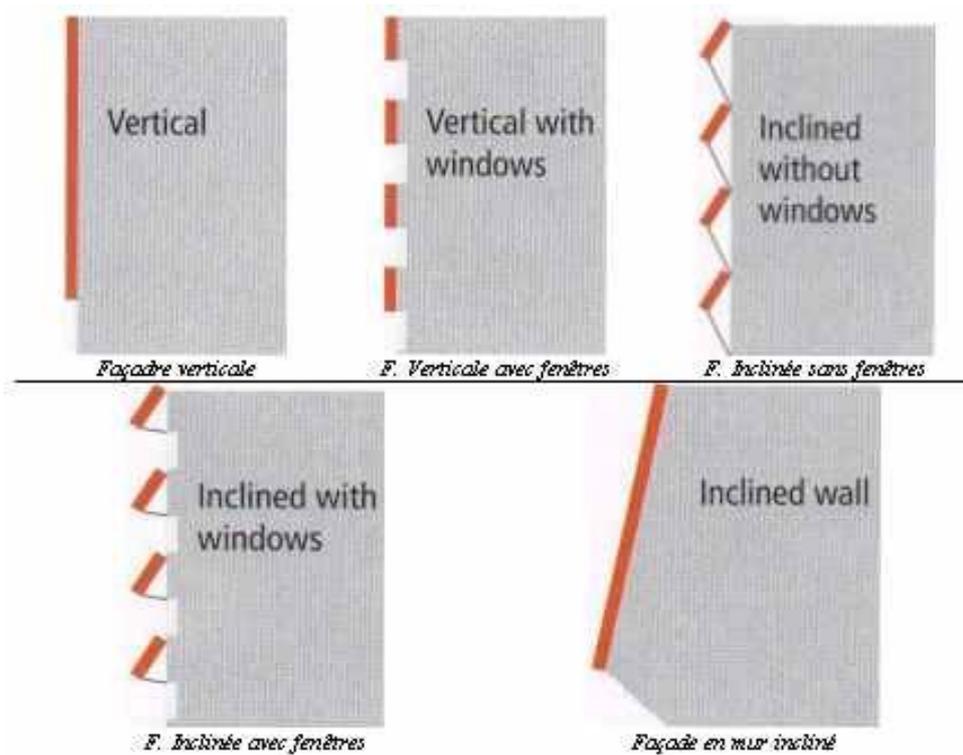


Figure 3 : Les différents types d'intégration en façade

Les éléments PV et les éléments conventionnels de structure de la façade sont posés avec la même technique, il n'y a en général pas de surplus de travail. D'ailleurs assez fréquemment, ces éléments sont mixés pour optimiser la conception éco-énergétique du bâtiment. Le changement de coloration en fonction de l'illumination est un élément architectural très prisé



Figure 4: Exemples d'intégration en façade.

Nous montrons sur la figure 4 quelques applications récentes de ces techniques.

2. Autres applications

Les techniques d'intégration restent les mêmes quelles que soient leurs applications. Il convient évidemment de tenir compte des contraintes supplémentaires, de sécurité, de normes, de nuisances, etc. Nous présentons quelques exemples de ces applications.

2.1 Les serres PV en entrée :

De plus en plus souvent, en entrée des bâtiments commerciaux avec intégration de PV dans le bâti, on trouve une grande serre accueillante par exemple celle de l'entrée du centre commercial de Migros à Zurich (Figure 6), qui a été reconstruite avec une grande surface couverte de modules PV intégrés dans un vitrage isolant.

