

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

UNIVERSITÉ AFRICAINE AHMED DRAÏA ADRAR
FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES



Mémoire de Magister

Spécialité : Physique Énergétique

Option : Modélisation et Simulation en Énergétique

Présenté par : MALKI Ahmed

Thème

*Étude et modélisation d'un système solaire photovoltaïque à
basse concentration LCPV dans un milieu saharien*

Devant le jury :

Président Pr Benatiallah Ali Prof. à U. Adrar

Promoteur Dr Bentouba Said M.C à U. Adrar

Examineur Pr Hamouda Messaoud Prof. à U. Adrar

Examineur Pr Draoui Belkacem Prof. à U. Béchar

Année Universitaire 2014 / 2015

Remerciement

Avant tout, Je remercie le bon dieu « *ALLAH* » le tout puissant de m'avoir donnée la volonté, la force et la patience de compléter ce présent travail.

Je tiens à remercier vivement Monsieur Bentouba Said, le docteur au département des Hydrocarbures et Energies Renouvelables à l'université d'Adrar, pour m'avoir accepté d'être le directeur de ce mémoire, ainsi que pour leur suivi et leur confiance qu'ils m'ont accordé tout au long de ce travail.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ce travail, je tiens à remercier sincèrement :

Monsieur Benatallah Ali, le professeur à l'université d'Adrar, a bien voulu présider ce jury de ce mémoire.

Monsieur Hamouda Messaoud, le professeur à l'université d'Adrar, Monsieur Draoui Belkacem, le professeur à l'université de Béchar, qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce jury.

Je tiens aussi à remercier tout particulièrement Mr. Belhadj M., Dr. Kadri B., Dr. Khachab H., Mr. Hamani A., Mr. Touati Y. et Mme. Righi H., pour leur soutien, leur contribution et leur disponibilité constante.

Je remercie tous les post graduant avec qui j'ai pu échanger des points de vue sur ce travail.

A toutes les personnes, qui ont contribué de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail, je les remercie tous, particulièrement mes parents, ma femme et mes petits enfants, Yasmine, Mohammed, Abderrahmane, pour leurs encouragements permanents et leur appui moral durant toute la durée de préparation de ce mémoire.

Résumé

A l'heure actuelle, le développement croissant des énergies renouvelables soulève à nouveau un intérêt pour cette technologie. L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique de l'Algérie est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Le solaire photovoltaïque à basse concentration, dit LCPV (Low Concentrated-PhotoVoltaic) est une technologie connue depuis une trentaine d'années, ses nouvelles performances et sa compétitivité lui promettent un rôle certain dans l'essor de l'énergie solaire.

L'objectif dans ce mémoire est de faire une étude de la concentration solaire sur les performances d'un système solaire photovoltaïque LCPV. On se propose de présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse thermique et électrique du système par simulation numérique et testés ces résultats avec un prototype sous des conditions de fonctionnement réelles du milieu saharien.

Mots clés : Energie solaire photovoltaïque, conversion d'énergie photovoltaïque, photovoltaïque à concentration, système LCPV, modélisation, simulation.

Abstract

At the present time, the growing development of the renewable energies raises the interest of this technology again. Algeria commits itself to determine on the way of the renewable energies in order to bring total and durable solutions concerning the environmental challenges and the problems of protecting the energy resources of fossil origin. This strategic choice of Algeria is justified by the enormous and huge quantity of solar potential energy.

The solar photovoltaic power with low concentration which is known as LCPV (Low Concentrated-PhotoVoltaic) is a known technology since thirty years; its new performances and its competitiveness permit and allow this kind of technology to realize an absolute role in the solar energy progress.

The objective in this memoir is to make a study about the trace of the solar concentration on the performances of a solar system photovoltaic LCPV. We propose some results that are obtained during the thermal and electric analysis of the system by using digital simulation. Then, these results are tested with a prototype under real operating conditions and in Saharan medium.

Key words: Photovoltaic solar energy, photovoltaic energy transformation, concentrated photovoltaic, LCPV system, modeling, simulation.

ملخص

إن التطور المتنامي للطاقات المتجددة في الوقت الحالي يضاعف مجددا من أهمية هذه التكنولوجيا. تمضي الجزائر بعزم في مجال الطاقات المتجددة وذلك لجلب حلول شاملة و مستدامة للتحديات البيئية و لإشكاليات الحفاظ على الموارد الطاقوية ذات المصدر الأحفوري. هذا الخيار الإستراتيجي للجزائر مبرر بوجود الطاقة الشمسية بكمية هائلة. إن الطاقة الشمسية الكهروضوئية ذات التركيز الشمسي المنخفض والمعروفة اختصارا LCPV هي تكنولوجيا معروفة منذ ثلاثين سنة، كفاءتها الجديدة و تنافسيتها تسمح لها بالقيام بدور أكيد في ازدهار الطاقة الشمسية. نسعى في هذه المذكرة لدراسة أثر تركيز الأشعة الشمسية في كفاءة نظام شمسي كهروضوئي LCPV. قدّمنا بعض النتائج عند تحليلنا لمعطيات هذا النظام الكهروضوئية و الحرارية بطريقة المحاكاة الرقمية ثم اختبرنا هذه النتائج على نموذج مصغر تحت شروط عمل حقيقية و في وسط صحراوي.

الكلمات المفتاحية : الطاقة الشمسية الكهروضوئية، تحويل الطاقة الكهروضوئية، الكهروضوئية المركزة، نظام LCPV، نمذجة، محاكاة.

Liste des Abréviations

AC	Alternating Current
AM	Air Mass
APRUE	Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie
CCNUCC	Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CHP	Combined Heat and Power (CPV-T)
CPV	Concentrated PhotoVoltaic
CSP	Concentrating Solar Power
DARPA	Defense Advanced Research Projects Agency
DC	Direct Current
DII	Desertec Industrial Initiative
DNI	Direct Normal Irradiation
DOE	US Department of Energy
EnR	Energie Renouvelable
FP	Framework Programme
GES	Gaz à Effet de Serre (GHG : Green House Gas)
GIEC	Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
HCPV	High-Concentration PhotoVoltaic)
IBC	Interdigitated Back-Contact
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LCPV	Low-Concentration PhotoVoltaic)
MCPV	Mid-Concentration PhotoVoltaic
MENA	Middle East and North African
Mtep	Millions de tonnes d'équivalent pétrole
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
PERL	Passivated Emitter with Rear Locally diffused
PV	Photovoltaïque
STC	Standard Test Conditions
TREC	Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation
UE	Union Européenne
VHESC	Very High Efficiency Solar Cells
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (German Advisory Council on Global Change)

Liste des symboles

Symbole	Définition	Unité
C	Facteur de concentration optique	soleils
C_g	Facteur de concentration géométrique	-
$C_{max, 2D}$	Facteurs de concentration maximum (à focale linéaire)	-
$C_{max, 3D}$	Facteurs de concentration maximum (à focale ponctuelle)	-
A	Facteur d'idéalité de la jonction	-
A_o	Surface d'ouverture du concentrateur	m^2
A_a	Surface de l'absorbant photovoltaïque	m^2
θ_c	Demi-angle d'acceptance du soleil	$^\circ$
n	Indice de réfraction du milieu	-
G	Irradiance solaire	W/m^2
G_{ref}	Irradiance solaire de référence	W/m^2
T	Température de jonction de la cellule	$^\circ K$
T_{ref}	Température de référence de la cellule	$^\circ K$
R	Résistance de la charge	Ω
R_s	Résistance série de la cellule	Ω
R_{sh}	Résistance shunt de la cellule	Ω
I	Courant de la cellule solaire	A
I_{cc}	Courant de court-circuit de la cellule	A
I_m	Courant à la puissance maximale (cellule)	A
I_d	Courant de jonction	A
I_{ph}	Photo courant	A
I_{ph_ref}	Photo courant de référence	A
I_s	Courant de saturation	A
I_{s_ref}	Courant de saturation de référence	A
V	Tension de la cellule solaire	V
V_{co}	Tension en circuit ouvert de la cellule	V
V_m	Tension à la puissance maximale (cellule)	V
V_{th}	Tension thermique	V
E_g	Energie de Gap de la cellule	eV
k	Constante de Boltzmann	J/K
α_T	Coefficient de température	K^{-1}
S	Surface de la cellule solaire	m^2
FF	Facteur de forme	-
P_i	Puissance du rayonnement solaire incident (cellule)	W/m^2
P_m	Puissance maximale de la cellule	W/m^2
P_{opt}	Puissance optimale de la cellule	W/m^2
η	Rendement électrique de conversion (cellule)	%
q	Charge de l'électron	C

Symbole	Définition	Unité
L	Longueur de module PV et réflecteurs	m
$L1$	Largeur de module photovoltaïque	m
$L2$	Largeur des réflecteurs	m
θ	Angle d'inclinaison de chaque réflecteur	°
θ_i	Angle d'incidence maximal (limite) des rayons solaires	°
θ_{in}	Angle d'incidence des rayons solaires	°
θ_m	Demi-angle d'ouverture du concentrateur	°
θ_z	Angle zénithal	°
β	Inclinaison du module PV par rapport au plan horizontal	°
δ	Déclinaison du soleil	°
ω	Angle horaire du soleil	°
α	Hauteur de soleil	°
γ_s	Azimut du soleil	°
φ	Latitude du lieu	°
λ	Longitude de lieu	°
ρ_r	Coefficient de réflexion de chaque réflecteur	-
ρ_s	Albédo du sol	-
TSV	Temps solaire vrai	h
TL	Temps légal	h
TL_L	Heure du lever de soleil	h
ET	Correction de l'équation du temps	min
DE	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich	h
N	Numéro du jour de l'année compté à partir du 1 ^{er} janvier	-
G_{tot}	Irradiance ou rayonnement solaire total	W/m ²
G_{dir}	Rayonnement direct	W/m ²
G_{dif_ciel}	Rayonnement diffus par le ciel	W/m ²
G_{dif_sol}	Rayonnement diffus par le sol	W/m ²
G_{dif_h}	Rayonnement diffus reçus par une surface horizontale	W/m ²
G_{in}	Rayonnement direct incident pour un plan normal aux rayons solaires	W/m ²
G_h	Rayonnement global reçus par une surface horizontale	W/m ²
G_{ref_r1}	Rayonnement du réflecteur n° 1	W/m ²
G_{ref_r2}	Rayonnement du réflecteur n° 2	W/m ²
$NOCT$	Température sous les conditions nominales	°C
T_a	Température ambiante	°C
T_{moy}	Température moyenne journalière	°C
T_{max}	Température maximale journalière	°C
T_{min}	Température minimale journalière	°C
N_s	Nombre de cellules en série	-
N_p	Nombre de cellules en parallèle	-

Symbole	Définition	Unité
R_S	Résistance série du module PV	Ω
R_{SH}	Résistance shunt du module PV	Ω
I_{mod}	Courant du module PV	A
I_{CC}	Courant de court-circuit du module PV	A
I_M	Courant à la puissance maximale (module PV)	A
I_{MP}	Courant maximal du module sous conditions standards	A
V_{mod}	Tension du module PV	V
V_{CO}	Tension en circuit ouvert du module PV	V
V_M	Tension à la puissance maximale (module PV)	V
V_{MP}	Tension maximale du module sous conditions standards	V
μ_{cc}	Coefficient de température du courant de court-circuit	A/°C
μ_{co}	Coefficient de température de la tension de circuit ouvert	A/°C
S_M	Surface du module PV	m ²
P_M	Puissance maximale de la cellule	W/m ²
η_M	Rendement de conversion maximum (module PV)	%

Liste des figures

1.1	Augmentation de la température moyenne globale depuis l'ère industrielle.....	6
1.2	Émission mondiale anthropique de gaz à effet de serre 2007	7
1.3	Réserve mondiale l'énergie fossile	8
1.4	Production mondiale de pétrole par grande région ou origine selon le scenario de prévision de l'Association for Peak Oil the Study of & Gas.....	9
1.5	La consommation mondiale d'énergie primaire 2011	9
1.6	Ressources énergétiques totales	10
1.7	La tendance mondiale en énergie	11
1.8	Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans : (à gauche) horizontal et (à droite) normal	12
1.9	Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans : (à gauche) horizontal et (à droite) normal	12
1.10	Evolution de la consommation d'énergie à l'horizon 2020	13
1.11	Pénétration des EnR dans la production nationale d'électricité en TWh	14
1.12	Euro-Supergrid avec connexion EU-MENA	15
2.1	Schéma de principe de la norme « Air Mass ».....	18
2.2	Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM (Normes ASTM)	19
2.3	Schéma de principe de la conversion photovoltaïque.	20
2.4	La Chaîne de Valeur Photovoltaïque (technologie cristalline)	21
2.5	Structures schématiques des différents types de cellules PV organiques	22
2.6	Les rendements records de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire.....	23
2.7	Le générateur SANDIA II, le premier système CPV moderne 32X. Albuquerque, Mexique, en 1977.....	25
2.8	La centrale SOLERAS avec SANDIA III de 50X, la première grande centrale CPV dans le monde 350 kWc (Arabie Saoudite en 1981).....	26
2.9	Le prototype du concentrateur statique CPV construit à l'UPM avec des cellules PV bifaciales. Universidad Politécnica de Madrid	26
2.10	Distribution du gisement solaire CPV	27
2.11	LCOE de différentes technologies CPV.....	28
2.12	Emissions GHG pour différentes centrales électriques.....	28
2.13	La consommation d'eau pour différentes centrales électriques (cycle de vie de 30 ans).....	29
2.14	Centrale solaire CPV	29
2.15	Surface d'occupation de terrain par technologie.....	30
2.16	La puissance installée CPV mondiale	30

2.17	Texturation de la surface de silicium en forme de pyramides. University of New South Wales, Australia.....	32
2.18	Texturation de la surface de silicium en forme de pyramides inversées. University of New South Wales, Australia	32
2.19	Sillonnage double face	32
2.20	Principe de la couverture prismatique (Type Entech).....	33
2.21	Structure de la cellule PERL à base de silicium avec une texturation de pyramides inversées en face avant (Type Suntech).....	33
2.22	Structure de la cellule IBC à base de silicium avec une texturation de pyramides en face avant (Type SunPower)	34
2.23	Le spectre solaire d'une cellule triple-jonctions avec les gaps ($E_{g1} > E_{g2} > E_{g3}$)	35
2.24	Structure d'une cellule multi-jonction de type III-V.....	35
2.25	Le système CPV à concentrateur parabolique. University Nevada, Las Vegas, USA	36
2.26	Le récepteur CPV (à gauche). Le circuit de refroidissement (à droite). University Nevada, Las Vegas, USA.....	37
2.27	Le système CPV (EUCLIDES) avec un dissipateur de chaleur sous forme des ailettes en aluminium	37
2.28	Concentrateurs à réfraction (lentilles) et à réfraction (miroirs). Focale ponctuelle et focale linéaire	38
2.29	La différence entre le système optique imageante et le système optique non-imageante.....	39
2.30	Réfraction des rayons de la lumière par : une lentille classique (à gauche) et une lentille de Fresnel (à droite).....	39
2.31	Schéma du soleil et concentrateur.....	40
2.32	Système CPV de la technologie Skyline Solar de suivi un axe	42
2.33	Schéma de principe de quelques suiveurs du soleil un axe : (a) Suivi équatorial selon l'axe horizontal Est-Ouest; (b) suivi angle horaire selon l'axe horizontal Nord-Sud; (c) suivi angle horaire selon l'axe polaire; (d) Suivi azimutal selon l'axe vertical ...	42
2.34	Schéma de principe d'un suiveur du soleil à deux axes et photos d'un système CPV de la technologie SolFocus utilise ce type de suivi.....	42
2.35	Système LCPV Abengoa Solar	43
2.36	Système LCPV Zytech.....	43
2.37	Schéma du système LCPV à miroirs V-trough	43
2.38	Système LCPV Solaria.....	44
2.39	Système MCPV Skyline Solar	44
2.40	Schéma du système : à miroirs cylindro-paraboliques de focale linéaire et refroidissement passif	44
2.41	Système MCPV Entech, le nouveau (SolarVolt) à gauche et l'ancien (Sunline) à droite	45

2.42	Schéma du système : à lentilles de Fresnel de focale linéaire et refroidissement passif	45
2.43	Cellule solaire multi-jonctions GaP-GaAs-Ge. Technologie MOVPE. 3x3 mm ² (CPV à focale ponctuelle) 500X	46
2.44	Cellule solaire en silicium. Technologie SICO. 0.67 cm ² (CPV à focale ponctuelle) 100X.....	46
2.45	Cellule solaire en silicium. Technologie ASE. 42.5 cm ² (CPV à focale linéaire) 10X.....	46
2.46	Principe de concentration par l'élément optique primaire (lentille de Fresnel). Les éléments optiques secondaires : prisme à gauche et lentille free-form à droite ..	46
2.47	Système CPV (au milieu) de focale ponctuelle à lentille de Fresnel FK (Fresnel Köhler) comme élément optique primaire. L'exemple de conception de deux éléments optiques secondaires, prisme (à gauche) et lentille FK free-form (à droite)	46
2.48	Système HCPV Solar Systems	47
2.49	Schéma du système : miroir parabolique à facettes de focale ponctuelle et refroidissement actif.....	47
2.50	Système HCPV Amonix 500X.....	47
2.51	Schéma du système : à lentilles de Fresnel de focale ponctuelle avec élément optique secondaire et refroidissement passif	47
3.1	Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	50
3.2	Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule solaire et la courbe d'équipuissance.....	52
3.3	Cellule PV sans concentration (à gauche) et avec concentration (à droite)	53
3.4	Schéma de principe de la loi de la réflexion	56
3.5	Schéma de principe de la loi de la réfraction.	56
3.6	Incidence dite « angle critique » au-delà de laquelle il y a réflexion totale	56
3.7	Configuration géométrique du système LCPV type V-trough : a) premier cas, b) deuxième cas.....	57
3.8	Schéma pour déterminer le facteur de concentration maximal du système	58
3.9	Modèle géométrique utilisé pour dimensionner le système LCPV V-trough : a) premier cas et b) deuxième cas	60
3.10	La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude ϕ	61
3.11	Angle d'incidence au plan d'une surface horizontale et inclinée.....	63
3.12	Diagramme schématique du système LCPV avec les réflecteurs de rayonnement solaire.....	64
3.13	Le modèle général du module solaire PV	66
4.1	Influence de la concentration solaire sur le courant de court-circuit de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$)	73

4.2	Influence de la concentration solaire sur la tension de circuit ouvert de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$)	73
4.3	Influence de la concentration solaire sur le facteur de forme de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$)	74
4.4	Influence de la concentration solaire sur le rendement de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$)	74
4.5	Effet de la résistance série sur le facteur de forme de la cellule solaire à $T=300K$...	75
4.6	Effet de la résistance série sur le rendement de la cellule solaire à $T=300K$	75
4.7	Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $I = f(V)$ de cellule solaire ($R_s = 0$, $T = 300K$)	76
4.8	Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $P = f(V)$ de cellule solaire ($R_s = 0$, $T = 300K$).....	76
4.9	Module photovoltaïque PWX 500	78
4.10	Schéma bloc du système LCPV sous Simulink (sortie courant).....	81
4.11	Bloc Simulink représentant le système LCPV et son masque	81
4.12	Schéma bloc Simulink de la puissance maximale et le rendement maximal du système LCPV en fonction de la température.....	82
4.13	Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $I = f(V)$ du système simulé LCPV.....	82
4.14	Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $P = f(V)$ du système simulé LCPV.....	83
4.15	Influence de la concentration solaire et la température de fonctionnement sur la puissance maximale du système simulé LCPV.	83
4.16	Influence de la concentration solaire et la température de fonctionnement sur le rendement maximal du système simulé LCPV	84
4.17	Vue du système LCPV V-trough. Université de Béchar.....	85
4.18	Variation de la température ambiante dans la journée du 08/06/2013	86
4.19	Courbe de l'irradiation globale (horizontale) le 08/06/2013.....	86
4.20	Courbe de l'irradiation directe (avec suiveur du soleil) le 08/06/2013.....	87
4.21	Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 09:00).....	87
4.22	Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 10:00).....	88
4.23	Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 12:00).....	88
4.24	Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 09:00).....	89
4.25	Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 10:00).....	89
4.26	Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 12:00).....	90

Liste des tableaux

1.1	Le potentiel solaire en Algérie	11
3.1	Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère	66
4.1	Données et caractéristiques de la cellule PV étudiée	72
4.2	Caractéristiques du module photovoltaïque PWX 500	78
4.3	Variations de l'angle d'inclinaison au site de Béchar	80
4.4	Données de base de la campagne expérimentales au site de Béchar	85

SOMMAIRE

Sommaire

Remerciement	i
Résumé	ii
Abstract	ii
ملخص	ii
Liste des abréviations	iii
Liste des symboles	iv
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	xi
Sommaire	xii
Introduction générale	1
1 La situation énergétique mondiale et les énergies renouvelables	4
1.1 Introduction	5
1.2 La situation énergétique mondiale et perspectives	5
1.2.1 Changements climatiques.....	5
1.2.2 Épuisement des énergies fossiles	8
1.2.3 Énergies renouvelables.....	9
1.3 La situation énergétique et l'énergie solaire en Algérie	11
1.3.1 Potentiel solaire	11
1.3.2 Demande énergétique et programme EnR	12
1.3.3 Stratégie énergétique régionale (projet Desertec)	14
1.4 Conclusion.....	15
2 Les systèmes solaires photovoltaïques à concentration (CPV)	16
2.1 Introduction	17
2.2 L'énergie solaire photovoltaïque	18
2.2.1 L'énergie solaire.....	18
2.2.2 Principe de la conversion photovoltaïque	20
2.2.3 La technologie photovoltaïque	21
2.2.3.1 La filière historique : le silicium cristallin	21
2.2.3.2 La filière innovante : les couches minces.....	22
2.2.3.3 Les filières de demain : polymères et concentrateurs	22

2.3 Les systèmes photovoltaïques à concentration (CPV)	24
2.3.1 Historique	24
2.3.2 Gisement solaire du CPV dans le monde	27
2.3.3 Évaluation des coûts	27
2.3.3.1 Coût de production	27
2.3.3.2 Coût environnemental	28
2.3.4 Perspectives de marché pour l'électricité CPV	30
2.3.5 Description de la technologie CPV	31
2.3.5.1 Cellules solaires	31
2.3.5.2 Systèmes de refroidissement	36
2.3.5.3 Concentrateurs solaires	37
2.3.5.4 Suiveurs du soleil	40
2.3.5.5 Systèmes CPV	43
2.4 Conclusion	48
3 Modélisation d'un système LCPV (auge de forme V ou V-trough)	49
3.1 Introduction	50
3.2 Modèle mathématique de la cellule PV sous concentration	50
3.2.1 Modèle mathématique de la cellule PV sous éclairement non concentré	50
3.2.2 Paramètres électriques de la cellule PV	52
3.2.3 Effet de concentration sur les paramètres électriques de la cellule PV	53
3.3 Modèle mathématique d'un système LCPV (V-trough)	55
3.3.1 Lois de réflexion et de réfraction	55
3.3.1.1 Loi de Snell-Descartes pour la réflexion	55
3.3.1.2 Loi de Snell-Descartes pour la réfraction	55
3.3.2 Modélisation géométrique	57
3.3.2.1 Limite théorique du concentrateur	58
3.3.2.2 Dimensionnement des réflecteurs	59
3.3.2.3 Angle d'incidence des rayons solaires	61
3.3.3 Modélisation analytique	64
3.3.3.1 Modèle mathématique de rayonnement total	64
3.3.3.2 Modèle mathématique de la caractéristique $I = f(V)$	66
3.3.3.3 Modèle de la température	67
3.3.3.4 Modèle mathématique de la puissance à la sortie du système V-trough	68
3.4 Conclusion	70

4 Simulation numérique, expérimentation et interprétation des résultats	71
4.1 Introduction	72
4.2 Simulation numérique d'une cellule PV sous faible concentration	72
4.2.1 Paramètres et résultats de simulation	72
4.2.2 Interprétation des résultats de simulation	77
4.3 Simulation numérique du système LCPV fixe de type V-trough	77
4.3.1 Caractéristiques électriques de chaque cellule PV du système	79
4.3.2 Caractéristique du site	80
4.3.3 Angle d'inclinaison optimum	80
4.3.4 Modèle Simulink du système	81
4.3.5 Interprétation des résultats de simulation	84
4.4 Partie expérimentale	85
4.4.1 Description du système	85
4.4.2 Base de données de la campagne expérimentale	85
4.4.3 Les relevés de la station météorologique	86
4.5 Conclusion	90
Conclusion générale et perspectives	91
Annexes	94
Bibliographie	108

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Dans un contexte énergétique où la demande mondiale est appelée à doubler d'ici 2050 [12], et où se confirment les inquiétudes sur le réchauffement climatique, de nouvelles formes de production d'électricité sont à développer pour garantir à tous, et sous toutes les latitudes, l'accès à l'énergie. Les producteurs d'énergie adoptent donc progressivement des modèles plus durables dans lesquels l'énergie solaire jouera un rôle essentiel. Le marché de l'énergie solaire se développe vite, notamment sous l'impulsion de l'industrie, qui s'efforce de ramener les coûts de l'électricité d'origine solaire au niveau du reste du réseau.

L'énergie solaire photovoltaïque a l'avantage de convertir directement l'énergie du Soleil en électricité. Les applications ont démarré au début des années 1960, dans des satellites, les produits grand-public comme les montres ou les calculettes. C'est une énergie décentralisée, idéale pour la production d'électricité dans des sites isolés où elle évite d'investir dans des kilomètres de lignes électriques de raccordement au réseau. Certains scénarios prédisent que le photovoltaïque pourrait devenir, d'ici 40 ou 50 ans [13], l'une des deux premières sources d'énergie. Tout l'enjeu des recherches actuelles est d'améliorer les rendements et de réduire les coûts des cellules photovoltaïques.

Les centrales photovoltaïques à concentration CPV (Concentrated-PhotoVoltaic) sont conçues pour répondre à ces besoins de plus grande envergure. Un système de photovoltaïque concentré convertit l'énergie lumineuse en énergie électrique de la même manière que la technologie photovoltaïque classique. La différence avec le CPV vient de l'ajout d'un système optique (lentilles ou miroirs) de faible coût qui concentre une large zone de rayons solaires sur chaque cellule des panneaux. La science s'intéresse au photovoltaïque concentré depuis les années 1970 [30, 44], mais ce n'est que maintenant que le CPV (concentration faible ou basse, moyenne et élevée) atteint une viabilité commerciale.

Pendant la pénurie de silicium (2007-2008), de nombreuses compagnies ont investi le créneau des systèmes photovoltaïques à basse concentration dit LCPV (Low Concentrated-PhotoVoltaic) utilisant des modules standards, afin d'en tirer le maximum de production. La technologie LCPV est connue depuis une trentaine d'années, ses nouvelles performances et sa compétitivité lui promettent un rôle certain dans l'essor de l'énergie solaire.

L'Algérie dispose d'un potentiel important des énergies renouvelables, particulièrement le solaire. Le pays est le premier gisement du bassin méditerranéen. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique [17], qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle.

L'objectif dans ce travail est de faire une étude de la basse concentration solaire sur les performances d'une cellule PV et d'un système solaire photovoltaïque LCPV. On se propose de présenter quelques résultats obtenus lors de l'analyse thermique et électrique par simulation numérique et testés ces résultats dans les conditions réelles du milieu saharien.

Dans le chapitre 1, nous présentons la situation énergétique mondiale et en Algérie et les perspectives du marché de production d'énergie qui s'oriente dans la direction des énergies renouvelables avec une part essentielle de l'énergie solaire à long terme. Ensuite, nous avons présenté les stratégies énergétiques nationales et régionales axées sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire.

Dans le chapitre 2, nous exposons l'énergie solaire photovoltaïque et les différentes technologies photovoltaïques commercialisées ou en cours de développement. Ainsi dans ce chapitre, nous traitons la description de la technologie CPV pour les différentes variétés (LCPV, MCPV et HCPV).

Dans le chapitre 3, nous présentons le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque sous concentration puis décrivons les modèles mathématiques géométrique et analytique d'un système LCPV (V-trough).

Enfin, dans le chapitre 4, nous effectuons la simulation sous Matlab/Simulink de la cellule PV sous concentration et du système LCPV V-trough avec quelques hypothèses de simplification, cette simulation tient en considération le niveau de concentration solaire et la variation de la température de fonctionnement. En fin de ce chapitre, nous présentons des relevés expérimentaux d'un système LCPV (V-trough) réalisé à l'Université de Béchar et cela pour voir l'effet réel des conditions de site sur le bon fonctionnement de ce système.

Finalement, nous terminons ce modeste travail par une conclusion générale et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

CHAPITRE 1

**LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE ET LES
ÉNERGIES RENOUVELABLES**

1.1 Introduction

Face à l'augmentation des besoins énergétiques mondiaux, à l'épuisement prévisible des ressources d'énergies fossiles et à la dégradation globale de l'environnement, le développement de sources d'énergie respectueuses de l'environnement est nécessaire. Une des solutions consiste à développer des sources d'énergie renouvelable bon marché. Parmi elles, l'énergie solaire. Le potentiel de l'énergie solaire étant important, et son exploitation par l'homme dans des conditions techniques et économiques optimales constitue le défi majeur. L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue pour l'Algérie l'axe majeur du programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique qui consacre au solaire thermique et photovoltaïque une part essentielle.

1.2 La situation énergétique mondiale et perspectives

1.2.1 Changements climatiques

La Terre est soumise à des changements climatiques observables. On peut alors se poser la question de savoir à quoi correspond la notion de « changement climatique » et s'il s'agit uniquement de modifications causées par l'homme ou bien de changements à la fois de nature anthropique et naturelle.

Selon le Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat GIEC [1], le changement climatique correspond à une variation de l'état du climat que l'on peut déceler (par exemple au moyen de tests statistiques) par des modifications de la moyenne et/ou de la variabilité de ses propriétés et qui persiste pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus. Il se rapporte à tout changement du climat dans le temps, qu'il soit dû à la variabilité naturelle ou à l'activité humaine. Cette définition diffère de celle figurant dans la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC), selon laquelle les changements climatiques désignent des changements qui sont attribués directement ou indirectement à une activité humaine altérant la composition de l'atmosphère mondiale et qui viennent s'ajouter à la variabilité naturelle du climat causée par (l'activité solaire - la position Terre/Soleil - les manifestations externes de l'activité interne de la Terre [2]), et observée au cours de périodes comparables [3].

Au delà de l'influence naturelle sur le climat, les influences anthropiques, c'est à dire les influences liées au comportement de l'homme, ont depuis toujours contribué, de façon plus ou moins forte, à modifier le milieu naturel dans lequel l'homme vit. Ces influences se sont amplifiées pour devenir conséquentes avec l'augmentation de la population mondiale mais surtout avec l'apparition de la première révolution industrielle. Cependant, l'influence la plus préoccupante de l'activité anthropique sur le milieu naturel est celle modifiant la composition chimique de l'atmosphère ce qui perturbe fortement les bilans de matière et d'énergie du système planétaire et devient la principale responsable du changement climatique. Ces rejets de gaz à effet de serre (GES) : le CH_4 , le N_2O , les HFC, les PFC et les SF_6 et notamment le CO_2 d'origine humaine contribuent ainsi à l'amplification de l'effet de serre naturel. Cette addition est dangereuse et provoque un réchauffement accru de la surface terrestre et participe à l'augmentation du nombre de catastrophes naturelles climatiques de fortes intensités (ce constat a été confirmé et affiné par le GIEC dans son quatrième rapport publié en 2007 [1]).

En effet, les mesures de la température globale moyenne à la surface de la Terre montrent qu'il y a un réchauffement d'environ $1\text{ }^\circ\text{C}$ depuis 1850 (début de l'ère industrielle). Comme on peut le voir sur la figure 1.1, le taux d'accroissement augmente de plus en plus. Si sur 150 ans il est seulement de $0,045\text{ }^\circ\text{C.an}^{-1}$, il atteint pour ces 25 dernières années une valeur de $0,177\text{ }^\circ\text{C.an}^{-1}$ [1].

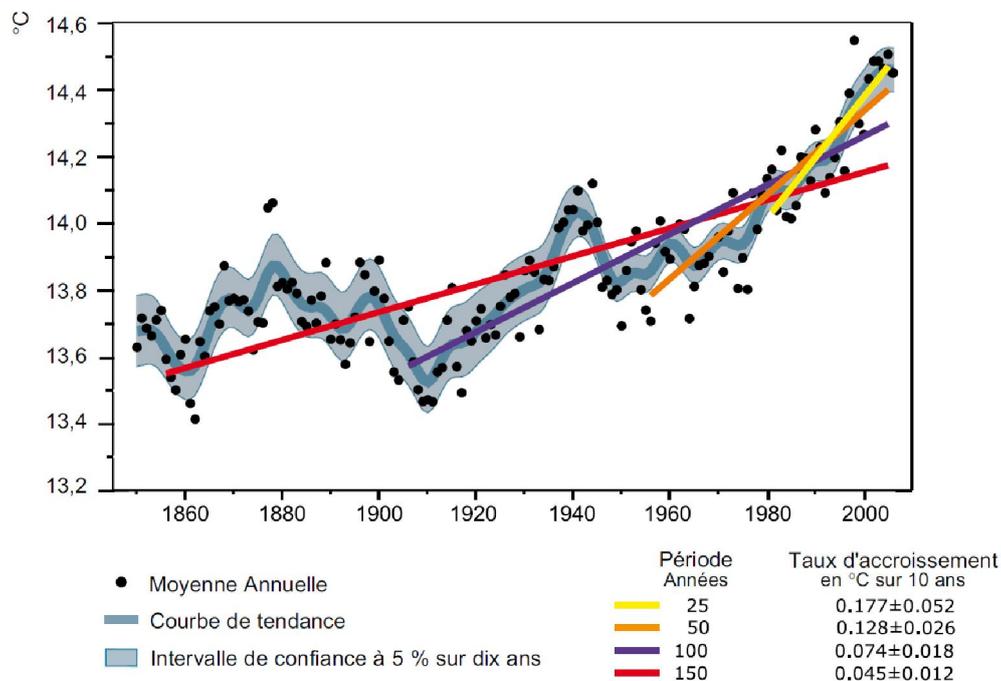


Fig. 1.1 - Augmentation de la température moyenne globale depuis l'ère industrielle [1]. [4].

L'homme a une influence très importante sur les émissions de gaz à effet de serre. La figure 1.2 présente les émissions mondiales de gaz à effet de serre anthropiques. La partie a) représente les émissions annuelles de GES anthropiques dans le monde, de 1970 à 2004, la partie b) décrit les parts respectives des différents GES anthropiques dans les émissions totales de 2004, en équivalent- CO_2 et la partie c) détaille les contributions des différents secteurs aux émissions totales de GES anthropiques en 2004, en équivalent- CO_2 . Il apparaît que c'est le CO_2 qui est le plus massivement émis par les activités humaines (76,7% du total) et que son émission est due en très grande partie aux combustibles fossiles (56,6% du total soit 73,8% des émissions de CO_2) [1].

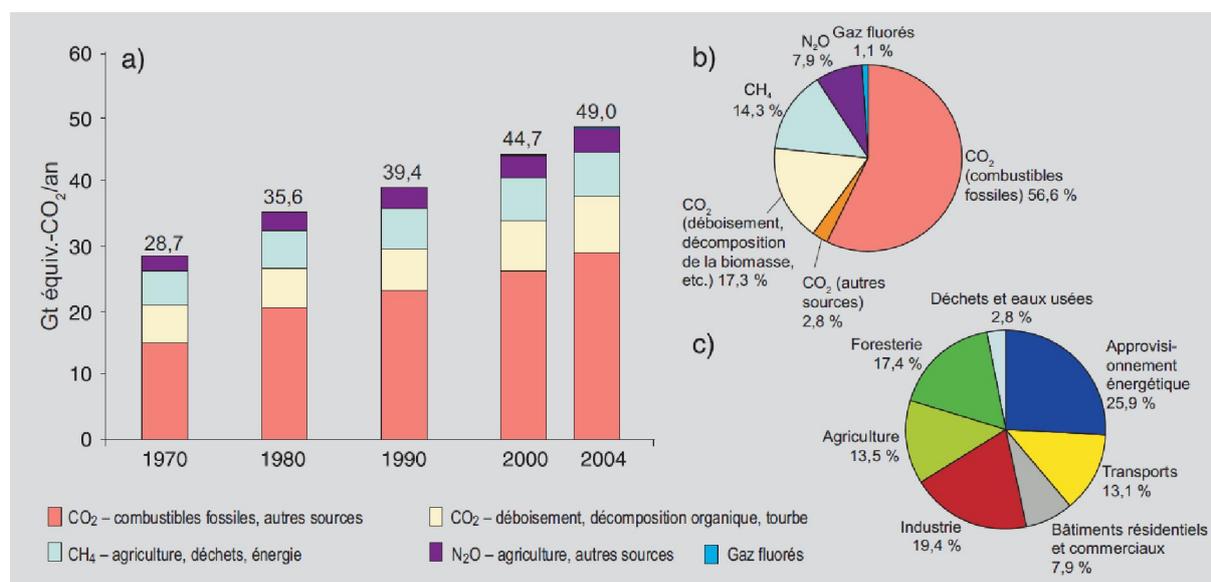


Fig. 1.2 - Émission mondiale anthropique de gaz à effet de serre 2007 [1].

La lutte contre le changement climatique est l'un des enjeux majeurs du siècle : elle doit combiner la réduction massive des émissions de gaz à effet de serre (GES) et les dispositions d'adaptation et de protection appropriées. Dans les vingt dernières années, les politiques ont déjà pris la mesure du défi : des accords internationaux ont été conclus, avec la Convention Cadre des Nations-Unies sur le Changement Climatique (CCNUCC) à Rio en 1992, puis avec le Protocole de Kyoto signé en 1997 et entré en vigueur en 2005. Selon les experts, les émissions de GES au niveau mondial devront d'ici 2050 enregistrer une baisse allant au moins jusqu'à 50 % de leurs niveaux de 1990 afin que la température globale moyenne à long terme n'augmente que dans une limite de 2 à 2,4 °C, considérée comme le niveau nécessaire pour empêcher les risques de perturbation anthropique dangereuse du climat. Dans la plupart des scénarios, cette baisse des émissions se décline en une réduction de 60 à 80 % pour les pays industrialisés [5].

Pour atteindre l'objectif mondial de 2 °C, la consommation mondiale, d'ici à 2050, ne devra pas représenter plus d'un tiers des réserves prouvées de combustibles fossiles, à moins d'un déploiement à grande échelle de la technologie de captage et de stockage du carbone (CCS).

Ce constat s'appuie sur l'évaluation des « réserves de carbone » mondiales, mesurées en émissions potentielles de CO₂ liées aux réserves de combustibles fossiles prouvées. Près des deux tiers de ces réserves de carbone sont liées au charbon, 22 % au pétrole et 15 % au gaz [6].

1.2.2 Epuisement des énergies fossiles

Les combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) ne sont pas des sources d'énergie renouvelables à l'échelle de l'homme puisqu'ils proviennent de la transformation de biomasse lors du carbonifère, il y a plusieurs dizaines de millions d'années. Ces ressources sont, par conséquent, en train de s'épuiser peu à peu, (figure 1.3).

La diminution des stocks va entraîner un pic de production, puis un ralentissement de cette production. Mais, même si les plus optimistes imaginent un peak oil entre 2020 et 2040, la majorité des experts pensent que le pic de production de pétrole (figure 1.4) se passe maintenant [2].

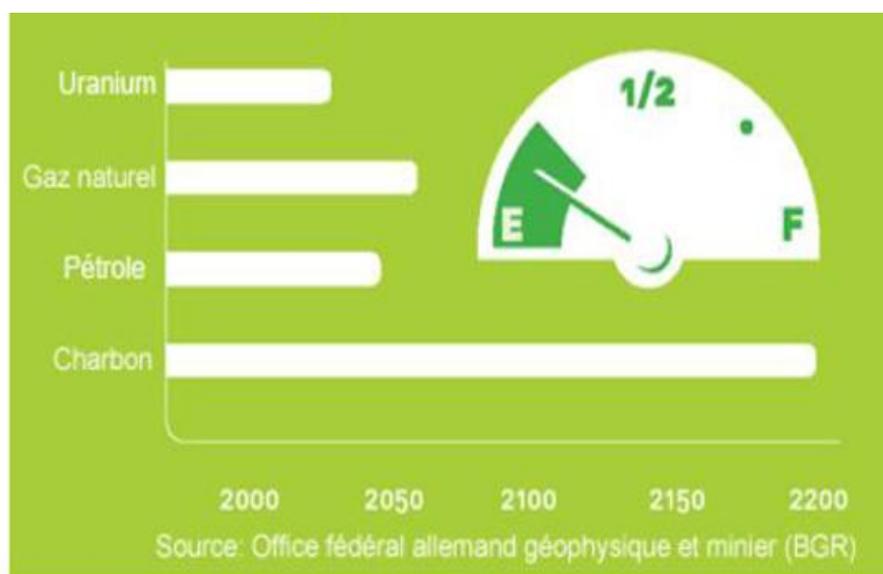


Fig. 1.3 - Réserve mondiale l'énergie fossile [7].

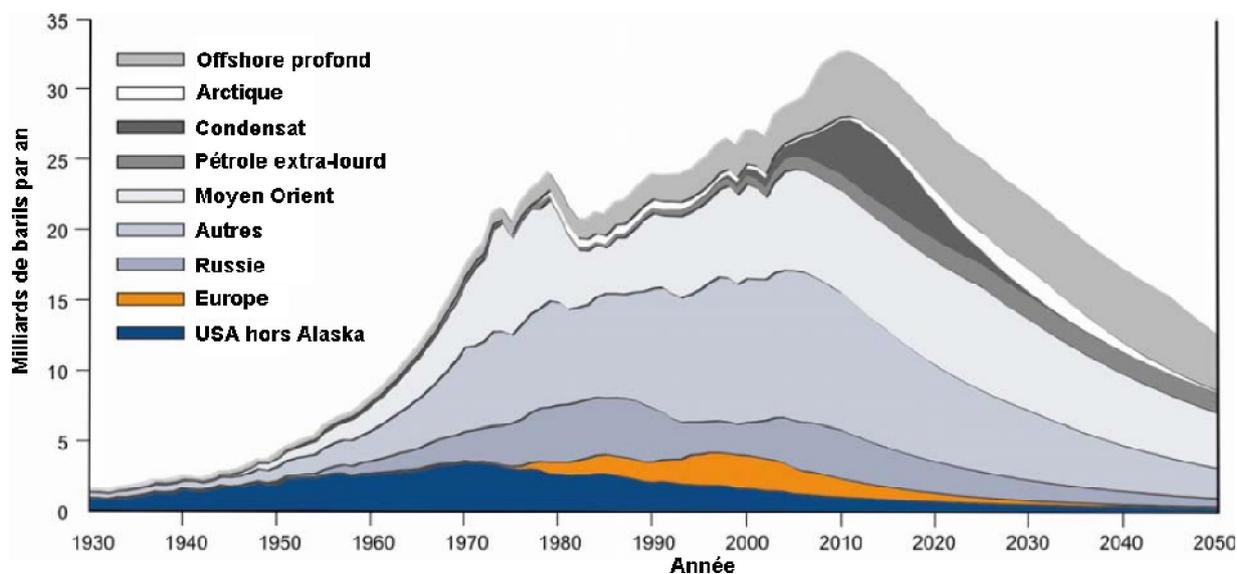


Fig. 1.4 - Production mondiale de pétrole par grande région ou origine selon le scenario de prévision de l'Association for the Study of Peak Oil & Gas [8].

1.2.3 Energies renouvelables

La consommation d'énergie primaire mondiale reste dominée par les énergies fossiles, avec des conséquences économiques et environnementales de plus en plus évoquées : coûts croissants liés à la hausse des prix et la menace d'épuisement des ressources fossiles, niveau limité de sécurité énergétique, contribution à la pollution locale et aux changements climatiques, dont les impacts pourraient être dramatiques, (figure 1.5).

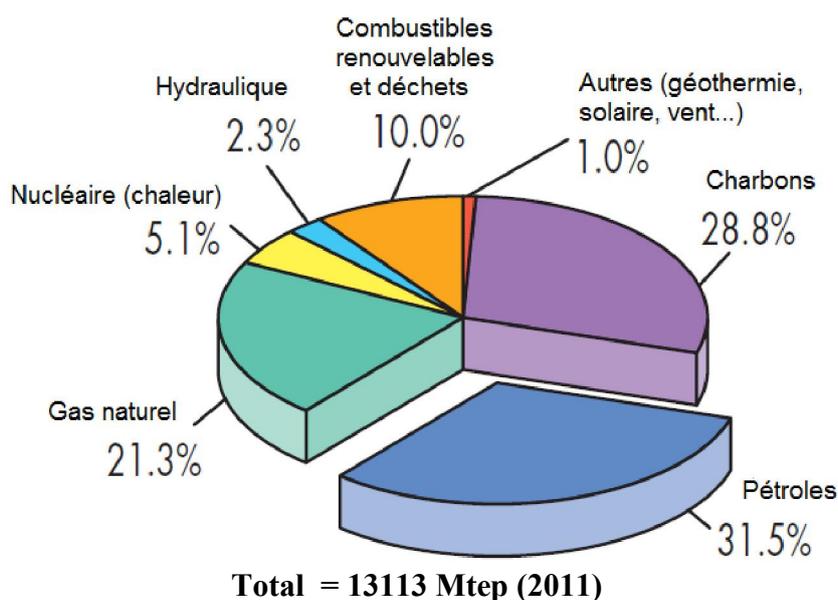


Fig. 1.5 - La consommation mondiale d'énergie primaire 2011 [9].

Le défi actuellement est de trouver des sources d'énergie pour répondre à un besoin toujours plus important. Les énergies renouvelables (énergie dérivée de processus naturels en perpétuel renouvellement) peuvent être des solutions en raison de leur abondance. Il existe plusieurs formes d'énergie renouvelables, dérivées directement ou indirectement du soleil ou de la chaleur produite au plus profond de la Terre, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la biomasse et la biomasse solide, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, le biogaz et les biocarburants liquides [10].

Sur Terre, les autres énergies « naturelles » arrivent loin derrière l'énergie solaire qui reste marginale mais a un énorme potentiel, (figure 1.6). L'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la consommation mondiale pendant une année [11].

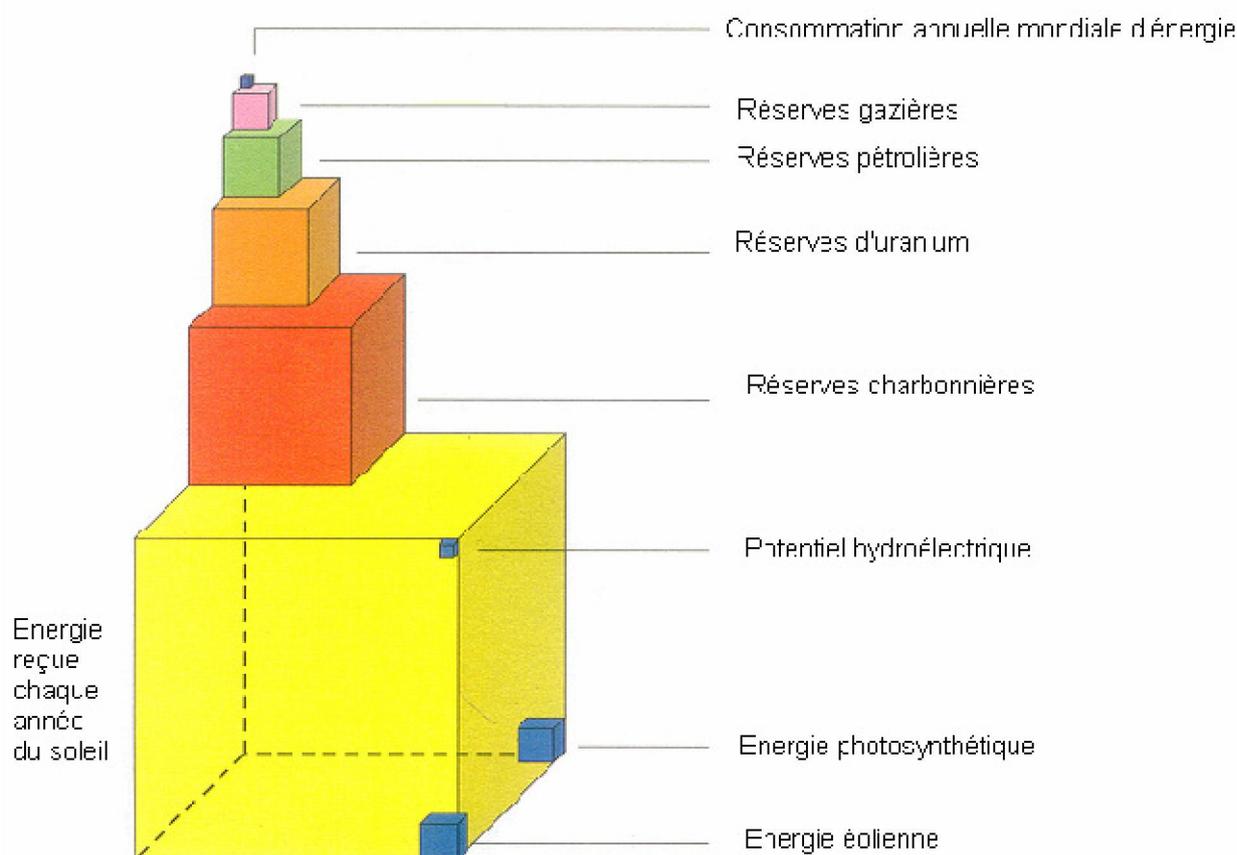


Fig. 1.6 - Ressources énergétiques totales [12].

La vision d'énergie mondiale en 2100, développée par « The German Advisory Council on Global Change » (WBGU, 2003), montre des niveaux plus élevés de la demande énergétique mondiale et le marché de production d'énergie s'oriente dans la direction des énergies renouvelables (environ 50% de la production d'énergie mondiale en 2050) [13].

Pour l'année 2100, environ 90% de la production d'énergie, sera renouvelable, 70 % de ce pourcentage est de type solaire. Sous ce scénario, l'électricité solaire (photovoltaïque et thermique) devient la source d'énergie la plus importante, contribuant de 20% de l'approvisionnement d'énergie mondiale en 2050 et de 60% en 2100, (figure 1.7) [13].

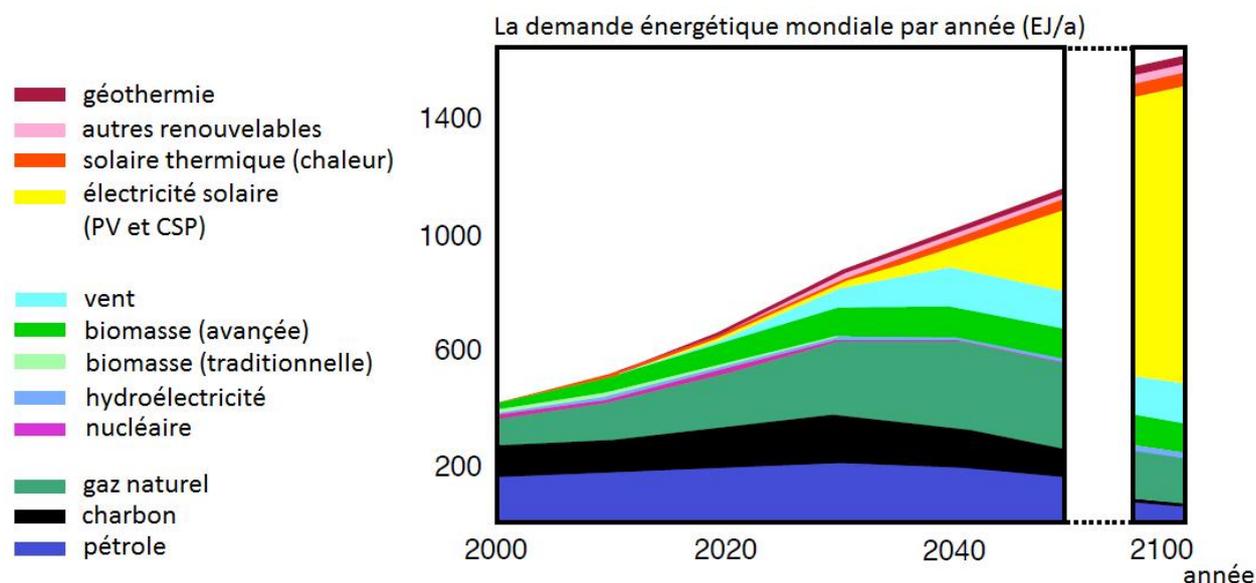


Fig. 1.7 - La tendance mondiale en énergie [13].

1.3 La situation énergétique et l'énergie solaire en Algérie

1.3.1 Potentiel solaire

De part sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'ensoleillement sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh /m²/an au Nord et 2263 kWh /m²/an au sud du pays. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.1, selon l'ensoleillement reçu annuellement [16].

Tableau 1.1 - Le potentiel solaire en Algérie [16].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kwh/m ² /an)	1700	1900	2650

Les figures 1.8 et 1.9 montrent l'irradiation globale journalière sur les plans horizontal et normal aux mois de Décembre et de Juillet.

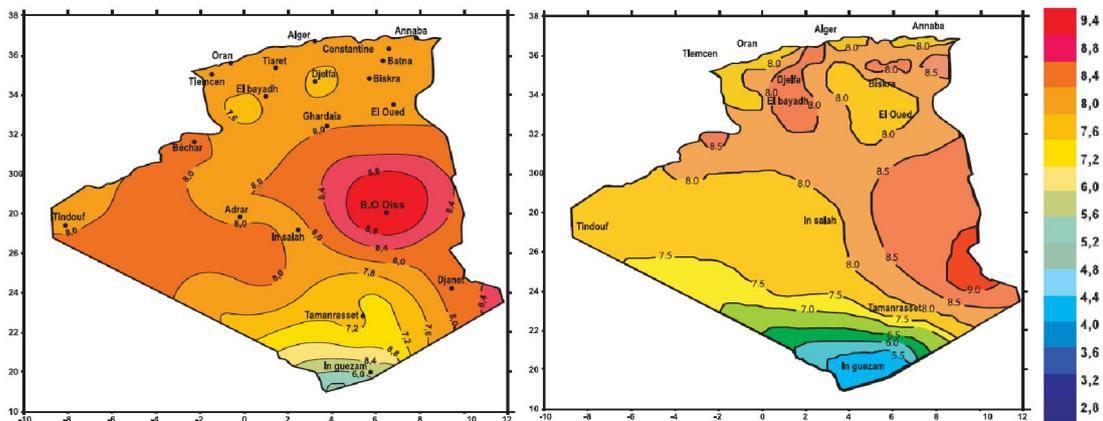


Fig.1.8 - Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans : (à gauche) horizontal et (à droite) normal [16].

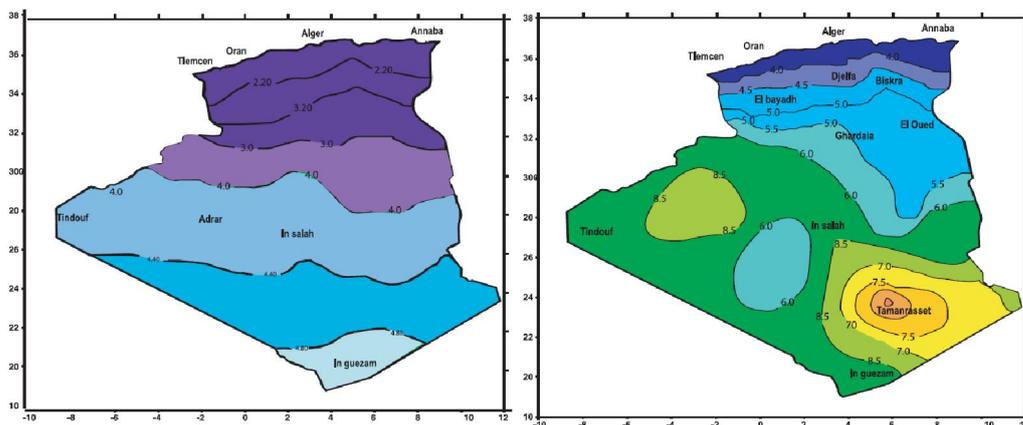


Fig.1.9 - Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans : (à gauche) horizontal et (à droite) normal [16].

1.3.2 Demande énergétique et programme EnR

L'Algérie possède un grand potentiel d'énergie naturelle renouvelable ainsi que des réserves de pétrole et de gaz naturel. Le pays repose lourdement sur le pétrole et le gaz pour générer des recettes d'exportation : le total des exportations d'hydrocarbures a représenté en 2007 98% du total des exportations. L'approvisionnement énergétique primaire est très dominé par le gaz naturel et le pétrole brut. La part de l'énergie provenant de sources renouvelables et de déchets a été de 0.4%. La demande totale en énergie primaire a été en 2005 de l'ordre de 37 Mtep, caractérisée par une hausse constante ces dernières années. Pour les années à venir, la demande en énergie devrait continuer à croître [14].

L'APRUE l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie s'attend à une augmentation de la consommation nationale de l'énergie de 81% entre 2003 et 2020 avec un taux de croissance annuel de 3.5 % dans le cas où la situation continue à être comme elle l'est actuellement (figure 1.10) [15].

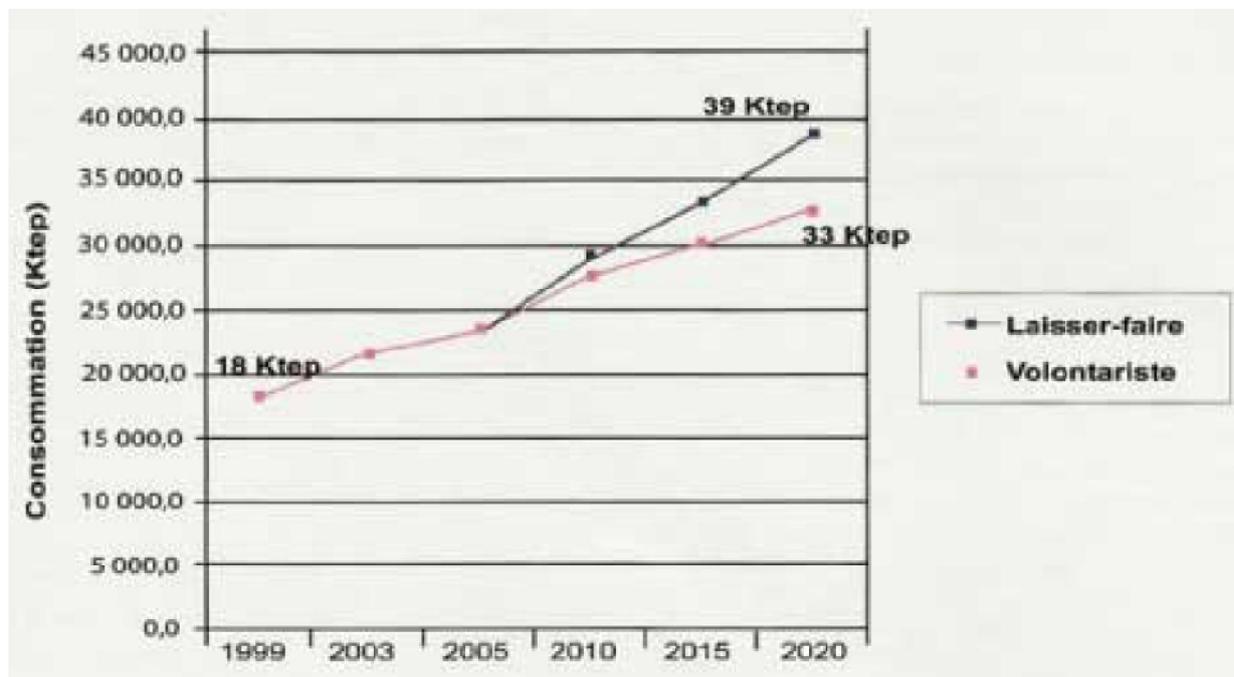


Fig. 1.10 - Evolution de la consommation d'énergie à l'horizon 2020 [15].

Avec le risque d'épuisement des énergies fossiles et le développement des énergies renouvelables (EnR), l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte avec un programme ambitieux de développement EnR et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable (Figure 1.11). Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire (tableau 1.1) [16], l'Algérie considère l'énergie solaire (thermique et photovoltaïque) comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie [17].

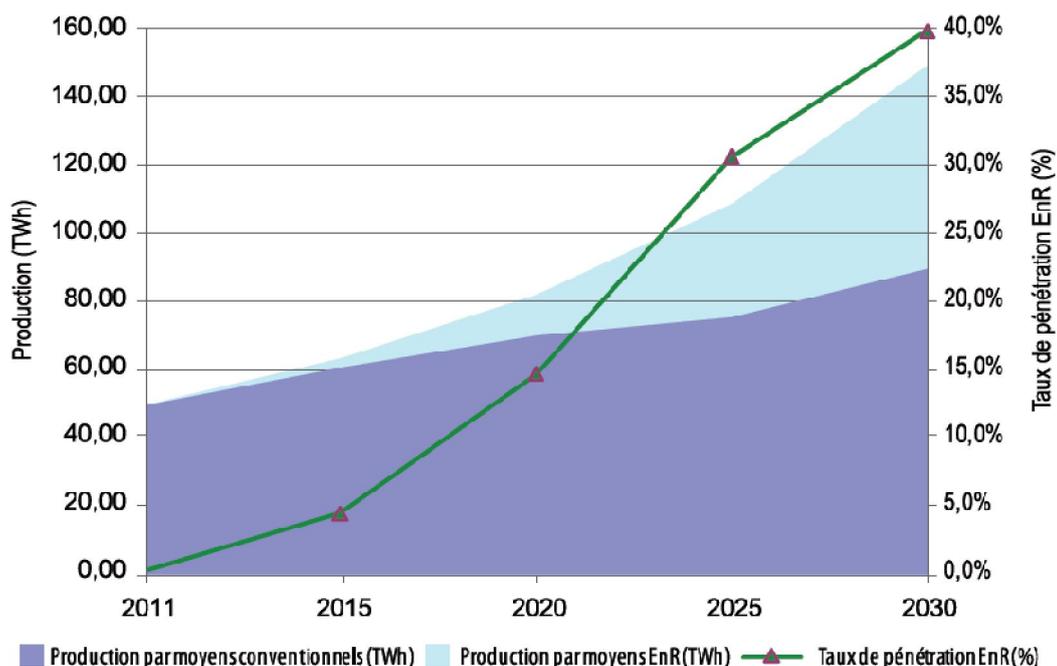


Fig. 1.11 - Pénétration des EnR dans la production nationale d'électricité en TWh [17].

1.3.3 Stratégie énergétique régionale (projet Desertec)

L'idée du projet Desertec est née au sein d'un réseau mondial de scientifiques, de responsables et d'entrepreneurs, le TREC (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation), qui l'a développée en collaboration avec la branche allemande du Club de Rome². Le TREC a participé à la réalisation de 3 études techniques qui ont permis d'évaluer le potentiel des énergies renouvelables (EnR) dans les pays de la région du MENA (Middle East and North African), les besoins attendus pour 2050 en eau et en énergie de ces pays, et la faisabilité d'une construction d'un réseau de transport électrique entre l'Union Européenne (UE) et le MENA. La fondation Desertec s'est lancée le défi d'exploiter cette énergie inépuisable à un coût raisonnable, dans le cadre international critique de raréfaction des réserves énergétiques fossiles, d'accroissement de la demande énergétique et de réchauffement climatique [19].

Le projet Desertec propose ainsi la construction de vastes centrales solaires thermiques à concentration (CSP) en divers points d'Afrique du Nord. Ces centrales seront reliées aux réseaux électriques (Fig. 1.12) de plusieurs pays d'Europe et du Bassin Méditerranéen par un réseau CCHT (Courant Continu Haute Tension) afin de les approvisionner en électricité «verte». Il est aussi prévu de produire de l'eau dessalée [18].

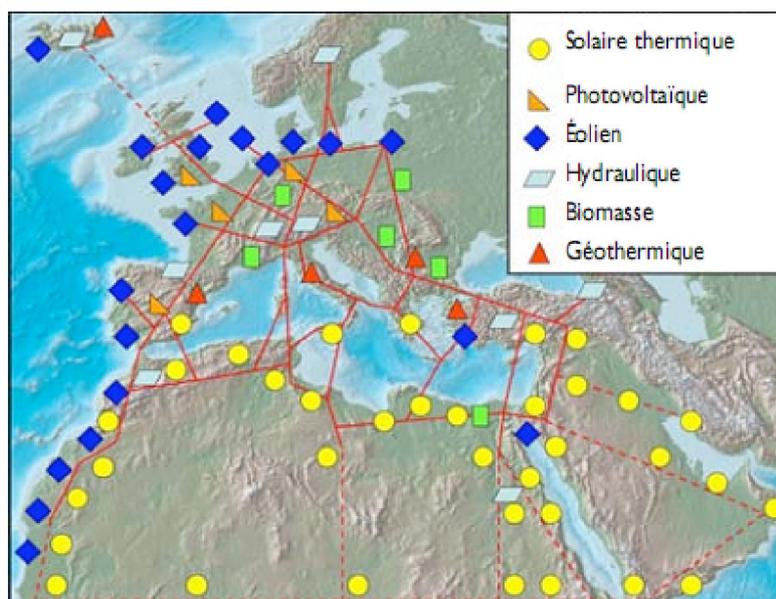


Fig. 1.12 - Euro-Supergrid avec connexion EU-MENA [19].

L'Algérie avait à maintes reprises exprimé sa disponibilité à participer à des projets d'exportation d'électricité renouvelable, mais avait aussi conditionné sa participation par un partage de financements, une ouverture plus conséquente du marché européen de l'électricité et un transfert de la technologie. Son plan national de développement des énergies renouvelables, adopté en 2011, prévoit de dédier 10.000 MW des 22.000 arrêtés dans ce projet à l'exportation sous réserve de satisfaire aux trois conditions précédentes. En décembre 2011, le groupe Sonelgaz et DII (Desertec Industrial Initiative) ont signé un mémorandum d'entente à Bruxelles pour la promotion commune du développement des énergies renouvelables en Algérie et à l'international. Le projet ambitionne de couvrir à l'orée de 2050 la moitié des besoins en électricité du Proche-Orient, de l'Afrique du nord et de l'Europe [20].

1.4 Conclusion

L'adaptation au changement climatique et la raréfaction des énergies d'origine fossile se révèlent être un moteur de croissance évident en plus d'une nécessité environnementale. Dans ce contexte, nous avons présenté dans ce chapitre la situation énergétique mondiale et les perspectives du marché de production d'énergie qui s'oriente dans la direction des énergies renouvelables avec une part essentielle de l'énergie solaire à long terme. Ensuite, nous avons présenté la situation énergétique en Algérie avec les stratégies énergétiques nationales et régionales axées sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

CHAPITRE 2

**LES SYSTÈMES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES
À CONCENTRATION (CPV)**

2.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire qui fait partie des énergies renouvelables. L'électricité solaire de cette énergie provient d'une technologie fiable et éprouvée.

L'environnement actuel des prix de production de l'électricité a exercé une pression intense sur tous les fournisseurs de systèmes solaires photovoltaïques à développer des solutions nouvelles qui permettront plus loin, et plus révolutionnaire, la réduction de prix de kWh de leurs systèmes.

Une approche qui voit l'adoption accrue est l'utilisation d'une concentration de l'éclairage solaire (faible, moyenne et élevée) à la fois pour les cellules solaires de silicium cristallin standard et multi-jonctions. L'utilisation de cette technologie (Concentrated PhotoVoltaic) ou CPV permet aux fabricants de centrales solaires de réduire la teneur en semi-conducteur et le coût de leurs systèmes, tout en maintenant la puissance égale ou supérieure. L'amélioration de l'efficacité de conversion énergétique, de la conception et de la fabrication des systèmes CPV, ainsi que les effets d'échelle liés à l'augmentation des volumes, pourront permettre d'offrir des solutions économiquement pérennes pour les pays où l'ensoleillement est fort et représente le pétrole de demain. Afin de comprendre l'évolution de cette technologie et leurs possibilités il est nécessaire de connaître, comment elle fonctionne, et quel sont les bases principales de leurs avantages concurrentiels.

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'énergie solaire photovoltaïque, le principe de la conversion en énergie électrique et les différentes technologies photovoltaïques commercialisées ou en cours de développement. Ensuite, nous avons traité après une brève histoire la description de la technologie CPV qui est une technologie écologique et elle est parmi les plus performantes et les plus compétitives dans les régions à fort ensoleillement.

2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

2.2.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire reçue à la surface de la Terre est de l'ordre de $1,75 \cdot 10^{14}$ kJ par seconde soit l'équivalent de $1,5 \cdot 10^{18}$ kWh par an. Cette énergie correspondait à 10000 fois la consommation énergétique mondiale en 2000. L'irradiance solaire, c'est-à-dire le flux énergétique incident, à la surface de la Terre varie entre 0 et 1000 W.m^{-2} . Cette valeur dépend entre autre de la position géographique, de l'altitude et des conditions climatiques. En dehors de l'atmosphère, l'irradiance est de l'ordre de 1350 W.m^{-2} . L'affaiblissement du flux incident au passage de l'atmosphère est provoqué par la diffusion, la réflexion et l'absorption par les particules présentes dans l'atmosphère (les gaz, l'eau et les poussières). Pour traduire cet affaiblissement, un coefficient spécifique, nommé « nombre de masse » AM (Air Mass) a été introduit. On définit par la condition AM0, l'intensité lumineuse au dessus de l'atmosphère pour une incidence normale où la puissance est de l'ordre de 1350 W.m^{-2} . AM1 correspond aussi à une incidence normale mais lorsque la lumière atteint la surface terrestre avec une puissance de 1000 W.m^{-2} . AM1.5 correspond aux conditions dans lesquelles l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire arrive à la surface de la Terre avec un angle incident de $48,2^\circ$ par rapport au zénith et une puissance avoisine les 833 W.m^{-2} , (Fig. 2.1). Excepté AM0, on définit donc les conditions de masse d'air en fonction de l'angle incident θ des rayons lumineux par rapport au zénith, par AM(x) où $x = 1/\cos\theta$ [21].

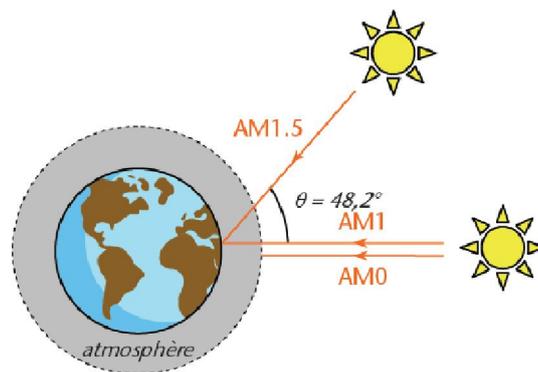


Fig. 2.1 - Schéma de principe de la norme « Air Mass » [21].

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global (Fig. 2.2) notée AM1.5 avec une puissance de 1000 W/m^2 [22].

On peut remarquer d'après la figure. 2.2, une diminution assez sensible de l'irradiance aux alentours de 500 nm et dans l'ultraviolet liée à l'ozone. Les bandes au-delà de 500 nm sont attribuables pour la plupart à l'effet de l'eau présente dans l'atmosphère [21].

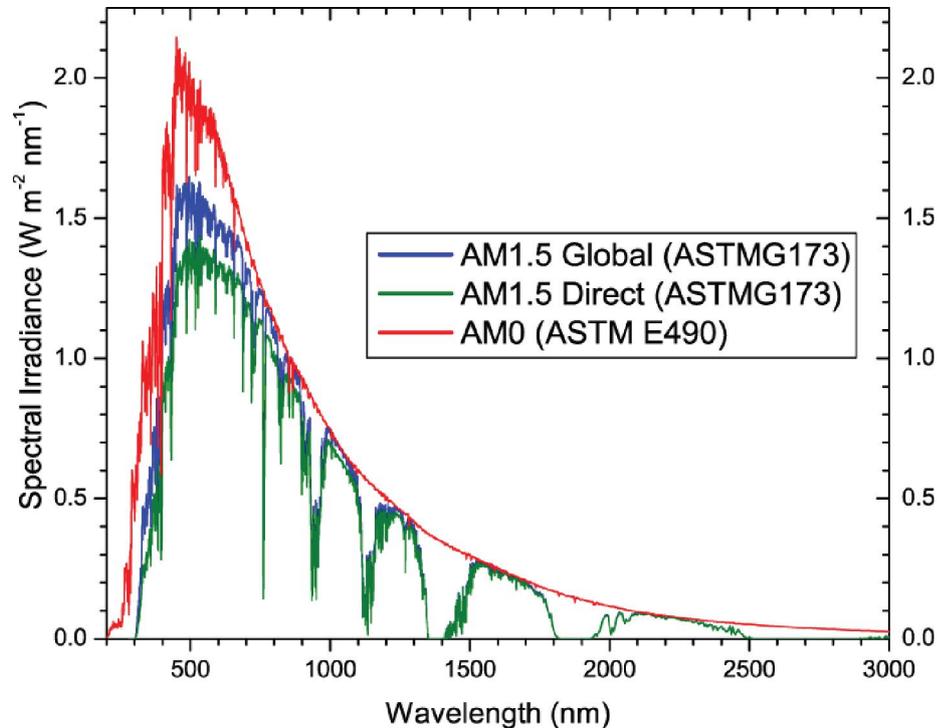


Fig. 2.2 - Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM (Normes ASTM) [29].

L'énergie du soleil peut être employée essentiellement par trois moyens [11] :

- La chaleur passive reçue du soleil qui parvient naturellement à la Terre. Cet élément est pris en compte par les bâtisseurs et les architectes depuis les débuts de la civilisation pour réduire les besoins de chauffage, notamment par le moyen d'une exposition des habitats au sud.
- Le rayonnement solaire est également employé pour son effet calorifique. On parle alors de solaire thermique, exploité de manière peu concentré pour du chauffage d'eau ou de bâtiment ou, sous forme très concentrée par la focalisation des rayons, pour la production d'électricité dans une centrale thermique (les centrale CSP)
- L'énergie photovoltaïque qui provient de la conversion du rayonnement électromagnétique du soleil en électricité. Ceci est possible depuis la découverte de l'effet photovoltaïque sur les matériaux semi-conducteurs comme le silicium. Ces matériaux photosensibles ont la capacité de générer des électrons et des trous en appliquant une énergie extérieure comme le rayonnement photonique.

2.2.2 Principe de la conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert par Edmond Becquerel en 1839. En 1877, Adams et Day développent une jonction solide à base de sélénium : rendement de l'ordre de 0.5 %. L'explication physique de l'effet photoélectrique est découverte par Einstein en 1904-1905. La mécanique quantique permet une compréhension plus fine du phénomène. En 1953-1954, Carl Fuller au sein des laboratoires Bell cherche à améliorer des diodes au silicium en y introduisant certains dopants, il réalise alors les premières jonctions p-n en silicium cristallin pour application solaire [23]. La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière (de longueur d'onde adéquate) par la matière. L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraîne une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. Récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un autre semi-conducteur dopé P, (Fig. 2.3). Le fait d'avoir associé deux types de matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes [22]. Le rendement d'une jonction est limité par le choix du semi-conducteur puisque les photons d'énergie inférieure à la bande interdite ne permettent pas de libérer un électron et que seuls les photons très énergétiques sont par conséquent utilisés. Le rendement maximum théorique de conversion, excède les 30 %. En pratique, malgré les travaux entamés dès le XIXe siècle, il a fallu attendre les années 50 pour obtenir un taux de conversion supérieur à 6 % [11].

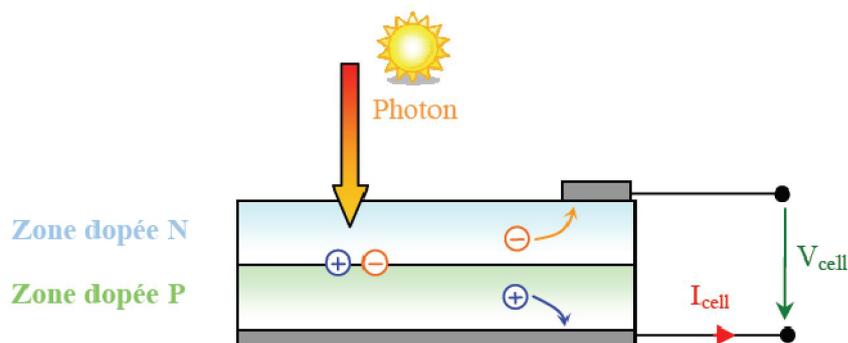


Fig. 2.3 - Schéma de principe de la conversion photovoltaïque [22].

2.2.3 La technologie photovoltaïque

On sépare traditionnellement les technologies existantes en trois grandes familles, ou plutôt en trois générations :

2.2.3.1 La filière historique : le silicium cristallin

Le marché est actuellement dominé par la technologie de silicium cristallin, qui représente l'essentiel de la production d'équipements solaires, soit 90 % du marché. Cette technologie est mature en termes d'efficacité disponible et de coûts de fabrication et elle continuera probablement à dominer le marché à court et moyen terme [24]. Les cellules en silicium cristallin sont composées de fines tranches coupées à partir d'un seul cristal de silicium (monocristallin) ou d'un bloc de cristaux de silicium (polycristallin). Trois principaux types de cellules cristallines peuvent être distingués : Monocristallines (Mono c-Si), Polycristallines (Poly c-Si) et Rubans (ribbon c-Si) [25]. La production du silicium est réalisée par réduction à partir de silice (Fig. 2.4), notamment à partir du sable et du quartz. Même s'il n'existe pas à l'état libre dans la nature, la question de sa disponibilité ne se pose pas. C'est en effet après l'oxygène l'élément le plus abondant dans la croûte terrestre, représentant plus du quart de sa masse. Sa production à destination de l'industrie solaire apparaît cependant relativement coûteuse car elle exige un matériau purifié à l'extrême (plus de 99,99 %) [26].



Fig. 2.4 - La Chaîne de Valeur Photovoltaïque (technologie cristalline) [26].

2.2.3.2 La filière innovante : les couches minces

Les cellules à couche mince sont composées de matériau semi-conducteur déposée, généralement sous forme de mélanges gazeux, sur des supports tels que le verre, les polymères, l'aluminium, qui donnent une cohérence physique au mélange. Par conséquent, l'économie de matériau est remarquable et la possibilité d'avoir un support flexible augmente le champ d'application des cellules à couche mince. La part de marche des technologies à couche mince est encore très limitée ($\approx 7\%$), toutefois des solutions offrant des capacités supérieures à moyen et long terme sont envisagées afin de réduire considérablement les prix. Les matériaux utilisés dans cette technologie sont les suivants : silicium amorphe, CdTeS (Tellure de cadmium-Sulfure de cadmium), GaAs (Arséniure de gallium), CIS/CIGS/CIGSS (Alliages de cuivre iridium gallium sélénite et soufre). Une application intéressante de cette technologie est le « tandem », combinant une couche de silicium amorphe à une ou plusieurs couches de silicium cristallin multi-jonctions ; grâce à la séparation du spectre solaire, chaque jonction montée en série donne son meilleur rendement et garantit des niveaux supérieurs en termes d'efficacité et d'endurance [24].

2.2.3.3 Les filières de demain : polymères et concentrateurs

Face à la technologie utilisant les matériaux inorganiques, les cellules solaires à base des semi-conducteurs organiques (polymères) connaissent un développement considérable. Elles reposent sur des macromolécules dont les procédés de fabrication sont bien moins consommateurs d'énergie que ceux mis en œuvre pour les cellules traditionnelles à base de semi-conducteurs minéraux. Les rendements observés sont très inférieurs à ceux obtenus avec des cellules à base de silicium. Cependant l'utilisation de matériaux organiques permet d'envisager la réalisation de cellules solaires de grandes dimensions sur des substrats flexibles, par des procédés à faible coût. Les cellules organiques peuvent être de plusieurs types, (Fig. 2.5) : Schottky (a), hétérojonctions de type bicouche (b), hétérojonctions de type réseaux interpénétrés (c), hybrides sensibilisées par un colorant (communément appelées cellules Grätzel) (d) [21].