Les synergies utilisées sont la combinaison de :

- protection contre les intempéries
- utilisation de l'éclairage naturel et ombrage
- réflexion de l'éclairage intérieur sur la surface arrière des cellules
- production d'électricité solaire

2.2 Ombrage par stores PV ou par vitres en PV semi-transparentes.

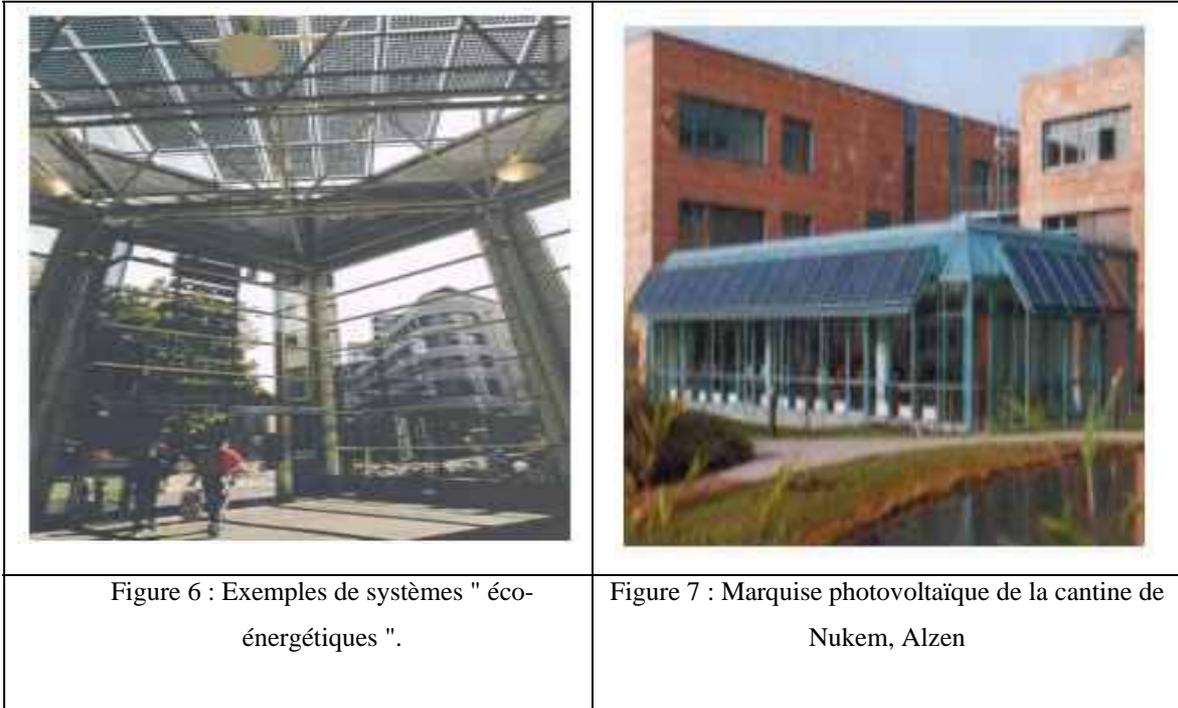
Pour éviter que trop d'énergie solaire ne pénètre dans les salles il existe principalement deux approches architecturales :

- Des pare-soleil convenablement disposés en auvent permettent que les fenêtres se trouvent à l'ombre aux moments d'ensoleillement le plus fort en été. Cette approche a l'avantage qu'en hiver le soleil plus bas sur l'horizon pénètre plus loin dans la salle au moment même où un réchauffement solaire passif est souhaitable.
- L'autre approche est de ne pas bloquer l'accès des rayons solaires au niveau des vitrages mais d'employer des vitres semi-transparentes qui laissent passer seulement la quantité et/ou la partie du spectre voulue pour assurer un éclairage et un apport d'énergie convenables.

2.3 Marquises PV

Nous montrons la marquise PV (Figure 7) du restaurant du personnel de Nukem GmbH à Alzenau en Allemagne. Le système de 3.6 kWp a été conçu en 1992 par l'architecte Rainer von Lamatsch-Kaempfe (Frankfort). Vitrée jusqu'au plafond et couverte par un

toit plat, cette cantine donne à l'est et au sud sur des espaces verts et un étang. Une marquise composée de modules PV la protection solaire. Les modules font appel à une nouvelle technique d'encapsulation qui permet d'obtenir des panneaux semi-transparents sans cadres, susceptibles d'être montés comme des doubles vitrages dans les encadrements des fenêtres.