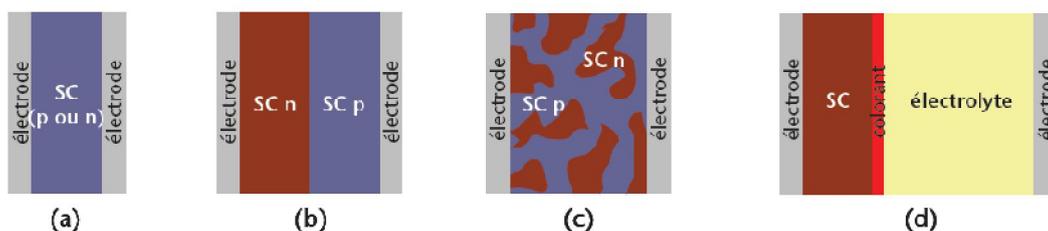


Fig. 2.5 - Structures schématiques des différents types de cellules PV organiques [21]

Les systèmes photovoltaïques à concentration (CPV) sont installés sur des dispositifs mécaniques permettant de suivre la course du soleil et de bénéficier ainsi d'un ensoleillement maximal, ils se composent d'un dispositif optique concentrant la lumière solaire sur des cellules de tailles normales ou restreintes offrant un rendement particulièrement élevé tout en maintenant une température inférieure au point de fusion de la matière, ils pourraient atteindre des performances de 50 % grâce aux qualités des cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales [26]. Les systèmes CPV seront vus plus en détail par la suite, (Chapitre 2).

De nouvelles voies faisant appel soit aux nanotechnologies (nanostructures, confinement quantique, nanofils de silicium), soit à la conversion de longueur d'onde (de l'infrarouge vers le visible par des processus non linéaires et de l'ultraviolet vers le visible par des émetteurs luminescents) sont en cours de développement. Des efforts sont également entrepris afin de réduire les coûts des procédés de fabrication et les pertes par réflexion du silicium et d'autres semi-conducteurs [27]. Les meilleurs rendements obtenus en laboratoire sont présentés, sous les conditions de test AM1.5 à 25 °C, (Fig. 2.6).

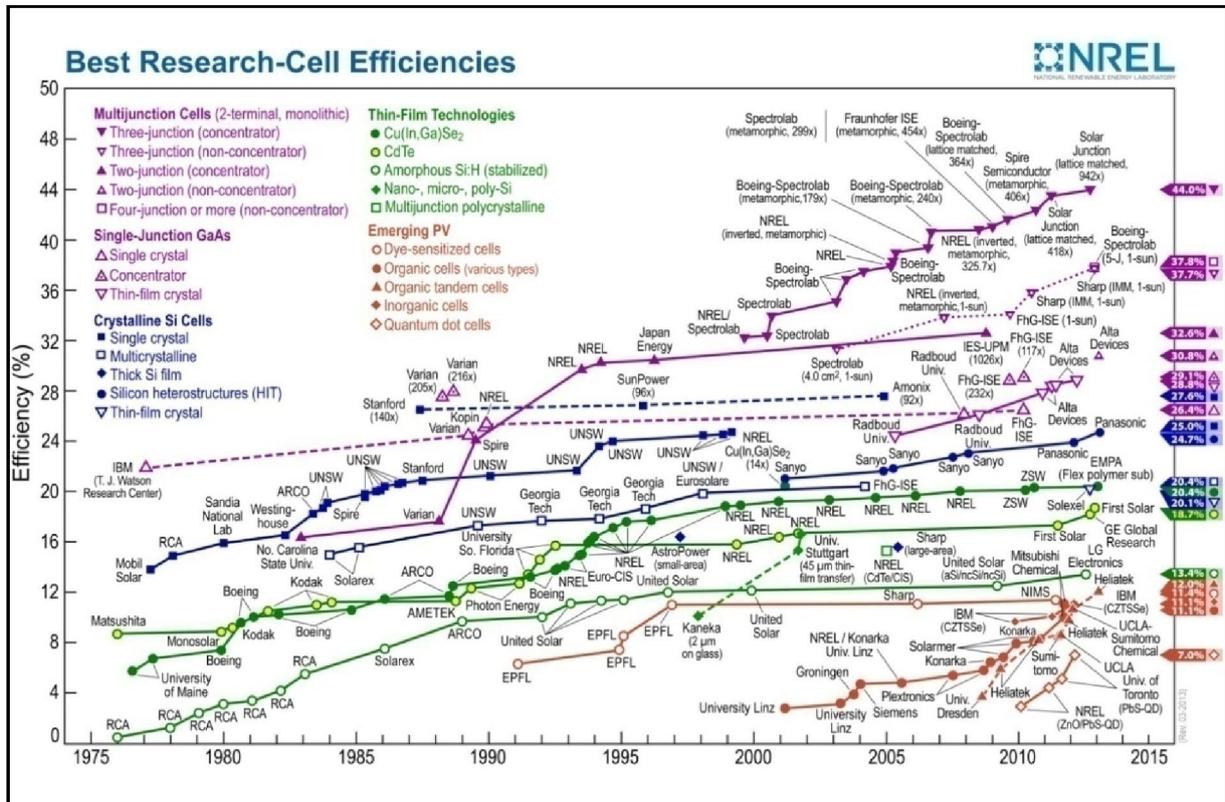


Fig. 2.6 - Les rendements records de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire [28, 29].

2.3 Les systèmes photovoltaïques à concentration (CPV)

2.3.1 Historique

L'idée d'utiliser la concentration solaire ne date pas d'aujourd'hui. La première description de cette source d'énergie a une origine lointaine. En Mésopotamie (l'Irak d'aujourd'hui), on a retrouvé des sculptures dans des récipients en métal précieux illustrant le procédé pour obtenir du feu au moyen de l'énergie solaire. Beaucoup plus tard, le savant arabe Ibn Al Haitam (965-1039) a décrit un procédé solaire de pyrolyse par miroir parabolique ou sphérique [59]. Voici quelques dates importantes dans l'histoire des systèmes photovoltaïques à concentration CPV [30]. [31]. [32]. [33]. [44] :

- En 1973 : suite au choc pétrolier, l'énergie solaire subit un essor considérable, c'est à partir de cette période que se développe le recours aux capteurs solaires à concentration.
- En 1975 :
 - Jusqu'en 1975, c'est l'Union Soviétique qui avait la plus grande expérience des appareils à concentration. Parmi les applications pratiques en U.R.S.S., citons : une unité de 30W (facteur de concentration proche de 2 et sans poursuite du soleil) utilisée pour l'irrigation dans la steppe de Kirghizie ; une pompe à eau de 400 W (facteur de concentration de 10 et poursuite automatique du soleil), d'un débit de 2.5 m³ d'eau par heure pour une profondeur de 12 m, et une unité de 50 W avec un facteur de concentration supérieur à 1000, appelée le « Photovolt », qui utilise un modèle spécial de cellules solaires au silicium à multi-jonctions verticales.
 - La recherche sur les systèmes CPV a été commencée sérieusement par Sandia National Laboratories (USA) avec la construction d'un générateur (prototype) de 1 kWc, avec concentrateurs à lentilles de Fresnel de focale ponctuelle, cellules en Si, refroidissement passif et tracker à deux axes (ce générateur est appelé plus tard Sandia I et Sandia II), (Fig. 2.7).
 - Le groupe espagnol à l'université polytechnique de Madrid, dirigé par le professeur A. Luque, a développé des cellules bifaciales pour réaliser des concentrateurs statiques.

- En 1978 : le DOE (Department Of Energy) des États-Unis lance un programme pour concevoir, fabriquer et évaluer les différents types des systèmes CPV en collaboration avec les laboratoires Sandia, les approches techniques suivantes ont été examinées et évaluées :
 - Les lentilles de Fresnel réfringents et les miroirs réfléchissants avec la géométrie circulaire et linéaire.
 - Les cellules solaires de Si et AsGa.
 - Le refroidissement actif et passif.
 - Les systèmes trackers avec un axe et deux axes.
- En 1980 : E.C. Boes a révisé le statut de la technologie CPV par son article “Photovoltaic Concentrators”.
- En 1981 :
 - La centrale pilote CPV appelée SOLERAS a été installée par Martin Marietta avec la version III de la technologie Sandia de 350 kWc en Arabie Saoudite, (Fig. 2.8).
 - L'Université Polytechnique de Madrid et la société espagnole ISOFOTON avaient travaillé au développement d'un concentrateur statique, avec un taux de concentration proche de 2X, et par l'utilisation des cellules PV bifaciales, (Fig. 2.9).



Fig. 2.7 - Le générateur SANDIA II, le premier système CPV moderne 32X. Albuquerque, Mexique, en 1977.



Fig. 2.8 - La centrale SOLERAS avec SANDIA III de 50X, la première grande centrale CPV dans le monde 350 kWc (Arabie Saoudite en 1981).



Fig. 2.9 - Le prototype du concentrateur statique CPV construit à l'UPM avec des cellules PV bifaciales. Universidad Politécnica de Madrid.

- En 1984 : R. M. Swanson (Stanford Univ. USA) a développé la structure des cellules PV à contacts arrières (sous le nom PC 'Point Contact') pour l'utilisation sous concentration, cette structure est caractérisée par la faible résistance série, elle a été proposée pour la première fois par M. D. Lammert et R. J. Schwartz en 1977 (sous le nom de cellules IBC 'Interdigitated Back Contact').
- En 1989 : Amonix Inc. (Torrance, Californie, USA) a été autorisé pour développer et commercialiser des systèmes solaires photovoltaïques de haute concentration basés sur les cellules de silicium. à contacts arrières (PC).
- En 1998 : le premier générateur CPV pour l'utilisation spatiale lancé sur Deep Space 1 (USA) de 5kW avec des cellules triples jonctions GaInP/GaAs/Ge de haut rendement.

2.3.2 Gisement solaire du CPV dans le monde

Les systèmes CPV utilisant un ensoleillement direct élevé et un faible taux d'humidité, ils ne peuvent être installés que dans des zones fortement ensoleillées il est particulièrement adapté au sud-ouest américain, au Moyen-Orient, au pour-tour méditerranéen, aux déserts d'Australie ou du Chili. Ainsi, un ensoleillement de 2000 kWh/m²/an est le seuil minimum estimé nécessaire pour obtenir un rendement suffisant et où l'atmosphère est « pure et transparente », non chargée de particules qui pourraient dévier ou absorber les rayons solaires [34]. Des tentatives récentes de tracer la carte de la ressource DNI (Direct Normal Irradiance) dans le monde ont été accomplies en se basant sur des données satellites, (Fig. 2.10).

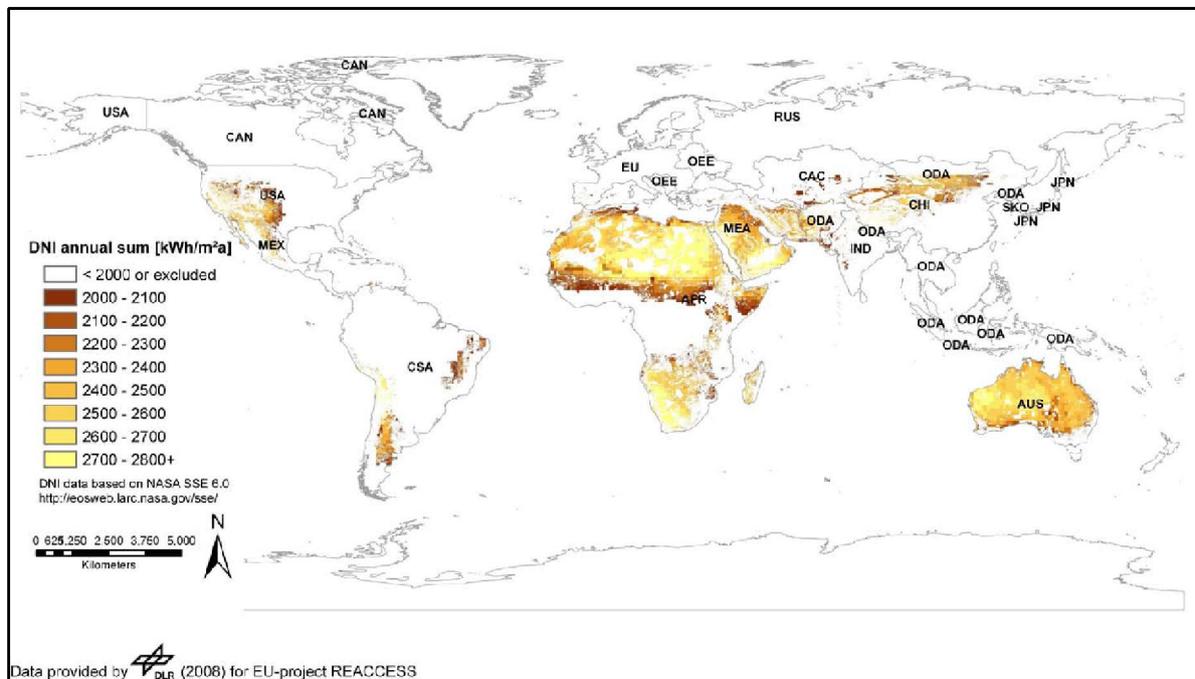


Fig. 2.10 - Distribution du gisement solaire CPV [34].

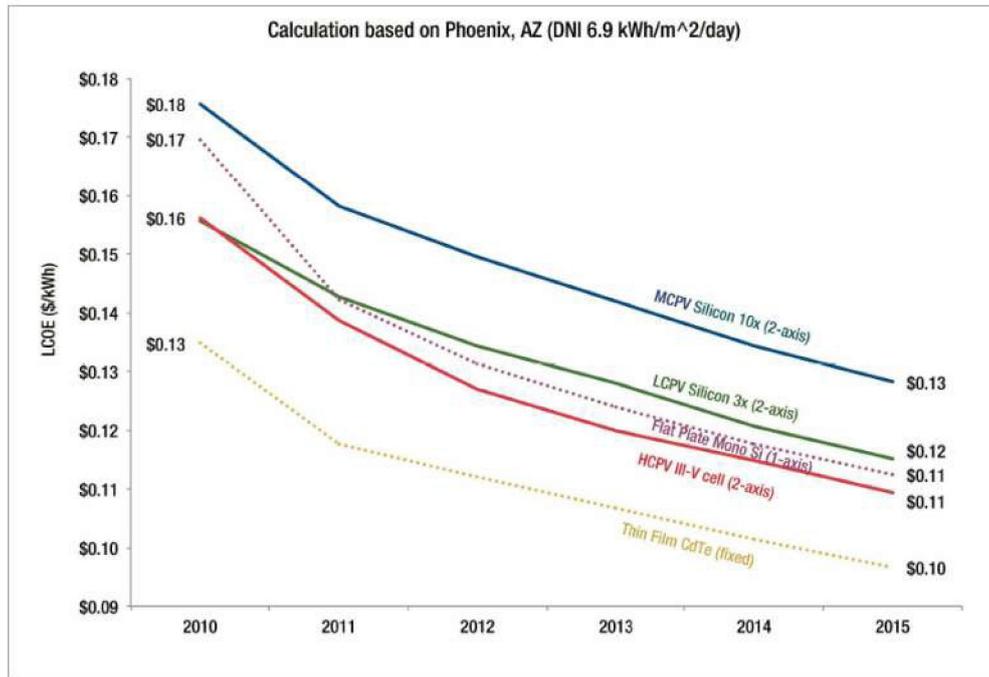
2.3.3 Évaluation des coûts

2.3.3.1 Coût de production

Le prix de kWh ou le coût de production nivelé de l'électricité (LCOE pour levelized cost of electricity) est parmi les critères de décision pour investir dans le domaine d'énergie solaire. Les systèmes CPV de différentes technologies basse, moyenne et haute concentration (LCPV-MCPV-HCPV) offriront la possibilité de mettre en œuvre, dans les zones à fort ensoleillement, des centrales solaires de forte capacité permettant un coût de production de l'électricité solaire compétitif avec les énergies traditionnelles, (Fig. 2.11).

2.3.3.2 Coût environnemental

La figure 2.12 montre une comparaison entre les émissions du gaz à effet de serre GHG (Green House Gas) basée sur l'étude du cycle de vie (30 ans) pour plusieurs centrales électriques de différentes technologies. Les émissions GHG ou GES de la centrale CPV peut atteindre 15 gCO₂-eq/kWh, ces émissions sont très faibles par rapport aux centrales à énergie fossile [36].



Source: GTM Research

Fig. 2.11 - LCOE de différentes technologies CPV [35].

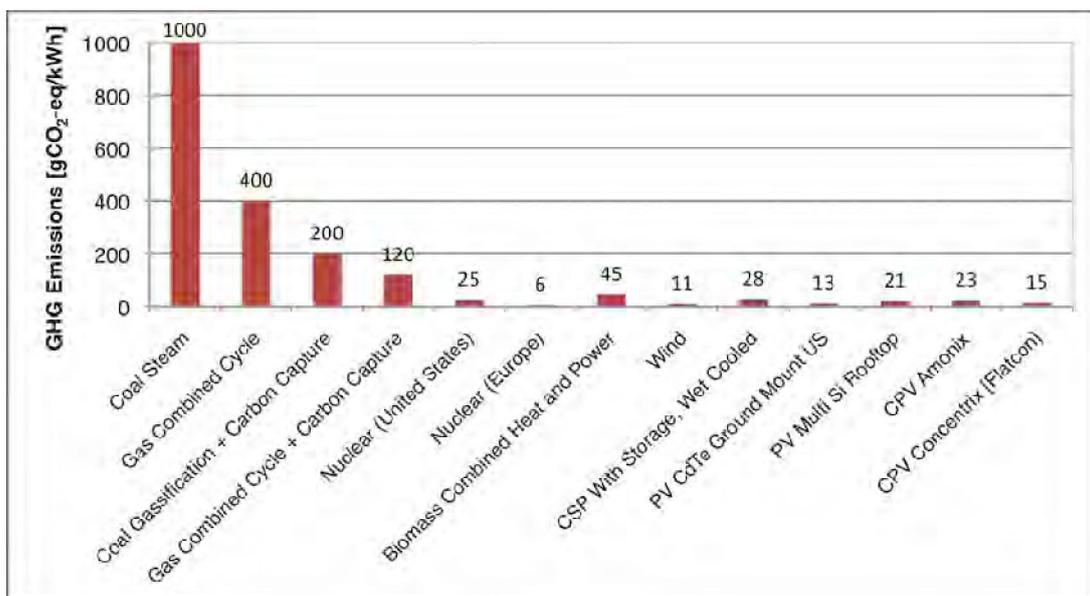


Fig. 2.12 - Emissions GHG pour différentes centrales électriques [36].

La technologie CPV ne nécessite qu'une très faible consommation d'eau (environ 15 L/MWh pour le nettoyage), (Fig. 2.13) [36] et le terrain utilisé peut également continuer à servir à des fins d'élevage ou d'agriculture, (Fig. 2.14).

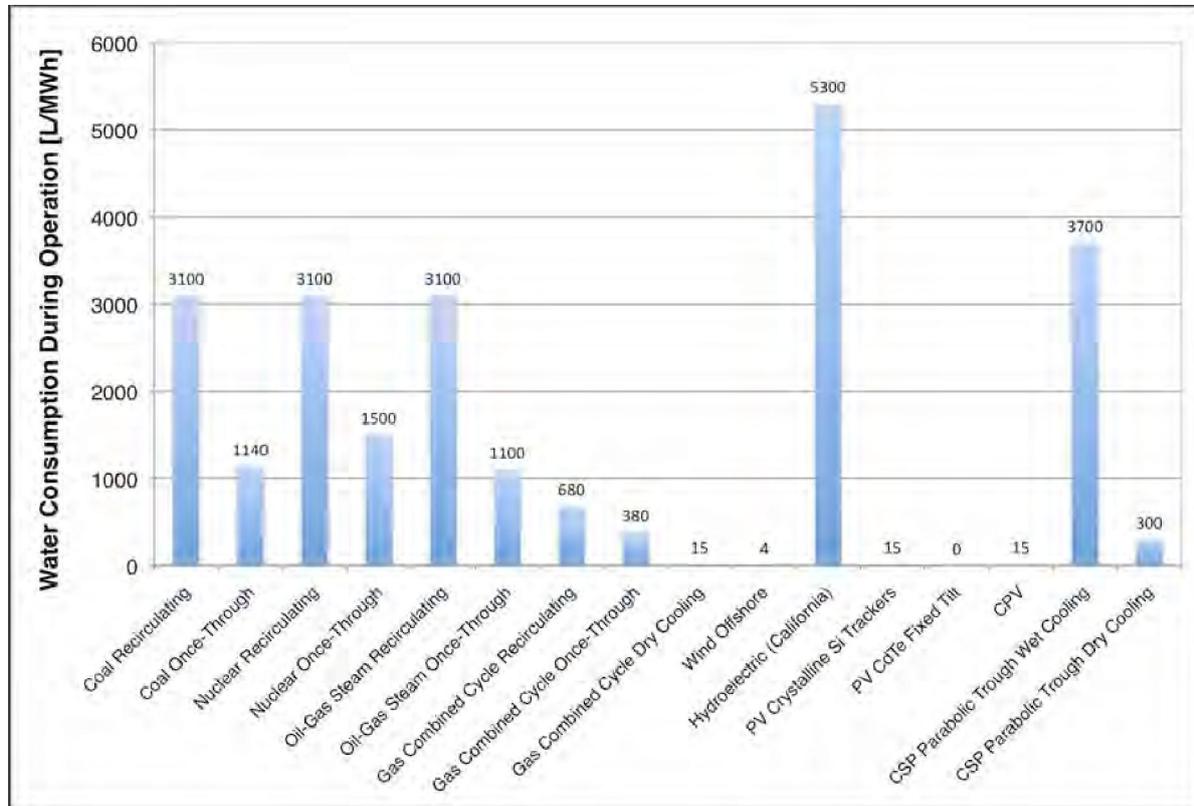


Fig. 2.13 - La consommation d'eau pour différentes centrales électriques (cycle de vie de 30 ans) [36].



Fig. 2.14 - Centrale solaire CPV. Photo [95].

La figure 2.15 présente une comparaison entre les surfaces d'utilisation ou d'occupation de terrain (basée sur l'étude du cycle de vie 30 ans) pour plusieurs centrales électriques de différentes technologies. Les résultats récapitulés par cette analyse montrent que la centrale CPV est parmi les centrales à énergie renouvelable caractérisée une petite surface d'occupation du terrain [36].

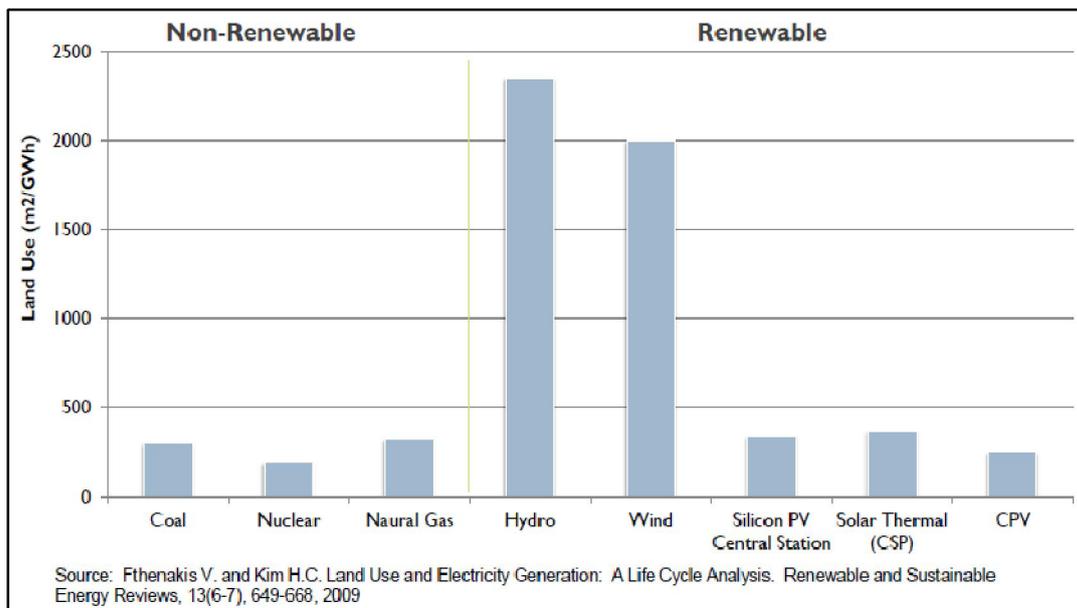


Fig. 2.15 - Surface d'occupation de terrain par technologie [36].

2.3.4 Perspectives de marché pour l'électricité CPV

La technologie CPV devrait conquérir 1 % du marché de l'énergie photovoltaïque, estimé à 80 GW (capacité de production PV mondial) en 2017 [37]. La puissance installée CPV (Fig. 2.16) est attendu en croissance avec le porté par d'importants projets de fermes solaires aux États-Unis et le fort potentiel de croissance dans les autres pays à fort ensoleillement (Europe du Sud, Chine, Inde, Australie, Moyen Orient, Afrique...) [38].

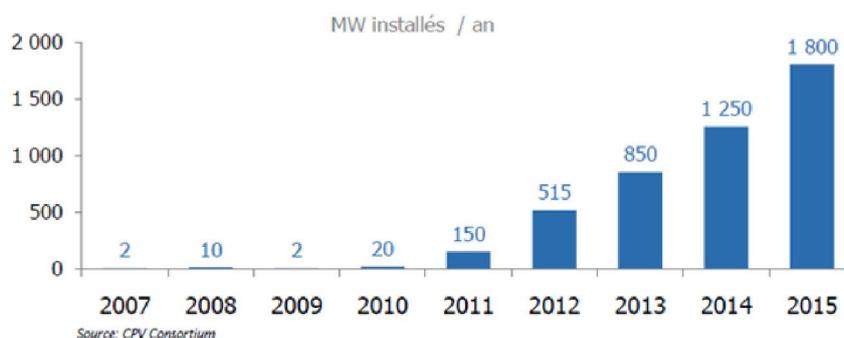


Fig. 2.16 - La puissance installée CPV mondiale [38].

2.3.5 Description de la technologie CPV

L'approche de la technologie CPV consiste à augmenter la puissance électrique produite par chaque cellule (l'élément le plus coûteux du système) en concentrant la lumière sur un nombre réduit de cellules. Dans ce cas, la surface occupée précédemment par les cellules est remplacée par une surface équivalente d'un matériau, moins cher, réfléchissant (miroirs), réfringent (lentilles) ou encore fluorescent. Le système requiert un nombre de cellules beaucoup plus restreint. Malgré le fait qu'il faut encore ajouter le prix du concentrateur, du système de poursuite automatique du soleil, cette approche reste toutefois, pour les pays où l'ensoleillement direct est important, une solution attrayante du problème de diminution du coût de l'énergie photovoltaïque [39].

2.3.5.1 Cellules solaires

Les cellules solaires exigées par les systèmes CPV doivent être exclusivement faites avec des matériaux de semi-conducteur de meilleure qualité et avec une grande efficacité de conversion photovoltaïque. Les matériaux les plus employées sont [32] :

- Les cellules au Silicium (Si) monocristallin à haut rendement.
- Les cellules multi-jonctions (groupe des éléments III-V)

a) Cellules solaires au Silicium pour concentration

Le silicium possède d'assez mauvaises propriétés d'absorption de la lumière du fait de sa structure de bande interdite indirecte. En effet, seulement 70 % de la puissance lumineuse est absorbée dans les 10 premiers microns du silicium et 300 μm sont nécessaires pour absorber 95 % du spectre solaire. Pour absorber les quelques pourcents restant, il faudrait plusieurs millimètres, ce qui devient prohibitif. Il est clair qu'il est indispensable de concevoir la cellule solaire avec une structure de **piégeage de la lumière** de manière à augmenter la longueur optique de la cellule en gardant une épaisseur de la cellule aussi faible que possible. Parmi les structures de piégeage de la lumière, on peut citer [39] :

- la **texturation** (simple ou double face) de la surface de silicium en réalisant une attaque anisotropique. On obtient, de ce fait, une couche de silicium texturée en forme de pyramides, régulier ou aléatoire, (Fig. 2.17 et 2.18).

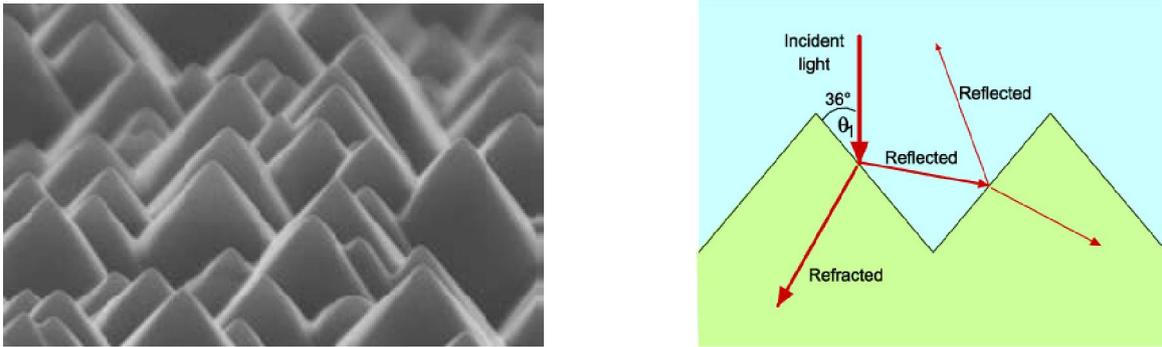


Fig. 2.17 - Texturation de la surface de silicium en forme de pyramides. University of New South Wales, Australia [40].

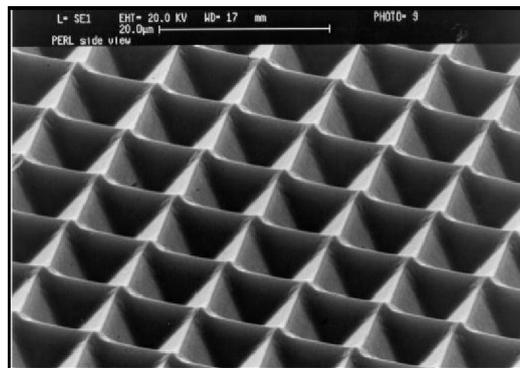


Fig. 2.18 - Texturation de la surface de silicium en forme de pyramides inversées. University of New South Wales, Australia [40].

- le **sillonnage** (simple ou double face) réalisé également à l'aide d'une attaque anisotropique du silicium mais pour former ici des sillons en forme de V, (Fig. 2.19).

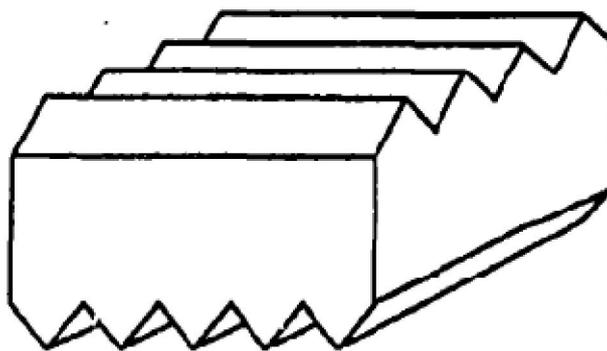


Fig. 2.19 - Sillonnage double face [41].

- la **couverture prismatique** permettant de concentrer les rayons lumineux entre les doigts métalliques et évitant ainsi les pertes par ombrage dues à la métallisation sur la surface éclairée, (Fig. 2.20).

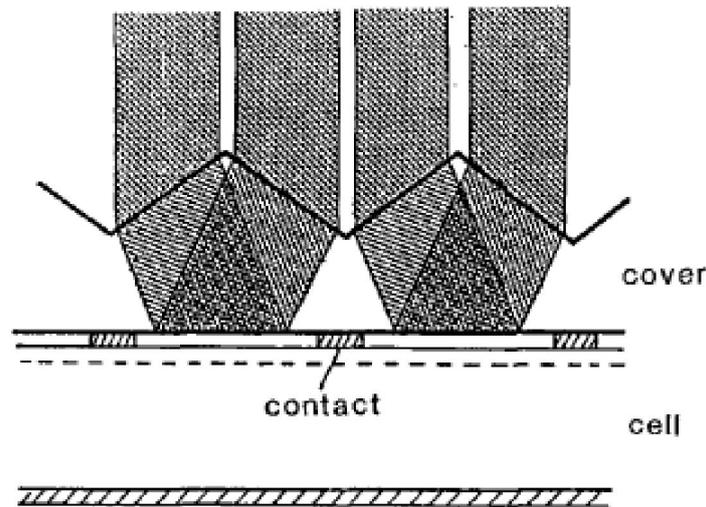


Fig. 2.20 - Principe de la couverture prismatique (Type Entech) [41].

- **Cellules photovoltaïques (PERL)**

La structure de la cellule photovoltaïque à haut rendement (24.7 % [28], [29]) en silicium monocristallin PERL est présentée sur la figure 2.21. Elle a été élaborée avec des procédés de la microélectronique en utilisant la technologie PERL (Passivated Emitter with Rear Locally diffused). Cette cellule est réalisée sur un substrat de Si FZ (Float Zone) de type p. La face avant (face éclairée) de la cellule est texturée en « pyramides inversées ». Ce type de texturation permet une réduction importante du coefficient de réflexion et ainsi des pertes optiques dans la cellule avec et sans concentration [42].

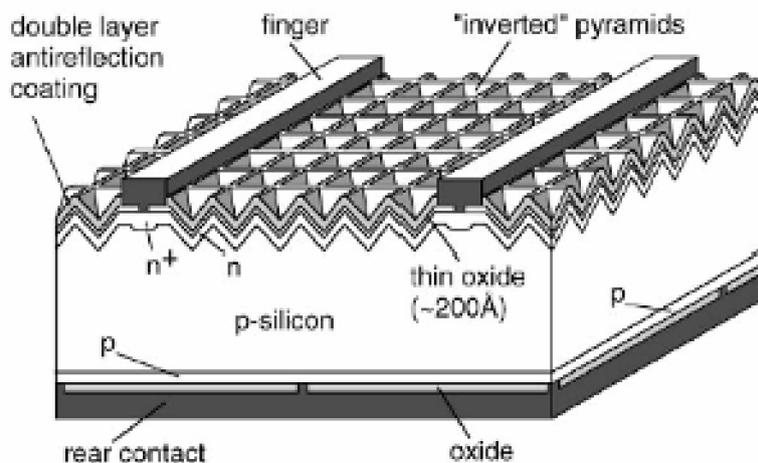


Fig. 2.21 - Structure de la cellule PERL à base de silicium avec une texturation de pyramides inversées en face avant (Type Suntech) [42].

• Cellules photovoltaïques avec contacts arrières interdigités (IBC)

Ce type de cellule photovoltaïque à haut rendement (27.6 % sous une concentration de 92X, par l'entreprise Amonix [28]. [29]) en silicium monocristallin nommé IBC (Interdigitated Back-Contact) est présenté sur la figure 2.22. Cette cellule a comme avantage principal de présenter tous les contacts métalliques sur la face arrière de la cellule (la face non illuminée). De ce fait, il est possible d'optimiser séparément la face avant et arrière de la cellule : la partie optique et la partie électrique étant fortement découplées. Les cellules IBC possèdent une très faible résistance série qui font de cette structure le meilleur design de cellule solaire sous concentration. Cependant, cette résistance série étant due essentiellement aux doigts métalliques [39].

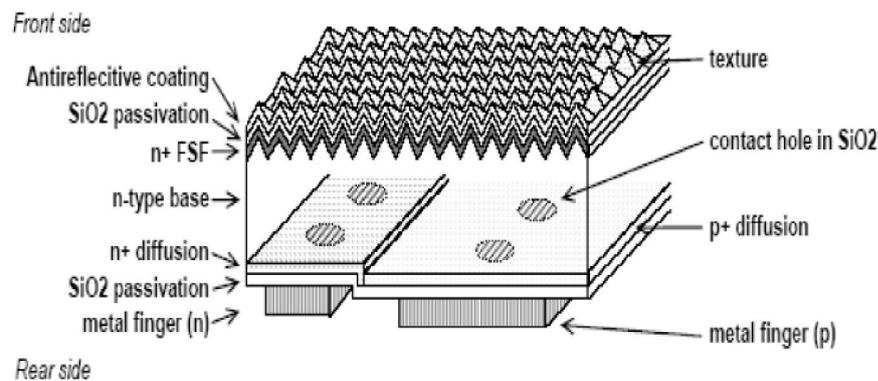


Fig. 2.22 - Structure de la cellule IBC à base de silicium avec une texturation de pyramides en face avant (Type SunPower) [42].

b) Cellules solaires multi-jonctions hautement performantes

Ces cellules hautement performantes ne sont plus constituées d'un semi-conducteur unique, mais généralement d'une combinaison de matériaux appartenant au 3^{ème} et 5^{ème} colonnes du tableau de classification périodique des éléments chimiques. Pour cette raison, ils sont qualifiés de semi-conducteurs III-V.

La technologie des cellules multi-jonctions permet d'optimiser l'absorption du spectre solaire et ainsi d'obtenir de meilleurs rendements. Pour cela, plusieurs jonctions P-N, possédant des gaps d'énergie différents, sont empilées. Les cellules du haut ont un gap optimisé pour les petites longueurs d'onde dans le bleu (grandes énergies). Les cellules du milieu possèdent un gap dans le visible ou le proche infrarouge. Enfin, les cellules du bas ont un gap optimisé dans l'infrarouge moyen et les grandes longueurs d'onde (petites énergies). Les cellules sont connectées en série grâce à des jonctions tunnel.

Le plus souvent, ces cellules sont composées de trois jonctions, mais idéalement, il faudrait un très grand nombre de jonctions afin de capter au mieux le spectre solaire. La Figure 2.23 présente l'absorption du spectre solaire pour une cellule triple-jonctions (New Sunshine Project, Japan) et la Figure 2.24 montre le schéma de la structure d'une telle cellule [43].

Cette technologie de cellules multi-jonctions à base de matériaux III-V présente depuis longtemps les plus hauts rendements. A ce jour, le plus haut rendement obtenu est de 44 % avec une cellule triple-jonction accordée en maille (sous concentrateur de 942X [28]. [29], par l'entreprise Solar Junction).

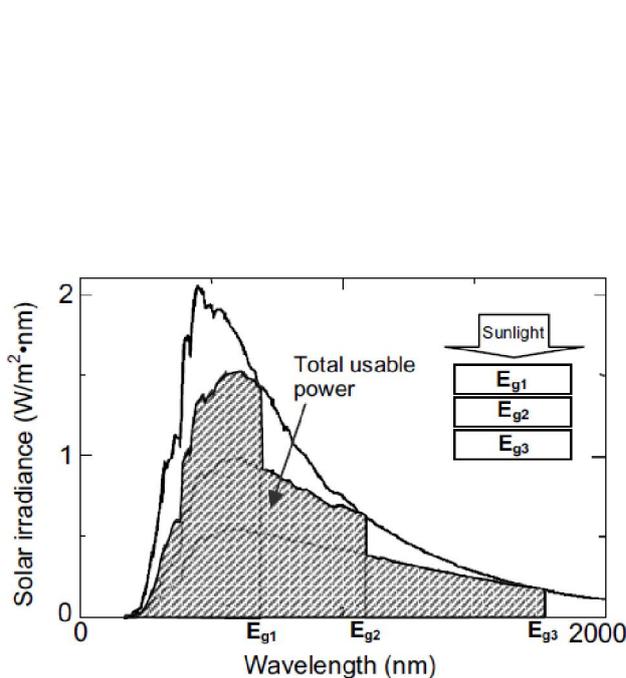


Fig. 2.23 - Le spectre solaire d'une cellule triple-jonctions avec les gaps ($E_{g1} > E_{g2} > E_{g3}$) [43].

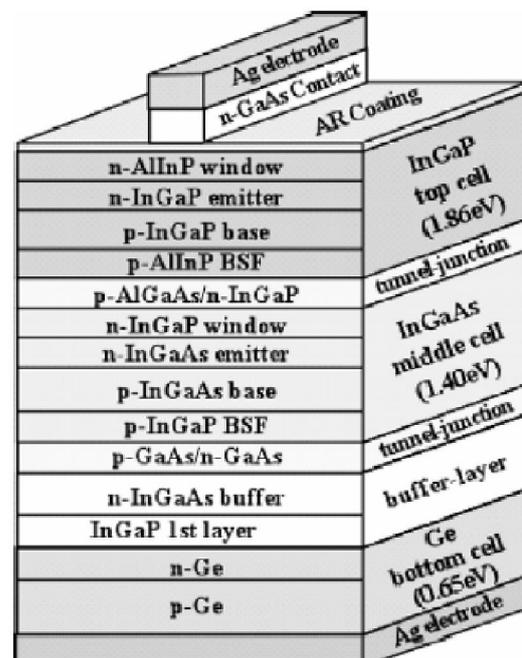


Fig. 2.24 - Structure d'une cellule multi-jonction de type III-V [43].

Les cellules multi-jonctions permettent donc d'atteindre de très hauts rendements. Cependant, cette technologie reste complexe et très coûteuse, ce qui la limite aux applications spatiales et militaires. Afin, d'utiliser ce type de cellules photovoltaïques sur terre, une réduction des coûts est nécessaire. Une solution peut être la concentration, c'est-à-dire que l'on concentre le rayonnement incident sur une cellule de faible surface. Cette technique a le double avantage d'augmenter la densité de courant produite, et donc le rendement des cellules, et de diminuer la surface des cellules nécessaires, limitant les coûts de fabrication.

2.3.5.2 Systèmes de refroidissement

La chaleur est une issue sérieuse aux systèmes CPV. La chaleur élevée dégrade l'efficacité des cellules et peut endommager ou détruire ces cellules à des températures supérieures au point de fusion de la matière. Le système de refroidissement ou dissipateur de chaleur est le composant du système CPV responsable d'absorber la chaleur excessive produite par la lumière du soleil concentrée. La convection est la propriété physique qui permet le déplacement et la diffusion de cette chaleur vers l'atmosphère. Les systèmes de refroidissement peuvent être réalisés d'une manière active ou passive [32]. [45] :

a) Refroidissement actif

Le refroidissement actif est fait par la circulation forcée d'un fluide (tel que l'eau) ou du gaz (tel que l'air) qui est capable d'absorber ou de libérer la chaleur par convection forcée. Le système ci-dessous utilise le refroidissement actif : le module de cellules photovoltaïques de haut rendement du récepteur CPV est refroidit par l'eau désionisée DI (le module est émergé dans l'eau désionisée), (Fig. 2.25). L'eau normale est employée dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur captée par l'eau désionisée à travers un échangeur de chaleur, (Fig. 2.26).



Fig. 2.25 - Le système CPV à concentrateur parabolique.
University Nevada, Las Vegas, USA [45].

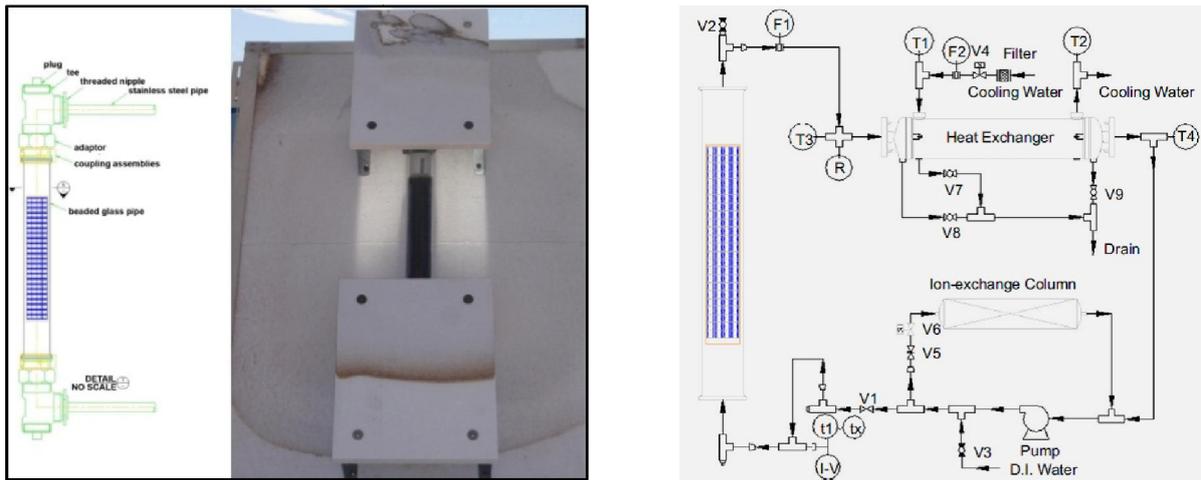


Fig. 2.26 - Le récepteur CPV (à gauche). Le circuit de refroidissement (à droite).
University Nevada, Las Vegas, USA [45].

b) Refroidissement passif

Le refroidissement passif est fait par des dissipateurs de chaleur dans l'air ambiant (convection naturelle), sous forme des ailettes (à base de cuivre ou aluminium) collées sur les modules, (Fig. 2.27).

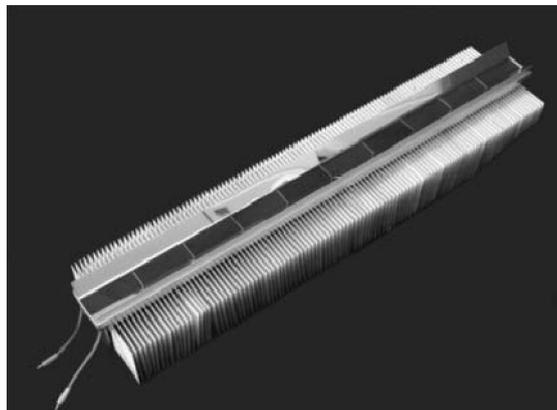


Fig. 2.27 - Le système CPV (EUCLIDES) avec un dissipateur de chaleur sous forme des ailettes en aluminium [31].

2.3.5.3 Concentrateurs solaires

a) Classification

Les concentrateurs solaires peuvent être classés de diverses façons [39] :

- Concentrateurs à **réfraction** (dioptriques) ou à **réflexion** (catoptriques) selon que l'on fait appel à des prismes ou lentilles réfringentes ou à des miroirs réfléchissants ou éventuellement à des associations de ces deux types de concentrateurs.

- Concentrateurs à **focale linéaire** ou à **focale ponctuelle**, suivant la forme de la tache focale que l'on souhaite obtenir ou qu'il est nécessaire d'obtenir selon la structure de la cible photovoltaïque à illuminer, (Fig. 2.28).
- Suivant le **niveau de concentration** que l'on souhaite atteindre :
 - Faible
 - Moyen
 - Fort

Ces trois modes de classement sont bien entendu liés entre eux. Parmi les dispositifs concentrateurs les plus utilisés, on peut citer :

- Pour les concentrateurs à réfraction : des lentilles de Fresnel plates ou voûtées (utilisées dans les systèmes d'**optique non-imageante** pour la concentration de la lumière plutôt que la formation de l'image) et les prismes, (Fig. 2.29 et 2.30).
- Pour les concentrateurs à réflexion : des miroirs plans, cylindro-paraboliques, tronconiques, et les miroirs paraboloides continus ou à facettes.

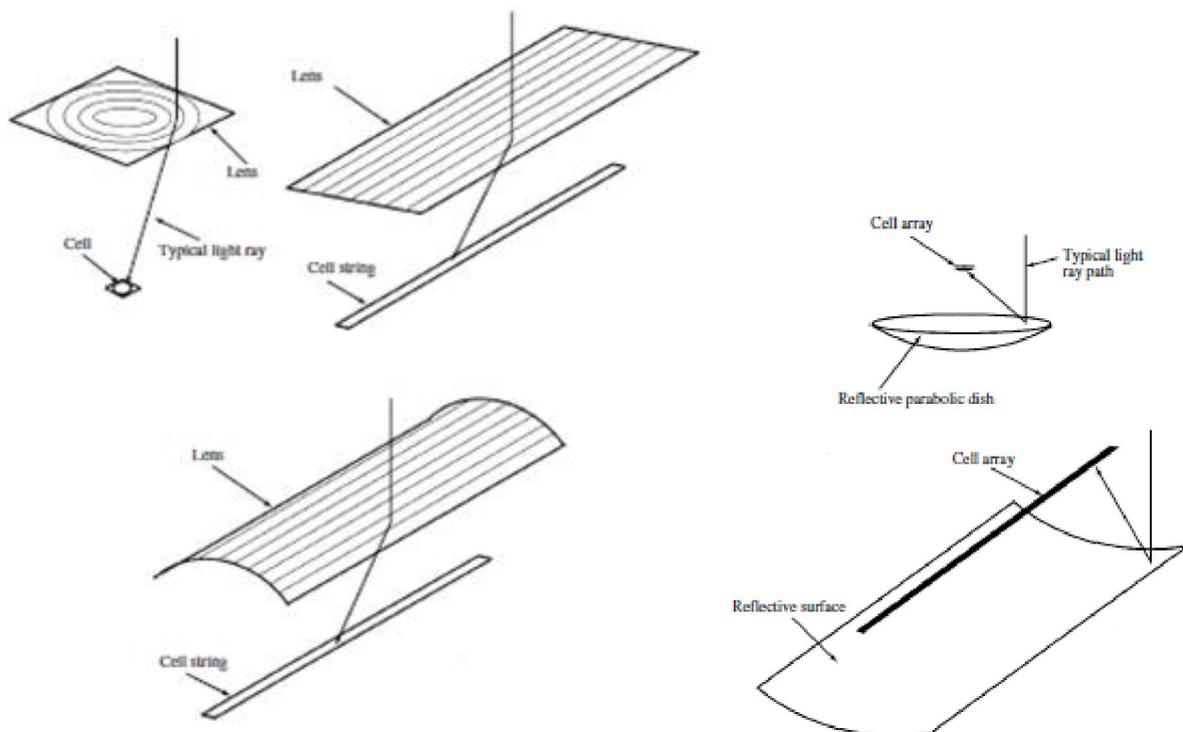


Fig. 2.28 - Concentrateurs à réfraction (lentilles) à gauche et à réflexion (miroirs) à droite. Focale ponctuelle et focale linéaire [46].

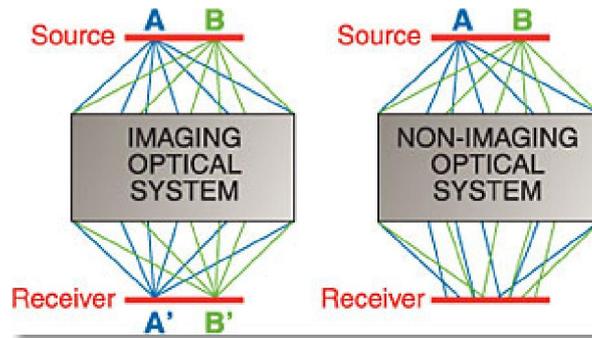


Fig. 2.29 - La différence entre le système optique imageante et le système optique non-imageante [47].

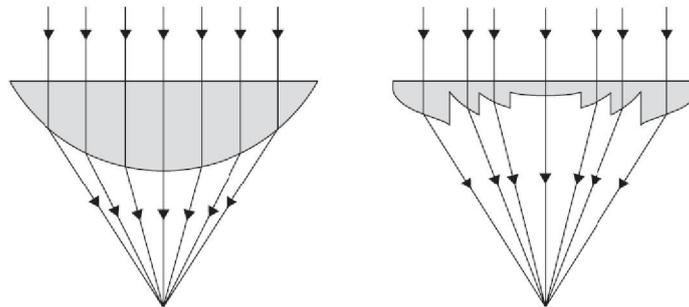


Fig. 2.30 - Réfraction des rayons de la lumière par : une lentille classique (à gauche) et une lentille de Fresnel (à droite) [33].

b) Facteur de concentration

Il y a plusieurs définitions du facteur de concentration qui sont utilisées. Le plus commun c'est le facteur de concentration géométrique ou théorique. Il est défini comme étant le rapport de la surface d'ouverture du concentrateur sur la surface de l'absorbant PV.

$$C_g = \frac{\text{Aire de l'ouverture}}{\text{Aire de l'absorbant}} = \frac{A_o}{A_a} \quad (2.1)$$

Le facteur de concentration optique ou de l'éclairement c'est une autre mesure de la concentration solaire. Il est défini comme étant le rapport entre l'éclairement de l'absorbant PV illuminée par le concentrateur et l'éclairement solaire direct. Ce facteur est exprimé par "soleils" si l'éclairement solaire direct prend la valeur maximale standard de 1000 W/m^2 ou 0.1 W/cm^2 . Par exemple, si 10 W est focalisée sur une cellule PV de surface 2 cm^2 , le facteur de concentration est égal à 50 soleils ou 50X. Pour un concentrateur idéal, le facteur de concentration de l'éclairement est égal au facteur de concentration géométrique [39]. [46].

c) Limite théorique de concentration solaire

Un des théorèmes remarquables du système optique non-imageante c'est qu'il existe une relation entre l'angle maximum accepté par le concentrateur (l'angle d'acceptance) et la concentration maximale possible. A partir de la deuxième loi de thermodynamique (Fig. 2.31), les facteurs de concentration maximum pour les concentrateurs à focale linéaire (2D) et à focale ponctuelle (3D) sont [46]. [48]. [49] :

$$C_{max,2D} = \frac{n}{\sin \theta_c} \quad (2.2)$$

$$C_{max,3D} = \frac{n^2}{\sin^2 \theta_c} \quad (2.3)$$

Avec θ_c étant le demi-angle d'acceptance du soleil ($2\theta_c = 0.53^\circ$) et n l'indice de réfraction du milieu entouré par l'absorbant. C'est-à-dire que le facteur de concentration géométrique maximum théorique dans l'air ($n = 1$) est égal à 216 pour un concentrateur à focale linéaire et de 46747 pour un concentrateur à focale ponctuelle.

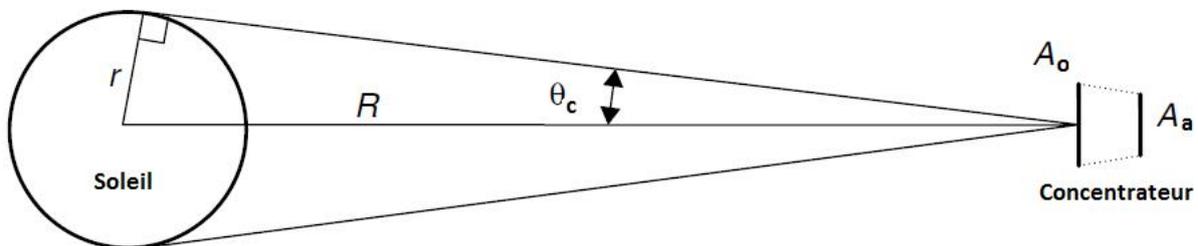


Fig. 2.31 - Schéma du soleil et Concentrateur [48].

2.3.5.4 Suiveurs du soleil

Les suiveurs du soleil ou bien trackers en anglais permettent d'orienter les modules CPV selon l'inclinaison et l'orientation du soleil au cours de l'année. Le choix d'un suiveur du soleil ne peut se faire sans prendre en considération la configuration optique du concentrateur utilisé. La précision nécessaire du tracker est imposée par l'angle d'acceptation. Cet angle est directement lié au facteur de concentration : pour plus de concentration, il faut moins d'angle d'acceptation, et donc un tracker plus précis sera nécessaire (l'angle d'acceptation est défini comme étant l'angle d'incidence pour que le rendement optique de concentrateur vaut 90 % de sa valeur maximal).

Les systèmes CPV sont généralement classifiés suivant leurs suiveurs du soleil en trois types [30]. [32]. [50]. [51] :

- Fixe
- Un axe
- Deux axes

a) Fixe

Où l'orientation des panneaux est fixe. Seule varie l'inclinaison par rapport à l'horizontale. Cette inclinaison peut être fixe ou optimisée avec deux ou quatre ajustements annuels (égale à $90^\circ - h$, où h est la hauteur du soleil). Ce type de suivi est utilisé relativement pour les systèmes CPV à basse concentration de 2 à 10 soleils.

b) Suivi un axe

Utilisé généralement avec les systèmes CPV à focale linéaire de basse et moyenne concentration : à réflexion (miroirs) jusqu' à les 60 soleils et à réfraction (lentilles) jusqu' à les 20 soleils. Notons que les systèmes de suivi uni-axiaux sont plus simples, ont un meilleur comportement par rapport au vent et permettent de mouvoir de larges surfaces avec une structure mécanique simple. Le surplus de production d'électricité liés au suivi un axe est de 27 % à 32 % par rapport à la configuration fixe, (Fig. 2.32).

L'axe de rotation peut être (Fig. 2.33) :

- Vertical
- Horizontal Est-Ouest
- Horizontal Nord-Sud
- Polaire (incliné par rapport à l'horizontale d'un angle égal à latitude).

c) Suivi deux axes

Dans ce type de suivi, l'orientation et l'inclinaison du panneau varient. Les rayons du soleil sont toujours à la verticale des modules. Ce suivi est exigé parfaitement pour les systèmes CPV à réflexion et à réfraction où le facteur de concentration est supérieur à 60 soleils. Un suivi deux axes permettrait de gagner un surplus de production d'électricité de 35 % à 40 % comparée à un système fixe, (Fig. 2.34).



Fig. 2.32 - Système CPV de la technologie Skyline Solar de suivi un axe. Photo [96].

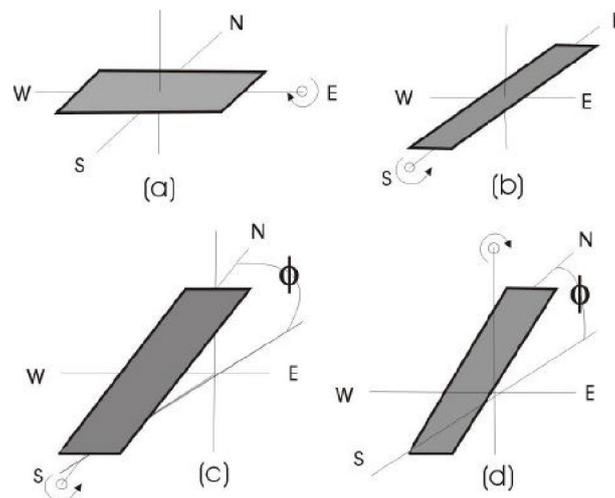


Fig. 2.33 - Schéma de principe de quelques suiveurs du soleil un axe : (a) Suivi équatorial selon l'axe horizontal Est-Ouest; (b) suivi angle horaire selon l'axe horizontal Nord-Sud; (c) suivi angle horaire selon l'axe polaire; (d) Suivi azimutal selon l'axe vertical [30].



Fig. 2.34 - Schéma de principe d'un suiveur du soleil à deux axes et photos d'un système CPV de la technologie SolFocus utilise ce type de suivi [32].

2.3.5.5 Systèmes CPV

Les systèmes CPV peuvent être classifiés suivant le niveau de concentration dans trois catégories [60] :

- LCPV (Low-Concentration PhotoVoltaic)
- MCPV (Mid-Concentration PhotoVoltaic)
- HCPV (High-Concentration PhotoVoltaic)

a) Les systèmes photovoltaïques à basse concentration (LCPV)

Les systèmes LCPV sont des systèmes avec un facteur de concentration de l'éclairement jusqu'à 10 soleils. Ces systèmes utilisent les cellules solaires de silicium (modules standards), et exigent le refroidissement passif pour maintenir seulement leurs performances. En raison de leurs grands angles d'acceptance, ces systèmes n'exigent pas des trackers à haute précision, (Fig. 2.35, 2.36, 2.37 et 2.38).

- LCPV à réflexion (auge de forme V ou V-trough 2X de technologies **Abengoa Solar**, **Zytech**)



Fig. 2.35 - Système LCPV Abengoa Solar. 154 unités : 1 MWc DC (STC). Photo [97].



Fig. 2.36 - Système LCPV Zytech. Photo [98].

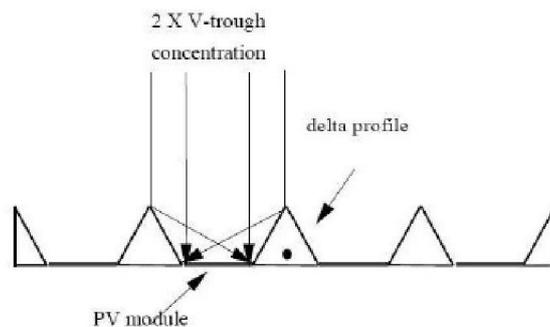


Fig. 2.37 - Schéma du système LCPV à miroirs V-trough [52].

- LCPV à réfraction (technologie **Solaria 2X**)

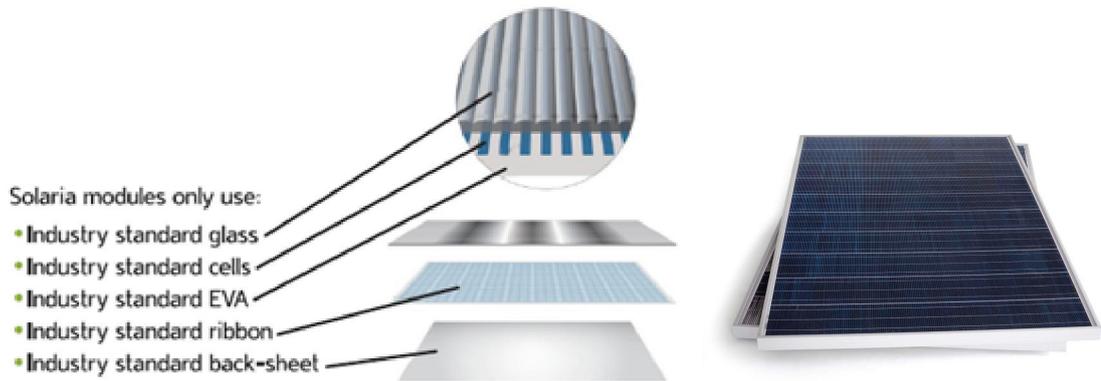


Fig. 2.38 - Système LCPV Solaria.
270 à 285 Wc DC par module (STC). Photos [99].

b) Les systèmes photovoltaïques à moyenne concentration (MCPV)

Les systèmes MCPV sont des systèmes avec un facteur de concentration de l'éclairement supérieur à 10 soleils et inférieur à 100 soleils. Ces systèmes utilisent les cellules solaires de silicium, (Fig. 2.44 et 2.45), modifiées spécialement pour fonctionner à des courants plus élevés (cellules de silicium BPC). Les systèmes MCPV exigent des trackers de haute précision et utilisent le refroidissement actif ou passif, (Fig. 2.39, 2.40, 2.41 et 2.42).

- MCPV à réflexion (technologie **Skyline Solar 14X**)

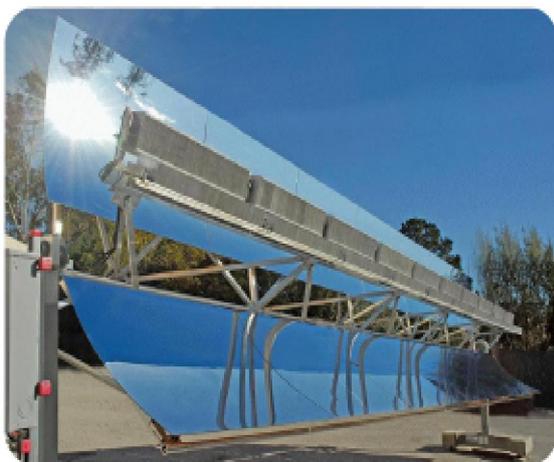


Fig. 2.39 - Système MCPV Skyline Solar.
3780 Wc DC (STC). Photo [100].

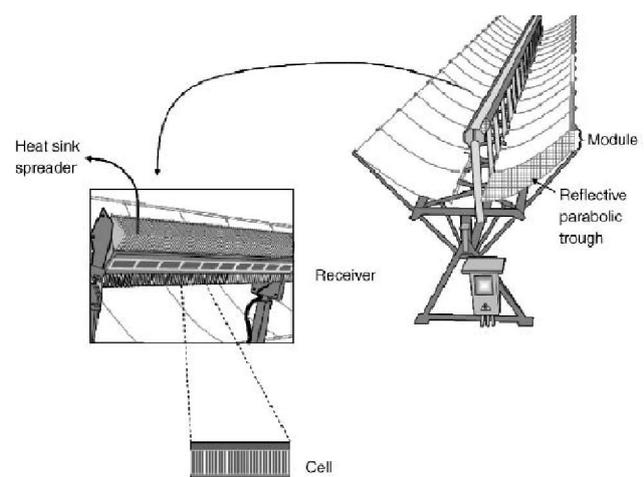


Fig. 2.40 - Schéma du système : à miroirs cylindro-paraboliques de focale linéaire et refroidissement passif [31].

- MCPV à réfraction (technologie **Entech 20X**)



Fig. 2.41 - Système MCPV Entech, le nouveau SolarVolt à gauche 204Wc DC et l'ancien à droite 694 Wc DC (STC). Photo [101].

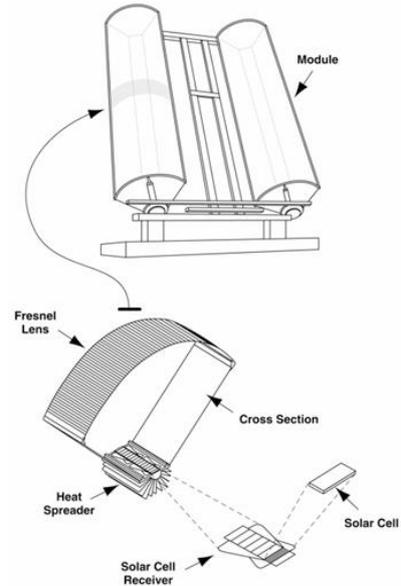


Fig. 2.42 - Schéma du système : à lentilles de Fresnel de focale linéaire et refroidissement passif [53].

c) Les systèmes photovoltaïques à haute concentration (HCPV)

Les systèmes HCPV sont des systèmes avec un facteur de concentration de l'éclairement supérieure ou égal à 100 soleils. Ces systèmes exigent un refroidissement actif ou passif de capacité élevée et des trackers de haute précision et ils utilisent des cellules solaires multi-jonctions à rendement élevé, (Fig. 2.43). Les cellules multi-jonctions III-V utilisées dans les systèmes HCPV offrent un potentiel d'amélioration car elles couvrent l'ensemble du spectre solaire alors que les autres technologies sont limitées par les performances intrinsèques des matériaux, (Fig. 2.48, 2.49, 2.50, et 2.51).

Les systèmes CPV peuvent avoir comme option une deuxième étape de concentration, cette étape est réalisée par l'élément optique secondaire. Avec cet élément, les systèmes CPV peuvent avoir un meilleur angle d'acceptance, des erreurs réduites de non-adaptation et la lumière rassemblée du soleil est concentrée sur les cellules solaires d'une manière plus uniforme, (Fig. 2.46). Le seul effet négatif est que l'efficacité optique est légèrement réduite par l'augmentation du nombre des éléments (primaire et secondaire). L'élément optique secondaire peut être intégré mécaniquement dans l'absorbant (récepteur) ou peut être un composant indépendant du module. Les formes normales de cet élément sont les prismes à réflexion interne ou pyramides inversées. D'autres conceptions optimales de cet élément sont proposées comme la conception d'intégration de Köhler de libre-forme (free-form), (Fig. 2.47).

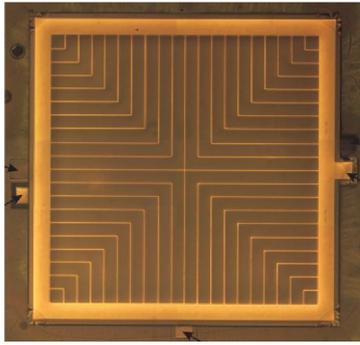


Fig. 2.43 - Cellule solaire multi-jonctions GaP-GaAs-Ge. Technologie MOVPE. $3 \times 3 \text{ mm}^2$ (CPV à focale ponctuelle) 500X [57].

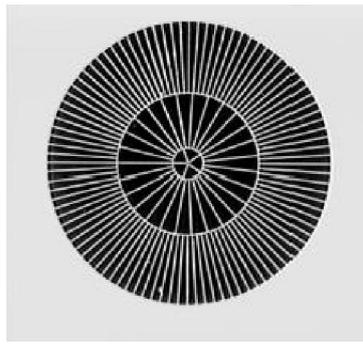


Fig. 2.44 - Cellule solaire en silicium. Technologie SICO. 0.67 cm^2 (CPV à focale ponctuelle) 100X [58].

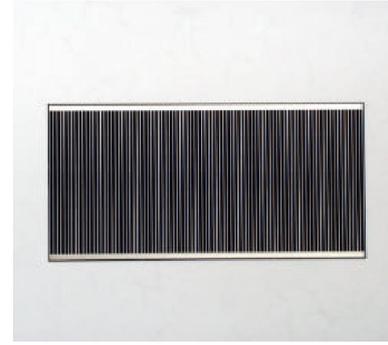


Fig. 2.45 - Cellule solaire en silicium. Technologie ASE. 42.5 cm^2 (CPV à focale linéaire) 10X [58].

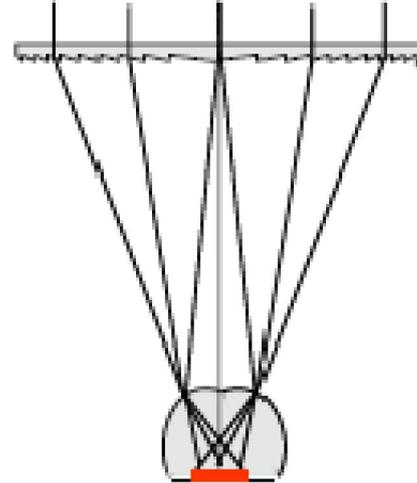
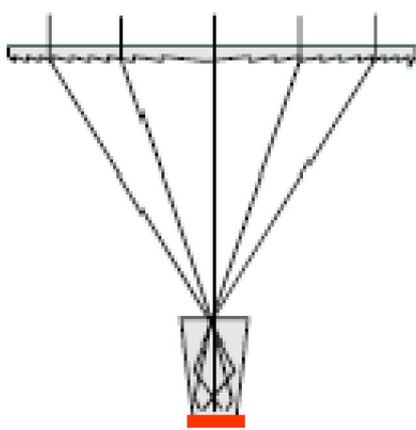


Fig. 2.46 - Principe de concentration par l'élément optique primaire (lentille de Fresnel). Les éléments optiques secondaires : prisme à gauche et lentille free-form à droite [54]. [55].



Fig. 2.47 - Système CPV (au milieu) de focale ponctuelle à lentille de Fresnel FK (Fresnel Köhler) comme élément optique primaire. L'exemple de conception de deux éléments optiques secondaires, prisme (à gauche) et lentille FK free-form (à droite) [32]. [56].

- HCPV à réflexion (technologie **Solar Systems 500X**)



Fig. 2.48 - Système HCPV Solar Systems. 40 kWc DC (STC). Photo [102].

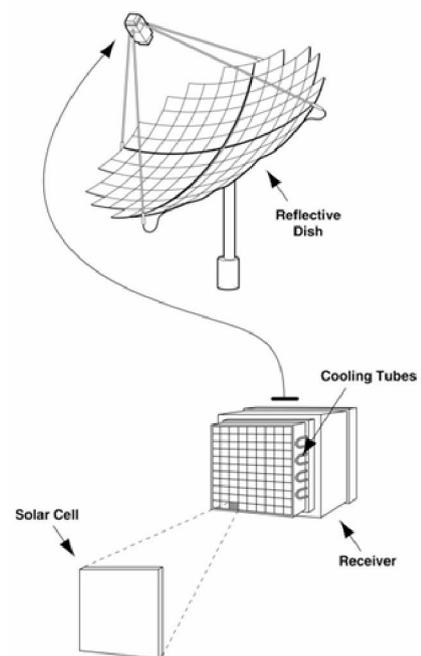


Fig. 2.49 - Schéma du système : miroir parabolique à facettes de focale ponctuelle et refroidissement actif [53].

- HCPV : à réfraction avec composant optique secondaire (technologie **Amonix 500X**)



Fig. 2.50 - Système HCPV Amonix. 70 kWc DC (STC). Photo [103].

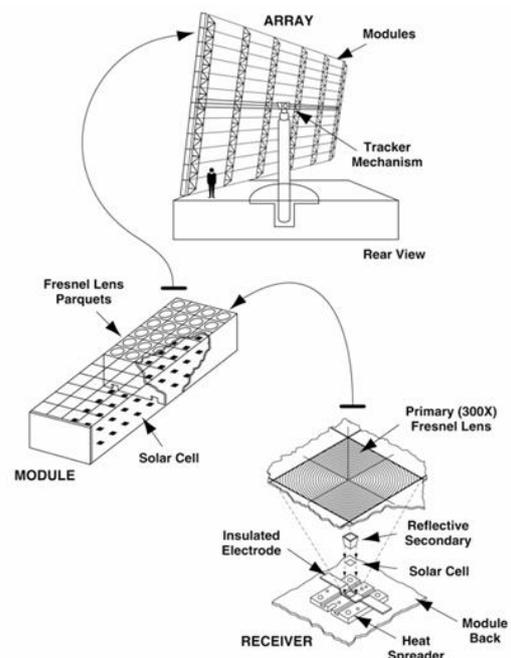


Fig. 2.51 - Schéma du système : à lentilles de Fresnel de focale ponctuelle avec élément optique secondaire et refroidissement passif [53].

2.4 Conclusion

La technologie CPV rend la production d'énergie électrique solaire très supérieure à une solution standard, elle fournit un chemin clair pour la poursuite de la réduction des coûts de production. Parmi les points compétitifs de la technologie CPV que nous avons rencontrés dans ce chapitre :

- Les systèmes CPV permet d'obtenir une production élevée d'énergie électrique avec une surface de semi-conducteurs particulièrement inférieure à celle requise par un panneau photovoltaïque conventionnel et par conséquent à coût inférieur.
- En termes de conversion de l'énergie solaire en électricité, les systèmes CPV sont les plus rentables du marché s'ils sont utilisés dans des régions comme le sud-ouest des États-Unis, l'Afrique du Nord et du Sud, le Moyen-Orient, une partie de l'Amérique du Sud et l'Australie, où l'éclairement énergétique direct normal DNI est élevé.
- Parce que la plupart des systèmes CPV dans l'industrie ne nécessite aucune eau de refroidissement, le CPV offre un avantage concurrentiel évident dans les régions sèches et chaudes.
- La technologie CPV est une vraie technologie verte par leur faible empreinte carbone, très faible consommation d'eau, faible impact sur le terrain, pas d'impact sur la végétation, compatible avec un double usage du terrain : culture, élevage.

En conclusion de ce chapitre, on peut dire que les systèmes CPV représentent une solution importante pour un futur approvisionnement en énergie qui soit à la fois respectueux du climat et économiquement viable.

CHAPITRE 3

**MODÉLISATION D'UN SYSTÈME LCPV
(AUGE DE FORME V OU V-TROUGH)**

3.1 Introduction

L'amélioration des performances d'un système composé d'un module photovoltaïque peut être obtenue par l'augmentation de l'énergie délivrée par ce module. Ceci peut être réalisé par l'optimisation de l'inclinaison de module, selon les saisons et les lieux d'installation. La sortie du module photovoltaïque peut être également améliorée par l'augmentation de l'irradiation solaire incidente sur le module, pour une inclinaison fixée, moyennant des réflecteurs plans (miroirs) disposés sur les deux cotés du module constituant un système ou capteur LCPV (V-trough).

Dans ce chapitre nous présentons le modèle mathématique de la cellule photovoltaïque sous concentration pour prévoir ses performances puis décrivons les modèles mathématiques géométrique et analytique du système LCPV (V-trough) et nous montrerons l'influence de la température de fonctionnement et l'éclairement concentré sur les paramètres électrique de la cellule et du système.

3.2 Modèle mathématique de la cellule PV sous concentration

3.2.1 Modèle mathématique de la cellule PV sous éclairement non concentré

Le modèle classique [61, 62], le plus couramment utilisé pour modéliser une cellule photovoltaïque (jonction PN en silicium cristallin) sous éclairement est basé sur un schéma électrique équivalent, constitué d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_{sh} modélisant les courants de fuites de la jonction, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact et de connexions, et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN, (Fig. 3.1).

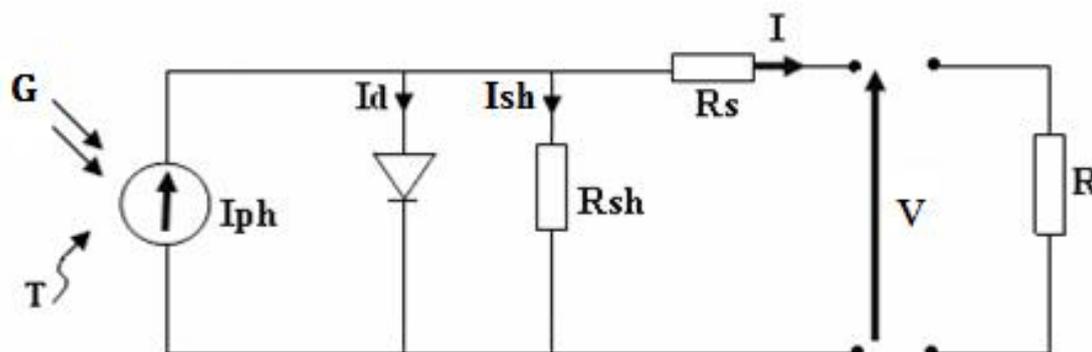


Fig. 3.1 - Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [81].

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3.1)$$

I_{sh} : courant traversant la résistance shunt

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (3.2)$$

I_d : courant traversant la diode (courant de jonction)

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{(V + I R_s)}{V_{th}}\right) - 1 \right] \quad (3.3)$$

Le courant délivré par la cellule photovoltaïque éclairée sur une charge R s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + I R_s)}{V_{th}}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}}\right) \quad (3.4)$$

I_{ph} : photo courant

$$I_{ph} = I_{ph_ref} [1 + \alpha_T (T - T_{ref})] \quad (3.5)$$

I_s : courant de saturation

$$I_s = I_{s_ref} \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{A}} \exp \left[\left(\frac{q E_g}{A k}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right) \right] \quad (3.6)$$

Avec :

I_{ph_ref} : Photocourant de référence à T_{ref} [A]

I_{s_ref} : Courant de saturation de référence à T_{ref} [A]

V : Tension de la cellule [V]

V_{th} : Tension thermique ($V_{th} = A k T / q$) [V]

T : Température de jonction de la cellule [°K]

T_{ref} : Température de référence de la cellule [°K]

α_T : Coefficient de température ($3,10^{-4} \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$) [65]

q : Charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ Coulomb)

E_g : Energie de Gap de la cellule (Silicium cristallin $E_g = 1,12 \text{ eV}$ à 300K)

k : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$)

R_s : Résistance série [Ω]

R_{sh} : Résistance shunt (ou parallèle) [Ω]

A : Facteur d'idéalité de la jonction, normalement compris entre 1 et 2.

3.2.2 Paramètres électriques de la cellule PV

Sous une irradiance G et une température T données, la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule photovoltaïque a l'allure présentée sur la figure 3.2 [63], elle représente la courbe de puissance, sachant que le courant généré est donné par l'équation (3.4). Cette caractéristique sous obscurité (dans le noir) est identique à celle d'une diode et sous éclaircissement est identique à celle d'une photodiode mais en convention générateur [64].

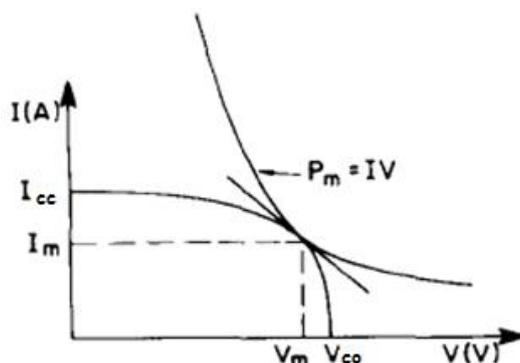


Fig. 3.2 - Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule solaire et la courbe d'équipuissance [63].

A partir de la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule et notamment [42]. [65] :

- I_{cc} : courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$).