2.4 Pare-soleil :



Figure 9 : " Shadowvoltaic Wings " de Solution AG à Härkingen en Suisse

Un système plus évolué mais avec une fonction similaire est l'ombrage mobile qui convient à merveille à un bâtiment destiné à la recherche en énergie solaire.

Au laboratoire d'énergie solaire et de physique du bâtiment (LESO) de l'Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), d'élégants pare-soleil servent de support à des modules PV en lamifié, longs de 680 cm (Figure 9). Le système date de 1992 et produit 2.5 kWp.

2.5 Vitrages semi-transparents



Figure 10 : Vitres semi-transparents PV de PST et exemple d'application.

Comme nous l'avons dit plus haut, on peut aussi incorporer la fonction d'ombrage directement dans les vitres du bâtiment. Pour cela on se sert de vitrages semi-transparents qui peuvent incorporer des cellules photovoltaïques. De cette façon l'énergie solaire qui ne rentre pas dans la salle n'est pas perdue mais sert encore à produire de l'électricité

Si l'on souhaite un effet de semi-transparence plus fin que celui que nous avons décrit dans les exemples précédents, il est nécessaire de pratiquer des ouvertures sous forme de lignes ou de petits trous dont la distance interligne (ou inter trou) est inférieure au diamètre de la pupille. Ainsi, un observateur situé à l'intérieur (côté de faible éclaircissement) même s'il se trouve proche des vitres peut quand même réellement voir au travers. La technologie PV des ces couches minces qui est en plein essor aux USA, au Japon et en Allemagne, est bien adaptée à l'intégration du PV dans les bâtiments. La technologie la plus connue des couches minces est le silicium amorphe mais deux technologies concurrentes, à base de matériaux CIS et CdTe, vont faire baisser les prix des modules tout en améliorant leurs performances.

Phototronics Solartechnik GmbH, est une compagnie Allemande qui s'est établie en 1989 en s'appuyant sur la technologie développée par la société française SOLEMS, avec des

modules en silicium amorphe de grande taille (60x100 cm), qui peuvent être achetés semi-transparents en option (Figure 10).

2.6 « Eclairage naturel »

Souvent, les bâtiments publics ou commerciaux sont dotés de pyramides qui forment le toit au-dessus de la partie principale. Au sommet de ces pyramides se trouvent en général des ouvertures en verre dont la fonction est de compléter l'éclairage artificiel par de l'éclairage naturel. Une façon simple de procéder serait d'élargir ces ouvertures en verre pour amener l'éclairage artificiel de jour à un niveau minimum tout en maintenant une ambiance agréable pour les visiteurs. De même tous les couloirs illuminés de façon presque totalement artificielle, pourraient être éclairés à travers la grande surface de toiture disponible qui pourrait être reconstruite en forme de sheds, avec la partie Nord portant un vitrage qui permette un éclairage naturel à partir de la lumière diffuse et la partie sud supportant des modules PV idéalement orientés. Nous présentons ci-dessous quelques exemples de solutions simples et classiques combinées avec des technologies PV.

- « **Sheds PV** »

De même que pour les pyramides, on trouve aussi de multiples exemples des sheds équipés de modules PV. Il y a une symbiose naturelle entre l'orientation 45° sud des modules PV et l'entrée classique de lumière diffuse par le nord des sheds pour assurer un éclairage équilibré durant toute la journée.



Figure 11 : Vue intérieure du toit de l'atrium du Brundtland Centre au Danemark



Figure 12 : Sheds PV en verre isolant par SGG Prosol au siège de HUK Coburg.

La Figure 11 montre l'exemple du Brundtland Centre au Danemark conçu par le bureau d'architectes KHR de Virum, DK. L'utilisation de cellules circulaires accroît la transmission lumineuse (jusqu'à 30%).