Dans le cas d'une cellule idéale ($R_s = 0$ et $R_{sh} = \infty$) et à partir de l'équation (3.2) :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad (3.7)$$

- V_{co} : tension en circuit ouvert (obtenue pour $I=0$)

Dans le cas d'une cellule idéale ($R_s = 0$ et $R_{sh} = \infty$) et à partir de l'équation (3.2) :

$$V_{co} = V_{th} \ln \left[1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right] \quad (3.8)$$

Pour $I_{ph} \gg I_s$ (flux lumineux suffisamment intenses) :

$$V_{co} \approx V_{th} \ln \left[\frac{I_{ph}}{I_s} \right] \quad (3.9)$$

- I_m : courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.
- V_m : tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.
- **FF** : facteur de forme, c'est le rapport entre la puissance maximale P_m que peut fournir une cellule et la puissance optimale P_{opt} qu'il est théoriquement possible d'obtenir :

$$FF = \frac{P_m}{P_{opt}} = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (3.10)$$

- η : rendement de conversion, c'est le rapport de la puissance électrique maximale pouvant être extraite, à la puissance du rayonnement solaire incident P_i sur la surface de la cellule :

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} \cdot 100\% = \frac{V_m I_m}{G \cdot S} \cdot 100\% = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{G \cdot S} \cdot 100\% \quad (3.11)$$

Où :

S : Surface de la cellule solaire

G : Irradiance solaire

(I_m, V_m) : Coordonnées du point de fonctionnement

3.2.3 Effet de concentration sur les paramètres électriques de la cellule PV

Selon le modèle de la cellule solaire en silicium cristallin sous concentration (Fig. 3.3) utilisée dans les systèmes CPV et PV/T modélisé par D.J.Mbewe et al. [66]. [79], les paramètres électriques de la cellule solaire d'une surface S (cm^2) qui sont affectés par le facteur de concentration optique C et la température T (K) et avec les hypothèses simplificatrices (R_s est infiniment petite, R_{sh} tend vers l'infini, l'irradiance solaire de référence $G_{ref} = 0.1 \text{ W/cm}^2$, la température de référence $T_{ref} = 300\text{K}$ et une jonction PN idéale c.-à-d. $A=1$), ces paramètres sont :

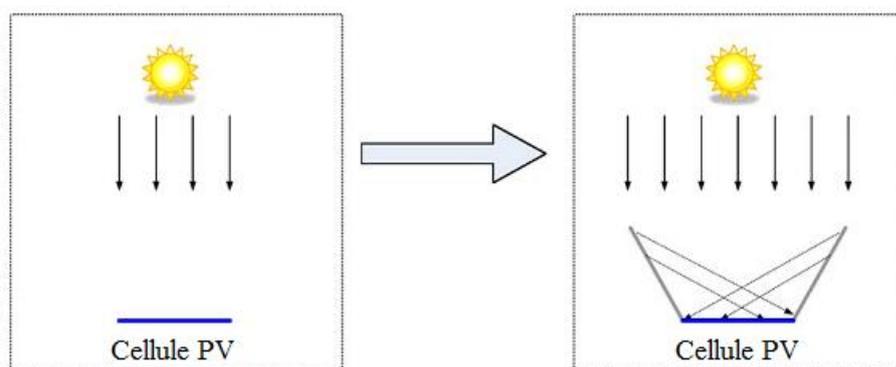


Fig. 3.3 - Cellule PV sans concentration (à gauche) et avec concentration (à droite) [93].

- Courant de saturation I_s

$$I_s \simeq (1.5) \cdot 10^{-12} \cdot S \left(\frac{T}{300} \right)^3 \exp \left[(1.7) \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{1}{300} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.12)$$

- Caractéristique $I = f(V)$:

$$I \simeq I_{cc} \left[1 - \exp\left(\frac{V + I R_s - V_{co}}{8.7 \cdot 10^{-5} T}\right) \right] \quad (3.13)$$

- Courant de court-circuit :

$$I_{cc} \simeq (0.034) \cdot S \cdot C (1 + 3 \cdot 10^{-4} (T - 300)) \quad (3.14)$$

- Tension en circuit ouvert :

$$V_{co} \simeq 1.25 - \left(\frac{0.63 - 0.06 \log_{10} C}{300} \right) T \quad (3.15)$$

- Facteur de forme :

$$FF \simeq [0.8 - 0.0006 (T - 300)] (1 - (0.05) \cdot C \cdot S \cdot R_s) \quad (3.16)$$

- Rendement de conversion :

$$\eta = \frac{I_{cc} V_{co} FF}{S \cdot C \cdot (0.1)} \cdot 100\% \quad (3.17)$$

Pour $T = T_{ref} = 300K$, $R_s = 0$:

- Courant de saturation I_s

$$I_s \simeq (1.5) \cdot 10^{-12} \cdot S \quad (3.18)$$

- Caractéristique $I = f(V)$:

$$I \simeq (0.034) \cdot S \cdot C \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{co}}{0.026}\right) \right] \quad (3.19)$$

- Courant de court-circuit :

$$I_{cc} \simeq (0.034) \cdot S \cdot C \quad (3.20)$$

- Tension en circuit ouvert :

$$V_{co} \simeq 0.62 + 0.06 \log_{10} C \quad (3.21)$$

- Facteur de forme :

$$FF \simeq 0.8 \quad (3.22)$$

- Rendement de conversion :

$$\eta \simeq (0.17 + 0.016 \log_{10} C) \cdot 100\% \quad (3.23)$$

3.3 Modèle mathématique d'un système LCPV (V-trough)

3.3.1 Lois de réflexion et de réfraction

Les lois de Snell-Descartes décrivent le comportement de la lumière à l'interface de deux milieux. Ces lois sont au nombre de deux, une pour la réflexion et une pour la réfraction. Avec la propagation rectiligne de la lumière dans les milieux homogènes et isotropes, ces lois sont à la base de l'optique géométrique. [78].

3.3.1.1 Loi de Snell-Descartes pour la réflexion

La loi de Snell-Descartes de la réflexion exprime le changement de direction de propagation d'un faisceau lumineux qui après réflexion reste dans le milieu de propagation initial, (Fig. 3.4). Cette loi de la réflexion s'énonce alors :

- Le rayon incident, le rayon réfléchi et la normale à la surface sont dans le même plan appelé plan d'incidence.
- Les angles d'incidence et de réflexion sont égaux : $\theta_1 = \theta_2$ (3.24)

3.3.1.2 Loi de Snell-Descartes pour la réfraction

La loi de Snell-Descartes de la réfraction exprime le changement de direction d'un faisceau lumineux lors de la traversée d'une paroi, séparant deux milieux différents (dioptré). Chaque milieu est caractérisé par sa capacité à « ralentir » la lumière, modélisée par son indice de réfraction, (Fig. 3.5). Cette loi de la réfraction s'énonce alors :

- Le rayon incident, le rayon réfracté et la normale à la surface sont dans le même plan appelé plan d'incidence.
- Les angles d'incidence θ_1 et de réfraction θ_2 sont liés par la loi de Snell-Descartes :

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2 \quad (3.25)$$

Où n_1 et n_2 sont les indices absolus de réfraction.

Si $n_1 > n_2$ et pour des valeurs de $\sin(\theta_1)$ proches de 1, c'est-à-dire pour des rayons incidents proche de la surface, la loi de Snell-Descartes donne une valeur de $\sin(\theta_2)$ supérieure à 1. On sort en effet de son domaine de validité : cela correspond à des situations où il n'y a pas de réfraction mais uniquement de la réflexion, on parle de « réflexion totale », (Fig. 3.6). Cette propriété est mise à profit dans certains systèmes réflecteurs (prisme).

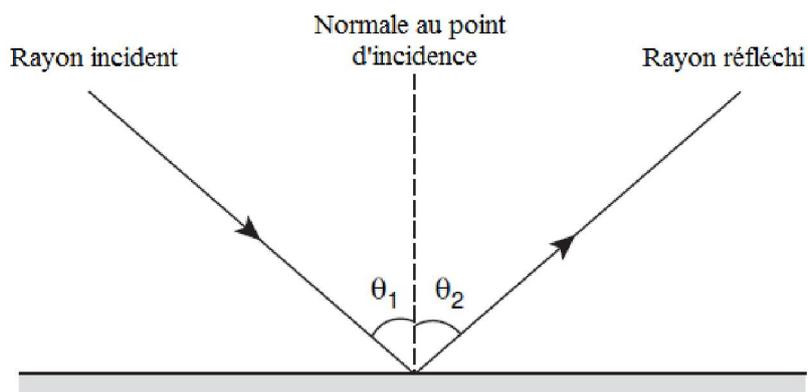


Fig. 3.4 - Schéma de principe de la loi de la réflexion [78].

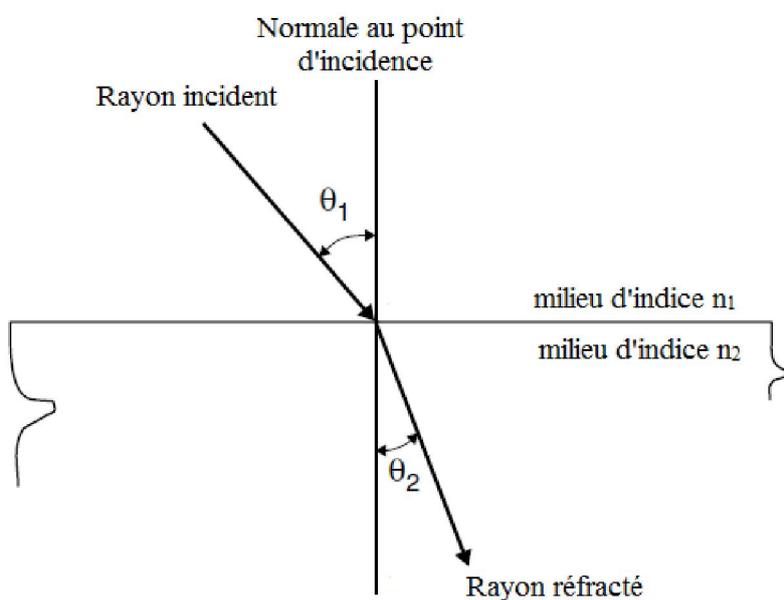


Fig. 3.5 - Schéma de principe de la loi de la réfraction [78].

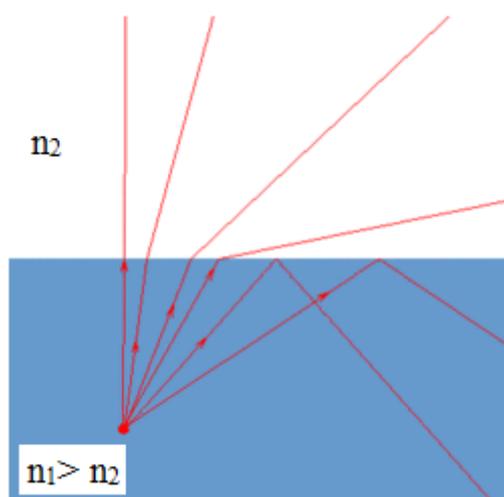


Fig. 3.6 - Incidence dite « angle critique » au-delà de laquelle il y a réflexion totale [78].

3.3.2 Modélisation géométrique

L'une des solutions pour rendre l'énergie solaire plus concurrentielle est de combiner des réflecteurs plats avec des modules photovoltaïques et cela pour augmenter l'irradiation solaire incidente sur le plan des panneaux et réduire à court terme, les prix d'énergie électrique. Le système à concentration LCPV type auge de forme V (ou bien V-trough en anglais) est basé sur cette technologie, il se compose pour notre étude d'un module photovoltaïque et de deux réflecteurs (miroirs plats) de section trapézoïdale du genre de ceux des figures 2.35 et 2.36. Pour un meilleur rendement de ce système, deux cas sont possibles [67] :

1. Quand le rayonnement solaire reflété de chacun miroir balaye la surface entière du module photovoltaïque (Fig. 3.7.a).
2. Quand la lumière réfléchie de chaque miroir balaye la moitié de la surface du module photovoltaïque (Fig. 3.7.b).

Dans le premier cas, un grand taux de concentration est observé, par conséquent, une grande taille globale du système. Le but dans le deuxième cas, est de réduire la surface des miroirs, ainsi réduire la taille globale du système.

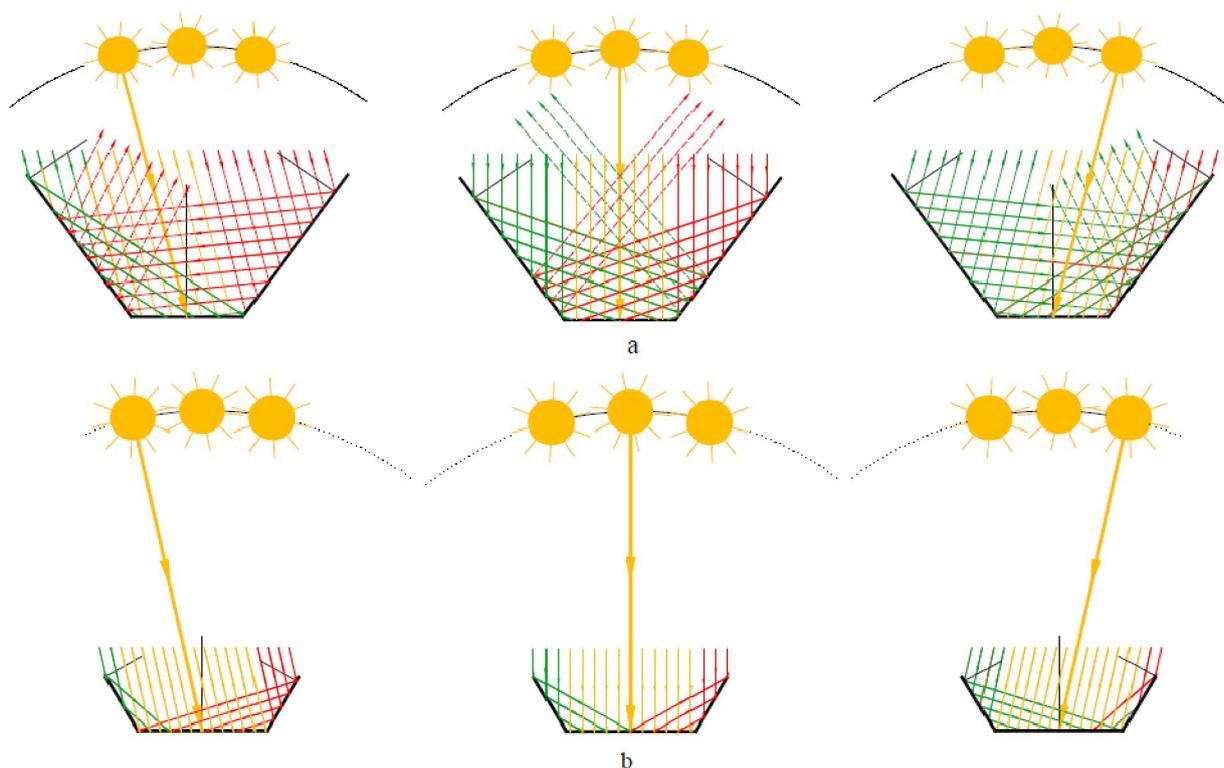


Fig. 3.7 - Configuration géométrique du système LCPV type V-trough :

a) premier cas, b) deuxième cas [67].

3.3.2.1 Limite théorique du concentrateur

La configuration géométrique du premier cas (Fig. 3.7.a) est généralement choisie pour calculer le facteur de concentration (géométrique) maximal possible du système LCPV V-trough. En ce reportant à la figure 3.8, la formule 2.1 et la loi des sinus [44]. [46] :

$$C_g = \frac{\text{Aire de l'ouverture}}{\text{Aire de l'absorbant}} = \frac{L \cdot (L1 + 2x)}{L \cdot L1} \quad (3.26)$$

Et :

$$x = L2 \cdot \sin \theta_m$$

$$L2 = \frac{L1 \cdot \sin (90^\circ - (\theta_i + 2 \theta_m))}{\sin (\theta_i + \theta_m)} \quad (\text{La loi des sinus})$$

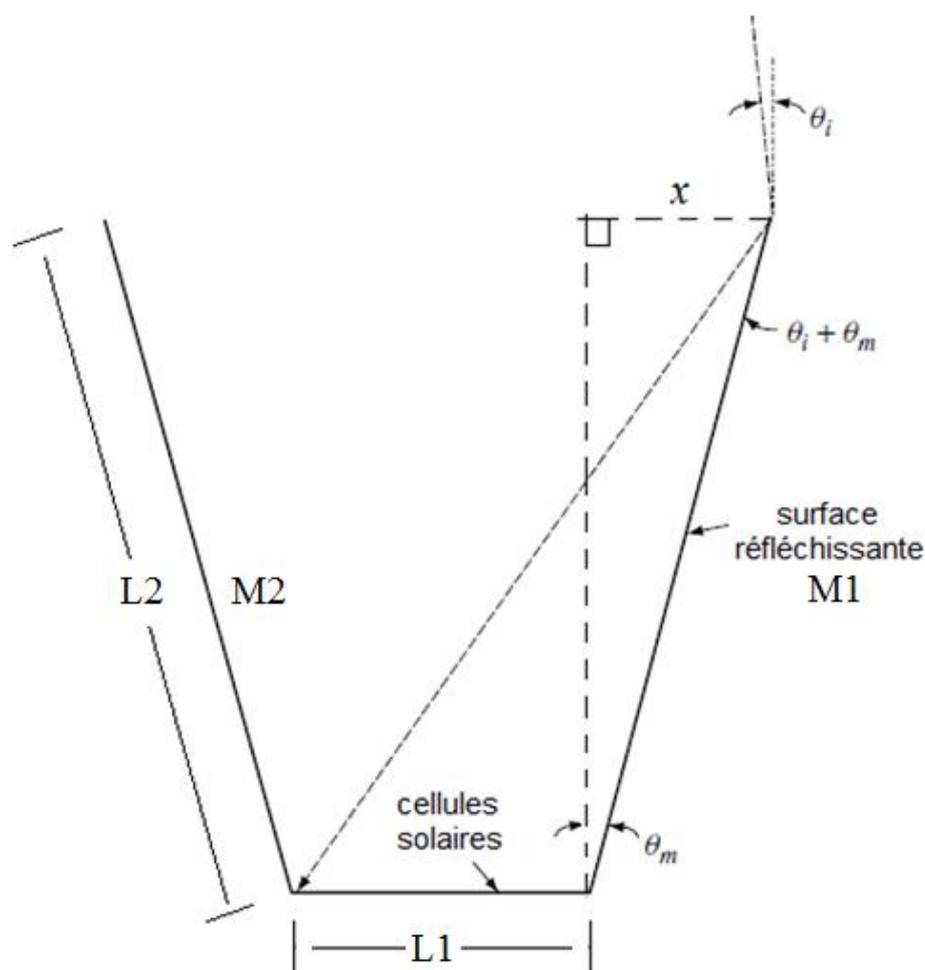


Fig. 3.8 - Schéma pour déterminer le facteur de concentration maximal du système [46].

En remplaçant sur l'équation (3.26), nous trouvons :

$$C_g = 1 + \frac{2 \sin \theta_m \cos (\theta_i + 2 \theta_m)}{\sin (\theta_i + \theta_m)} \quad (3.27)$$

L : Longueur de module photovoltaïque et réflecteurs [m]

$L1$: Largeur de module photovoltaïque [m]

$L2$: Largeur des réflecteurs [m]

θ_m : Demi-angle d'ouverture du concentrateur [°]

θ_i : Angle d'incidence maximal (limite) des rayons solaires [°]

D'après l'équation (3.27), le facteur de concentration géométrique maximal du système est égal à **3** si : l'angle d'incidence $\theta_i = 0$ et les miroirs sont pratiquement perpendiculaires au plan des cellules solaires et sont très élevés c'est-à-dire $\theta_m \simeq 0$. Le facteur de concentration géométrique maximal du système avec la configuration du deuxième cas est égal à **2** (calculer de même façon), l'avantage de la deuxième configuration c'est que la taille globale du système est fortement réduite.

3.3.2.2 Dimensionnement des réflecteurs

Pour dimensionner les réflecteurs (miroirs plats) du système LCPV V-trough, considérant les deux cas cités ci-dessus où θ_i est l'angle d'incidence maximal des rayons solaires, θ est l'angle d'inclinaison des deux miroirs [52]. [67] :

1. Premier cas (Fig. 3.9.a), le rapport entre la largeur du module photovoltaïque $L1$ et la largeur du miroir $L2$:

$$\frac{L2}{L1} = \frac{-\cos (2 \theta + \theta_i)}{\cos (\theta + \theta_i)} \quad (3.28)$$

2. Deuxième cas (Fig. 3.9.b), le rapport entre la longueur du module photovoltaïque $L1$ et la longueur du miroir $L2$:

$$\frac{L2}{L1} = \frac{-\cos (2 \theta)}{\cos \theta} \quad (3.29)$$

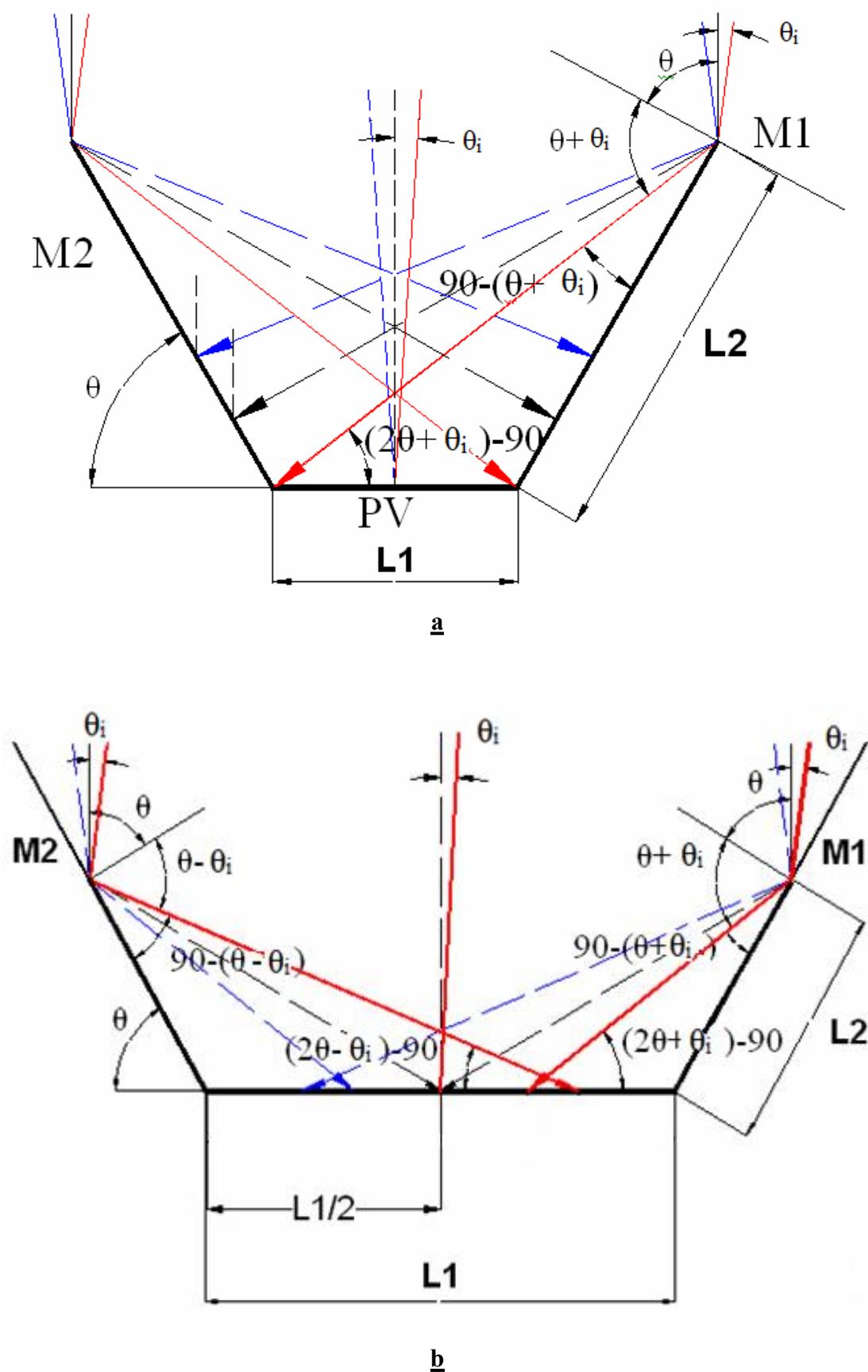


Fig. 3.9 - Modèle géométrique utilisé pour dimensionner le système LCPV V-trough :
 a) premier cas et b) deuxième cas [67].

3.3.2.3 Angle d'incidence des rayons solaires

a) Les coordonnées du soleil

Pour un lieu donné (Fig. 3.10), la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents [76]:

- Par rapport au plan équatorial de la terre (A), (repère équatorial).

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , ω).

δ : Déclinaison du soleil
 ω : Angle horaire du soleil

- Par rapport au plan horizontal du lieu (H), (repère horizontal).

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude φ par deux angles (α , γ_s).

α : Hauteur de soleil
 γ_s : Azimut du soleil

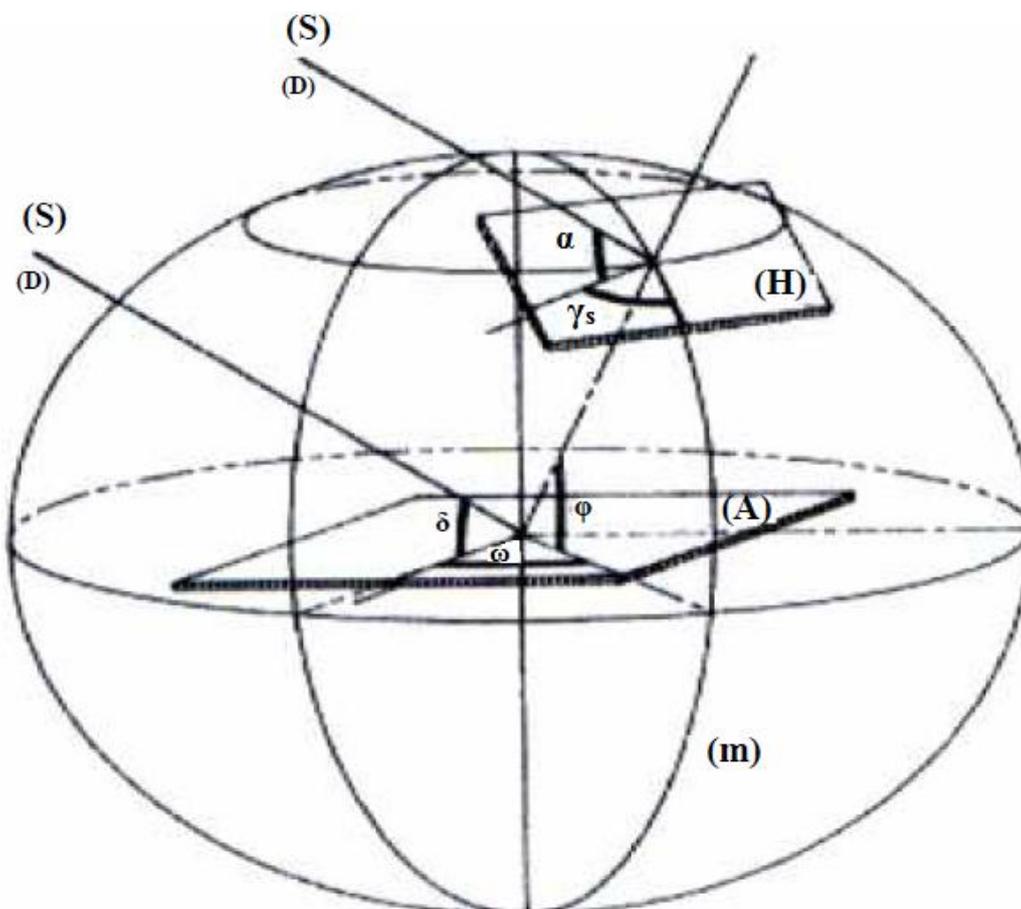


Fig. 3.10 - La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ [76].

La déclinaison du soleil δ , c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial, elle varie quotidiennement selon la relation :

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[360^\circ \frac{(284 + N)}{365} \right] \quad (3.30)$$

N : Le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier

L'angle horaire ω , c'est l'angle que font les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, il varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$\omega = \left(\frac{360^\circ}{24} \right) \cdot (TSV - 12) \quad (3.31)$$

Où

$$TSV = TL - DE + \left(\frac{E_t + 4\lambda}{60} \right) \quad (3.32)$$

$$E_t = 9.87 \sin(2N') - 7.53 \cos(N') - 1.5 \sin(N') \quad (3.33)$$

$$N' = \frac{360^\circ}{365} (N - 81) \quad (3.34)$$

Avec :

TSV : Temps solaire vrai [h]

DE : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich [h]
(Égale 1 pour l'Algérie).

TL : Temps légal. (Donné par une montre) [h]

Et : Correction de l'équation du temps, [Minute]

λ : Longitude de lieu [°]

L'azimut du soleil γ_s , c'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud, il varie à chaque instant de la journée selon la relation :

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha} \quad (3.35)$$

La hauteur du soleil α , c'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal, elle varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin \alpha = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (3.36)$$

b) Angle d'incidence

L'angle d'incidence θ_{in} , c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan d'une surface horizontale ou inclinée (Fig. 3.11) [76]. [77].

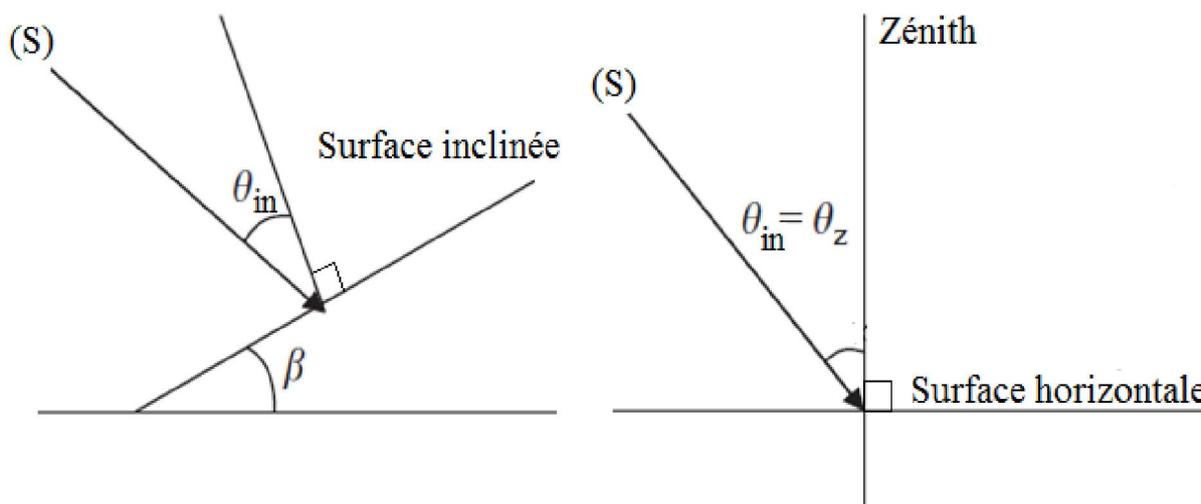


Fig. 3.11 - Angle d'incidence au plan d'une surface horizontale et inclinée [77].

Pour une surface horizontale, l'angle d'incidence est égal à l'angle zénithal θ_z :

$$\cos \theta_{in} = \cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (3.37)$$

Pour une surface inclinée avec un angle β , l'angle d'incidence est donné par l'équation suivante :

$$\cos \theta_{in} = \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi - \beta) \sin \delta \quad (3.38)$$

Pour avoir des systèmes LCPV V-trough avec suiveur du soleil à haute précision (mouvement quotidien), l'angle d'incidence maximal du rayonnement solaire direct sur la surface d'ouverture du système doit être inférieur à 1° , pour cette raison et sachant que le déplacement du soleil est de 15° / heure, le mouvement du tracker doit être réalisé avec un pas d'intervalle de temps de 4 minutes [69].

Pour maximiser le rendement du système LCPV V-trough fixe (sans mouvement et à inclinaison fixe), il est nécessaire de minimiser l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct sur la surface d'ouverture du système. Si le système est orienté en plein sud avec un angle d'inclinaison β par rapport au plan horizontal, l'angle d'incidence θ_{in} est ajusté par l'équation (3.38) [48].

3.3.3 Modélisation analytique

Le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan considéré est perpendiculaire aux rayons du Soleil, donc l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente quand on l'incline vers le Soleil [70]. Pour cette raison, on a choisi pour notre modélisation géométrique et analytique, le système LCPV V-trough fixe d'une configuration de deuxième cas et avec une inclinaison optimisée (Fig. 3.12).

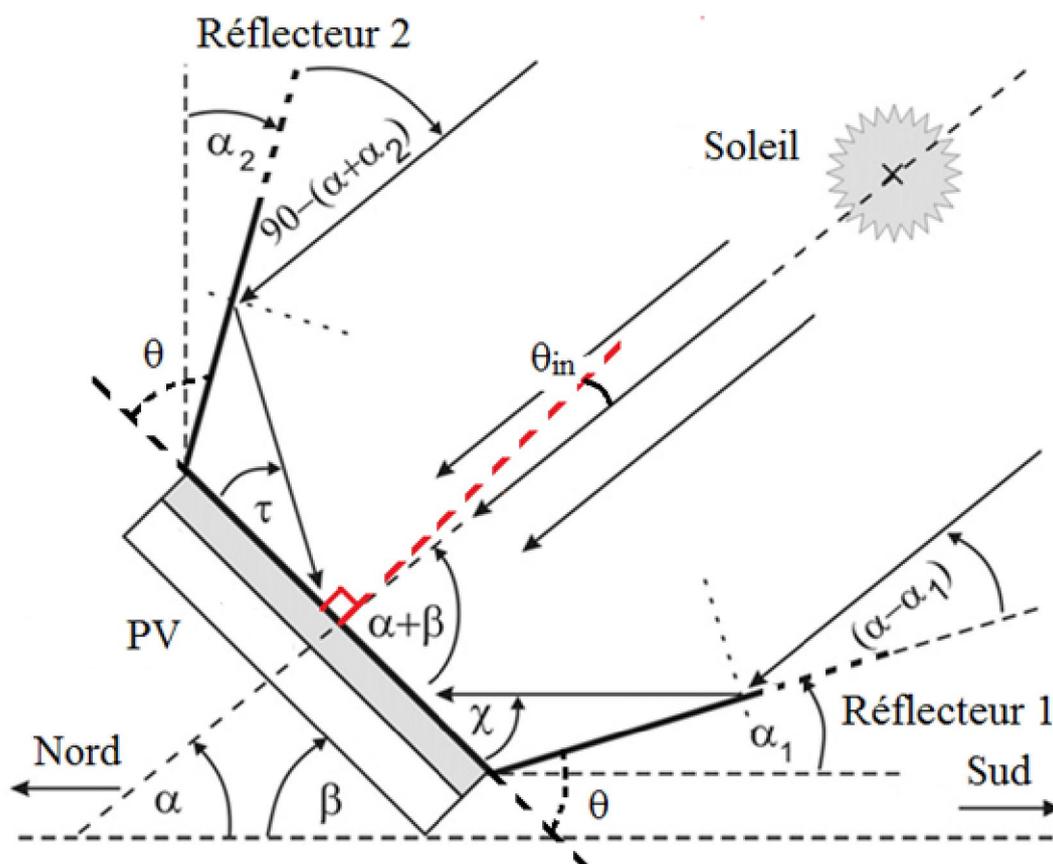


Fig. 3.12 - Diagramme schématique du système LCPV avec les réflecteurs de rayonnement solaire [72].

3.3.3.1 Modèle mathématique de rayonnement total

Le rayonnement total ou puissance de rayonnement instantanée totale (G_{tot}) capté par notre système (Fig. 3.12) est la somme du rayonnement direct (G_{dir}), rayonnement du réflecteur n° 1 (G_{ref_r1}), rayonnement du réflecteur n° 2 (G_{ref_r2}), rayonnement diffus par le ciel G_{dif_ciel} et rayonnement diffus par le sol G_{dif_sol} [71]. [72] :

$$G_{tot} = G_{dir} + G_{dif_ciel} + G_{dif_sol} + G_{ref_r1} + G_{ref_r2} \quad (3.39)$$

Où :

$$G_{dir} = G_{in} \sin(\alpha + \beta) \quad (3.40)$$

$$G_{dif_ciel} = G_{dif_h} \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.41)$$

$$G_{dif_sol} = \rho_s \cdot G_h \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.42)$$

$$G_{ref_r1} = \rho_r \cdot G_{in} \cdot \sin \chi \cdot \sin(\alpha - \alpha_1); \quad \chi = \beta + 2 \alpha_1 - \alpha \quad (3.43)$$

$$G_{ref_r1} = \rho_r \cdot G_{in} \cdot \sin(2 \theta - \alpha - \beta) \cdot \sin(\alpha + \beta - \theta) \quad (3.44)$$

$$\text{Avec : } \alpha_1 = \theta - \beta$$

$$G_{ref_r2} = \rho_r \cdot G_{in} \cdot \sin \tau \cdot \cos(\alpha + \alpha_2); \quad \tau = \alpha + 2 \alpha_2 - \beta \quad (3.45)$$

$$G_{ref_r2} = \rho_r \cdot G_{in} \cdot \sin(2 \theta + \alpha + \beta - \pi) \cdot \cos\left(\alpha + \theta + \beta - \left(\frac{\pi}{2}\right)\right) \quad (3.46)$$

$$\text{Avec : } \alpha_2 = \theta + \beta - \left(\frac{\pi}{2}\right)$$

La modélisation théorique des éclaircissements solaires est très compliquée, ils sont en fonction des variations climatiques et des intempéries. La méthode empirique de Perrin Brichambaut a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque [73] :

$$G_{in} = A e^{-\frac{1}{B \sin(\alpha + 2^\circ)}} \quad (3.47)$$

$$G_{dif_h} = A' (\sin \alpha)^{0.4} \quad (3.48)$$

$$G_h = A'' (\sin \alpha)^{B''} \quad (3.49)$$

Avec :

G_{in} : Rayonnement direct incident pour un plan normal aux rayons solaires [W/m^2]

G_{dif_h} : Rayonnement diffus reçus par une surface horizontale [W/m^2]

G_h : Rayonnement global reçus par une surface horizontale [W/m^2]

α : Hauteur de soleil [$^\circ$]

θ_{in} : Angle d'incidence des rayons solaires [$^\circ$]

- β : Inclinaison du plan par rapport au plan horizontal [°]
- θ : Angle d'inclinaison de chaque réflecteur (miroir) [°]
- ρ_r : Coefficient de réflexion de chaque réflecteur (miroir)
- ρ_s : Albédo du sol (coefficient de réflexion du sol)

$$\rho_s = \begin{cases} 0.9 \text{ à } 0.8 & \text{neige} \\ 0.8 \text{ à } 0.4 & \text{sol clair} \\ 0.4 \text{ à } 0.2 & \text{verdures} \end{cases}$$

A, B, A', A'', B'' : sont des constantes (tableau 3.1) qui dépendent de l'état de l'atmosphère.

Tableau 3.1 - Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère [73].

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1.15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1.22
Ciel bleu laiteux	1200	2.5	187	990	1.25

3.3.3.2 Modèle mathématique de la caractéristique I= f(V)

Ils existent beaucoup de modèles mathématiques utilisés pour la simulation par ordinateur et qui décrivent l'effet de l'insolation solaire et la température de cellule sur les caractéristiques courant-tension de sortie du module solaire photovoltaïque [68]. Un modèle généralisé pour le système solaire LCPV V-trough est rapporté ci-dessous peut être employé pour prévoir les résultats de ce système [74]. [75]. [92].

A partir des paramètres de la cellule PV (en considérant que les cellules sont semblables et sont soumises aux mêmes conditions), on peut déduire le circuit équivalent du module du système (Fig. 3.13), ayant un nombre de cellules disposées en parallèle N_p et un nombre de cellules disposées en série N_s , ce circuit est montré dans la figure suivante :

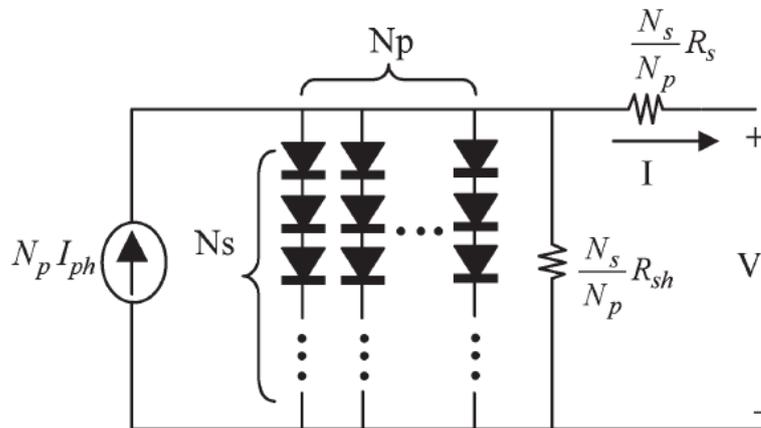


Fig. 3.13 - Le modèle général du module solaire PV [68].

L'équation du courant - tension de sortie module PV du système est :

$$I_{mod} = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\frac{[(V_{mod}/N_s) + (IR_s/N_p)]}{V_{th}} \right) - 1 \right] - \frac{\left(\frac{N_p V_{mod}}{N_s} + IR_s \right)}{R_{sh}} \quad (3.50)$$

Le photo courant I_{ph} dépend principalement de l'ensoleillement et de la température de fonctionnement de la cellule :

$$I_{ph} = I_{cc} = [I_{cc_ref} + \mu_{cc}(T - T_{ref})] (G_{tot}/G_{ref}) \quad (3.51)$$

Le courant de saturation varie avec la température de la cellule :

$$I_s = I_{s_ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{\frac{3}{A}} \exp \left[\left(\frac{qE_g}{A k} \right) \cdot \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.52)$$

$$I_{s_ref} = \frac{I_{cc_ref}}{\left[\exp \left(\frac{V_{co_ref}}{N_s V_{th}} \right) - 1 \right]} \quad (3.53)$$

Un modèle simplifié du courant-tension de sortie du système est obtenu après simplification ($R_{sh} = \infty$) et remplacement I_s et I_{ph} sur l'équation (3.50) [92] :

$$I_{mod} = N_p I_{cc} \left[1 - \exp \left(\frac{[V_{mod} - N_s V_{co} + I((N_s/N_p) R_s)]}{N_s V_{th}} \right) \right] \quad (3.54)$$

Avec :

μ_{cc} : Coefficient de température du courant de court-circuit (A/°C)

3.3.3.3 Modèle de la température

a) Température de jonction

La température de la jonction T (°C) de la cellule est donnée par la relation suivant [46] :

$$T = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G_{tot} \quad (3.55)$$

Avec :

NOCT : la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature), c'est lorsque la température ambiante est de 20°C, la distribution spectrale (AM 1.5), l'irradiation de 800 W/m² et la vitesse du vent est de 1 m/sec.

T_a (°C) : la température ambiante.

b) Température ambiante

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température maximale et minimale de la journée. Nous supposons que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Entre ces deux points extrêmes, une fonction a été utilisée pour caractériser la variation de cette température. Le profil journalier de température ambiante T_a est déterminé à partir des températures minimale et maximale de la journée, cette température s'exprime à une heure TL de la journée par l'équation suivante [80] :

$$T_a = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos\left(\frac{14 - TL}{14 - TL_L} \pi\right) + T_{moy} \quad (3.56)$$

Avec :

TL_L : heure du lever de soleil

T_{moy} : température moyenne journalière

T_{max} : température maximale journalière

T_{min} : température minimale journalière.

Cette relation est valable avec les grandeurs moyennes mensuelles d'un site.

3.3.3.4 Modèle Mathématique de la puissance à la sortie du système V-trough

En 1996, Borowy et Salameh ont proposé un modèle permettant de calculer la puissance électrique maximale aux bornes d'un capteur photovoltaïque. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent à une diode (Fig. 3.1), il fait usage des spécifications des modules photovoltaïques données par les fabricants. Donc il offre une façon très simple de calculer la puissance produite par notre système photovoltaïque [82, 83, 80] :

$$I_M = I_{CC} \cdot \left(1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V_M}{C_2 \cdot V_{CO}}\right) - 1\right)\right) + \Delta I \quad (3.57)$$

C_1 , C_2 sont des paramètres qui peuvent se calculer par les relations suivantes :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{CC}}\right) \cdot \exp\left(-\frac{V_{MP}}{C_2 \cdot V_{CO}}\right) \quad (3.58)$$

$$C_2 = \frac{V_{MP}}{V_{CO}} - 1 / \ln\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{CC}}\right) \quad (3.59)$$

ΔI est un paramètre qui dépend de la différence de température et de l'éclairement solaire. Il est défini par l'expression :

$$\Delta I = \mu_{cc} \cdot C \cdot \Delta T + (C - 1) \cdot I_{CC} \quad (3.60)$$

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (3.61)$$

$$C = \frac{G_{tot}}{G_{ref}} \quad (\text{le facteur de concentration optique}) \quad (3.62)$$

La tension V_M du système est déterminée par l'équation suivante :

$$V_M = V_{MP}(1 + 0.0539 \ln C) + \mu_{co} \cdot \Delta T - R_S \cdot \Delta I \quad (3.63)$$

La puissance maximale à la sortie du système V-trough est déterminée par :

$$P_M = I_M \cdot V_M \quad (3.64)$$

Le rendement énergétique maximum du système est le rapport de la puissance maximale dissipée dans la charge et la puissance du rayonnement solaire incident :

$$\eta_M = \frac{P_M}{S_M \cdot G_{tot}} \quad (3.65)$$

Avec :

I_M : Courant maximal correspondant au point de fonctionnement du module PV [A]

V_M : Tension maximale correspondant au point de fonctionnement du module PV [V]

I_{MP} : Courant maximal du module sous conditions standards ($G_{ref}=10^3 \text{ W/m}^2$, $T_{ref}=25^\circ\text{C}$) [A]

V_{MP} : Tension maximale du module sous conditions standards ($G_{ref}=10^3 \text{ W/m}^2$, $T_{ref}=25^\circ\text{C}$) [V]

I_{CC} : Courant de court circuit du module [A]

V_{CO} : Tension de circuit ouvert du module [V]

μ_{co} : Coefficient de température de la tension de circuit ouvert ($\text{V}/^\circ\text{C}$)

R_S : Résistance série du module PV [Ω]

S_M : Surface du module PV du système V-trough [m^2].

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté l'étude théorique de l'effet de concentration solaire sur les caractéristiques électriques d'une cellule PV à silicium cristallin. Ainsi, l'étude géométrique et analytique effectuée sur un capteur LCPV. La modélisation de chaque composant du système LCPV a été élaborée à partir de modèles de la littérature (cellule, module PV, concentrateur), cette modélisation est une étape essentielle pour déterminer le dimensionnement optimal d'un tel système pour des cas d'applications de production d'énergie électrique.

L'implémentation de ces modèles mathématiques dans un environnement de simulation adapté permettra d'étudier le rendement électrique au niveau de la cellule PV et au niveau de notre système photovoltaïque en fonction de certains paramètres technologiques, météorologiques et astronomique, et c'est ce qu'on va montrer au chapitre suivant.

CHAPITRE 4

**SIMULATION NUMÉRIQUE, EXPÉRIMENTATION
ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS**

4.1 Introduction

Les modèles de simulation numériques et physiques peuvent être utilisés, non seulement pour analyser la performance d'un système photovoltaïque, mais aussi pour réduire les coûts de conception et les temps de mise sur le marché et de choisir la configuration optimale. La simulation sous l'environnement Matlab et son extension graphique associée Simulink [104] a été effectuée dans ce chapitre afin de valider les différents modèles mathématiques (de la cellule PV et du système LCPV V-trough) cités au chapitre précédent. Les principaux modèles de simulation numérique sont les caractéristiques I-V et P-V ainsi que les modèles d'estimation de la puissance maximale et du rendement maximal. Les modèles utilisés pour la simulation (avec quelques hypothèses de simplification) tiennent en considération, le niveau de concentration solaire et la variation de la température de fonctionnement.

A la fin de ce chapitre, on a présenté des relevés expérimentaux sur site pour voir l'effet réel des conditions météorologiques sur le bon fonctionnement de notre système.

4.2 Simulation numérique d'une cellule PV sous faible concentration

En pratique le rendement électrique d'une cellule solaire sous concentration, passe par un maximum et décroît. Deux causes sont à l'origine de cette limitation, l'effet de la température et celui de la résistance interne [66]. [81]. [86].

4.2.1 Paramètres et résultats de simulation

A partir de notre modèle mathématique de la cellule solaire au silicium (tableau 4.1), nous montrons par la simulation numérique sous environnement Matlab l'effet de la concentration solaire, la température de fonctionnement et la résistance interne sur les paramètres électriques de la cellule, on suppose une température de refroidissement de 300K.

Nous avons établi un modèle de simulation en se basant sur le modèle mathématique décrit par les équations (3.55) et (3.13) à (3.23). Les résultats de simulation sont illustrés sur les figures ci-dessous.

Tableau 4.1 - Données et caractéristiques de la cellule PV étudiée [66].

Paramètre	T_a	NOCT	T_{ref}	I_{cc-ref}	V_{co-ref}	S	G_{ref}	I_{s-ref}
Unité	° C	° C	K	A	V	cm ²	W/cm ²	A
Valeur	20	40	300	0.034	0.620	1	0.1	$(1.5).10^{-12}$

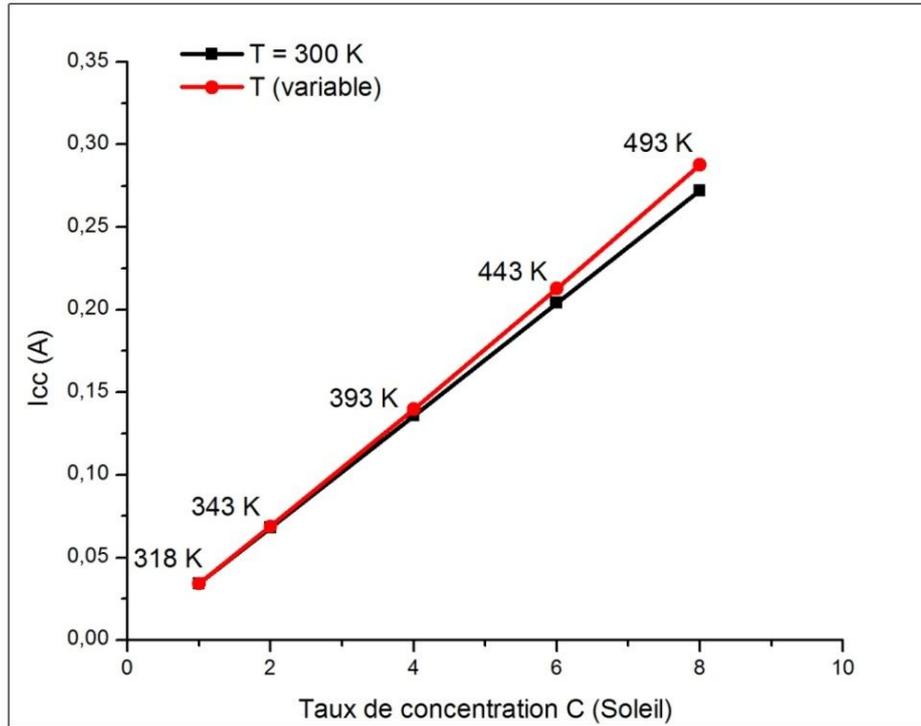


Fig. 4.1 - Influence de la concentration solaire sur le courant de court-circuit de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$).

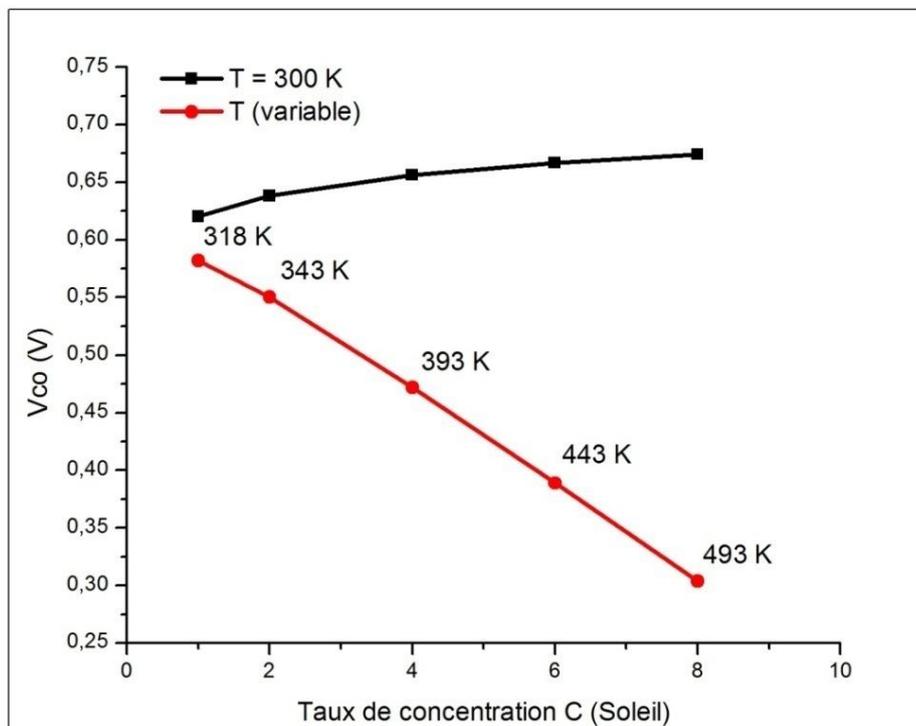


Fig. 4.2 - Influence de la concentration solaire sur la tension de circuit ouvert de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$).

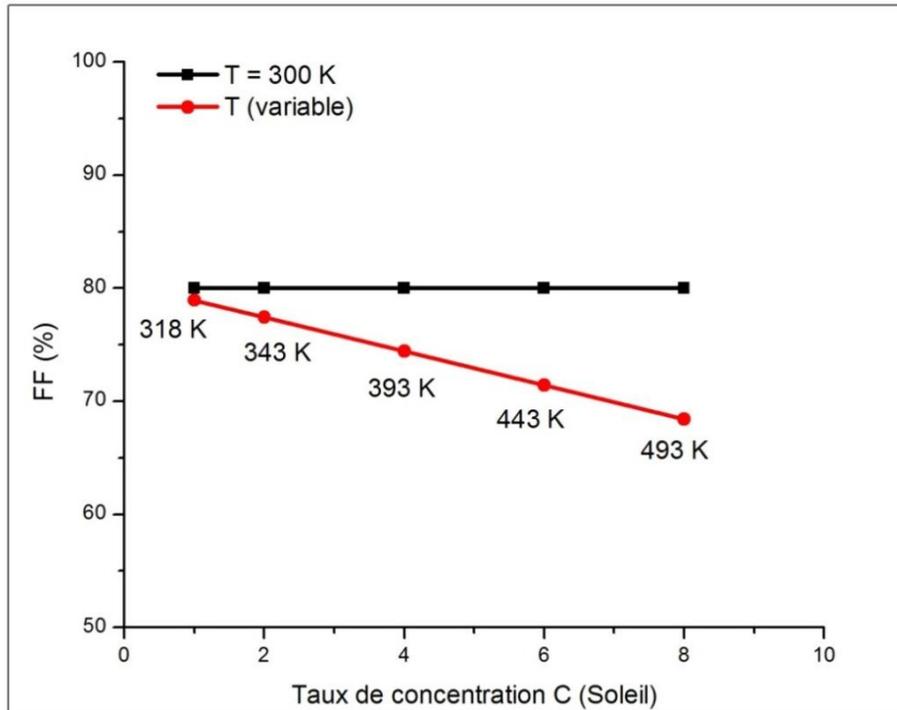


Fig. 4.3 - Influence de la concentration solaire sur le facteur de forme de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$).

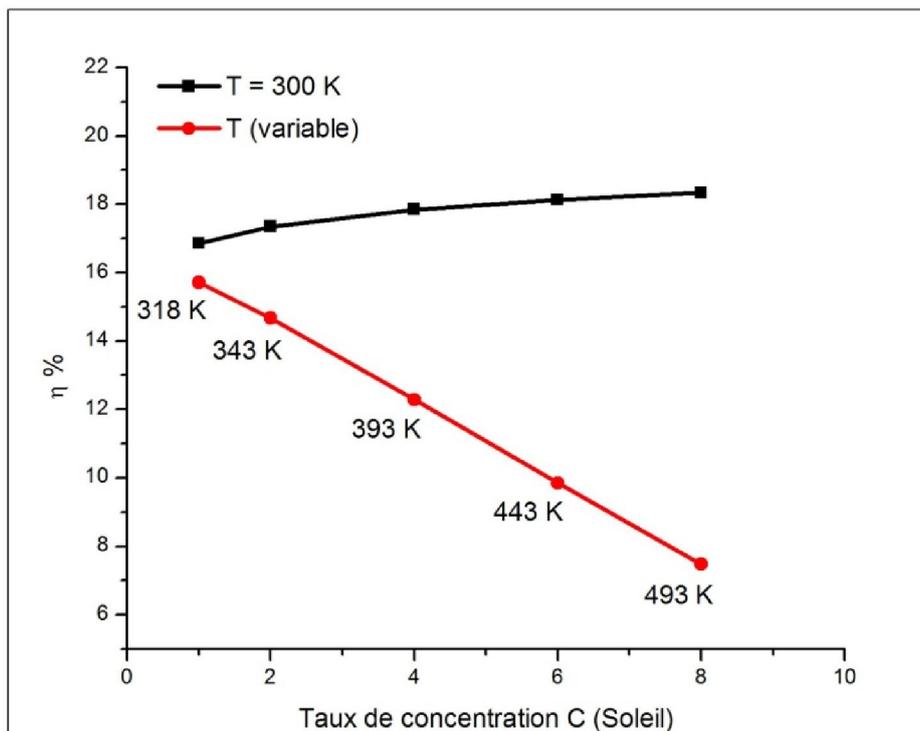


Fig. 4.4 - Influence de la concentration solaire sur le rendement de la cellule solaire avec et sans refroidissement ($R_s = 0$).

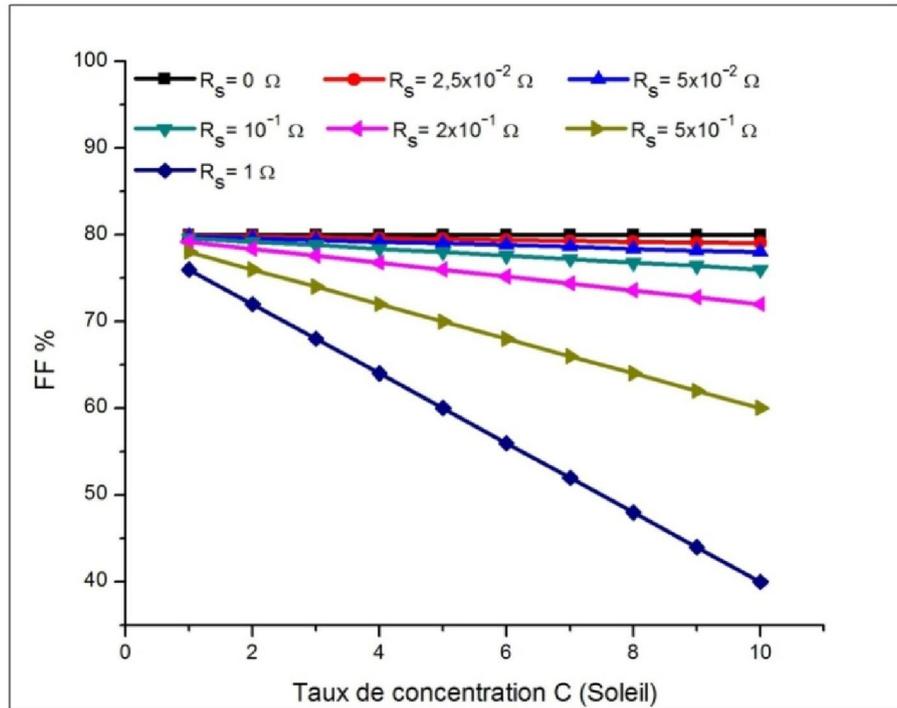


Fig. 4.5 - Effet de la résistance série sur le facteur de forme de la cellule solaire à T = 300K.

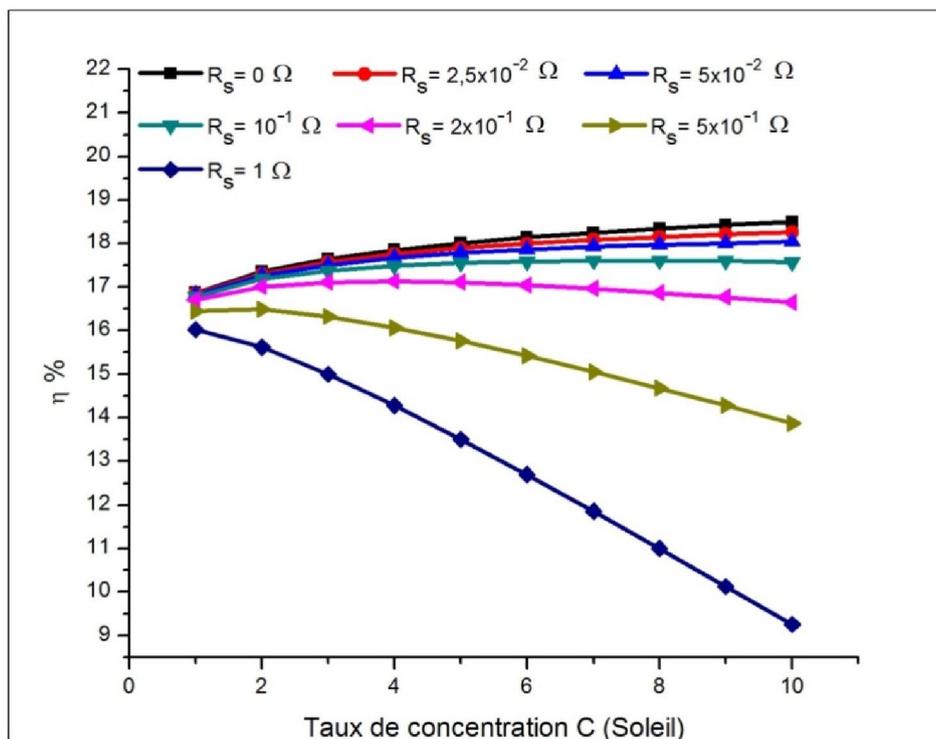


Fig. 4.6 - Effet de la résistance série sur le rendement de la cellule solaire à T = 300K.

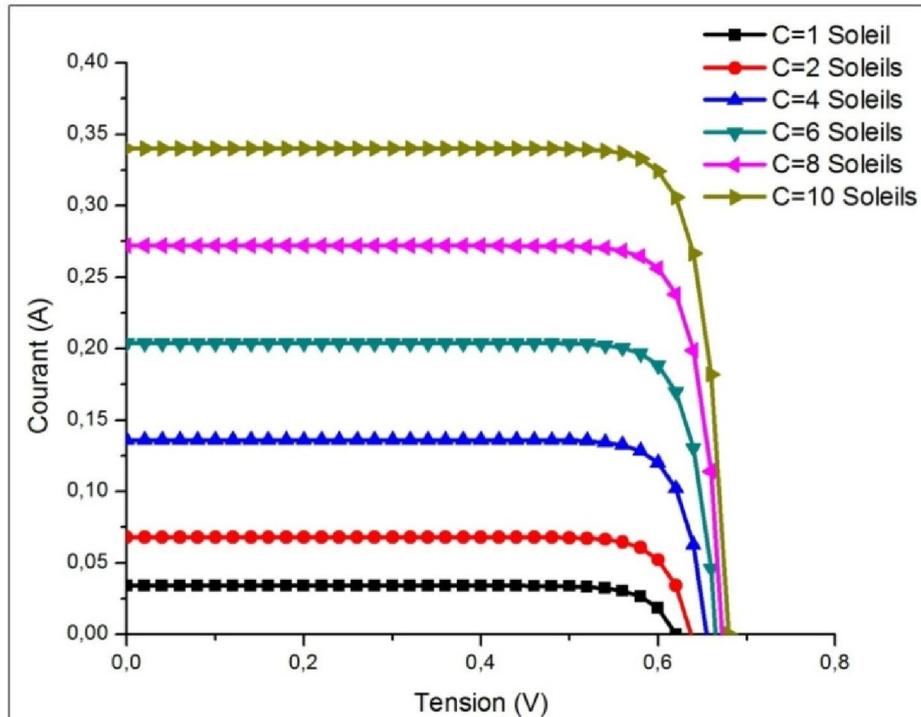


Fig. 4.7 - Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $I = f(V)$ de cellule solaire ($R_s = 0$, $T = 300K$).

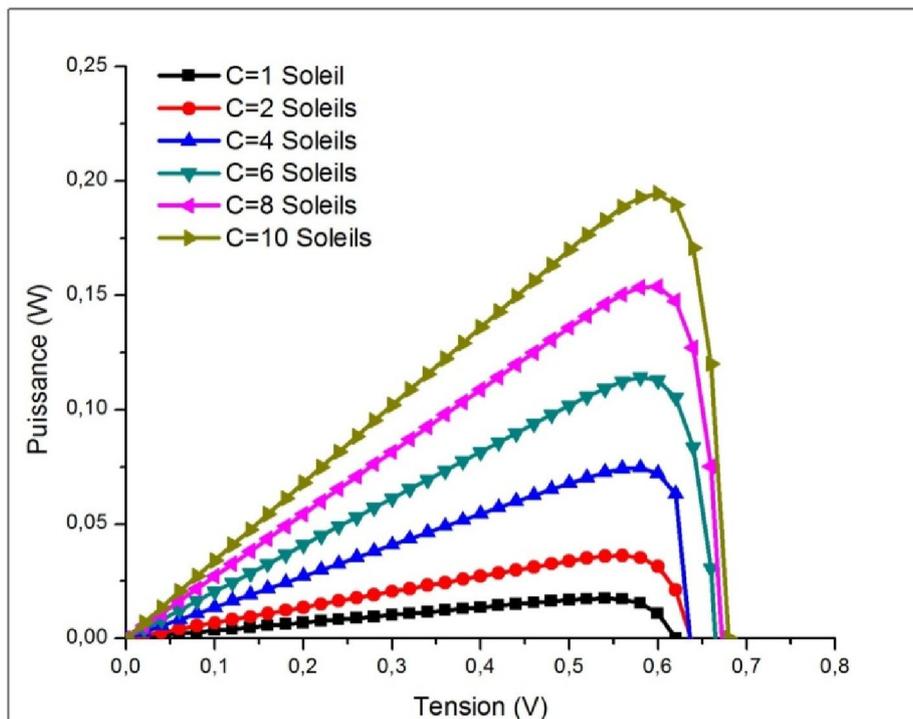


Fig. 4.8 - Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $P = f(V)$ de cellule solaire ($R_s = 0$, $T = 300K$).

4.2.2 Interprétation des résultats de simulation

- D'après les figures (4.1 - 4.4) : le courant de court-circuit de la cellule augmente linéairement avec la concentration. La tension de circuit ouvert, le facteur de forme, le rendement de la cellule augmentent légèrement sous l'effet de la concentration avec refroidissement et diminuent de façon remarquable sous l'effet de la concentration sans refroidissement. La concentration solaire sans refroidissement est une opération qui ne représente aucun grand intérêt à la production d'énergie électrique et elle peut endommager les cellules solaires si la température de fonctionnement maximale est dépassée, particulièrement avec des taux de concentration élevés. Donc, pour extraire le maximum avantage surtout pour des taux de concentration solaire élevés, il faut garder la température de la cellule près de la température ambiante, c'est-à-dire une action de refroidissement passif ou actif.
- D'après les figures (4.5 - 4.6) : la résistance interne de la cellule a un effet significatif sur le facteur de forme et le rendement. Une résistance série seulement de 1Ω peut introduire une dégradation cruciale sur le facteur de forme et le rendement de la cellule solaire, cette dégradation est liée à l'effet cumulé des pertes joules dans la résistance série de la cellule même avec l'utilisation d'un système de refroidissement.
- La figure (4.7 - 4.8) représente l'influence de la concentration (avec refroidissement) sur la caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ de la cellule solaire.

4.3 Simulation numérique du système LCPV fixe de type V-trough

Le système objet de notre étude est un capteur LCPV V-trough fixe à refroidissement passif. Ce système (Fig. 3.12) est composé de :

- Module photovoltaïque commercial de type PWX 500 au silicium multicristallin. La figure (4.9) et le tableau (4.2) montrent les dimensions et les paramètres électriques du panneau PV.
- Deux réflecteurs (miroirs plats) avec une configuration symétrique et suivant le modèle géométrique du deuxième cas (Fig. 3.9.b). Chaque réflecteur est caractérisé par les paramètres suivants :
 - Dimension $L \times L_2$ (mm) : 462x300
 - Coefficient de réflexion : $\rho_r \approx 1$ [87]
 - Angle d'inclinaison optimal de chaque réflecteur θ (Fig. 3.12) : d'après l'équation 3.29, on peut trouver $\theta \approx 50^\circ$

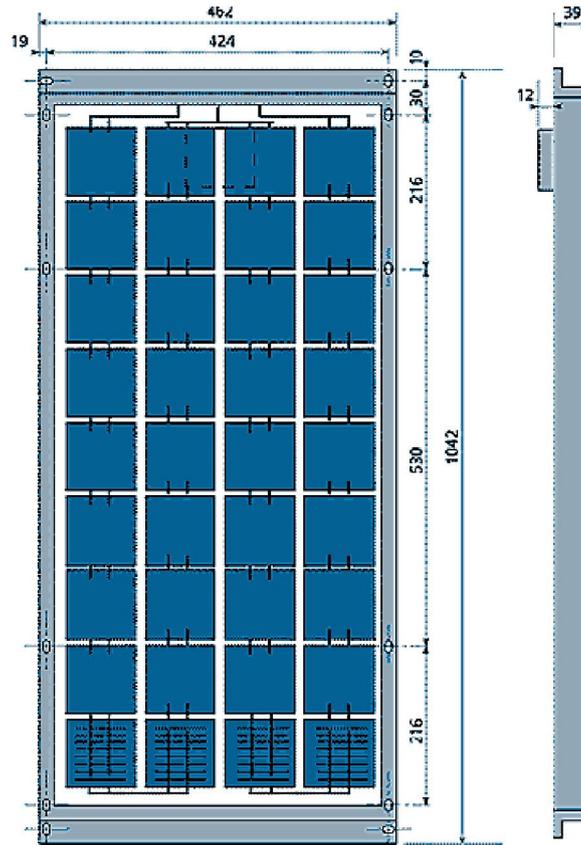


Fig. 4.9 - Module photovoltaïque PWX 500.

Le tableau suivant donne les caractéristiques du module PWX 500 sous les conditions standards STC (1000 W/m^2 , masse optique : AM 1.5, Température de cellule : $25 \text{ }^\circ\text{C}$, vitesse de vent 1 m/s).

Tableau 4.2 - Caractéristiques du module photovoltaïque PWX 500 [84].

Grandeurs	Valeurs
Puissance maximale du module P_M	47.6 W
Tension maximale V_{MP}	17.0 V
Courant maximal I_{MP}	2.8 A
Tension de circuit ouvert V_{CO}	21.9 V
Courant de court-circuit I_{CC}	3.1 A
Coefficient de température du courant de court-circuit μ_{CC}	9.2 mA/ $^\circ\text{C}$
Coefficient de température de la tension de circuit ouvert μ_{CO}	- 84.1 mV/ $^\circ\text{C}$
Coefficient de température du rendement ε	- 0.40 %/ $^\circ\text{C}$
Nombre de cellules en série N_s	36
Nombre de cellules en parallèle N_p	1
NOCT	48 $^\circ\text{C}$
Dimension de la cellule	101.5 x 101.5 mm
Résistance série R_s	0.8 Ω

4.3.1 Caractéristiques électriques de chaque cellule PV du système

Les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque (si on suppose que les cellules solaires sont identiques) seront décrites comme suit [85] :

- Le courant de court-circuit qui fournit chaque cellule est :

$$I_{cc(cellule)} = \frac{I_{CC(module)}}{N_p} \quad (4.1)$$

- La tension du circuit ouvert de chaque cellule est :

$$V_{co(cellule)} = \frac{V_{CO(module)}}{N_s} \quad (4.2)$$

- Le courant maximal de chaque cellule est :

$$I_{mp(cellule)} = \frac{I_{MP(module)}}{N_p} \quad (4.3)$$

- La tension maximale de chaque cellule est :

$$V_{mp(cellule)} = \frac{V_{MP(module)}}{N_s} \quad (4.4)$$

- La puissance maximale de chaque cellule est :

$$P_{m(cellule)} = I_{mp(cellule)} \cdot V_{mp(cellule)} \quad (4.5)$$

- La résistance série de chaque cellule est :

$$R_{s(cellule)} = \frac{N_p}{N_s} \cdot R_{S(module)} \quad (4.6)$$

- La résistance parallèle (shunt) de chaque cellule est :

$$R_{sh(cellule)} = \frac{N_p}{N_s} \cdot R_{SH(module)} \quad (4.7)$$

La résistance shunt pour le module et la cellule PV est considérée infinie ($R_{SH} = R_{sh} = \infty$), cette simplification est justifiée par le fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances donc le courant qui la traverse est négligeable.

4.3.2 Caractéristique du site

Notre système LCPV V-trough est d'une inclinaison optimale et une orientation fixe. Cette dernière est choisie vers le sud, suivant la situation géographique du site considéré par rapport à l'équateur. Le site que nous avons choisi est le site de Béchar (Latitude = 31°38' N, Longitude = 2°15' W, Altitude = 806 m, Albédo du sol $\rho_s = 0.35$) [88,89].

4.3.3 Angle d'inclinaison optimum

L'inclinaison optimale s'atteint lorsque les rayons lumineux sont perpendiculaires sur la surface d'ouverture du système, elle est généralement homologue à la latitude du lieu, l'ajustement sur le plan vertical nécessite de connaître la trajectoire du soleil, en fonction de la saison et du lieu géographique. L'inclinaison optimale β est donnée par la relation suivante [90] :

$$\beta = \varphi - \text{arc sin} (0.4 \cdot \sin (N_e \cdot 360/365)) \quad (4.8)$$

Avec :

φ : Latitude du lieu [°]

N_e : Nombre de jours entre l'équinoxe du 21 mars ou l'équinoxe du 21 septembre et le jour considéré, de signe négatif vers la saison froide.

Le tableau 4.3 montre la variation de l'angle de l'inclinaison optimale, cet angle est calculé pour des jours types durant 12 mois. La faible erreur relative entre latitude du site et l'angle d'inclinaison optimale en moyenne annuelle permet de choisir latitude du site comme angle d'inclinaison optimale du système durant toute l'année.

Tableau 4.3 - Variations de l'angle d'inclinaison au site de Béchar [90]

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
β (°)	55.15	42.91	29.96	17.46	08.10	08.05	08.10	17.46	29.96	42.92	55.12	55.20
Angle d'inclinaison optimale en moyenne annuelle							30.86°					
Latitude du site Béchar							31.63°					
L'erreur relative							2.4 %					

4.3.4 Modèle Simulink du système

Nous avons établi un modèle de simulation sous Simulink de notre système LCPV V-trough en se basant sur le modèle mathématique décrit par les équations (3.29) à (3.65) et à partir des paramètres électriques de la cellule et du système cités ci-dessus. L'implémentation sous Simulink pour montrer les caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du système à partir des paramètres de la cellule est illustrée sur les figures (4.10) et (4.11) :

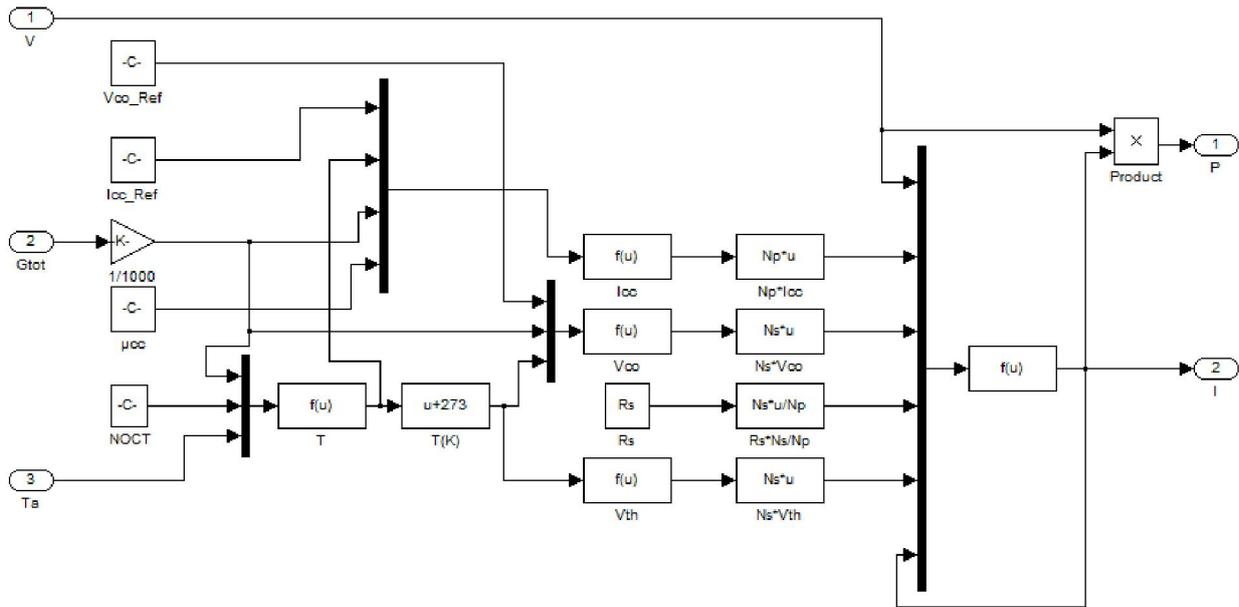


Fig. 4.10 - Schéma bloc du système LCPV sous Simulink (sortie courant).

Système LCPV

Port	Identification
Gtot	rayonnement totale (W/m ²)
Ta	température ambiante (°C)
V	tension du système LCPV (V)
I	courant du système LCPV (A)
P	puissance du système LCPV (W)

Function Block Parameters: Système LCPV

Parameters

Courant de court-circuit de la cellule: 3.1

Tension de circuit ouvert de la cellule: 0.608

Résistance de la cellule: 0.022

NOCT: 48

Nombre de cellules en parallèle: 1

Nombre de cellules en série: 36

Coefficient de température de I_{cc}: 0.0092

OK Cancel Help Apply

Fig. 4.11 - Bloc Simulink représentant le système LCPV et son masque.

L'implémentation suivante sous Simulink montre le rendement maximal $RM (\eta_M)$ et la puissance maximale $PM (P_M)$ en fonction de la température de fonctionnement et à partir des paramètres du système. Pour calculer G_{tot} , on prend la journée N=159 (08 Juin) à 12 :00 avec un ciel clair et une inclinaison optimale du système ($\beta = 8.65^\circ$).

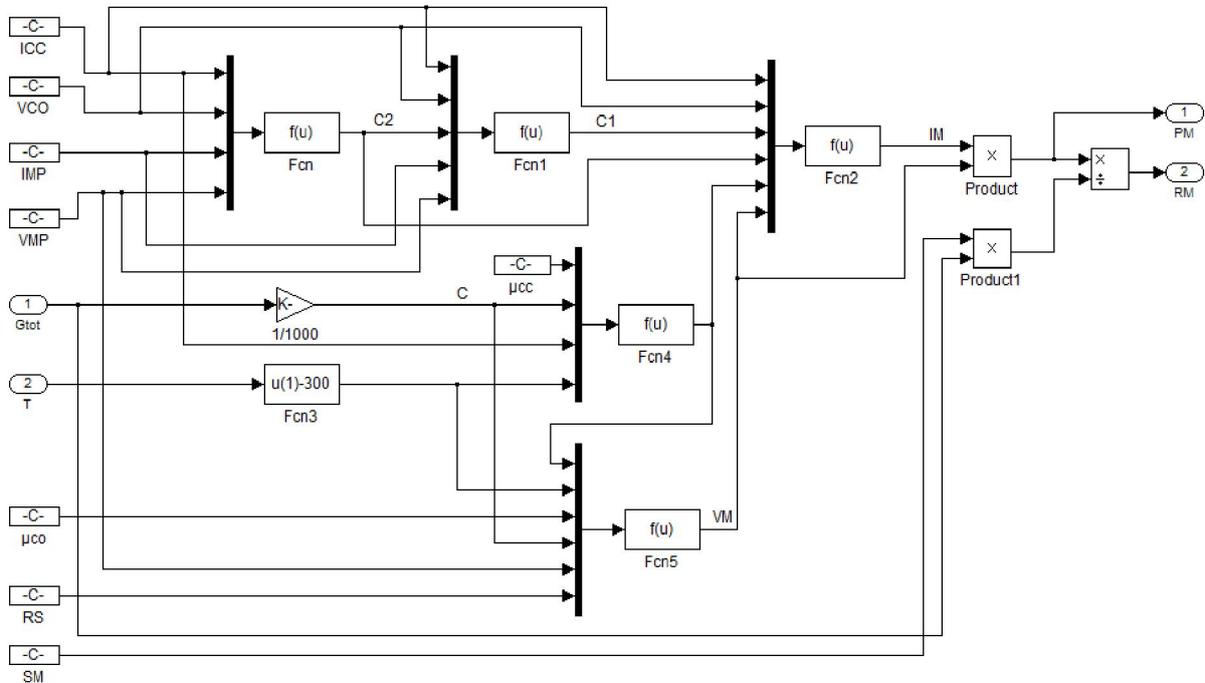


Fig. 4.12 - Schéma bloc Simulink de la puissance maximale et le rendement maximal du système LCPV en fonction de la température.