Un troisième exemple de sheds a été réalisé pour la compagnie d'assurances HUK Coburg en Allemagne (Figure 12). Le verre isolant avec les cellules PV espacées de 21 à 24 mm pour atteindre un bon niveau de transparence est produit par SGG Prosol. Il possède une couche de protection solaire supplémentaire.

Un dernier exemple, qui n'est pas un toit en sheds mais simplement un passage couvert de modules PV translucides à Boxtel aux Pays Bas (Figure 13) montre les jeux de lumière agréables que peut apporter une telle intégration dans le bâtiment.

L'installation date de 1995 et couvre un passage de 55 m de longueur. Elle utilise 68 modules Solarex/GSS avec des cellules en mC-Si. La puissance crête de 7.96 kWp est délivrée au réseau électrique par un onduleur ASP Grid II de 40 kW et produit 5.5 MWh par an.

Il existe bien sûr des réalisations plus difficiles à classer mais c'est aussi dans ce gisement que puisent les plus créatifs des architectes pour imposer une culture solaire, utile et efficace. Un exemple est donné par cette tour solaire de Freiburg probablement la ville la plus solarisée d'Allemagne (figure 14).

Construite en 1994, elle sert d'agence commerciale vitrine et de résidence à l'architecte Rolf Dish. D'une capacité installée de 6.6 kWp étalée sur 50 m², l'installation PV est montée sur deux axes fixés sur le toit et suit la trajectoire du soleil pour un gain de production de 30%. Cette construction, baptisée Heliotrope, a servi de base au concept de maison " énergie plus " que l'architecte va dupliquer en 150 exemplaires livrables dans cinq ans à la municipalité de Freiburg. L'affluence des demandes peut laisser prévoir une seconde phase plus ambitieuse.



Figure 13 : Passage couvert de PV à Boxtel, Pays Bas.



Figure 14 : La résidence " Heliotrope " de l'architecte Rolf Dish à Freiburg.

Ces nombreux exemples démontrent l'adaptabilité de cette technologie à une multitude de problématiques dans le domaine de construction des bâtiments. Les problèmes rencontrés pour la diffusion de cette technologie sont principalement liés aux barrières non techniques.

Conclusion

L'importance capitale de la réduction de la consommation d'énergie pour tout système d'énergie renouvelable place le solaire passif et bioclimatique au centre du dispositif. L'intégration du photovoltaïque à l'architecture est intéressante car cette technologie permet une baisse du coût, premier obstacle à sa diffusion à grande échelle. Ses principaux atouts sont :

- La disponibilité des surfaces qui évite l'achat de terrain et la construction de supports.
- L'intégration à la conception évite du travail supplémentaire d'installation et de raccordement la ligne étant de plus déjà disponible.
- La multifonctionnalité
- La production décentralisée d'électricité (et de chaleur) au point de consommation diminue les pertes par distribution et transmission.
- La prise en compte de toute la chaîne est ainsi favorisée, de la conception des systèmes au recyclage des matériaux, un des points de préoccupation majeur de l'avenir proche.

Les efforts de recherche et développement sont essentiels pour installer durablement cette technologie. Il est d'ailleurs évident que les pays les plus avancés sont aussi ceux qui soutiennent le plus ces efforts; la Suisse inscrit le BIPV (building-integrated photovoltaic) en tête de ses préoccupations de recherche, les Pays-Bas financent presque entièrement par des fonds publics les recherches sur les modules AC, l'Allemagne est le pays qui a le plus investi en aides publics au secteur du PV, etc.

La priorité est donc au développement de projets de démonstration pour familiariser d'abord les architectes, constructeurs et autres acteurs directs et ensuite le public aux concepts du BIPV. Cela permet aussi d'ajuster et de mûrir les produits et concepts architecturaux. Les produits de substitution aux matériaux conventionnels sont de plus en plus nombreux et demandent à être testés sur le terrain. Le produit sur lequel l'industrie a déjà établi sa réputation est la façade; elle s'est développée principalement en Allemagne. Le pare-soleil photovoltaïque est un produit relativement nouveau dans l'architecture des grands bâtiments.