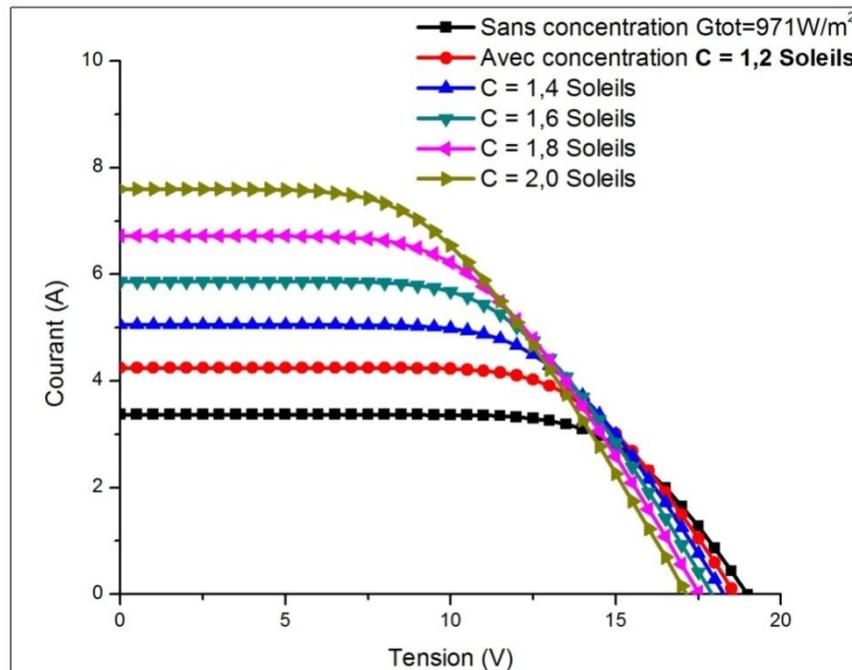


Fig. 4.13 - Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $I = f(V)$ du système simulé LCPV.

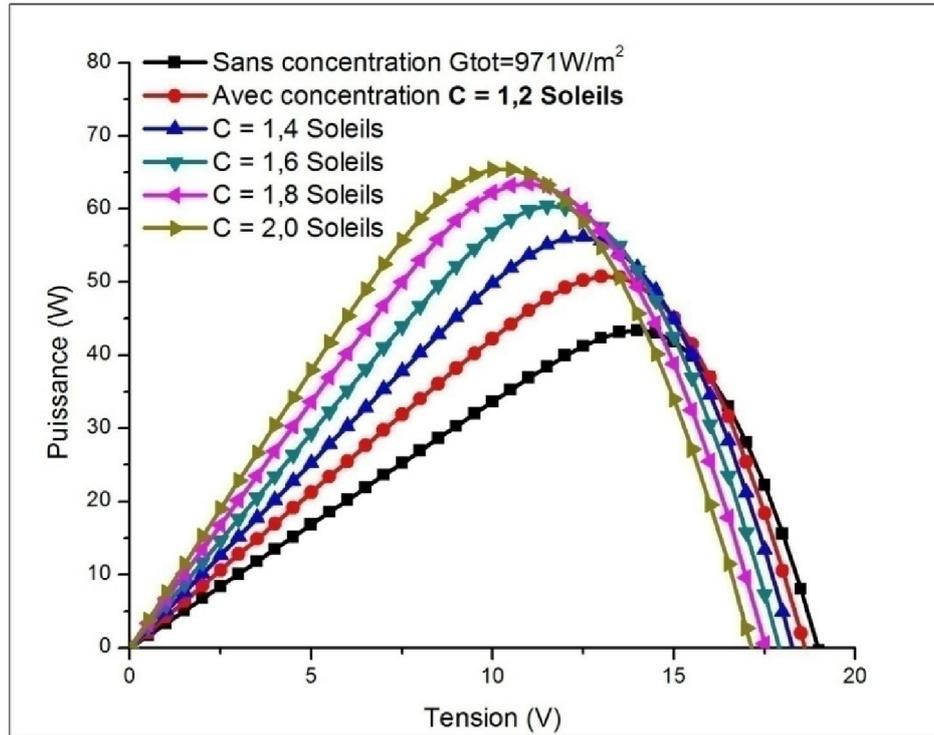


Fig. 4.14 - Influence de la concentration solaire sur la caractéristique $P = f(V)$ du système simulé LCPV.

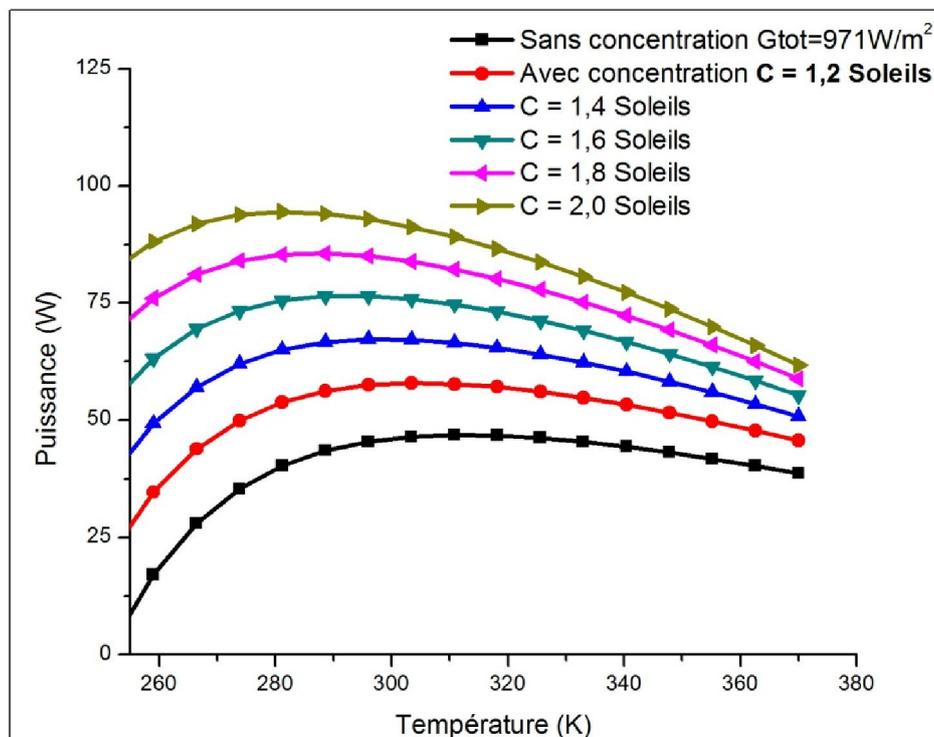


Fig. 4.15 - Influence de la concentration solaire et la température de fonctionnement sur la puissance maximale du système simulé LCPV.

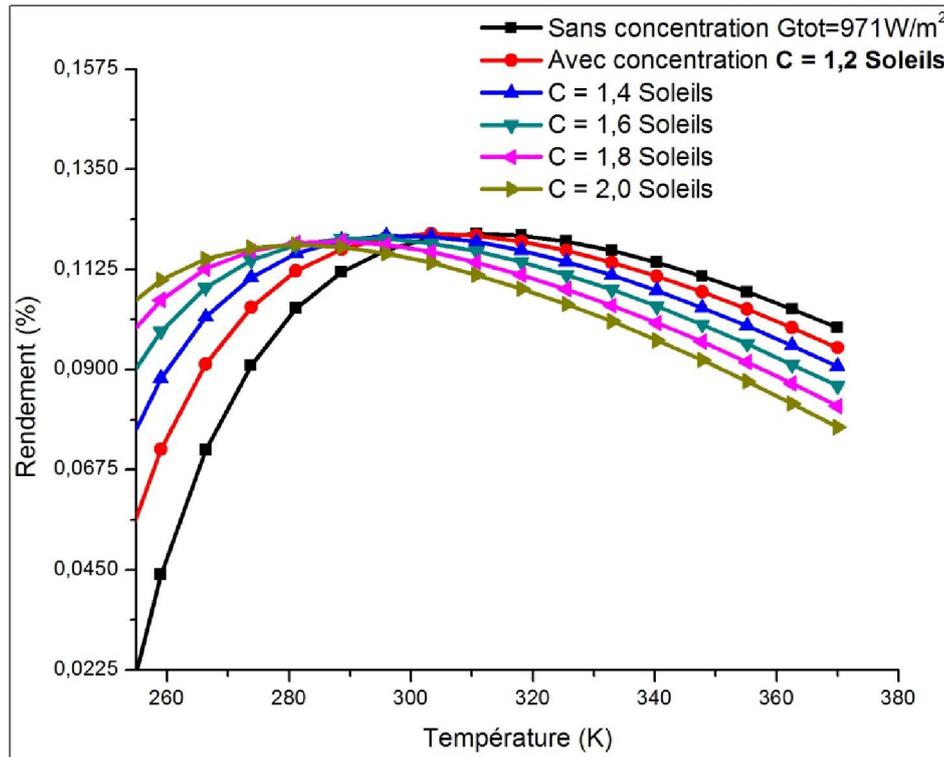


Fig. 4.16 - Influence de la concentration solaire et la température de fonctionnement sur le rendement maximal du système simulé LCPV.

4.3.5 Interprétation des résultats de simulation

- On peut voir clairement d'après les figures (4.13) et (4.14) qu'il y'a une relation non linéaire entre le courant et la puissance par rapport à la tension de sortie du système, ainsi que la puissance optimale qui dépend fortement du taux de concentration solaire.
- On remarque également d'après les figures (4.15) et (4.16) que l'amélioration de la puissance maximale et le rendement maximal de conversion en puissance peut se faire par concentration du rayonnement solaire et ne sont pas proportionnels par rapport à la température du fonctionnement du système. Ces deux paramètres sont réduits par une augmentation de la température et ceci peut être expliqué par la dépendance significative de la température à la tension du circuit ouvert du système. Cette montée de la température qui affecte sévèrement le rendement du système conduit parfois à construire des systèmes hybrides (CPV-T) résultant de la combinaison avec concentration solaire d'un capteur thermique et d'un capteur photovoltaïque, qui permettent de produire simultanément de l'air chaud ou de l'eau chaude et d'augmenter le rendement photovoltaïque en refroidissant les cellules PV.

4.4 Partie expérimentale

4.4.1 Description du système

Un système LCPV V-trough fixe à refroidissement passif similaire à notre système (Fig. 4.17) a été réalisé à partir de différents éléments disponibles au laboratoire d'électronique à l'Université de Béchar. Les paramètres cités au paragraphe (4.3) sont utilisés pour réaliser ce système.



Fig. 4.17 - Vue du système réalisé LCPV V-trough. Université de Béchar.

4.4.2 Base de données de la campagne expérimentale

Les données expérimentales utilisées dans ce mémoire sont mesurées à partir du système réalisé et qui est décrit ci-dessus avec deux modes d'installation : avec et sans concentration. Ces données sont parmi les données qui ont été acquises pendant une campagne expérimentale exécutée pendant le mois de juin 2013 dans le laboratoire d'électronique à l'université de Béchar [91]. Le tableau suivant montre les données de base de cette campagne.

Tableau 4.4 - Données de base de la campagne expérimentales au site de Béchar [91].

Période des données	08/06/2013		
Angle d'inclinaison optimale du système β	30°		
Orientation du système	Vers le sud géographique		
Heures des relevés	09H00	10H00	12H00
Température ambiante T_a	26°C	29°C	34°C

4.4.3 Les relevés de la station météorologique

Suite aux relevés de la station météorologique installée au laboratoire ENERGARID à l'Université de Béchar, les courbes suivantes présentent la température ambiante, l'irradiation directe (avec suiveur du soleil) et l'irradiation globale horizontale pour la journée d'expérience, le 08/06/2013.

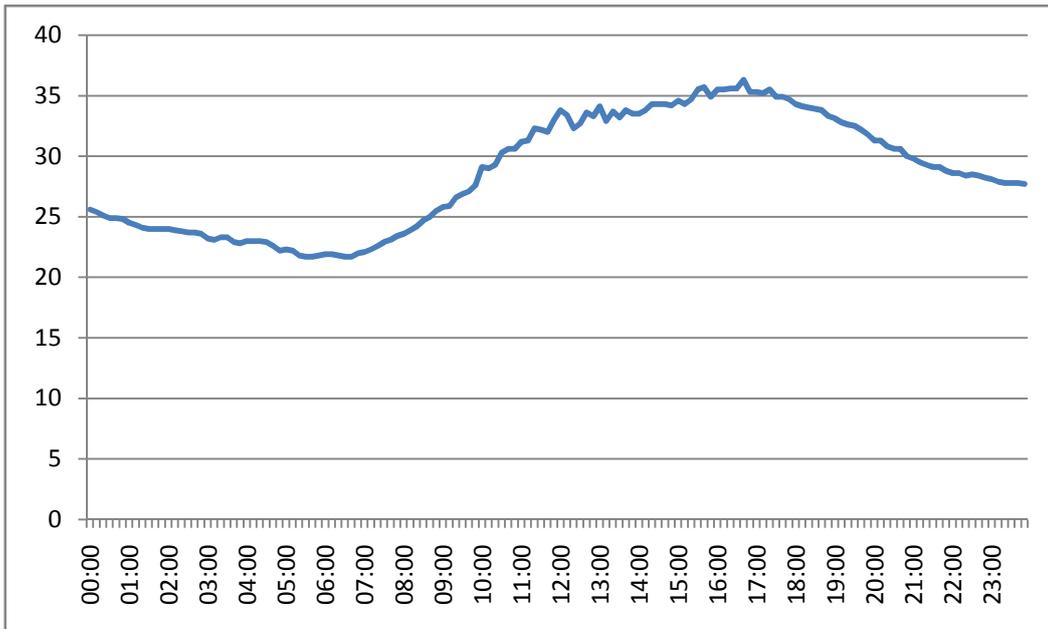


Fig. 4.18 - Variation de la température ambiante dans la journée du 08/06/2013.

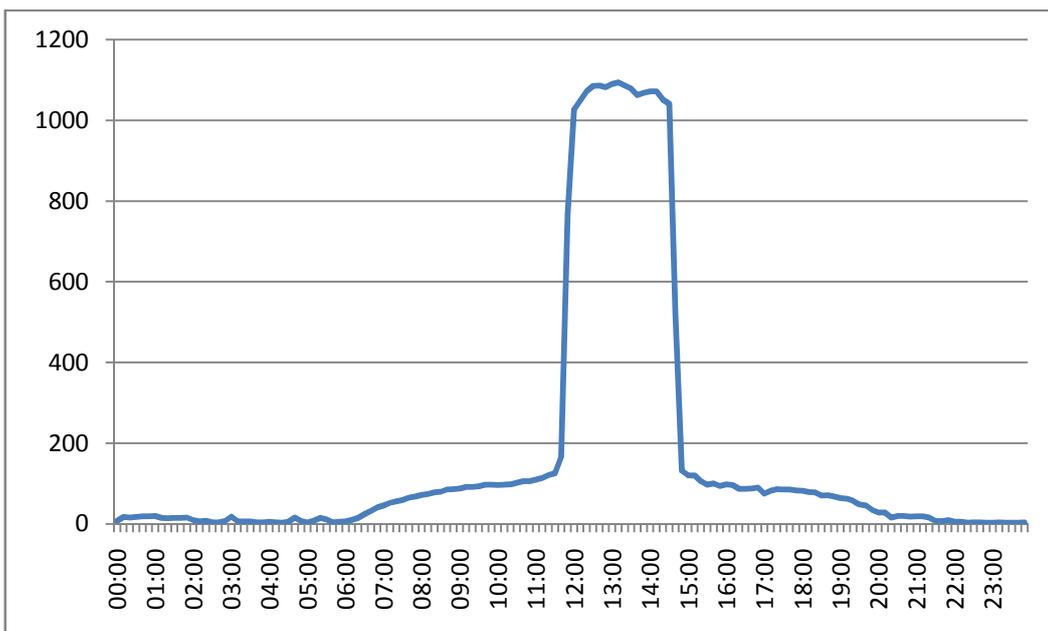


Fig. 4.19 - Courbe de l'irradiation globale (horizontale) le 08/06/2013.

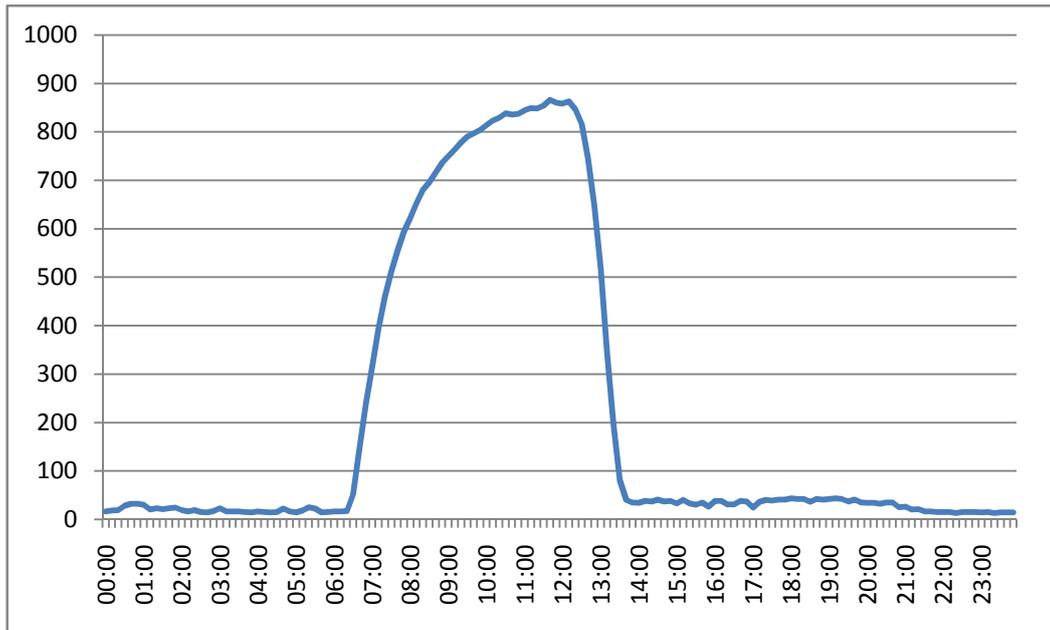


Fig. 4.20 - Courbe de l'irradiation directe (avec suiveur du soleil) le 08/06/2013.

Les données expérimentales du système réalisé sont représentées sur les figures (4.21) à (4.26). On peut remarquer d'après ces figures l'effet réel du changement de l'état du ciel et de l'augmentation de la température ambiante (effet thermique) sur l'opération de concentration solaire et par conséquent sur le rendement en puissance du système réalisé.

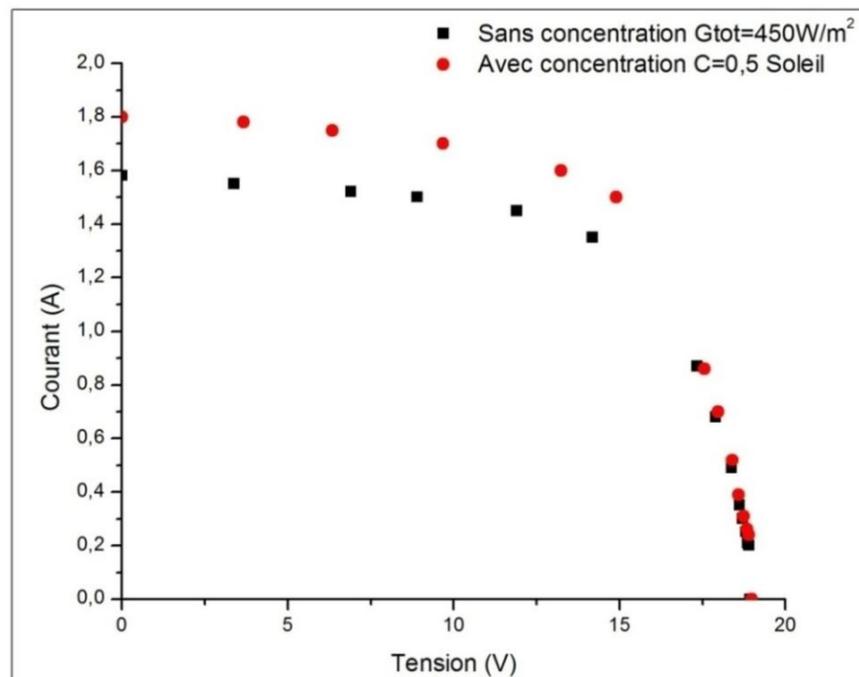


Fig. 4.21 - Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 09:00).

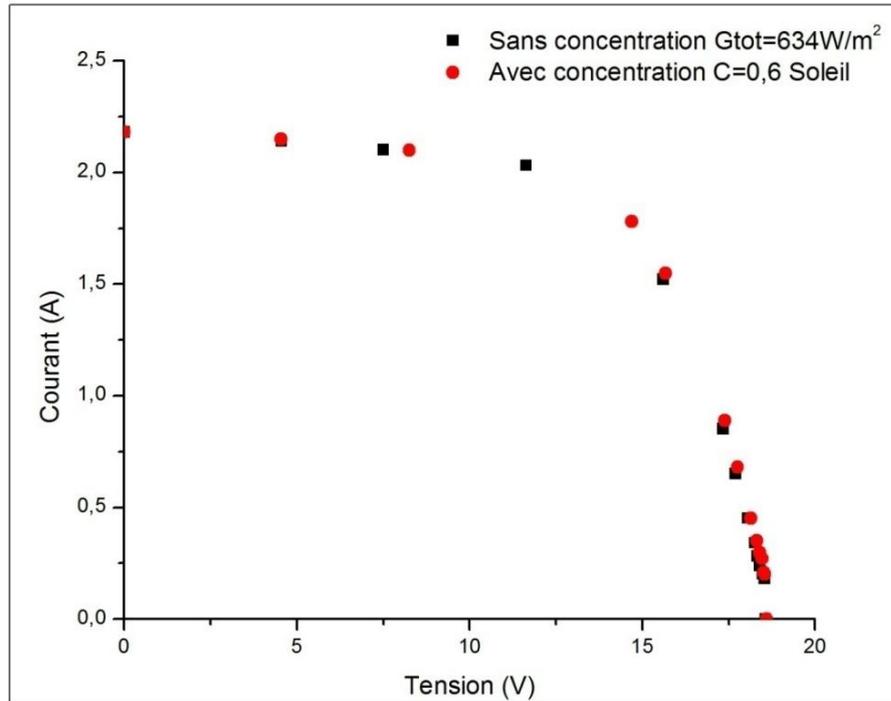


Fig. 4.22 - Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 10:00).

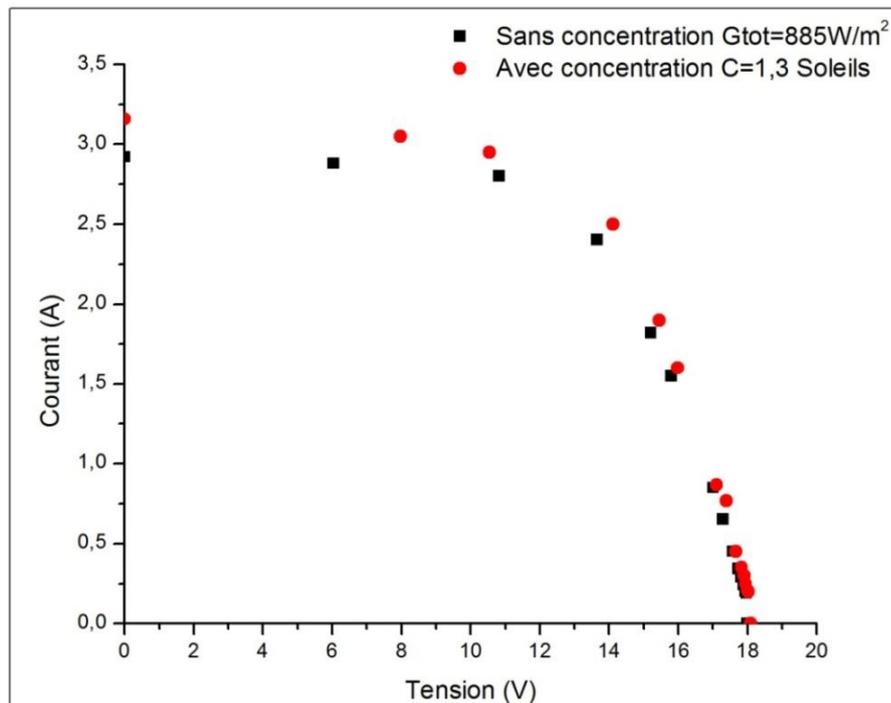


Fig. 4.23 - Caractéristique $I = f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 12:00).

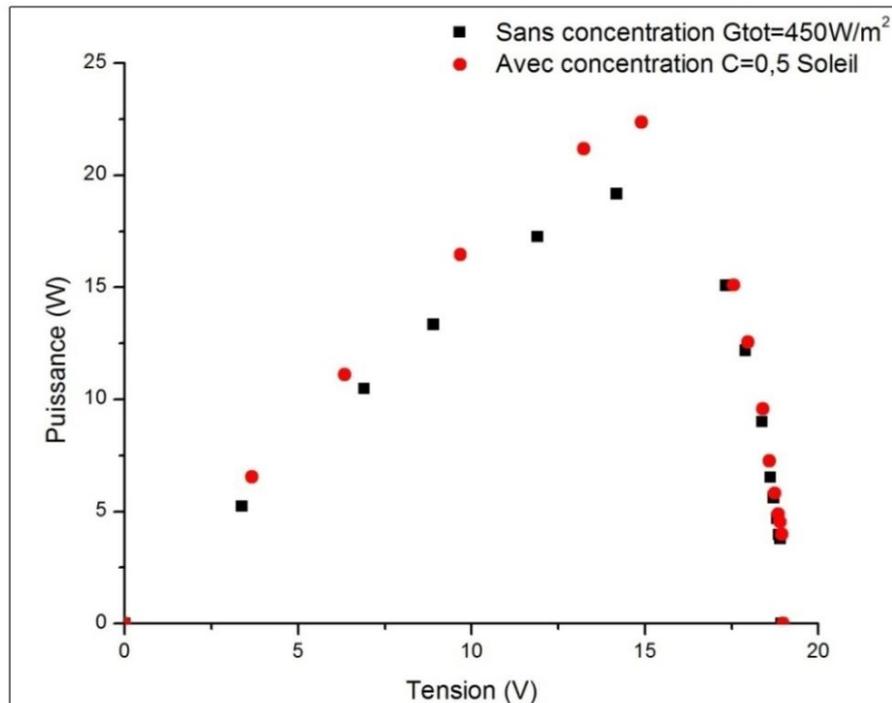


Fig. 4.24 - Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 09:00).

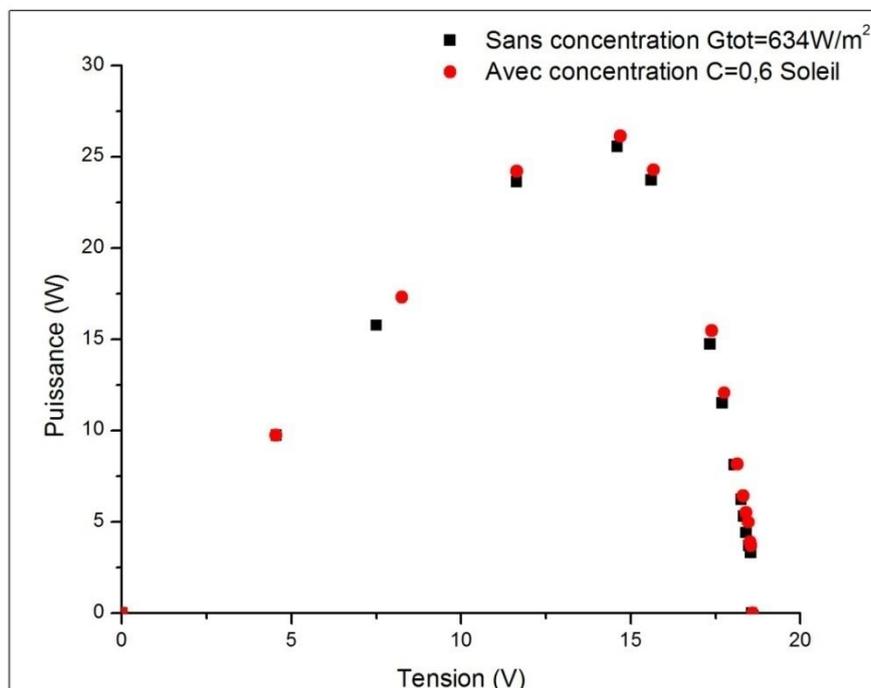


Fig. 4.25 - Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 10:00).

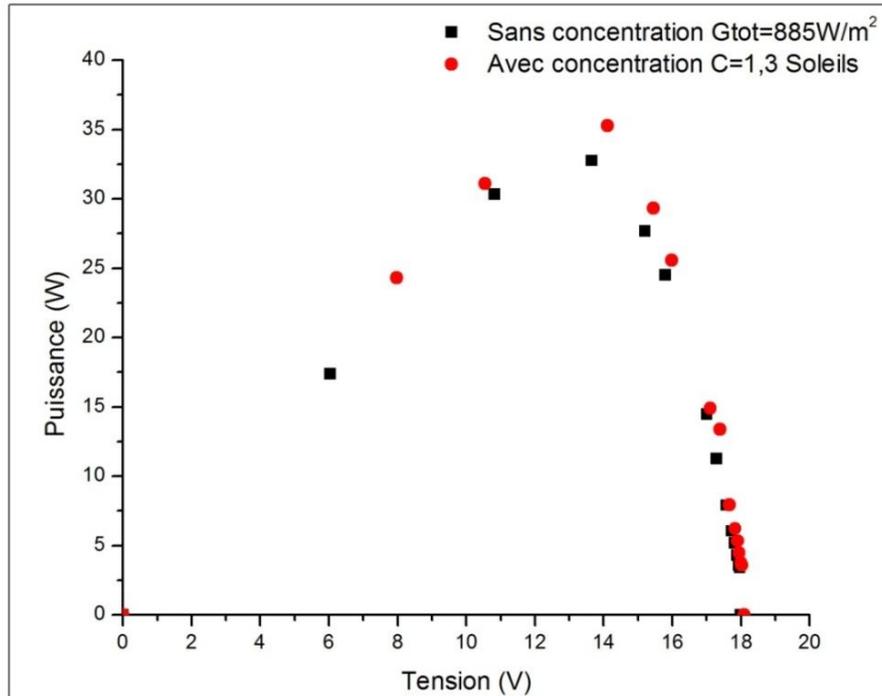


Fig. 4.26 - Caractéristique $P=f(V)$ avec et sans concentration du système réalisé LCPV (à 12:00).

4.5 Conclusion

Nous avons effectué dans ce chapitre la simulation sous Simulink de la cellule PV sous concentration et du système LCPV V-trough avec quelques hypothèses de simplification.

Les résultats obtenus de cette simulation montrent que la puissance électrique extraite de la cellule et du système dépend des facteurs suivants :

- Caractéristiques du site (données géographiques et météorologiques)
- Caractéristiques technologiques (cellules et réflecteurs)
- Taux de concentration solaire
- Température de fonctionnement des cellules PV
- Utilisation d'un système de refroidissement

Les relevés expérimentaux qu'on a présentés dans ce chapitre illustrent l'effet réel des facteurs mentionnés ci-dessus sur le bon fonctionnement du système réalisé LCPV.

On peut déduire à la fin de ce chapitre que la technologie LCPV rend la production d'énergie très supérieure à une solution standard et elle peut donner des rendements en puissance importants dans des saisons ou des régions à fort ensoleillement et à basse température ambiante.

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

Conclusion générale et perspectives

Ce travail contribue à la modélisation d'une cellule PV et d'un système photovoltaïque CPV sous faible ou basse concentration solaire.

La première partie de ce mémoire (chapitre 1 et 2) a été consacrée à la présentation de la situation énergétique mondiale et les stratégies énergétiques nationales et régionales basées sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme l'énergie solaire et cela pour être face aux problèmes du changement climatique et à l'augmentation des besoins énergétiques mondiaux et l'épuisement prévisible des ressources d'énergies fossiles. De plus, une part conséquente de cette partie a concerné le principe de la technologie Concentrated PhotoVoltaic ou CPV et les différents types de cette technologie (basse concentration solaire LCPV, moyenne MCPV, haute HCPV) commercialisées ou en cours de développement.

La deuxième partie (chapitre 3 et 4) a traité le modèle mathématique et le modèle de simulation numérique d'une cellule PV et d'un système LCPV type V-trough sous basse concentration solaire, des données expérimentales d'un système photovoltaïque similaire à notre système sont illustrées à la fin de cette partie. Les résultats issus de la simulation et les résultats expérimentaux, semblent cohérents et en accord avec la littérature.

En résumé, nous pouvons dire que la technologie LCPV est une solution très effective et peut être adaptée pour des projets de microcentrales en sites isolés ou raccordés au réseau. L'avenir de la technologie CPV est radieux, parce qu'elle utilise des composants standards développés pour les industries PV et CSP, réduisant ainsi les coûts moyens actualisés de l'électricité (LCOE).

Comme perspectives, nous envisageons :

- Pour optimiser le système LCPV V-trough, l'analyse de l'optique géométrique avec un modèle de rayonnement 3D est nécessaire pour voir l'effet de la technologie des miroirs sur l'uniformité de la concentration solaire. La question de la non-uniformité est un facteur important étudié à fond pour déterminer les capacités de production de puissance et d'estimer les taux de dégradation de puissance. Divers logiciels de simulation de la distribution lumineuse (ray-tracing) ont servi à évaluer les systèmes CPV [94], tels que FRED, Apilux, ZEMAX et TracePro. TracePro développé par Lambda Research Corp est également compatible avec d'autres programmes de conception assistée par ordinateur (CAO) tels que SolidWorks.

- Le type d'installation que nous avons proposé dans notre étude est un capteur LCPV V-trough qui permet uniquement l'utilisation du courant continu. Il est donc intéressant pour des travaux futurs, d'envisager une étude d'un système mixte, un sous système produisant une alimentation DC (courant continu) et un sous système produisant une alimentation AC (courant alternatif); dans un tel système, l'onduleur sera mis en marche uniquement lorsqu'une charge AC le nécessitera.
- Le travail expérimental du système LCPV V-trough cité dans ce mémoire est réalisé au site de Béchar, il est souhaitable de l'étendre à plusieurs villes au sud est et au sud ouest et même au nord de l'Algérie et de faire une étude comparative, afin de sélectionner la technologie, les dimensions et les conditions de site qui donnent un fonctionnement optimal et un bon rendement de ce genre de système.
- Pour maximiser l'irradiance directe reçue par le système LCPV V-trough, il fallut ajouter un tracker. Des études d'analyse des paramètres géométriques peuvent être faite comme des travaux futurs pour choisir le type du tracker utilisé et pour optimiser leur nombre des pas (steps) [67, 69], afin d'en augmenter le rendement en puissance du système.
- La dernière perspective est la possibilité d'étudier un système hybride photovoltaïque/thermique à faible concentration (LCPV-T). Cette technologie permet l'augmentation de l'efficacité de la conversion totale de l'énergie solaire et produire simultanément l'énergie thermique et électrique. Des études de limitation des pertes thermiques et optiques au niveau du concentrateur et système de refroidissement peuvent être développées pour améliorer les performances électrique et thermique du système.

ANNEXES

Annexes [32]

Annexe 1 : Tableau des Universités (Activités R&D CPV)

Actors	Country	Kind of Actor	CPV R&D Activities	Webpage
Universidad Politecnica de Madrid (UPM)	Spain	Universities	FP5 - PV-Fibre FP7 - Nacir	http://www.upm.es/
University of Ferrara	Italy	Universities	FP5 - Ideoconte FP7 - Apollon	http://www.unife.it/unife-en
Arizona State University (ASU)	USA	Universities	DOE-SOI-TPP-Amonix DOE - Highperf PV - IB DOE - Next Generation Photovoltaic Devices and Processes	http://www.asu.edu/
University of Delaware	USA	Universities	DARPA - VHESC DOE - Highperf PV - IB	http://www.udel.edu
Australian National University (ANU)	Australia	Universities	Syracuse DARPA -VHESC	http://solar.anu.edu.au/
University of Nevada (UNLV)	USA	Universities	Test Site - Amonix DOE-SOI-TPP-Amonix	http://www.cer.unlv.edu
University of Cyprus	Cyprus	Universities	FP7 - Nacir FP6 - Fullspectrum FP7 - Orion FP7 - Apollon	http://www.ucy.ac.cy/
Philipps University of Marburg	Germany	Universities	FP6 - Fullspectrum	http://www.physik.uni-marburg.de/optik
University of Glasgow (UG)	UK	Universities	FP6 - Fullspectrum	http://www.elec.gla.ac.uk
University of Utrecht	Netherlands	Universities	FP6 - Fullspectrum	http://www.uu.nl
Imperial College of London	UK	Universities	FP6 - Fullspectrum FP6 - Wellbus	http://www.sc.ic.ac.uk/~q_pv/
Toyohashi University	Japan	Universities	Syracuse	http://www.tut.ac.jp/english/
University of Reading	UK	Universities	FP2 - The photovoltaic eye FP4 - Development of optical concentrators for small PV systems FP5 - Conman	http://www.rdg.ac.uk/
Universite Catholique de Louvain (UCL)	Belgium	Universities	FP2 - Monochess	http://www.uclouvain.be/en-index.html
Yale University	USA	Universities	DARPA - VHESC	http://www.yale.edu/
Carnegie Mellon University	USA	Universities	DARPA - VHESC	http://www.cmu.edu
University of California of Merced	USA	Universities	DOE-SOI-TPP-Boeing	http://www.ucmerced.edu/
University of Illinois	USA	Universities	DOE - Highperf PV - IA DOE - Next Generation Photovoltaic Devices and Processes	http://illinois.edu/
California Institute of Technology	USA	Universities	DOE - Highperf PV - IB	http://www.caltech.edu/
Ohio State University	USA	Universities	DOE - Highperf PV - IB	http://www.osu.edu/

Faculty of Electrical Engineering and Information Technology of Bratislava	Slovakia	Universities	FP5 – Clon	
Fachhochschule Gelsenkirchen	Germany	Universities	FP5 – CAC	http://www2.fh-gelsenkirchen.de/FH-Sites/FH-Main/
Universität Konstanz	Germany	Universities	FP5 - Conman	http://www.uni-konstanz.de/
Universidad Politecnica de Cartagena	Spain	Universities	FP5 - Conman	http://www.upct.es/
Universitat de Barcelona	Spain	Universities	FP5 - Conman	http://www.ub.edu/homeub/en/
Universita ta Malta	Malta	Universities	FP6 – Hicon-PV	http://www.um.edu.mt/
University of Rochester	USA	Universities	DARPA - VHESC DOE - Next Generation Photovoltaic Devices and Processes	http://www.rochester.edu/
Georgia Institute of Technology	USA	Universities	DARPA - VHESC	http://www.gatech.edu/
Purdue University	USA	Universities	DARPA - VHESC	http://www.purdue.edu/
University of California Santa Barbara	USA	Universities	DARPA - VHESC	http://www.ucsb.edu/
Massachusetts Institute of Technology	USA	Universities	DARPA - VHESC DOE-SAI-TPP-Energy Innovations	http://web.mit.edu/
Harvard University	USA	Universities	DARPA – VHESC	http://www.harvard.edu/
University of New South Wales - Australian National University	Australia	Universities	DARPA – VHESC	http://www.unsw.edu.au/
Ben Gurion University of the Negev		Universities	FP6 – Hicon-PV	http://web.bgu.ac.il/Eng/Home/
Université d'Aix-Marseille III (Université de Droit d'Économie et des Sciences)	France	Universities	FP2 – Monochoess FP4 - Efficiency and fabricability improvements in silicon concentrating cells	http://www.univ-cezanne.fr/
Universidad del Pais Vasco	Spain	Universities	FP3 – Monochoess2 PF4 - P.v. venetian store - static concentrator module with bifacial cells	http://www.ehu.es/
University of Ulster	UK	Universities	FP5 – Ideoconte	http://www.ulst.ac.uk/
Georgian Technical University	Georgia	Universities	FP4 - Photovoltaic installations with sunlight concentrators	http://www.gtu.ge/english/index.htm
Universidad de Sevilla	Spain	Universities	FP4 - P.v. venetian store - static concentrator module with bifacial cells	http://www.us.es/
Universität Bremen	Germany	Universities	FP5- Inflatoom FP5 – Hamlet	http://www.uni-bremen.de/
Universidad Europea de Madrid	Spain	Universities	FP5- Inflatcom	http://www.uem.es/

Annexe 2 : Tableau des Instituts et Laboratoires de Recherche (Activités R&D CPV)

Actors	Country	Kind of Actor	CPV R&D Activities	Webpage
Instituto de Energia Solar - Universidad Politecnica de Madrid	Spain	Research Institutes - Labs	FP2 – Monochess FP2 - The photovoltaic eye FP3 - Monochess2 FP4 - Ultra compact high flux GaAs cell photovoltaic concentrator FP4 - Photovoltaic installations with sunlight concentrators FP4 - Efficiency and fabricability improvements in silicon concentrating cells FP4 - Development of optical concentrators for small PV systems FP4 - P.v. venetian store - static concentrator module with bifacial cells FP4 - Euclides FP5 - Inflatcom FP5 - Ideoconte FP5 - Hamlet FP5 - C-Rating FP5 - PV-Fibre FP6 - Fullspectrum FP7 - Nacir	http://www.ies.upm.es/
Zenter for Solar Energy and Hydrogen Research Baden-Wuerttemberg (ZSW)	Germany	Research Institutes - Labs	FP3 - Advanced PV systems for Mediterranean climate FP4 - Development of optical concentrators for small PV systems FP4 - PV Plant with single-axis tracking of V-Troughs (Arquimedes) FP5 - Ideoconte	http://www.zsw-bw.de/
Italian National Agency for New Technologies, Energy and the Environment (ENEA)	Italy	National Labs	FP3 - Advanced PV systems for Mediterranean climate FP7 - Apollon	http://www.enea.it/com/ingl/default.htm
Sandia National Lab	USA	Research Institutes - Labs	Certification & Testing DOE-SAI-TPP-Energy Innovations	http://www.sandia.gov/
Ioffe Physico Technical Insitute	Russia	Research Institutes - Labs	FP4 - Ultra compact high flux GaAs cell photovoltaic concentrator FP4 - Photovoltaic installations with sunlight concentrators FP6 - Fullspectrum	http://www.ioffe.rssi.ru/index_en.html
NREL	USA	National Labs	Certification & Testing DARPA VHESC DOE-SAI-TPP-Amonix DOE-SAI-TPP-Boeing DOE-SAI-TPP-Energy Innovations	http://www.nrel.gov/

Centro Ricerche Plast-Optica (CRP)	Italy	Research Institutes - Labs	FP7 - Orion FP7 - Apollon	http://www.crpo.it/eng/home_crp_eng.htm
State Enterprise Scientific Research Technological Institute of Instrument Engineering (SE SRTIIE)	Ukraine	Research Institutes - Labs	FP7 - Apollon	
JRC - Joint Research Center (European Commission)	Europe	National Labs	FP5 - C-Rating FP6 - Fullspectrum FP7 - Apollon	http://ec.europa.eu/dgs/jrc/index.cfm
Energy research Centre of the Netherlands (ECN)	Holland	Research Institutes - Labs	FP7 - Apollon FP6 - Fullspectrum	http://www.ecn.nl/en/
New and Renewable Energy Centre (NaREC)	UK	Research Institutes - Labs	FP7 - Apollon	http://www.narec.co.uk/
Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA)	France	Research Institutes - Labs	FP5 - Hisicon FP6 - Fullspectrum	http://www.cea.fr/
Laboratoire d'électronique, de technologie et d'instrumentation (LETI-CEA)	France	Research Institutes - Labs	FP5 - Hisicon	http://www.leti.cea.fr
Paul Scherrer Institute (PSI)	Switzerland	Research Institutes - Labs	FP6 - Fullspectrum	http://www.psi.ch/index_e.shtml
Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) Instituto de Catálisis y Petroleoquímica	Spain	National Labs	FP6 - Fullspectrum	http://www.csic.es/index.do www.icp.csic.es
Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)	Spain	National Labs / Research Institute	FP5 - CAC FP5 - Sevilla PV FP6 - Hicon-PV FP6 - Solarplots	http://www.ciemat.es/
Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)	Spain	National Labs / Research Institute	FP6 - Solarplots	http://www.cener.com/
Toyota Technological Institute, Nagoya	Japan	Research Institutes - Labs	Syracuse	http://www.toyota-ti.ac.jp/english/index-e.htm
Fraunhofer ISE	Germany	Research Institutes - Labs	FP7 - Nacir	http://www.ise.fhg.de/
Fraunhofer-Institut fuer Angewandte Polymerforschung	Germany	Research Institutes - Labs	FP6 - Fullspectrum FP6 - ULTHEFFCONSYS	www.iap.fhg.de
Fraunhofer Gesellschaft zur Forderung der Angewandten Forschung	Germany	Research Institutes - Labs	FP1 FP2 - The photovoltaic eye FP3 - Monochess2 FP5 - C-Rating FP5 - PV-Fibre FP5 - Conman FP6 - Hicon-PV	www.fraunhofer.de

Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER)	Spain	Research Institutes - Labs	FP4 - Euclides FP5 - C-Rating	http://www.iter.es/
National Centre for Scientific Research "Demokritos"	Greece	Research Institutes - Labs	FP5 - Proteas PS System	http://www.demokritos.gr/index_muk.asp
Center for Creativity and Innovation	Slovakia	Research Institutes - Labs	FP5 - Clon	
Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)	Spain	National Labs / Research Institute	FP5 - Sevilla PV	http://www.idae.es/
Imperial College of London - Physics Department, Blackett Laboratory	UK	Research Institutes - Labs	FP6 - Wellbus	http://www3.imperial.ac.uk/physics
Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (German Aerospace center)	Germany	Research Institutes - Labs	FP6 - HiconPV	http://www.dlr.de/
Consiglio Nazionale della ricerca (CNR)	Italy	National Labs / Research Institute	FP7 - Orion	http://www.cnr.it/sitocnr/Englishversion/Englishversion.html
Modernios E-Technologijos	Lithuania	Research Institutes - Labs	FP7 - Orion	http://www.met.lt/index2.php
Jacob Blaustein Institute for Desert Research		Research Institutes - Labs	Syracuse	http://bidr.bgu.ac.il/bidr
Forschungsverbund Berlin E.V	Germany	Research Institutes - Labs	FP3 - Monochess2 FP4 - Efficiency and fabricability improvements in silicon concentrating cells	http://www.fv-berlin.de/
Scientific Research Institute OPTICA		Research Institutes - Labs	FP4 - Photovoltaic installations with sunlight concentrators	
Institut für Solarenergie Forschung GmbH - Hameln / Emmerthal	Germany	Research Institutes - Labs	FP4 - P.v. venetian store - static concentrator module with bifacial cells	http://www.isfh.de/
Foundation for Technical and Industrial Research at the Norwegian Institute of Technology	Norway	Research Institutes - Labs	FP5 - Hisicon	
TÜVRheinland	USA	Research Institutes - Labs	Certification & Testing	http://www.tuvptl.com/index.htm
Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC)	Spain	Research Institutes - Labs	Certification & Testing FP7 - Nacir	www.isfoc.com
Interuniversitair Mikroelectronica Centrum VZW (IMEC)	Belgium	Research Institutes - Labs	FP1 - ENNONUC 3C FP2 - Monochess FP3 - Monochess2	www.imec.be
Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS)	France	Research Institutes - Labs	FP7 - Apollon	http://www.cnrs.fr/

Annexe 3 : Tableau des fabricants (systèmes HCPV)

Company Name	Position in Value Chain	Country	Technology	Design	Web-page
A C GAVA (GGE Licence)	System Integrator	Spain	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.acgava.net/index.php?lang=en
Amonix	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.amonix.com
Arima Eco	System Integrator	Taiwan	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.arimaeco.com/
CompSolar	System Integrator	Taiwan	High Concentration	Point Focus Fresnel	http://www.compsolar.com/
Concentrating Technologies LLC (CTek)	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Multi-Mirrors	
Concentrix Solar	System Integrator	Germany	High Concentration	Point-Focus Fresnel (FLATCON)	http://www.concentrix-solar.de/
Cool Earth	System Integrator	USA	High Concentration	Imitable Concentrator	http://www.coolearthSolar.com/
Daido Steel	System Integrator	Japan	High Concentration	Point-Focus Dome-Shaped Fresnel	http://www.daido.co.jp/english/index.html http://www.delta.com.tw/product/cp/cpv/cpv_main.asp http://www.deltaww.com/
Delta CPV	System Integrator	Taiwan	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.deltaww.com/
Emcore	System Integrator	Germany	High Concentration	Point Focus Fresnel	http://www.emcore.com/
Energy Innovations	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.energyinnovations.com/
ES System (GGE Licence)	System Integrator	South Korea	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.essystem.kr/
Everphoton	System Integrator	Taiwan	High Concentration	Point Focus Fresnel	http://www.everphoton.com/
Green and Gold	System Integrator	Australia	High Concentration	Point Focus Fresnel	http://www.greenandgoldenergy.com.au/
GreenField Solar	System Integrator	USA	High Concentration	Point Focus Lens	http://greenfieldsolar.com
Greenvolts	System Integrator	USA	High Concentration	Mirrors - Low profile tracking	http://www.greenvolts.com/
Guasor Photon	System Integrator	Spain	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.guasorfon.com/ http://www.isofoton.com/energy-solutions/developments/concentration-systems/
Isofoton	System Integrator	Spain	High Concentration	Advanced TIR-R Lenses	
JX Crystals	System Integrator	USA	High Concentration	TPV - Cassegrain with dichroic optics	http://www.jxcrystals.com/
Mencva Energy (Power Spar)	System Integrator	Canada	High Concentration	Reflective CPV-T	http://www.power-spar.com
Mereq	System Integrator	Germany	High Concentration	HelioStat CPV-T?	http://www.mereq.de
MST	System Integrator		High Concentration	Point Focus Lens	http://www.mst.co.il/

Nathaniel Group	System Integrator	USA	High Concentration		http://www.nathaniel.com/
Opel Inc	System Integrator	Canada	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.opelinc.com/
Pacific Solar Tech (MicroPV inc.)	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.pacificsolartech.com/
Pyron Solar	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel - Low Profile Tracking	http://www.pyronsolar.com/
Renovalia (Concentración Solar la Mancha)	System Integrator	Spain	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.cs.lamancha.com/
Sharp	System Integrator	Japan	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.sharp.co.jp
Sol3G	System Integrator	Spain	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.sol3g.com
Solar Systems	System Integrator	Australia	High Concentration	Parabolic Dish Mirrors	http://www.solarsystems.com.au
SolarTec International AG	System Integrator	Germany	High Concentration	Point-Focus Fresnel (Sol*Con)	http://www.solartecag.de
Solartech inc	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.sst-usa.net/
Solfocus	System Integrator	USA	High Concentration	Cassegrain Mirrors	http://www.solfocus.com
Spirox Corporation	System Integrator	Taiwan	High Concentration	Point Focus Fresnel	http://www.sproxi.com/products_solar_hcpv.html
Sunrgi	System Integrator	USA	High Concentration	Point-Focus Fresnel - Advanced Cooling	http://www.sunrgi.com/

Annexe 4 : Tableau des fabricants (systèmes MCPV)

Company Name	Position in Value Chain	Country	Technology	Design	Web-page
Pythagoras Solar	System Integrator		Mid Concentration		http://www.pythagoras-solar.com/
C-Power	System Integrator	Italy	Mid Concentration	Mirrors	http://www.cpower.it/index.php?lang=an
Entofocus	System Integrator	USA	Mid Concentration	Prismatic Lenses	http://www.entofocus.us/
Entech	System Integrator	USA	Mid Concentration	Line-Focus Fresnel. Also CPV-T	http://www.entechsolar.com/
Sillicon CPV	System Integrator	UK	Mid Concentration	Prismatic Lenses	http://www.silliconcpv.co.uk
Zytech Solar	System Integrator	Spain	Mid Concentration	Prismatic Lenses	http://www.zytech.es

Annexe 5 : Tableau des fabricants (systèmes LCPV)

Company Name	Position in Value Chain	Country	Technology	Design	Web-page
Archimedes	System Integrator	Germany	Low Concentration	Parabolic Trough Mirrors	http://www.archimedes-solar.de/
Day4Energy	System Integrator		Low Concentration		http://www.day4energy.com/
Dobontech	System Integrator	Spain	Low Concentration	Mirrors	http://www.dobontech.com
Honeyung Energy	System Integrator	China	Low Concentration		http://www.happyiswater.com.cn/
Juri Photovoltaic	System Integrator	China	Low Concentration		
JX Crystals	System Integrator	USA	Low Concentration	V-Trough Mirrors	http://www.jxcrytals.com/
NetCrystal	System Integrator	USA	Low Concentration	Stretchable Silicon!	
Opel Inc	System Integrator	Canada	Low Concentration	V-Trough Mirrors	http://www.opelinc.com/
Optony	System Integrator	USA	Low Concentration	Low Concentration	http://optony.com/
Prism Solar	System Integrator	USA	Low Concentration	Holographic Concentration	http://www.prismsolar.com/
Skyline Solar	System Integrator	USA	Low Concentration	Line Focus Parabolic Trough	http://www.skyline-solar.com/
Solaria	System Integrator	USA	Low Concentration	Cell-integrated V-Through mirrors	http://www.solaria.com/
SolBeam	System Integrator	USA	Low Concentration		
Soliant Energy (Practical Instruments)	System Integrator	USA	Low Concentration	Panel Integrated Tracking	http://www.soliantenergy.com/
Solucar (Abengoa)	System Integrator	Spain	Low Concentration	V-Trough Mirrors	http://www.abengoasolar.com
Square Engineering	System Integrator	India	High Concentration	Point-Focus Fresnel	http://www.squareengg.com
Stellaris	System Integrator	USA	Low Concentration	Cell-integrated Lenses	http://www.stellaris-corp.com/
SunPhocus	System Integrator	USA	Low Concentration	Holographic Concentration	http://www.sunphocus.com/
Sunpower	System Integrator	USA	Low Concentration	V-Through Mirrors	http://us.sunpowercorp.com/
SV Solar	System Integrator	USA	Low Concentration	Panel integrated Mirrors	http://www.sv-solar.com
Taihan Techiren	System Integrator	Taiwan	Low Concentration		
Whitfield Solar	System Integrator	UK	Low Concentration	Line-Focus	http://www.whitfieldsolar.com/
WS Energia	System Integrator	Portugal	Low Concentration		http://www.ws-energia.com/
Xtreme Energies	System Integrator	USA	Low Concentration		http://www.xesolar.com/
Zytech Solar	System Integrator	Spain	Low Concentration	V-Trough Mirrors	http://www.zytech.es

Annexe 6 : Tableau des fabricants (systèmes CHP : Combined Heat and Power ou CPV-T)

Company Name	Position in Value Chain	Country	Technology	Design	Web-page
BrightPhaseEnergy	System Integrator	USA	CHP		http://www.brightphaseenergy.com
Shap	System Integrator	Italy	CHP	Parabolic Dish	http://www.shap.it/
Absolicon	System Integrator	Sweden	CHP	Parabolic Trough Reflector	http://www.absolicon.com/
Heliodynamics	System Integrator	USA	CHP	Linear-Fresnel Mirrors	http://www.heliodynamics.com/
Sunseeker	System Integrator	Australia	CHP	Linear-Parabolic Trough	http://www.sunseekerenergy.com
Ahura Energy	System Integrator	USA	CHP	CPV T	http://greenlight.greentechmedia.com/2008/12/04/100-solar-start-ups-part-2-cpv-780/
Distributed Solar Power	System Integrator		CHP	Parabolic Mirror- CPV-T	http://www.disp.co.il/Profile.html
Entech	System Integrator	USA	Mid Concentration	Line-Focus Fresnel, Also CPV-T	http://www.entechsolar.com/
Zenith Solar	System Integrator		High Concentration	Compound Parabolic CPV-T	http://www.zenithsolar.com/

Annexe 7 : Tableau des différents produits CPV

Name	Product Name	Technology	Shape	Optics	Cell	Tracking	Cooling	Concentration	System Efficiency	System Power Output
Absolicon	Absolicon X10	CHP	Line-Focus	Parabolic Trough	Silicon	1 Axis	Active - Water	10		
Ahura Energy		CHP								
Amonix	Mega Module	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	Back Contact Si -> III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	500		35-55 kWp (AC)
Archimedes	ARCHIMEDES	Low Concentration	Line-Focus	V-Trough Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	Passive	2-10		
Arima Eco	Solar Kid / Solar Twins / Solar Max	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	476	17,22% (AC-System)	0,4 - 0,8 - 3 kWp
BrightPhase Energy	Photensity System	CHP	Line-Focus			1 Axis	Active - Water			
CompSolar		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V	2 Axis	Passive		20,5-26,5% DC Module	2 - 5 kWp
Concentrating Technologies LLC (Cteck)	Micro Dish	High Concentration	Point-Focus	Multi-Mirror	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	500		1 kWp
Concentrix Solar	FLATCON	High Concentration	Point-Focus	Glass Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	500	27,2% DC-Module 23% AC-Power Plant	5,75 -13,7 kWp
Cool Earth	SA-10	High Concentration	Point-Focus	Inflatable Plastic Mirror	III-V Mj	2 Axis	Active - Water	220	17% DC Module 11% (System)	10kWp
Covalent Solar		Low Concentration		Luminescent Dye		Static				
C-Power	ROUNDINE R2495	Mid Concentration	Point-Focus	"Roundine" Mirrors	Silicon	2 Axis	Passive	25 (Gen1) 20 (Gen2)	12,3 % (DC-Module) 12,9% (DC-Module)	4 - 4,8 kWp
Daido Steel		High Concentration	Point-Focus	Dome Shaped Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	550	28% DC-Module 20% AC-System	1-10 kWp
Day4Energy	LCPV	Low Concentration		Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling			
Delta CPV		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	476	23% DC-Module?	2 - 5 kW 1,5-7,5 kWp
Di.s.p		CHP (HCPV-T)	Point-Focus	Mirrors						
Dobontech		Low Concentration		Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling	2		

Emcore	CPV Gen 2	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Active?	500	24% DC-Module	25 kWp
Energy Innovations	Sunflower	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Carusel	Passive	1200		2,5 kWp
Enfocus	Diamond?	High/Mid Concentration	Point-Focus	Lenses		2 Axis (Flat Pivot)	Passive?	100-300		
Entech	Solar Row	Mid Concentration	Line-Focus	Fresnel Lens	Silicon	1 Axis	Active - Water	20		0,52 kWp
ES System	Sun Raider	Low Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V	2 Axis - Monopole	Passive?	1100		0,318 - 1,2 kWp
Everphoton		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	500-1000	25% (DC-Module)	2 - 5,6 kWp
Green and Gold	Sun Cube	Low Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens		2 Axis		1100		0,3 kWp
GreenField Solar	StarGen	High Concentration	Point-Focus	Compound Reflector	Silicon	2 Axis		900		
Greenvolts	Carusel	High Concentration	Point-Focus	Mirrors	III-V Mj	2 Axis - Carusel	Active?	625		3 kWp
Guascor Photon	SIFAC	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	Back Contact Si	2 Axis - Pedestal	Passive	500		25 kWp
INER		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	476	26,1% DC Module	
Isofoton		High Concentration	Point-Focus	TIR-R Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	1000		12 kWp
JX Crystals		High Concentration	Cassegrain	Cassegrain Mirrors and Dichroic Lenses	TPV	2 Axis	Active		32% DC-Module (Combined)	
JX Crystals	3 Sun Panel	Low Concentration	V Through	Mirrors	Silicon	1 Axis - Carusel / Tripod	Passive	3	15% DC-Module 14% DC-System	1 - 25 kWp
Menova Energy (Power Spar)	PS-140 /PS 35	CHP (HCPV-T)	Dense Array	Parabolic Concentrating Mirrors	III-V Mj	2 Axis - Low Profile	Active - Fluid	1000		7 - 28 kWp (AC) 42 kWth (Thermal)
Mereg	SOLAMI	CHP	Point-Focus	Helostats / Compound reflective	??	2 Axis	??	??	48% (CPV+Heat) expected	
Morgan Solar	Sun Simba HCPV	Low Concentration	Point-Focus	Light-guide optics (LSO)	Silicon/Mj	Static or Tracking	No Cooling?	up to 1400		
MST		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis	Passive	500		50 kWp
Opel Inc	Mk-I HCPV	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive			7,56 kWp

Soliant Energy (Practical Instruments)	SE-500X	High Concentration	Point-Focus	Point Focus Fresnel	III-V Mj	Panel - 2 Axis - Integrated	Passive?	500	21% DC-Module	0,369 kWp
Soliant Energy (Practical Instruments)		Low Concentration	Line-Focus	Fresnel Lens	Silicon	Panel - 1 Axis - Integrated	No Cooling			
Solucar (Abengoa)		Low Concentration	V Through	Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling	2		1,5 kWp
Spirox Corporation		High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	476		1-5 kWp
Stellaris	Clear Power	Low Concentration	Line-Focus	Cell-Integrated Mirrors	Silicon	Static, 1 or 2 Axis	No Cooling	3		
Sunpower		Low Concentration	V Through	Mirrors	Back contact Si	1 or 2 Axis	No Cooling			
Sunrgi	XCPV / AccuTrak / COOLMOVE	High Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis	Active	1600		
Sunseeker		CHP	Line-Focus	Parabolic Trough	III-V Mj	1 Axis - Horizontal	Active - Water	19		0,168 kWp
SV Solar	xSun	Low Concentration	Line-Focus	Module integrated Mirrors	Silicon	Static, 1 or 2 Axis	No Cooling?	2		0,2 kWp (Module)
Taihan Techren	MS900	Low Concentration	V Through?	Fresnel Lens	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling	9	14-18% (AC Module) 11-12 % (DC System)	5 kWp
Whitfield Solar	Sun Light	Mid Concentration	Line-Focus	Lenses	Silicon	2 Axis	Passive	40	15% (DC-Module) 13% (DC- System)	0,3-1 kWp
WS Energia		Low Concentration			Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling			1,6 kWp
Xtreme Energies		Low Concentration	Point-Focus	Lense - Integrated Tracking		No mechanical tracking				
Zenith Solar		CHP (HCPV-T)	Dense Array Point-Focus	Compound Reflector	III-V-Mj	2 Axis	Active - Water	1000	>75% (CPV+Heat)	
Zsun Technologies		High/Mid Concentration	Point-Focus	Fresnel Lens		2 Axis				0,8 - 2 kWp
Zytech Solar	Zytech 120X MCPV	Mid Concentration	Point-Focus	Prismatic Lens	Silicon?	2 Axis (1 Axis?)	Passive	100		0,115-0,15 kWp (Module)
Zytech Solar	Zytech 4X LCPV	Low Concentration	V Through	Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	Passive	4		0,115-0,150 kWp (Module)

Opel Inc	Low Concentration	V Through	Mirrors	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling	
OpTony	Low Concentration			Thin Film			
Pacific Solar Tech (MicroPV inc.)	MicroPV	Point-Focus	Dome Fresnel Lens	Silicon	Static	Passive	0,036-0,145 kWp (Module)
Prism Solar	DA40-160 HPC	Holographic	Holographic	Silicon	Passive (Static)	No Cooling	0,1 - 30 kWp
Pyron Solar	Solar Triad	Point-Focus	Fresnel Lens	2 Axis - Carusel	Passive - Water	2,4-3,4	14,1% (DC-Module)
Renovallia (Concentración Solar la Mancha)	MT 500	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Active?	20-22% DC-Module
Sharp	Sharp CPV	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis	Passive?	3x30 kWp
Silicon CPV	Si-Con™ 120X MCPV	Point-Focus	Prismatic Lens	Silicon	1 or 2 Axis	Passive	0,09 kWp (Module)
Silicon CPV	Si-Con™ 4X LCPV	Point-Focus	Prismatic Lens	Silicon	1 or 2 Axis	No Cooling	2,9 kWp
Skyline Solar	High Gain Solar	Line-Focus	Parabolic Trough	Silicon	1 Axis	Passive	
Sol3G	M40	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	23% DC-Module
Solar Systems	CS500	Dense Array Point-Focus	Parabolic Dish	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Active - Water	23% AC-System
Solaria		V-Through	Cell Integrated Mirrors	Silicon	Static, 1 or 2 Axis	No Cooling	29,2% DC-Module
SolarTec International	Sol*Con	Point-Focus	Fresnel Lens	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	23,7% DC-System
Solartech inc (Alpha Solarco)		Point-Focus	Fresnel Lens	Silicon	2 Axis - Pedestal	Active?	19,3 AC-System
SolBeam		Low Concentration					0,190-0,210 kWp (Module)
SolFocus	SF-1100S	Cassegrain Mirrors	Cassegrain Mirrors	III-V Mj	2 Axis - Pedestal	Passive	25% DC-Module
							2,5 - 8,5 kWp

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] Andy Reisinger *et al.*, “*Changement climatique 2007. Rapport de synthèse*”, GIEC, Genève, Suisse, 2008.
- [2] Julien Nou, “*Gestion optimale de l'énergie thermique dans un procédé hybride : solaire/géothermie pour le chauffage de bâtiments*”, Université de Perpignan Via Domitia, thèse de doctorat, 2011.
- [3] Organisation des Nations Unies, “*Convention-cadre des nations unie sur les changements climatiques*”, New York, USA, 1992.
- [4] CDC Climat Recherche, “*Chiffres clés du climat. France et Monde*”, Paris, France, 2011.
- [5] Loreta Stankeviciute, “*L'impact de la contrainte carbone sur le secteur électrique européen*”, Université de Grenoble, thèse de doctorat, 2010.
- [6] Agence Internationale de l'Énergie, “*World Energy Outlook 2012. Résumé*”, OCDE/AIE, Paris, France, 2012.
- [7] Harald Andruleit *et al.*, “*Energy Study 2012. Reserves, Resources and Availability of Energy Resources*”, BGR/DERA, Germany, 2008.
- [8] K. Aleklett, C.J.Campbell, “*The peak and decline of world oil and gas production*”, Uppsala University, Sweden, 2003.
- [9] International Energy Agency, “*Key World Energy Statistics 2013*”, OECD/IEA, Paris, France, 2013.
- [10] Agence Internationale de l'Énergie, “*MANUEL sur les statistiques de l'énergie*”, OCDE/AIE, Paris, France, 2005.
- [11] International Energy Agency, “*Technology Roadmap. Solar photovoltaic energy*”, OECD/IEA, Paris, France, 2010.
- [12] International Energy Agency, “*Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios & Strategies to 2050*”, OECD/IEA, Paris, France, 2008.
- [13] Hartmut Graßl *et al.*, “*World in Transition. Towards Sustainable Energy Systems*”, WBGU, Germany, 2008, ISBN: 1-84407-882-9.
- [14] Centre Régional pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, “*Etude documentaire-Algérie (Projet)*”, (MVV decon, Wuppertal Institut)/RCREEE, Germany, 2010.
- [15] Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie, “*La Lettre N° 08*”, APRUE, Algérie, Mai 2005.
- [16] Ministère de l'Énergie et des Mines, “*Guide des Energies Renouvelables*”, MEM, Algérie, 2007.
- [17] Ministère de l'Énergie et des Mines, “*Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*”, MEM, Algérie, Mars 2011.
- [18] Joël Guidez, Claire Vaille, “*Le projet Desertec (ou le solaire par concentration)*”, CEA/Ambassade de France en Allemagne, Info Berlin N°3 – Février 2010.
- [19] Disponible sur : <http://www.DESERTEC.org>

- [20] Disponible sur : <http://portail.cder.dz/spip.php?article2352>
- [21] Quentin Bricaud, “*Nouveaux polymères π -conjugués pour la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire*”, Université d'Angers, thèse de doctorat, 2008.
- [22] Stéphane Petibon, “*Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*”, Université de Toulouse, thèse de doctorat, 2009.
- [23] Jérôme Damon-Lacoste, “*Vers une ingénierie de bandes des cellules solaires à hétérojonctions a-Si:H/c-Si. Rôle prépondérant de l'hydrogène*”, Ecole Polytechnique, France, thèse de doctorat, 2007.
- [24] ABB SACE, “*Document d'application technique n°10. Installations photovoltaïques*”, ABB-Italie, 2008.
- [25] Association Européenne de l'Industrie Photovoltaïque, “*Énergie photovoltaïque. L'électricité du Soleil*”, EPIA, Brussels, Belgique, 2008.
- [26] M. Serge Poignant, “*Rapport d'information sur l'énergie photovoltaïque*”, Assemblée Nationale, Commission des Affaires Economiques, France, 2009.
- [27] Bernard Fontaine, “*La production photovoltaïque d'électricité : quelles perspectives pour le Pays Provence Verte?*”, CNRS, Paris, France, 2009.
- [28] Disponible sur : <http://www.nrel.gov>
- [29] M. A. Green *et al.*, “*Solar cell efficiency tables (version 41)*”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2013; 21: 1-11.
- [30] G. Sala *et al.*, “*Classification of PV concentrators*”, C-Rating Project, Book1, Contract: NNE-1999-00588.
- [31] Antonio Luque, Viacheslav Andreev, “*Concentrator Photovoltaics*”, Springer Verlag Berlin Heidelberg, New York, 2007, ISBN 978-3-540-68796-2.
- [32] Xavier Salazar Forn, “*Industrial and Technological Transitions. The Case of Concentrator Photovoltaic Technologies*”, Universitat Politècnica de Catalunya, Master Thesis, 2009.
- [33] Lewis Fraas, Larry Partain, “*Solar cells and their applications*”, Springer Verlag Berlin Heidelberg, New York, 2007, ISBN 978-3-540-68796-2.
- [34] Franz Trieb *et al.*, “*Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe. Potential, Infrastructure and Cost*”, German Aerospace Center (DLR), Stuttgart, Germany, 2009.
- [35] ABB Solar Center of Competence, “*Solar Concentration Technologies. CPV Solar systems*”, IRES Workshop, December 16th 2011.
- [36] Daniel Kammen, “*An Assessment of the Environmental Impacts of Concentrator Photovoltaics and Modeling of Concentrator Photovoltaic Deployment Using the SWITCH Model*”, University of California at Berkeley, 2011.
- [37] Gaëtan Masson *et al.*, “*Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017*”, EPIA, Brussels, Belgique, 2013.
- [38] André-Jacques Auberton-Hervé, Olivier Brice, “*Résultats Annuels 2010-2011*”, Soitec, 2011.

- [39] Bernard Equer, “*Energie solaire photovoltaïque. Volume 1 : Physique et technologie de la Conversion photovoltaïque*”, UNESCO/Ecole Polytechnique, Palaiseau, 1991.
- [40] Disponible sur : <http://www.pveducation.org/pvcdrom/design/surface-texturing>
- [41] J. Zhao *et al.*, “*High efficiency prismatic cover silicon concentrator solar cells*”, University of New South Wales Kensington, Australia, IEEE 1988.
- [42] Nichiporuk Oleksiy, “*Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités*”, Institut national des sciences appliquées de Lyon, thèse de doctorat, 2005.
- [43] Vanessa Gorge, “*Caractérisations de matériaux et tests de composants des cellules solaires à base des nitrures des éléments III-V*”, Université Paris-Sud, thèse de doctorat, 2012.
- [44] Wolfgang Palz (Traduit de l'anglais par Dominique CAMPANA), “*L'électricité solaire. Les énergies nouvelles*”, UNESCO, Paris, 1981, ISBN 92-3-201427-0.
- [45] Li Zhu *et al.*, “*Water immersion cooling of PV cells in a high concentration system*”, Solar Energy Materials & Solar Cells 95 (2011) 538-545.
- [46] Antonio Luque, Steven Hegedus, “*Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*”, John Wiley & Sons Ltd, England, 2003, ISBN 0-471-49196-9.
- [47] David Pelka, “*Solid-state lighting requires specialized optical design for optimal performance*”, SPIE Newsroom, 31 August 2005.
- [48] Soteris Kalogirou, “*Solar energy engineering : processes and systems*”, Elsevier Inc., USA, 2009, ISBN 978-0-12-374501-9.
- [49] Andrea Antonini, “*Photovoltaic Concentrators - Fundamentals, Applications, Market & Prospective, Solar Collectors and Panels, Theory and Applications, Dr. Reccab Manyala (Ed.)*”, InTech, 2010, ISBN: 978-953-307-142-8.
- [50] Alain Ricaud, “*Modules et systèmes photovoltaïques*”, Master : Energies Renouvelables, Université de Cergy-Pontoise, 2011.
- [51] Tomás Oliveira Fartaria, “*Tolerance study and optical optimization of a concentrated photovoltaic module*”, Master Thesis, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, 2011.
- [52] I.S. Hermenean *et al.*, “*On the Geometric Modelling of a Concentrating PV-Mirror System*”, Bulletin of the Transilvania, University of Braşov, Vol. 2 (51)-2009, Series I.
- [53] E. Anderson *et al.*, “*A Broad Overview of Energy Efficiency and Renewable Energy Opportunities for Department of Defense Installations*”, Technical Report, NREL, August 2011.
- [54] Rubén Mohedano *et al.*, “*Compared performance of fresnel-based concentrators at array level*”, 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain.
- [55] Pablo Benítez *et al.*, “*High performance Fresnel-based photovoltaic concentrator*”, Optical Society of America, 2010 / Vol. 18, No. S1 / Optics Express A25.
- [56] Juan C. Miñano *et al.*, “*Free-form optics for Fresnel-lens-based photovoltaic concentrators*”, Optical Society of America, 2013, Vol. 21, No. S3 / Optics Express A494.

- [57] Lu Zhao, “*High Efficiency Mechanically Stacked Multi-junction Solar Cells for Concentrator Photovoltaics*”, PhD thesis, Katholieke Universiteit Leuven, Belgique, 2011, ISBN 978-94-6018-327-0.
- [58] R. Kern *et al.*, “*Control Test at Dark Conditions on the Production Line*”, C-Rating Project, Book5, Contract : NNE-1999-00588.
- [59] Ahmed Habib Khedim, “*L'énergie solaire et son utilisation sous sa forme thermique et photovoltaïque*”, Centre de Publication Universitaire, Tunis, 2003, ISBN : 9973-37-124-0.
- [60] B.A. Butler *et al.*, “*Characterization of a low concentrator photovoltaics module*”, *Physica B* 407 (2012) 1501-1504.
- [61] M. B. Prince, “*Silicon Solar Energy Converters*”, *Journal of Applied Physics* 26, 534 (1955).
- [62] Martin Wolf, Hans Rauschenbach, “*Series Resistance Effects on Solar Cell Measurements*”, *Advanced Energy Conversion*, Vol. 3, pp. 455-479, Pergamon Press, 1963.
- [63] S. Singer *et al.*, “*Characterization of PV Array Output using a Small Number of Measured Parameters*”, *Solar Energy*, Vol. 32, No. 5, pp. 603-607, 1984.
- [64] Stéphan Astier, “*Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule*”, Éditions Techniques de l'Ingénieur, Doc. D 3 935, disponible sur : www.techniques-ingenieur.fr
- [65] R. N. Hall, “*Silicon Photovoltaic Cells*”, *Solid-State Electronics*, Vol. 24, pp. 595-616, 1981.
- [66] D. J. Mbewe *et al.*, “*A Model of Silicon Solar Cells for Concentrator Photovoltaic and Photovoltaic/Thermal System Design*”, *Solar Energy*, Vol. 35, No. 3, pp. 247-258, 1985.
- [67] I. S. Hermenean *et al.*, “*Modelling and Optimization of a Concentrating PV-Mirror System*”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, Granada (Spain), 23rd to 25th March, 2010.
- [68] Huan-Liang Tsai *et al.*, “*Development of Generalized Photovoltaic Model Using Matlab/Simulink*”, *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science (WCECS 2008)*, October 22-24, 2008, San Francisco, USA.
- [69] I. S. Hermenean *et al.*, “*Modelling and Optimization of a CPV System with Equatorial Tracking*”, *Bulletin of the Transilvania University of Braşov*, Vol. 3, (52)-2010, Series I : Engineering Sciences.
- [70] Jimmy Royer *et al.*, “*Le Pompage Photovoltaïque. Manuel de Cours à l'intention des Ingénieurs et des Techniciens*”, IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA, ISBN 2-89481-006-7.
- [71] Lj.T. Kostić *et al.*, “*Optimal design of orientation of PV/T collector with reflectors*”, *Applied Energy* 87 (2010) 3023-3029.
- [72] Ljiljana T. Kostić, Zoran T. Pavlović, “*Optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector*”, *Energy and Buildings* 45 (2012) 161-168.

- [73] Sidi Mohammed El Amine BEKKOUCHE, “*Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires*”, Université Abou-Bakr Belkaïd, Tlemcen, thèse de doctorat, 2009.
- [74] Pankaj Yadav *et al.*, “*Effect of temperature and concentration on commercial silicon module based low-concentration photovoltaic system*”, Journal Renewable Sustainable Energy 5, 013113 (2013).
- [75] Pankaj Yadav *et al.*, “*Estimation of steady state and dynamic parameters of low concentration photovoltaic system*”, Solar Energy Materials & Solar Cells 112 (2013) 65-72.
- [76] Maouedj Rachid, “*Application de l’Energie Photovoltaïque au Pompage Hydraulique sur les Sites de Tlemcen et de Bouzareah*”, Université Abou-Bakr Belkaïd, Tlemcen, mémoire de Magister, 2005.
- [77] G. N. Tiwari, Swapnil Dubey, “*Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*”, Royal Society of Chemistry Energy Series No. 2, Cambridge, UK, 2010, ISBN: 978 1 84973 020 4.
- [78] Disponible sur : http://fr.wikipedia.org/wiki/Lois_de_Snell-Descartes
- [79] Khachab Hamid, “*Modélisation d’une Cellule Photovoltaïque Sous Concentration*”, Centre Universitaire de Béchar, mémoire de Magister, 2002.
- [80] Belhadj Mohammed, “*Modélisation d’un Système de Captage Photovoltaïque Autonome*”, Centre Universitaire de Béchar, mémoire de Magister, 2008.
- [81] Zouache Foudil, “*Etude de la Concentration Solaire sur les Performances des Systèmes Photovoltaïque*”, Université de Mentouri Constantine, mémoire de Magister, 2009.
- [82] Bogdan S. Borowy, Ziyad M. Salameh, “*Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 2, June 1996.
- [83] L. Lu, H.X. Yang, “*Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong*”, Applied Energy 87 (2010) 3625-3631.
- [84] K. Agroui *et al.*, “*Caractérisations Electriques et Thermiques d’un Module PV au Silicium Multicristallin en Milieu Contrôlé et sur Site Saharien*”, Rev. Energ. Ren.: ICPWE (2003) 19-25.
- [85] Helali Kamelia, “*Modélisation d’une cellule photovoltaïque : Etude comparative*”, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, mémoire de Magister, 2012.
- [86] S. Khelifi *et al.*, “*Effects of temperature and series resistance on GaAs concentrator solar cell*”, European Physical Journal. Applied Physics 41, 115-119 (2008).
- [87] Disponible sur : <http://fr.wikipedia.org/wiki/Albédo>
- [88] Naima Fezzioui, Belkacem Draoui, “*Etude de la Convection Naturelle dans un Toit de Forme Coupole, Application pour Région Chaude pour des Condition d’Eté*”, 12èmes Journées Internationales de Thermique, Tanger, Maroc du 15 au 17 Novembre 2005.
- [89] Dahbi Maamar, “*Étude et Optimisation d’une Installation Hybride Photovoltaïque-Eolienne Autonome*”, Centre Universitaire de Béchar, mémoire de Magister, 2007.

- [90] M. Rebhi, “*Modélisation et Réalisation d'un Système de Poursuite Solaire Automatique dans le Site de Béchar*”, Centre Universitaire de Béchar, mémoire de Magister, 2007.
- [91] Touati Yassine, “*Concentrateur pour un Panneau Photovoltaïque Automatisation les Mesures Electriques et Physiques*”, Universitaire de Béchar, mémoire de Fin d’Etude (Master), 2013.
- [92] Boukli-Hacene Omar, “*Conception et Réalisation d’un Générateur Photovoltaïque Menu d’un Convertisseur MPPT pour une Meilleure Gestion Energétique*”, Université Abou-Bakr Belkaïd, Tlemcen, mémoire de Magister, 2011.
- [93] A. Zahedi, “*Review of modelling details in relation to low-concentration solar concentrating photovoltaic*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 1609–1614.
- [94] Wei-Chun Lin, “*Non-Tracked Mirror-Augmented Photovoltaic Design and Performance*”, Master Thesis, Case Western Reserve University, 2012.
- [95] Disponible sur : www.Soitec.com
- [96] Disponible sur : www.skyline-solar.com
- [97] Disponible sur : www.abengoasolar.com
- [98] Disponible sur : www.zytech.es
- [99] Disponible sur : www.solaria.com
- [100] Disponible sur : www.skyline-solar.com
- [101] Disponible sur : www.entechsolar.com
- [102] Disponible sur : www.solarsystems.com.au
- [103] Disponible sur : www.amonix.com
- [104] Logiciel Matlab/Simulink, version R2010b, édité par l'entreprise américaine The MathWorks.

Malki Ahmed

Email : a.malki72@gmail.com

mmail72@yahoo.fr